

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

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

Научно-технический
сборник

«Вести газовой науки»

№ 3 (45) / 2020

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. Баишкин, 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
А.Н. Шахвердиев, д.т.н., профессор, Азербайджанский технический университет

Научные редакторы

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

Рецензент

В.П. Безкоровайный, 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, 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@vnii-gaz.gazprom.ru

www.vesti-gas.ru

Подписано в печать 24.02.2021 г. Тираж 500 экз.

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

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка,

Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2020

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 резкое снижение в текущем году экономической активности из-за пандемии коронавируса и сопутствующего финансово-экономического кризиса, уже наблюдается повышение цены на углеводороды, а по прогнозам серьезных исследовательских центров предвидится интенсивный рост потребления энергоресурсов, в первую очередь в Китае и других странах Юго-Восточной Азии, что приведет к значительному увеличению спроса на энергоносители. Следовательно, нефть и газ России еще долго будут востребованы. Но отечественные месторождения на суше эксплуатируются в основном в стадии падающей добычи, а открываемые новые по запасам в среднем почти на порядок уступают шельфовым месторождениям, к тому же чаще всего находятся в сложных природно-климатических зонах, в необжитых местностях с отсутствующей инфраструктурой. Поэтому шельф придется осваивать более интенсивно.

В соответствии с Указом Президента РФ от 26.10.2020 № 645 «О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года» выполнение основных задач в сфере экономического развития Арктической зоны будет обеспечиваться, в частности, путем разработки новых нефтегазовых провинций и развития наукоемких и технологичных производств сжиженного природного газа и газохимической продукции. Вовлечение в разработку месторождений континентального шельфа – причем большей частью расположенных в морях Северного Ледовитого океана – среди стратегических приоритетов и ПАО «Газпром».

Комплексная наукоемкая проблема освоения морских углеводородных ресурсов включает в себя две главные составляющие: 1) проектирование разработки – сложную производственно-технологическую задачу, в которой задействованы как геологические объекты, объекты подземного и наземного / морского обустройства, так и человеческий фактор, и 2) проектирование обустройства месторождений, подразумевающее замкнутый цикл работ по конструированию, изготовлению, строительству и вводу в эксплуатацию объектов многочисленной номенклатуры в целях создания единого технологического комплекса сооружений для добычи жидких и газообразных углеводородов.

Выполнение основных задач в сфере развития науки и технологий в интересах освоения Арктики обеспечивается путем выделения приоритетных направлений научно-технологического развития региона и наращивания деятельности по проведению фундаментальных и прикладных научных исследований. Поэтому настоящий выпуск сборника осуществлен с целью поиска технологий, разработка и внедрение которых будут иметь критически важное значение для ведения хозяйственной деятельности в арктических условиях.



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 **Толстик А.В., Астафьев Д.А., Кабалин М.Ю., Наумова Л.А., Шаров С.А.**
Новые направления поисково-разведочных работ на северо-восточном шельфе о. Сахалин
- 16 **Зиновкин С.В., Гереш Г.М., Штейн Я.И., Шевелев М.Б.**
Вопросы геологических неопределенностей при проектировании разработки Южно-Лунского месторождения
- 24 **Иксанов К.Н., Гереш Г.М., Жиров А.В., Мансуров М.Н.**
Анализ чувствительности гидродинамической модели к фильтрационно-емкостным свойствам и граничным условиям для морских месторождений
- 32 **Гереш Г.М.**
Роль доразведки в процессе эксплуатационного разбуривания месторождений шельфа о. Сахалин
- 40 **Самсоненко Н.В.**
Анализ и предложения по повышению качества цементирования скважин на Штокмановском газоконденсатном месторождении на примере разведочной скважины № 7
- 47 **Нифантов В.И., Пищухин В.М., Мельников С.А., Мельникова Е.В., Сингуров А.А., Парфёнов А.М., Каминская Ю.В.**
Изменение давления газожидкостной смеси в скважине
- 53 **Зак В.Б., Греков С.В., Грешняков М.И.**
Технология безрайзерного доступа в скважины с подводным расположением устья для проведения внутрискважинных работ
- 62 **Вольгемут Э.А., Греков С.В., Зак В.Б.**
Метод управления работой телеметрических систем контроля забойных параметров процесса бурения морских скважин
- 72 **Сумской С.И., Зайнетдинов С.Х., Софьин А.С., Лисанов М.В., Агапов А.А.**
Оценка параметров ударных волн при разрушении морских и сухопутных участков магистральных газопроводов
- 81 **Вагапов Р.К., Запезалов Д.Н., Ибатуллин К.А.**
О закономерностях протекания внутренней коррозии и противокоррозионной защите морских объектов в условиях присутствия повышенных количеств диоксида углерода
- 93 **Староконь И.В., Ермаков А.И.**
Метод определения предела усталости элементов морских стационарных платформ ферменной конструкции с накопленными повреждениями
- 99 **Осипенко Н.М.**
Модели инициирования разрушения ледяного покрова при сжатии
- 108 **Мокиевский В.О., Максимова О.В., Симакова У.В., Басин А.Б., Галкин С.В., Чава А.И.**
Обрастание искусственных сооружений в Арктике (Байдарацкая губа, Карское море)
- 117 **Сокотущенко В.Н., Григорьев Б.А.**
Задача неизотермической фильтрации углеводородной смеси в призабойной зоне пласта с учетом многокомпонентной диффузии
- 129 **Марченко А.В., Карулин Е.Б., Чистяков П.В.**
Экспериментальное определение упругих характеристик морского ледяного покрова
- 141 **Марченко А.В., Карулин Е.Б., Чистяков П.В.**
Экспериментальное определение неупругих характеристик морского ледяного покрова
- 151 **Марченко Н.А.**
Характеристики баренцевоморского льда в районе западной кромки, определенные в ходе экспедиционных наблюдений
- 163 **Григорьев Б.А., Болдырев Д.В.**
Прогнозирование плотности сложных углеводородных систем на основе уравнения состояния PC-SAFT
- 172 **Сведения об авторах**
- 176 **Information about the authors**

УДК 553.981:553.068.22:550.8(571.64)

Новые направления поисково-разведочных работ на северо-восточном шельфе о. Сахалин

А.В. Толстик¹, Д.А. Астафьев^{1*}, М.Ю. Кабалин¹, Л.А. Наумова¹, С.А. Шаров¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

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

Тезисы. После завершения разведки и ввода в разработку уникальных и крупных месторождений углеводородов на северо-восточном шельфе о. Сахалин, среди которых Лунское, Южно-Кириновское, Кириновское, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское, Чайво и др., актуальной стала задача обоснования дальнейших направлений геологоразведочных работ (ГРР) с целью восполнения ресурсной базы газо- и нефтедобычи в Сахалинской области. В этой связи с учетом наличия наземной и морской инфраструктуры, близости расположения к осваиваемым месторождениям, а главное, наличия известных предпосылок газонефтеносности в качестве первоочередного района продолжения ГРР обоснован участок акватории Охотского моря, расположенный южнее хорошо изученного и наиболее богатого запасами газа и газового конденсата Кириновского блока проекта «Сахалин-3». Здесь в пределах границ лицензионного проекта «Сахалин-6» выделен лицензионный участок Центрально-Пограничный, в котором обоснованы две новые перспективные зоны нефтегазонакопления: 1) в полосе внутреннего шельфа между береговой линией и изобатой минус 100 м, включая две перспективные структуры – Керосинную и Восточно-Окружную; 2) во внешней части шельфа, включая выявленные крупные антиклинальные структуры – Центрально-Пограничную, Озерную, Слоновую, а также Хузинскую и Хойскую, сформированные над доинверсионными блоками верхнемелового фундамента.

По аналогии с ближайшим Окружным месторождением нефти, а также по данным сейсморазведки и бурения основные углеводородные ресурсы этих зон связываются с трещинными и порово-трещинными коллекторами в кремнистых горизонтах пиленгской и борской свит (олигоцен – нижний миоцен). Суммарные оцененные ресурсы (кат. $D_0 + D_n$) по прогнозируемым залежам в пределах рассмотренных структур составляют более 750, 0 млрд m^3 пластового газа и 127,0 млн т нефти (геол.).

Разработанной программой ГРР предусмотрено выполнение сейсморазведочных работ МОГТ-3D, а также бурение поисково-оценочных скважин, общий метраж которых составит 12800 м. Выход с поисково-разведочными работами в район расположения участка Центрально-Пограничный – это новое направление, ориентированное на подтверждение и изучение газонефтеносности преимущественно нижней части осадочного чехла и, возможно, пород акустического фундамента с преобладанием коллекторов порово-трещинного типа в глинисто-кремнистых породах.

Поисково-разведочные работы (ПРР) на северо-восточном шельфе о. Сахалин позволили выявить в сравнении с сушей существенно более крупные по запасам углеводородов (УВ) месторождения, среди которых Лунское, Южно-Кириновское, Кириновское, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское, Чайво и др. (табл. 1). Обоснованием этому служит наличие более крупных, хотя и сложного строения, ловушек УВ, связанных с инверсионно-сдвигово-надвиговыми структурами, приуроченными к межрифтовым блокам акустического фундамента мел-палеогенового возраста [1]. Вторым важным благоприятным фактором формирования здесь крупных ловушек УВ является мощный песчано-глинистый палеодельтовый комплекс дагинско-нижненутовского (неогенового) возраста [2].

В связи с литолого-фациальной зональностью распространения песчано-алевролитовых пластов-коллекторов, чередующихся с глинисто-алевролитовыми пластами-флюидоупорами, залежи УВ в северной части шельфа приурочены к пластам нутовского и окобыкайского горизонтов, а в южной части – к пластам дагинского горизонта (рис. 1), а также борской, пиленгской и люкаминской свитам.

Ключевые слова: Сахалин, поиски и разведка углеводородов, акватория Охотского моря, Центрально-Пограничный лицензионный участок, подтверждение газоносности.

Таблица 1

Запасы месторождений северо-восточного шельфа Сахалина:

Q – накопленная добыча; A, B_1, B_2, C_1, C_2 – категории запасов нефти и газа;
 G, H, GK, NGK – соответственно газовое, нефтяное, газоконденсатное, нефтегазоконденсатное

Месторождение	Тип	Год	Недропользователь	Газ, млрд м ³						Конденсат, млн т						Нефть, млн т												
				свободный			растворенный			Q		$A+B_1+C_1$		B_2+C_2		Q		$A+B_1+C_1$		B_2+C_2		Q		$A+B_1+C_1$		B_2+C_2		
				Q	$A+B_1+C_1$	B_2+C_2	Q	$A+B_1+C_1$	B_2+C_2	Q	геол.	извлек.	геол.	извлек.	Q	геол.	извлек.	геол.	извлек.	Q	геол.	извлек.	геол.	извлек.	Q	геол.	извлек.	геол.
Аркутун-Даги	НГК	1989	Консорциум «Эксон Нефтегаз Лтд»	0,4	11,7	26,6	1,4	7,1	5,2	0,03	1,2	0,9	2,3	1,8	10,0	330,5	71,7	212,4	49,7									
Венинское	Г	1985	НФ		1,5																							
Восточно-Кайтанское	Н	1989	ПАО НК «Роснефть»					0,1	0,1						0,002	1,2	0,2	2,2	0,5									
Кайтанско-Васюканское-море	НГК	2006	АО «Эльвири Нефтегаз»		11,0	12,3		7,0	13,8		0,9	0,7	0,9	0,7		39,2	15,5	69,4	24,7									
Кириновское	ГК	1992	ПАО «Газпром»	2,7	107,6					0,4	27,7	13,3																
Лебединовское	НГК	2012	ПАО НК «Роснефть»		0,3		0,2	0,3	0,002		0,03	0,01																
Лунское	НГК	1984	«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани»	154,8	241,2	5,2	0,1	0,2		15,3	42,4	18,5	1,1	0,5	0,03	33,2	0,4											
Мынгинское	ГК	2011	ПАО «Газпром»		5,7	14,1					1,1	0,7	2,7	1,8														
Нептун	Н	2018	ООО «Газпром нефть шельф»					0,2	3,1							21,8	3,7	394,1	66,4									
Ново-Венинское	НГК	2010	НФ		0,5			0,05			0,05	0,04				1,7	0,5											
Одолту-море (Сев.купол)	НГК	1977	ПАО НК «Роснефть»	0,4	0,1		2,7	1,7		0,02	0,001				10,4	28,9	6,1											
Одолту-море (Центр-Юг)	НГК	1982	Консорциум «Эксон Нефтегаз Лтд»	4,2	71,1	20,8	1,8	4,5	0,5	0,1	3,1	2,1	0,7	0,4	19,5	139,7	43,0	31,2	5,3									
Пильпун-Астохское	НГК	1987	«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани»	6,3	63,6	35,7	6,9	9,1	1,2	0,3	8,7	5,2	5,0	2,7	54,2	303,4	72,1	75,0	7,3									
Северо-Венинское	ГК	2010	ООО «Венинфельд»		35,4						4,2	3,2																
Тригтон	Н	2018	ООО «Газпром нефть шельф»					0,6	4,3							18,7	6,0	119,0	39,0									
Чайво	НГК	1980	Консорциум «Эксон Нефтегаз Лтд»	96,5	174,9	27,0	12,7	4,8		7,0	21,5	11,8	3,7	2,2	76,7	225,6	35,9											
Южно-Кириновское	НГК	2014	ПАО «Газпром»		778,0	36,5		0,6	0,2		190,5	123,9	9,3	6,1		29,4	2,9	8,3	0,8									
Южно-Лунское	ГК	2016	ПАО «Газпром»		48,908						11,108	7,665																
			Всего	265,4	1551,4	178,1	25,7	36,3	28,4	23,3	312,4	187,9	25,7	16,2	171,6	1183,3	260,7	911,7	193,8									

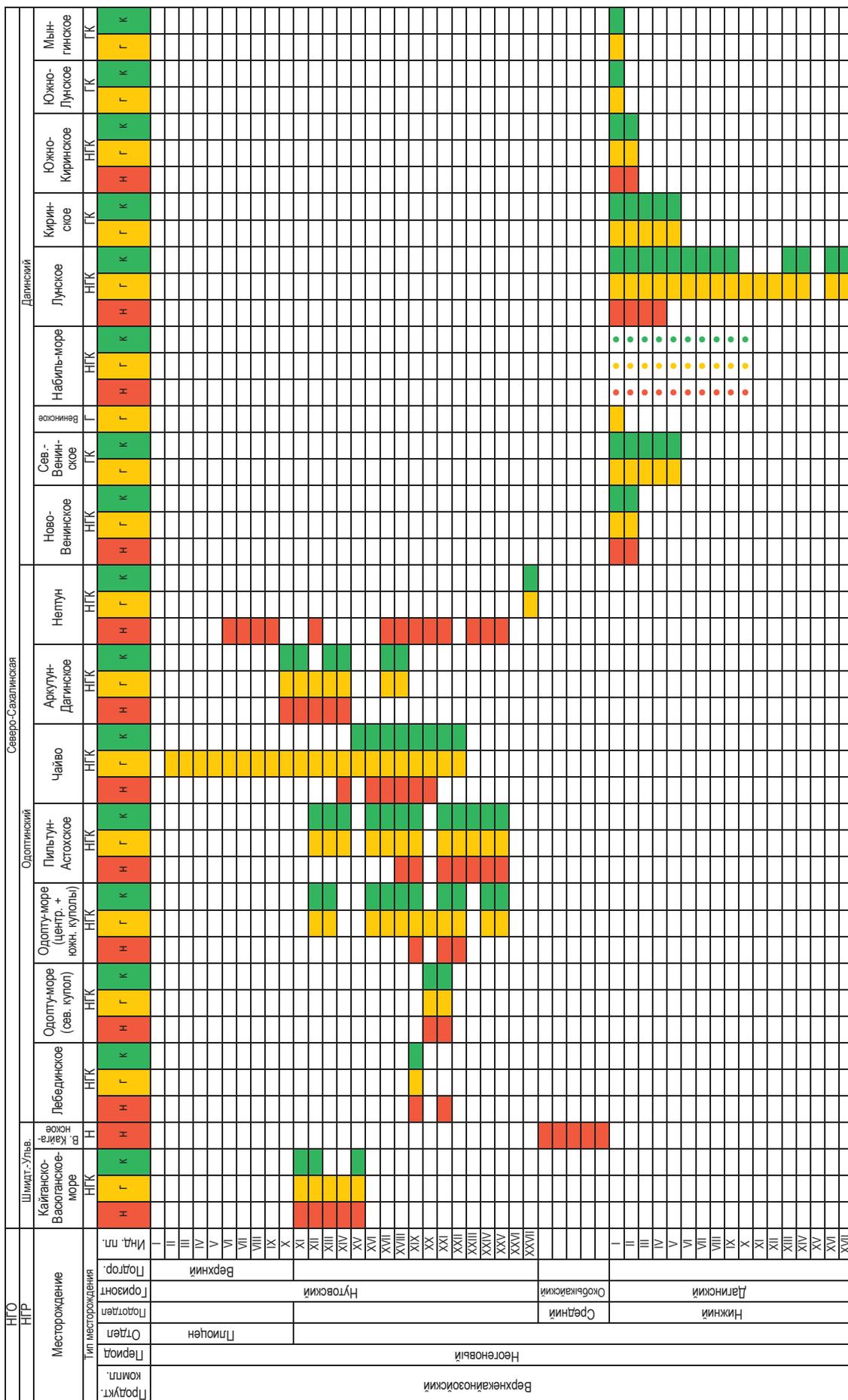


Рис. 1. Стратиграфическая приуроченность залежей УВ на северо-восточном шельфе Сахалина

(составлено при участии А.В. Ахиярова): НГО – нефтегазоносная область; НР – нефтегазоносный район; н – нефть; г – газ; к – конденсат

В настоящее время актуальной является задача обоснования дальнейших направлений ПРР с целью восполнения ресурсной базы газо- и нефтедобычи в Сахалинской области [3–5]. В этой связи с учетом наличия наземной и морской инфраструктуры, близости расположения к осваиваемым месторождениям, а главное, наличия известных предпосылок газонефтеносности в качестве первоочередного района продолжения ПРР обоснован участок акватории Охотского моря, расположенный южнее хорошо изученного и наиболее богатого запасами газа и газового конденсата Киринского блока проекта «Сахалин-3». Здесь в пределах границ лицензионного проекта «Сахалин-6» выделен лицензионный участок (ЛУ) Центрально-Пограничный, в котором обоснованы две новые перспективные зоны нефтегазонакопления: 1) прибрежная складчатая зона в полосе внутреннего шельфа между береговой линией и изобатой 100 м, включая две перспективные структуры – Керосинную и Восточно-Окружную; 2) зона во внешней части шельфа с выявленными крупными антиклинальными структурами – Центрально-Пограничной, Озерной, Слоновой, а также Хузинской и Хойской, сформированными над доинверсионными блоками верхнемелового фундамента поднятия Полевого (рис. 2).

В береговой зоне против Киринского блока и к югу от него открыты нефтяные месторождения – Полярнинское и Окружное. В процессе разведки Окружного месторождения, наиболее близкого к Центрально-Пограничному ЛУ, пробурены 23 поисковые и разведочные скважины, 11 из которых оказались промышленно продуктивными. Установлена нефтеносность четырех горизонтов (I, II, II-a, III) в отложениях борской свиты и одного горизонта (IV) в верхней части пиленгской свиты на глубинах от 300 до 1900 м. В настоящее время месторождение находится в стадии разработки. Продуктивные отложения перекрыты глинистыми породами борской свиты. По кровле основной залежи в пиленгской свите размеры структуры составляют 6,3×1,2 км, амплитуда – около 700 м. Пористость коллектора изменяется от 3 до 27 %. Общая проницаемость, включая трещины, варьирует от 14 до 1000 мД. На штуцерах большого диаметра (19...21 мм) дебиты нефти достигали 280...320 т/сут.

Район расположения Центрально-Пограничного ЛУ на шельфе соответствует

одноименному НГР с доказанной нефтеносностью, являющемуся элементом Северо-Восточно-Сахалинского суббассейна [2]. Геолого-геофизическая изученность этого района в целом пока не высокая (рис. 3), плотность сейсморазведочных работ составляет, пог. км/км²: 1...3 в прибрежной зоне; 0,69 в районе Центрально-Пограничной структуры; 0,39 в районе Озерной структуры; 0,4 в районе Хузинской структуры; 0,31 в районе Хойской структуры; 0,33 в районе группы Слоновых ловушек и структуры Полевого. Ни одна структура не подготовлена к поисковому бурению, кроме Восточно-Окружной, на которой выполнены сейсморазведочные работы 3D.

В 2006 г. на Центрально-Пограничном ЛУ пробурена с берега наклонно-направленная скв. Восточно-Окружная 1 на одноименную структуру, но вскрыть свод структуры не удалось в связи с недостаточной мощностью бурового станка. Глубина забоя скважины составила 2848 м при отходе в сторону шельфа на 1205 м. В открытом стволе скважины выполнен комплекс геофизических исследований и вертикального сейсмического профилирования, проведены испытания четырех объектов, а именно трех объектов основного горизонта пиленгской свиты и одного объекта борской свиты, в результате получен приток воды с растворенным газом дебитом 6 м³/сут.

Вблизи Центрально-Пограничного ЛУ на шельфе расположена скв. Борисовская-1, вскрывшая пиленгско-мутновские отложения. Однако она не вскрыла нижнюю часть пиленгской свиты, где были зафиксированы сейсмические аномалии, в связи с чем залежей УВ во вскрытом разрезе не обнаружено.

Несмотря на неудачу при бурении скв. Борисовской-1, перспективы южной части Центрально-Пограничного ЛУ остаются достаточно высокими, поскольку сохраняется большой перечень слабо изученных структур, во многом подобных эталонному объекту – Окружному месторождению. В Пограничном прогибе существуют прямые и косвенные признаки нефтеносности. В обнажениях на сопредельной суше описаны более 100 нефтепроявлений, и почти все в отложениях пиленгской и низов борской свит. В регионе выделяются следующие нефтегазоносные комплексы: палеоцен-эоценовый (возможно), люкаминско-мутновский, даехуриинский, уйнинско-дагинский.

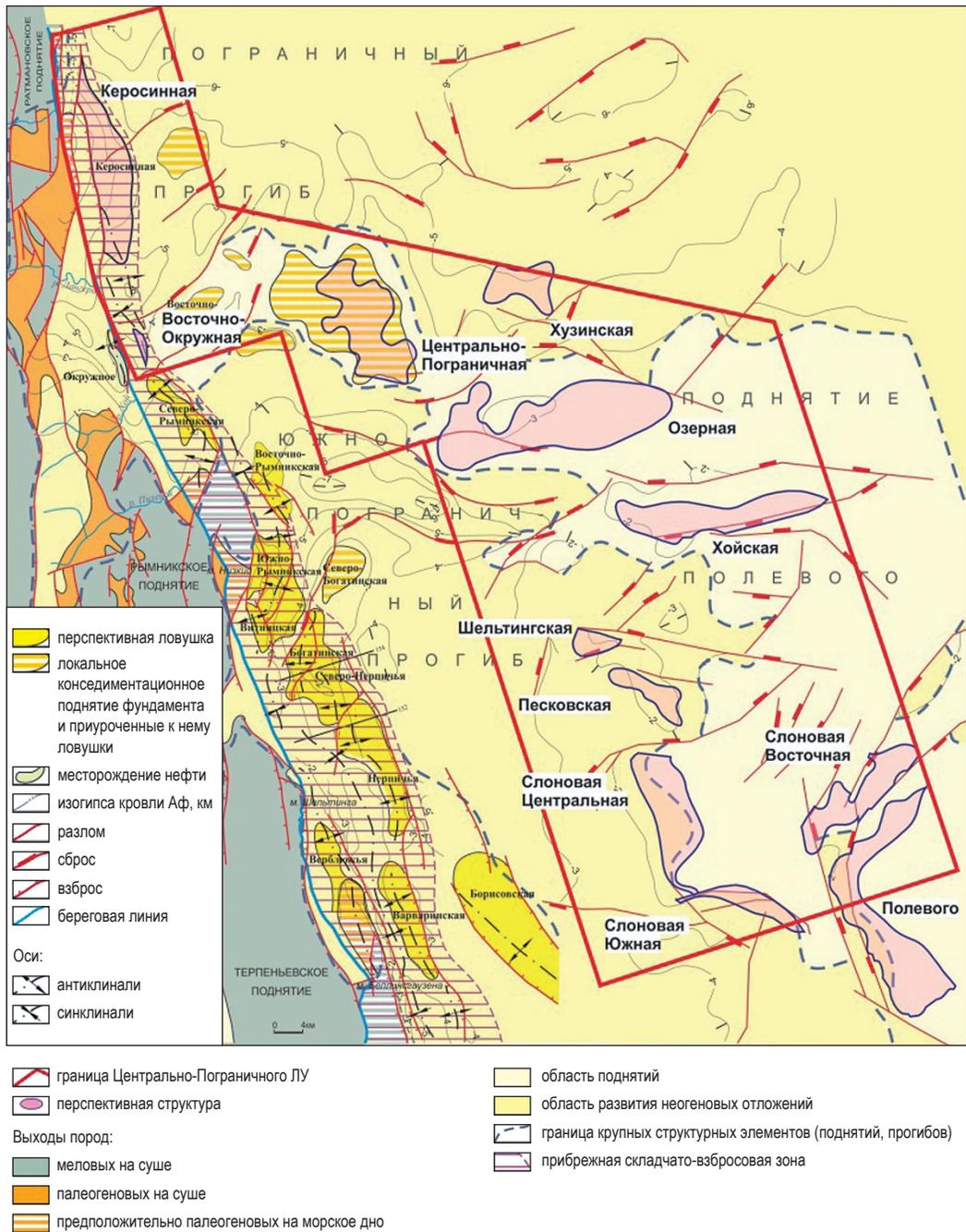


Рис. 2. Схема расположения основных тектонических элементов и локальных структур в пределах Центрально-Пограничного ЛУ недр (по материалам «Дальморнефтегеофизики» (ДМНГ) с дополнениями)

В пределах изученного участка располагаются крупные очаги нефтегазогенерации, а именно Пограничный и Тюлений прогибы с осадочным выполнением мощностью 7...9 и 5...7 км соответственно. В центральной части участка прогнозируются небольшие по размерам, но крупные по масштабам нефтегазообразования очаги Южно-Пограничный и Слоновый, способные обеспечить заполнение смежных зон нефтегазонакопления, одна из которых,

названная Прибрежно-Складчатой, расположена в полосе внутреннего шельфа между береговой линией и изобатой 100 м и включает перспективные структуры Керосинную, Восточно-Окружную, продолжающиеся на юг Северо- и Южно-Рымникскими, Богатинской, Нерпичьей, Варваринской и др. структурами за пределами Центрально-Пограничного ЛУ, и зону во внешней части шельфа, связанную с крупным поднятием Полевого (см. рис. 2).

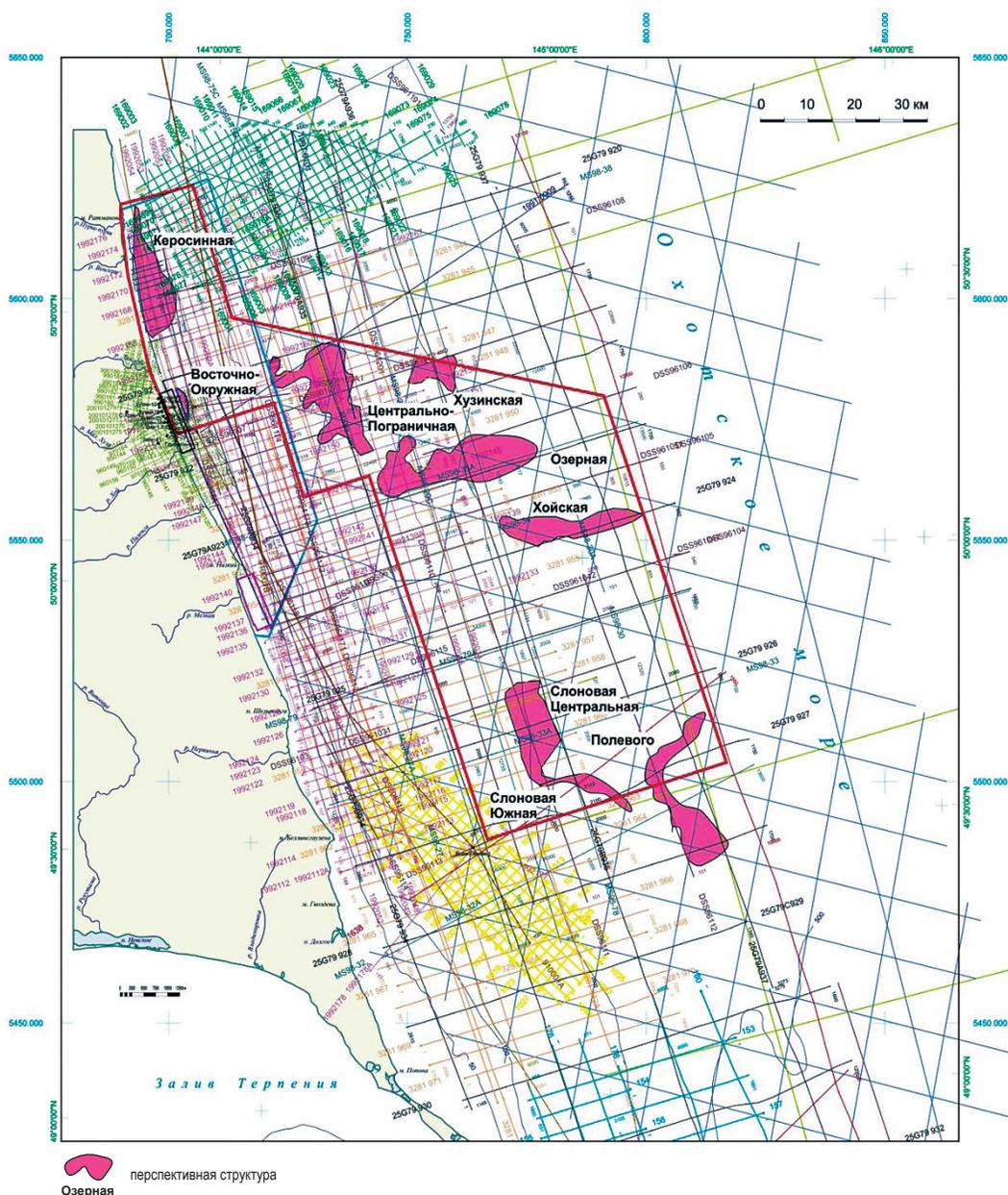


Рис. 3. Геолого-геофизическая изученность района расположения Центрально-Пограничного ЛУ недр (по материалам ДМНГ с дополнениями)

В границах Прибрежно-Складчатой зоны нефтегазоаккумуляции выявлена крупная Керосинная структура, которая представляет собой брахиантиклинальную складку, осложненную многочисленными тектоническими нарушениями (рис. 4, 5). Размеры складки составляют $29,5 \times 7,2$ км, амплитуда – до 1000 м, глубина моря – 20...25 м, расстояние до берега – до 5 км. Потенциально нефтегазоносными здесь являются пиленгский, мутновский, люкаминский и дагинский комплексы. Строение структуры недоизучено. Судя по данным геологической съемки и сейсморазведки, в транзитной зоне

на суше она отсутствует, так как перегиба, такого как и на Окружном месторождении, на поперечном разрезе (см. рис. 5) не наблюдается.

По пиленгским отложениям возможные ловушки УВ представлены тектонически экранированным типом. В роли неблагоприятных факторов здесь выступают большая мощность (около 2000 м) эродированных отложений в своде структуры и небольшая глубина залегания пиленгского комплекса [1]. Этот нефтеносный комплекс представлен трещиноватой глинисто-кремнистой толщей. С учетом раскрытости сводовой части ловушки здесь прогнозируется

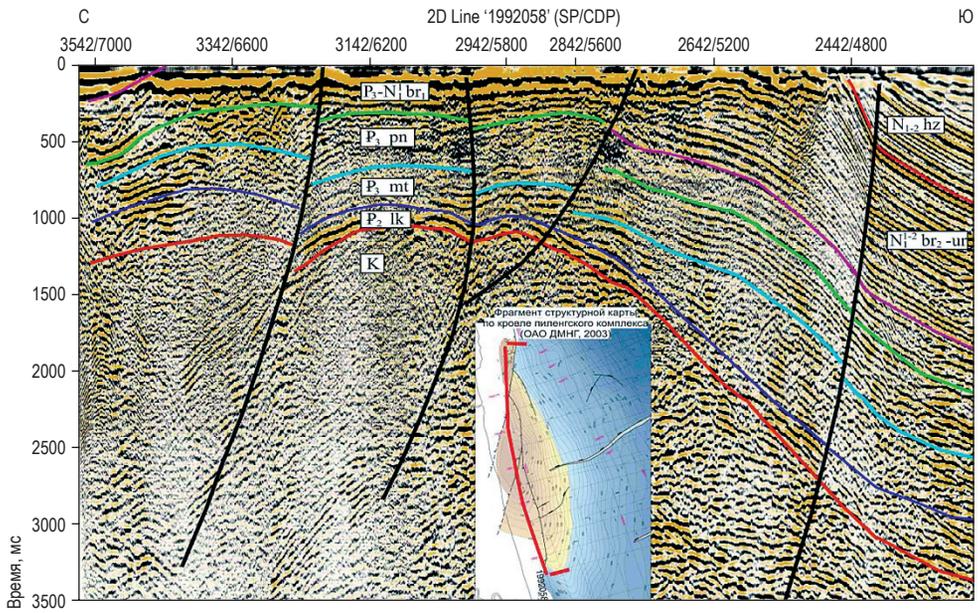


Рис. 4. Фрагмент временного разреза по продольному профилю 1992058 осевой части структуры Керосинной

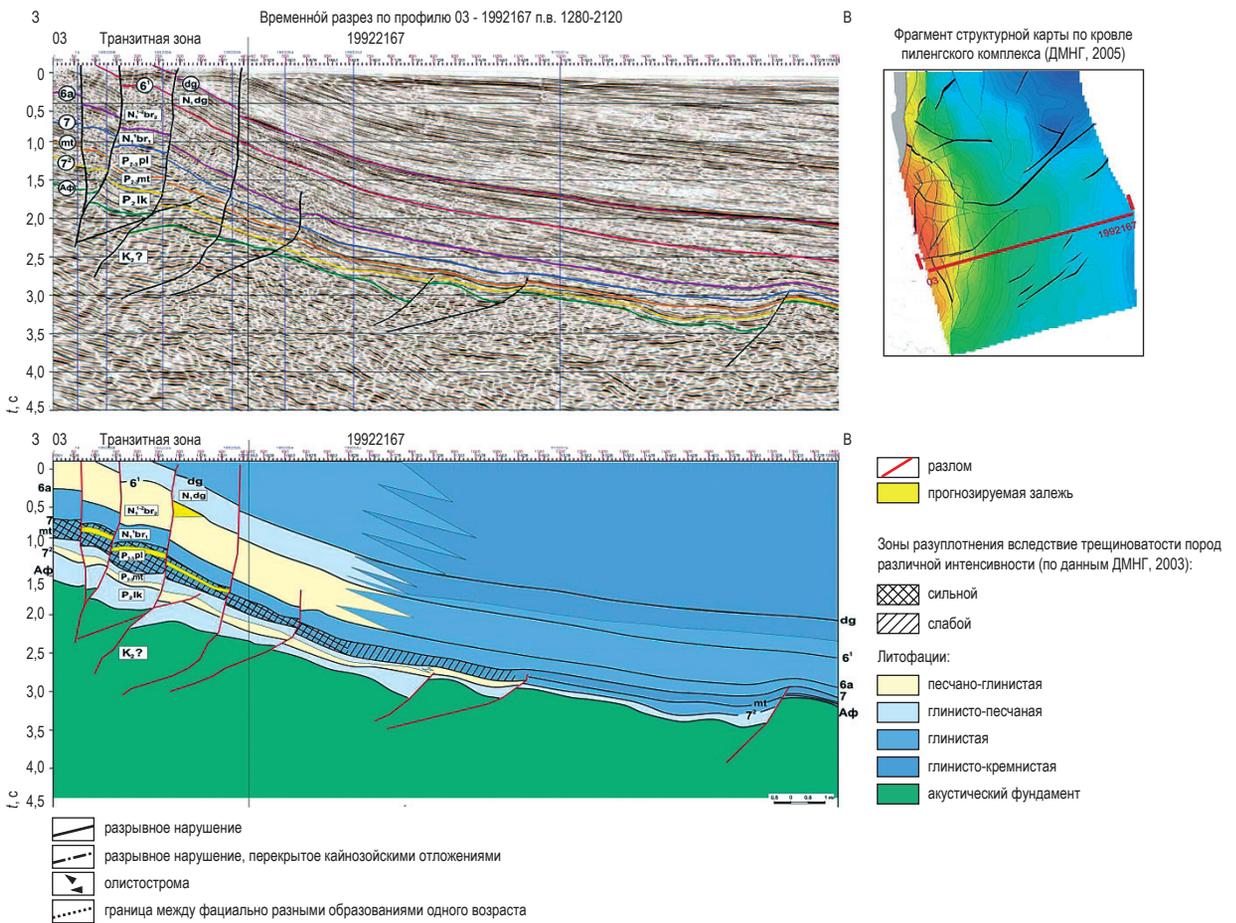


Рис. 5. Поперечный сейсмогеологический профиль структуры Керосинной. Свиты: $N_{1,2nt}$ – нутовская; N_{1ok} – окобыкайская; N_{1ur} – уранайская; P_{3pl} – пиленгская; P_{2lk} – люкаминская; K_{2br} – березовская. Структурно-стратиграфические комплексы: N_{1un-dg} – уйнинско-дагинский; $P_{2m\check{c}-dh}$ – манчигарско-даехуринский

залежь высотой не более 150 м. На продольном разрезе виден четкий перегиб структуры, обеспечивающий гипсометрическую замкнутость ловушек УВ. В этом разрез очень похож на Окружное месторождение.

Оценка ресурсов перспективных объектов в пиленгско-нижнеборских отложениях выполнена по 12 блокам. При подсчете ресурсов УВ по аналогии с Окружным месторождением по пиленгским отложениям ресурсы нефти составляют 80 млн т, из них извлекаемые – 28 млн т; по нижнеборским отложениям – 2,1 и 0,4 млн т соответственно.

В вышележащем верхнеборском комплексе в связи с отсутствием месторождения-аналога подсчет производился плотностным методом, ресурсы нефти здесь составили, млн т: геологические – 36,5; извлекаемые – 8,6.

Еще одним потенциальным объектом поисков нефти в отложениях пиленгской свиты может быть Восточно-Окружная структура, подготовленная к поисковому бурению в 2002 г. сейсморазведочными работами 3D. Общая площадь на уровне горизонта Pn (кровля пиленгской свиты) по замыкающей изогипсе минус 2150 м оценивается в 5 км². Структура вытянута субмеридионально, ее длина составляет примерно 6,2 км при ширине 1,3 км, глубина свода – 1950 м. Западным ограничением является разлом. Ресурсы нефти, рассчитанные объемным методом по аналогии с Окружным месторождением по пиленгско-нижнеборскому комплексу, составили, млн т: геологические – 8,4; извлекаемые – 2,9.

Со второй зоной нефтегазонакопления в пределах поднятия Полевого [6] связана группа структур, наиболее привлекательными среди которых являются Центрально-Пограничная, Хузинская, Озерная, Хойская (рис. 6), расположенные в северной части поднятия, а также Слоновая Центральная, Слоновая Восточная, Слоновая Южная и структура Полевого, расположенные южнее. Поднятие Полевого со всех сторон окружено прогибами с крупными очагами нефтегазообразования.

Центрально-Пограничная структура выявлена в результате сейсморазведочных работ 2D, выполненных ДМНГ в 1993 г. Структура антиклинальная конседиментационной природы, ловушки УВ сформировались над выступом фундамента и характеризуются наличием литологических и стратиграфических экранов. Наибольшие перспективы нефтегазоносности

связаны с нижним подкомплексом борского комплекса (N₁₁br₁, сейсмический отражающий горизонт (ОГ) 6а). Размеры структуры по сейсмическому ОГ Аф составляют 25×10 км, площадь – 128 км², глубина свода – 2,5 км, амплитуда – около 400 м. Анализ соотношения интерсепта и градиента по этим отложениям свидетельствует о наличии аномалий, что говорит о возможном присутствии залежей УВ не только в нижнеборских отложениях, но и в породах акустического фундамента. В верхней части осадочного чехла, по данным интерпретации ДМНГ, наблюдаются скопления приповерхностного газа, а также газовые столбы, что указывает на вероятное наличие здесь преимущественно газовых залежей. Ресурсы газа, подсчитанные объемным методом, с вероятностью 50 % составляют 62 млрд м³, извлекаемые ресурсы конденсата – 8,5 млн т. В качестве значений фильтрационно-емкостных свойств приняты данные об Окружном месторождении, а параметры газа заимствованы у Киринского блока. Согласно минимальной оценке Э.Г. Коблова, полученной плотностным методом, ресурсы УВ могут составить 65 млн т у.т.¹

Хузинская структура, расположенная восточнее Центрально-Пограничной, контролируется субширотным и северо-западным сдвигами. Перспективы нефтегазоносности связаны с отложениями верхнеборского и пиленгского комплексов палеогена, где площади ловушек составляют 37 и 41 км² соответственно. Мощность борского комплекса в своде структуры достигает 700 м.

Озерная структура по кровле борского комплекса, представленного переслаиванием песчаников, алевролитов, глин и гравелитов, по замкнутой изогипсе ОГ-6 минус 1800 м имеет размеры 30×10 км, площадь – 226 км², амплитуду – 100 м. По палеогеновому комплексу размеры структуры составляют 30×20 км, площадь – 320 км², амплитуда – 400 м. Это обособленная антиклинальная складка, связанная с облеканием выступа фундамента на борту поднятия Полевого.

Хойская структура размерами 30×10 км вытянута в субширотном направлении. Перспективы связаны с отложениями верхнеборского и палеогенового комплексов. По борскому комплексу замыкающей является

¹ т у.т. – тонна условного топлива.

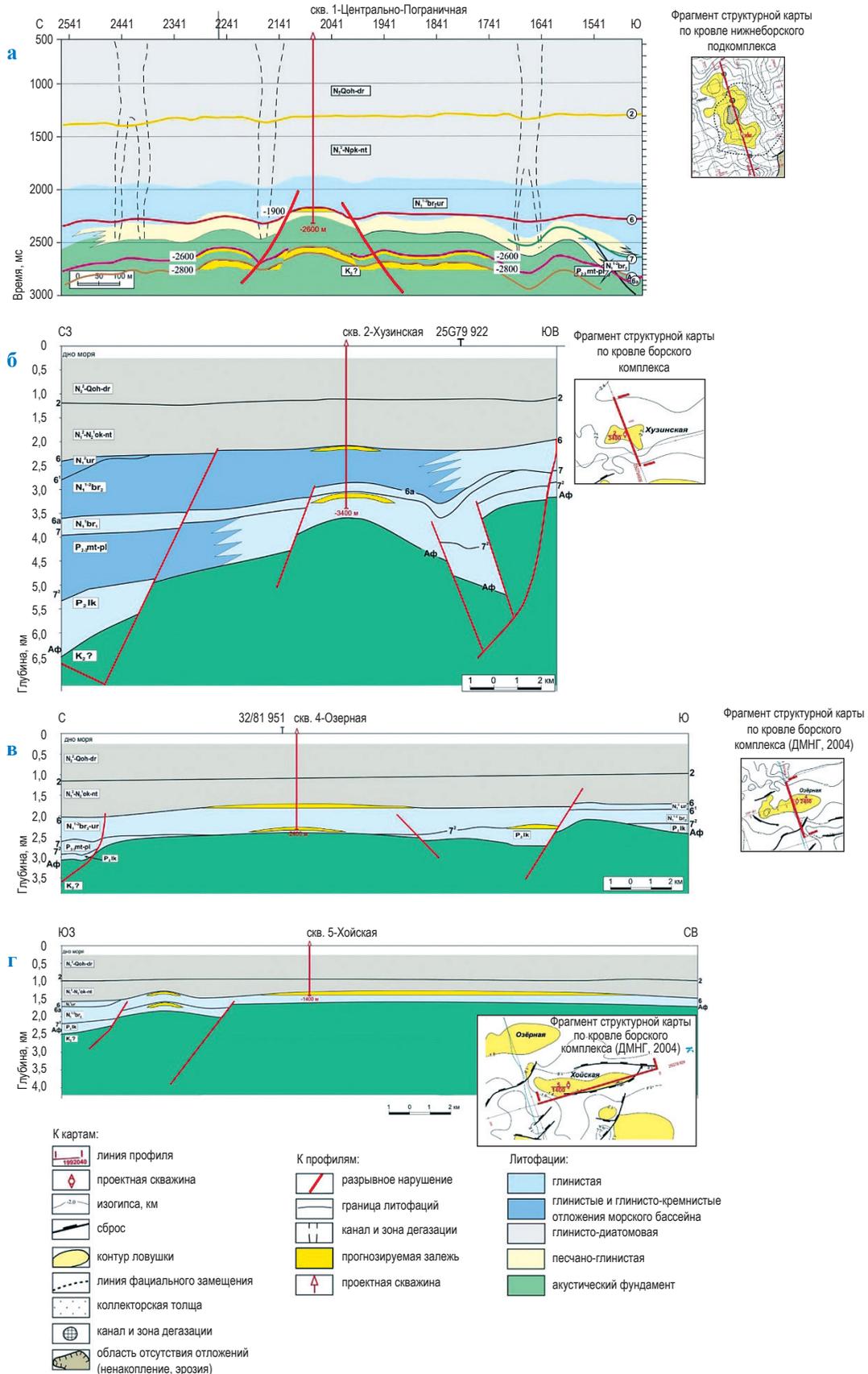


Рис. 6. Профильные разрезы и структурные карты продуктивных отложений структур Центрально-Пограничной (а), Хузинской (б), Озерной (в) и Хойской (г)

изогипса минус 1400 м, мощность структуры в своде – около 350 м.

Группа Слоновых ловушек расположена в южной части поднятия Полевого. Объекты отнесены к ловушкам комбинированного типа с сочетанием литологических и структурных экранов. Отражательная способность витринита 0,32 %, определенная на образце из скв. Борисовской-1, полученного с глубины 1400 м, свидетельствует о том, что отложения нижнемиоценового возраста еще не достигли главной зоны нефтегазогенерации и не реализовали нефтематеринский потенциал. Такие же данные распространяются и на верхнеборские отложения. В этой связи перспективы нефтегазоносности на структурах Слоновых могут быть связаны только с пиленгско-мутновскими и люкаминскими отложениями, которые выклиниваются в восточном направлении. На протяжении всей геологической истории положительные блоки фундамента здесь не подвергались

заметным перестройкам и, вероятно, не испытали значительной инверсии в кайнозойский период развития. Дополнительным благоприятным фактором прогноза наличия залежей УВ в этом комплексе является уклон, длительное время существовавший на склонах долгоживущих поднятий.

Карта сводных контуров Центрально-Пограничного ЛУ представлена на рис. 7, оценка ресурсного потенциала его основных структур – в табл. 2.

Центрально-пограничная структура была оценена объемным методом. Все остальные структуры оценены через удельную плотность ресурсов газа и площадь ловушек. С 50%-ной вероятностью по прогнозируемым залежам в пределах рассмотренных структур суммарные ресурсы (кат. $D_0 + D_n$) составляют 750 млрд м³ газа и 127,040/39,960 млн т нефти (геол./извл.). Однако первоочередного внимания заслуживают из них только

Таблица 2

**Сводная оценка ресурсов газа Центрально-Пограничного ЛУ:
ПСв – простого внутреннего строения; страт. – стратиграфические**

Структура	Залежь	Тип залежи	Газоводяной контакт, м, абсолютная отметка	Этаж газоносности, м	Площадь, км ²	Плотность локализованных ресурсов, млн т / км ²	Вероятностная оценка прогнозных геологических ресурсов, млн т у.т., с достоверностью, %		
							90	50	10
Центрально-Пограничная	N ₁ br ₁	ПСв	-2600		120,0		33	62,2	102,1
Хузинская	N ₁ br ₂	ПСв	-2200	150	41,5	0,5...1	20,8	31,1	41,5
	Р	ПСв	-3400	250	37,0	0,5...1	18,5	27,8	37,0
							39,3	58,9	78,5
Озерная	N ₁ br ₂	ПСв	-1800	150	226,0	0,5...1	113,0	169,5	226,0
	Р	Страт.	-2400	250	320,0	0,5...1	160,0	240,0	320,0
								409,5	
Хойская	N ₁ br ₂	ПСв	-1400	150	112,0	0,5...1	56,0	84,0	112,0
	Р	Страт.	-1800	350	84,0	0,5...1	42,0	63,0	84,0
								147,0	
Шельтингская	N ₁ br ₂	ПСв	-1400	150	17,0	0,05...0,2	0,9	2,1	3,4
	Р	Страт.	-2000	350	56,0	0,05...0,2	2,8	7,0	11,2
							3,7	9,1	14,6
Песковская	N ₁ br ₂	ПСв	-1400	150	30,0	0,05...0,2	1,5	3,8	6,0
	Р	Страт.	-1800	250	122,0	0,05...0,2	6,1	15,3	24,4
							7,6	19,1	30,4
Слоновая центральная	Р	Страт.	-1600	450	108,0	0,05...0,2	5,4	13,5	21,6
Слоновая восточная	Р	Страт.	-1400	150	68,0	0,05...0,2	3,4	8,5	13,6
Слоновая южная	Р	Страт.	-1800	450	27,0	0,05...0,2	1,4	3,4	5,4
Полевого	Р	Страт.	-1400	350	156,0	0,05...0,2	7,8	19,5	31,2
Итого							472,6	750,7	1039,4
Принятые в разработку								677,6	

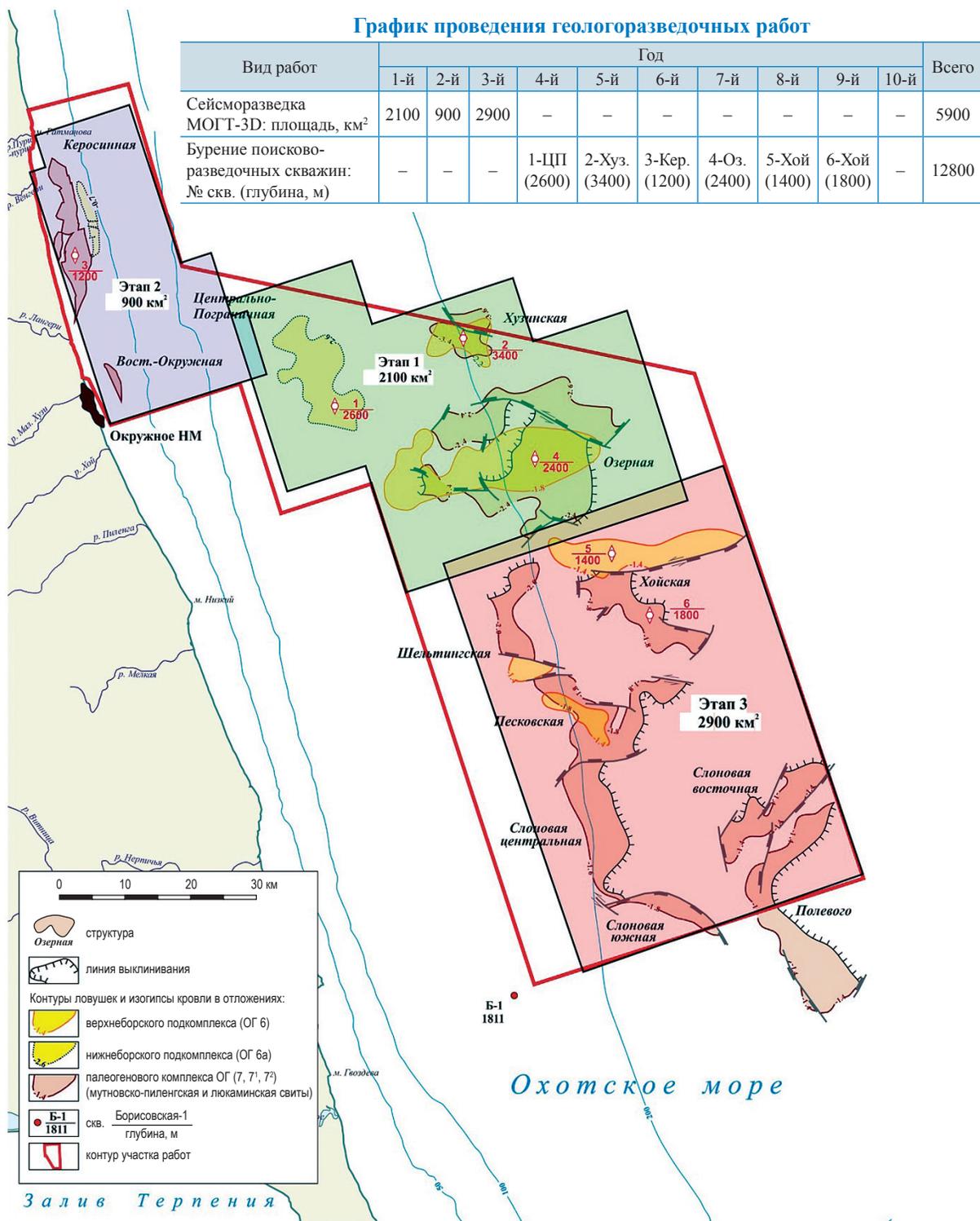


Рис. 7. Карта сводных контуров структур, расположения проектируемых сейсморазведочных работ МОГТ²-3D и поисково-оценочных скважин Центрально-Пограничного ЛУ северной части проекта «Сахалин-6»

² МОГТ – метод общей глубинной точки

наиболее крупные и достоверные, а именно: Центрально-Пограничная, Хузинская, Озерная и Хойская. Ресурсы по этим структурам составят 677,6 млрд м³.

С целью освоения ресурсов УВ Центрально-Пограничного ЛУ разработана Программа ПРР, предусматривающая сейсморазведочные работы на площади 5900 км², которые могут быть выполнены в три этапа: 1) в центральной части ЛУ на площади 2100 км² с охватом Центрально-Пограничной, Хузинской и Озерной структур; 2) в прибрежной части ЛУ на площади 900 км², включая Керосинную и Восточно-Окружную структуры; 3) в южной части участка на площади 2900 км² на структурах в пределах поднятия Полевого. По результатам сейсморазведочных работ предусмотрено бурение шести поисково-оценочных скважин общей проходкой 12800 м.

Выход с ПРР в район расположения Центрально-Пограничного ЛУ – это новое направление, ориентированное на подтверждение

и изучение газонефтеносности преимущественно нижней части осадочного чехла и, возможно, пород акустического фундамента с преобладанием коллекторов порово-трещинного типа в глинисто-кремнистых породах.

Открытие новых залежей УВ в пределах прогнозируемых зон нефтегазоаккумуляции в нижней части разреза осадочного чехла и пород акустического фундамента позволит уточнить перспективы нефтегазоносности других малоизученных ЛУ сахалинского шельфа (проекты «Сахалин-4, -5, -7, -8 и -9») как Охотского, так и Японского морей, а также создать эффективные технологии поисков, разведки и разработки залежей в кремнисто-глинистых толщах.

Вместе с тем открытие новых месторождений УВ значительно расширит площадь существующего сахалинского кластера газодобычи (Кириновское газоконденсатное и Южно-Кириновское нефтегазоконденсатное месторождения) и обеспечит поддержание уровня добычи УВ.

Список литературы

1. Харахинов В.В. Возможности открытия новых месторождений углеводородов на шельфах Сахалина и Западной Камчатки / В.В. Харахинов, Д.А. Астафьев, М.А. Калита и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 2 (22): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 21–35.
2. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона / В.В. Харахинов. – М.: Научный мир, 2010. – 276 с.
3. Толстикова А.В. Запасы и ресурсы углеводородов, перспективы изучения и промышленного освоения недр морей России в XXI веке / А.В. Толстикова, Д.А. Астафьев, М.Ю. Кабакин и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – С. 73–85.
4. Астафьев Д.А. Перспективные направления газонефтепоисковых работ на морском шельфе России в XXI веке / Д.А. Астафьев, А.В. Толстикова, Л.А. Наумова и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения месторождений российского шельфа. – С. 4–18.
5. Мансуров М.Н. Перспективы развития ресурсной базы газодобычи на шельфе Сахалина в XXI веке / М.Н. Мансуров, А.В. Толстикова, Д.А. Астафьев и др. // Горный журнал. – 2019. – № 1. – С. 4–8.
6. Шеин В.С. Геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Дальнего Востока / В.С. Шеин, В.А. Игнатова. – М.: ВНИГНИ, 2007. – 296 с.

New challenges of geological prospecting and exploration at northeast shelf of Sakhalin

A.V. Tolstikov¹, D.A. Astafyev^{1*}, M.Yu. Kabalin¹, L.A. Naumova¹, S.A. Sharov¹

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

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

Abstract. After completion of prospecting and commencement of the unique and big hydrocarbon fields at the northeastern shelf of Sakhalin, including Lunsk, Kirin, South Kirin, Piltun-Astokh, Arkutun-Dagi, Chayvo fields

etc., substantiation of further geological prospecting in order to compensate resources for oil and gas production in Sakhalin Region is needed. As such, on consideration of availability of terrestrial and marine infrastructure, proximity of the fields being developed, and existence of known background for oil and gas presence, a section of the Okhotsk Sea has been chosen as a primary area for organization of further geological prospecting. This area locates southward a well-studied Kirin block of the “Sakhalin-3” project, which is rich with gas and gas condensate reserves. Here, a Tsentralno-Pogranichnyy licensed site is singled out within the framework of the licensed “Sakhalin-6” project. It has been proved that Tsentralno-Pogranichnyy site takes in two new promising zones of oil and gas accumulation, namely: 1) an internal offshore zone between a coast line and the isobathic line of minus 100 m including Kerosinnaya and Vostochno-Okruzhnaya prospective structures; 2) an external offshore zone including Tsentralno-Pogranichnaya, Ozernaya, Slonovaya, Khuzinskaya, and Khoyskaya big anticlinal structures, which have been formed over the pre-inversion blocks of the Upper-Cretaceous basement.

Similarly to the nearest Okruzhnoye oil field, and according to seismic logs and drilling results, the main hydrocarbon resources in these zones relate to the fractured and porous fractured reservoirs in the siliceous horizons of Pilenskaya and Borskaya series (Oligocene – Lower Miocene). The total estimated resources ($D_0 + D_n$ categories) of the predicted deposits within the discussed structures run up to more than $750 \cdot 10^9$ m³ of native gas and $127 \cdot 10^3$ t of oil (geological resources).

A worked out program of geological prospecting supposed the CDPM-3D seismic surveys, as well as drilling of wildcat wells of 12800 m meterage in total. Entrance to the Tsentralno-Pogranichnyy site is a new trend targeted to verification and studying of gas-bearing capacity mostly in a lower part of the sedimentary cover, and, probably, in the acoustic basement where porous fractured reservoirs in the argillaceous-siliceous rocks dominate.

Keywords: Sakhalin, prospecting and exploration of hydrocarbons, waters of the Okhotsk Sea, the Tsentralno-Pogranichnyy licensed site, verification of gas presence.

References

1. KHARAKHINOV, V.V., D.A. ASTAFYEV, M.A. KALITA, et al. Prospects of new strikes of hydrocarbons at the continental shelves of Sakhalin and Western Kamchatka [Vozmozhnosti otkrytiya novykh mestorozhdeniy uglevodorodov na shelfakh Sakhalina i Zapadnoy Kamchatki]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2015, no. 2 (22): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at the Russian continental shelf, pp. 21–35. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. KHARAKHINOV, V.V. *Petroleum geology of the Sakhalin region* [Neftegazovaya geologiya Sakhalinskogo regiona]. Moscow: Nauchnyy mir, 2010. (Russ.).
3. TOLSTIKOV, A.V., D.A. ASTAFYEV, M.Yu. KABALIN, et al. Hydrocarbon reserves and resources, opportunities for Russian offshore subsoil studies and commercial development in 21 century [Zapasy i resursy uglevodorodov, perspektivy izucheniya i promyshlennogo osvoyeniya nedr morey Rossii v XXI veke]. *Geologiya Nefti i Gaza*, 2018, pp. 73–85. ISSN 0016-7894 (Russ.).
4. ASTAFYEV, D.A., A.V. TOLSTIKOV, L.A. NAUMOVA, et al. Promising XXI-century trends of oil and gas prospecting offshore Russia [Perspektivnyye napravleniya gazoneftepoyiskovykh rabot na morskoy shelfe Rossii v XXI veke]. *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. 4–18. ISSN 2306-9849. (Russ.).
5. MANSUROV, M.N., A.V. TOLSTIKOV, D.A. ASTAFYEV, et al. Outlooks for development of a resource base for gas production offshore Sakhalin in 21st century [Perspektivy razvitiya resursnoy bazy gazodobychi na shelfe Sakhalina v XXI veke]. *Gornyy Zhurnal*, 2019, no. 1, pp. 4–8. ISSN 0017-2278. (Russ.).
6. SHEIN, V.S., V.A. IGNATOVA. *Geodynamics and outlooks for oil and gas presence in the sedimentary basins of the Far East* [Geodinamika i perspektivy neftegazonosnosti osadochnykh basseynov Dalnego Vostoka]. Moscow: All-Russian Research Geological Oil Institute, 2007. (Russ.).

УДК 553.981:553.068.22:550.8(571.64)

Вопросы геологических неопределенностей при проектировании разработки Южно-Лунского месторождения

С.В. Зиновкин¹, Г.М. Гереш^{1*}, Я.И. Штейн², М.Б. Шевелев³

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

² ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект», Российская Федерация, 660075, г. Красноярск, ул. Маерчака, д. 10

³ ПАО «Газпром», Российская Федерация, 196105, г. Санкт-Петербург, Московский пр-т, д. 156, лит. А, БЦ «Электро»

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

Ключевые слова:

шельф, разломная тектоника, водонапорный бассейн, геологическое моделирование, гидродинамическое моделирование, вероятностная оценка, метод Монте-Карло, Южно-Лунское газоконденсатное месторождение.

Тезисы. На примере Южно-Лунского газоконденсатного месторождения рассмотрена возможность типизации экранирующей способности тектонических нарушений на морских месторождениях Киринского перспективного участка, и на ее основе приведены результаты оценки технологических показателей разработки.

Для комплексного проектирования разработки группы морских месторождений в условиях, когда оценка запасов углеводородов (УВ) выполняется в основном по данным сейсмической разведки при очень низкой плотности разведочного бурения, актуальным является определение диапазона неоднозначности геологических параметров. Авторы исследовали эту проблему на примере Южно-Лунского газоконденсатного месторождения, расположенного в северо-восточной части шельфа о. Сахалин в пределах Киринского перспективного участка недр.

Характерной особенностью геологического изучения объектов на акваториях морей является необходимость решения комплекса геологоразведочных задач с помощью минимально необходимого числа поисковых и разведочных скважин. Плотность размещения разведочных скважин на месторождениях Киринского перспективного участка очень низкая в сравнении с месторождениями на суше. Небольшое число разведочных скважин обуславливает необходимость обоснованного прогноза геологического строения и распространения свойств среды на большие межскважинные расстояния. Поэтому решения задач картирования, прогноза и установления свойств вмещающей среды, геометризации залежей, геологического и фильтрационного моделирования, подсчета запасов, проектирования разработки морских месторождений во многом основаны на применении высокоточных площадных геофизических методов – технологий интерпретации, инверсии и атрибутного анализа сейсмических данных.

Как показывает опыт анализа разломной тектоники на месторождениях Киринского перспективного участка и ее влияния на формирование залежей УВ, для формулирования предположительного, но вместе с тем обоснованного вывода о проводимости либо экранирующей роли каждого из выделенных в процессе структурной интерпретации разрывных нарушений или их систем необходимо в комплексе учесть пять основных факторов:

- морфологические особенности самого разлома (тип нарушения; амплитуду смещения; протяженность; форму в плане; связанность сети; является ли разлом единственным тектоническим швом или частью системы сближенных нарушений, которые прослеживаются при структурной интерпретации сейсмических данных в виде нарушенной зоны без возможности выделения отдельных швов);
- строение и вещественный состав вмещающей среды, которую нарушает разлом (расчлененность разреза; состав; текстуры и структуры пород, подвергшихся разрывной деформации; свойства и парагенезис отдельных литологических типов).

Однотипные разрывные нарушения в разрезах разных типов могут проявлять различные свойства. Кроме того, разломы в зависимости от вмещающей среды могут формировать зоны трещиноватости и хрупких деформаций, создавая вертикальные каналы миграции либо субвертикально распространенные тела глин трения (милонитов), выполняющих функции локальных экранов;

- заполнение пустотного пространства (часто разрывные нарушения демонстрируют различные свойства для разных сред, например, хорошо проницаемы для газов и непроницаемы для жидкостей, как это отмечено при изучении ряда месторождений);

- фактор времени. В масштабе времени формирования залежи УВ разлом может быть проницаем и не оказывать влияния на миграцию, но в сравнительно короткий период разработки залежи представлять собой локальный экран;

- динамику водоносных горизонтов изучаемой площади (области вблизи зон глинизации отдельных пластов терригенного состава могут продуцировать элизионные воды, которые, в свою очередь, создают обратный напор в проницаемом пласте и оказывают влияние на миграцию УВ и заполнение ловушки). Очевидно, что особенности динамики водоносного горизонта необходимо учитывать при интерпретации результатов газодинамических исследований. При изучении месторождений отмечено, что в регионе северо-восточного шельфа о. Сахалин имеются отдельные аномальные зоны, линейные в плане, с водонапорным режимом, резко отличающимся от фонового. Генезис этих зон к настоящему времени не ясен, однако их влияние на строение залежей УВ очевидно. В исследуемом регионе также существуют однозначно не объясненные на данный момент аномалии минерализации пластовых вод.

В то же время единственным источником сведений о проводимости разломных зон служит скважинная информация: различия в отметках контактов, содержании конденсата в пробах газа, трендах градиентов пластового давления. На сегодняшний день отсутствуют данные о горизонтальной проницаемости отдельных разрывных нарушений и их систем, подтверждающие либо опровергающие блоковое разделение залежей месторождений Киринского перспективного участка. Поэтому

свойства разрывных нарушений (горизонтальная и вертикальная проводимость, изолирующая способность) требуют дальнейшего тщательного изучения, предполагающего как георетические исследования связности, амплитуд смещения, свойств пород на крыльях и др., так и специальные гидродинамические исследования в процессе испытания эксплуатационных скважин и на этапе разработки месторождения.

При оценке начальных запасов УВ важно учитывать неоднозначности определения тектонических разломов, характеристик водоносного бассейна, глинистых перемычек. В дальнейшем при выборе системы разработки месторождения значения этих параметров необходимы для достоверного определения извлекаемых запасов пластового газа и газового конденсата.

Авторы задались целью изучить экранную способность тектонических нарушений месторождений Киринского перспективного участка и оценить влияние геологических неопределенностей на технологические показатели разработки, а именно коэффициенты извлечения газа (КИГ) и конденсата (КИК). Подразумеваются следующие этапы исследования:

- типизация разрывных нарушений по степени их влияния на условия разработки залежей;

- классификация выделенных на площадях месторождений разрывных нарушений по различным критериям;

- формирование модификаций геологических и фильтрационных моделей с учетом неопределенности проводимости тектонических нарушений;

- вероятностная оценка геологических и технологически извлекаемых запасов УВ.

Южно-Лунское месторождение открыто в 2016 г. и относится к крупным месторождениям сложного геологического строения. Вся его площадь охвачена сейсмической 3D съемкой высокого качества. На площади месторождения пробурена одна поисково-оценочная скв. Южно-Лунская-1. Продуктивные отложения вскрыты в интервале глубин 2429,3...2549,2 м. При испытании получен промышленный приток газового конденсата дебитом 235 м³/сут, дебит газа составил 1003,5 тыс. м³/сут.

В пределах месторождения выделяется единая залежь УВ, приуроченная к структурной ловушке антиклинального типа

с частичным тектоническим экранированием. Залежь объединяет несколько алевролитово-песчаных пластов-коллекторов, разделенных слабопроницаемыми глинисто-алевролитовыми прослоями, и относится к массивным тектонически экранированным. Залежь подстилается единым зеркалом пластовых вод и именуется Dg 1. Газоводяной контакт установлен на абсолютной отметке минус 2523,2 м. Размер залежи в плане составляет 7,9×4,1 км, высота – 156,2 м. Запасы сухого газа по месторождению оцениваются примерно в 50 млрд м³, извлекаемые запасы конденсата – примерно в 8 млн т.

На площади месторождения установлено наличие крупной системы тектонических нарушений субширотного простирания. Разрывные нарушения этой системы пересекают брахи-антиклинальную складку в крест длинной оси. Наиболее крупный тектонический шов установлен в южной части площади. Он формирует тектоническое ограничение залежи месторождения с юга, что обусловлено амплитудой тектонического нарушения, превышающей высоту залежи.

Интенсивное развитие разрывных нарушений напрямую связывается с формированием линейной антиклинали и происходило синхронно процессу образования складки на постседиментационном этапе развития, что подтверждается палеотектоническим анализом,

проведенным по материалам сейсморазведки 3D. Тектонические движения в регионе привели к формированию крупных клавишных нарушений переменной амплитуды с элементами сбросовой и сдвиговой составляющих. Антиклинальное поднятие, формирующее ловушку залежи, представляет собой южное окончание крупной линейной глубинной штамповой структуры над выступом кристаллического фундамента. На площади месторождения отмечаются протяженные разрывные нарушения сбросового типа с постоянной амплитудой, а также кулисообразные системы сбросо-сдвигов, состоящие из тектонических швов с переменной амплитудой. Последние сформированы в результате сложения нескольких векторов тектонических напряжений. Несмотря на интенсивное развитие разрывной тектоники и тектоническое экранирование, для залежи Южно-Лунского газоконденсатного месторождения блоковое строение не устанавливается.

При классификации разрывных нарушений информация детально анализировалась по совокупности критериев, что позволило установить тип проводимости для каждого разломного шва (рис. 1). На данном этапе по степени влияния на условия разработки залежей можно выделить четыре основных типа разрывных нарушений:

1) проводящие – амплитуда смещения на всей протяженности разлома позволяет

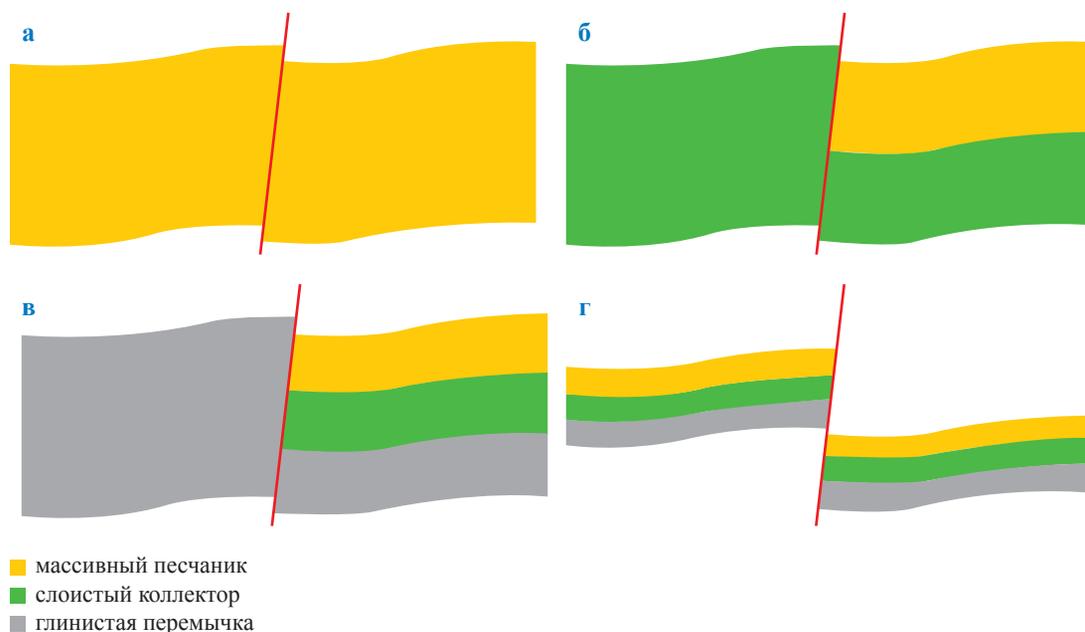


Рис. 1. Типы разрывных нарушений:

а – проводящие; б – ограниченной проводимости; в – слабо проводящие; г – непроводящие

контактировать коллекторам с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС);

2) ограниченной проводимости – амплитуда смещения достаточно велика и не позволяет сохранить контакт коллекторов с улучшенными ФЕС. Коллекторы с улучшенными ФЕС преимущественно контактируют со слоистыми глинизированными коллекторами;

3) слабо проводящие – разделяют песчаные коллекторы и глинистые дагинские отложения. Предполагается, что фильтрация газа возможна в геологическом масштабе времени;

4) непроводящие – амплитуда разлома превышает мощность продуктивного интервала. Дагинские отложения контактируют через разлом с региональной покрывкой – глубоководными окобыкайскими глинами.

Для определения типа проводимости вдоль каждого разлома строилась серия ортогональных сечений, на которых отображались разрезы модели литологии (рис. 2). По совокупности этих разрезов оценивались контакты через плоскость разлома пород с различными ФЕС. Кроме того, при определении типа проводимости учитывались морфологические характеристики разломов – максимальная амплитуда смещения и длина, а также изменения сейсмических атрибутов «Amplitude»,

«LaRo», «Coherence» вдоль каждого из разломов. Результаты классификации приведены на рис. 3.

По мере изучения месторождений Киринского перспективного участка выявлены основные группы геологических рисков, включающие неопределенности при построении исходной геологической модели месторождений и оценке начальных геологических запасов. К факторам, вносящим наибольшую неопределенность, относятся точность структурных построений продуктивных пластов и распространение ФЕС в межскважинном пространстве.

Вариативная оценка распределения начальных геологических запасов газа Южно-Лунского месторождения выполнена методом статистических испытаний Монте-Карло [1]. При оценке запасов моделировались объемы газонасыщенных пород, коэффициенты пористости и газонасыщенности. Вариативность остальных параметров установлена как низкая, и их вклад в оценку начальных геологических запасов незначителен.

Неопределенность оценки объема газонасыщенных пород может быть связана с наличием изолированного тектонического блока на севере площади. Корреляция дизъюнктивных нарушений в этой зоне затруднена

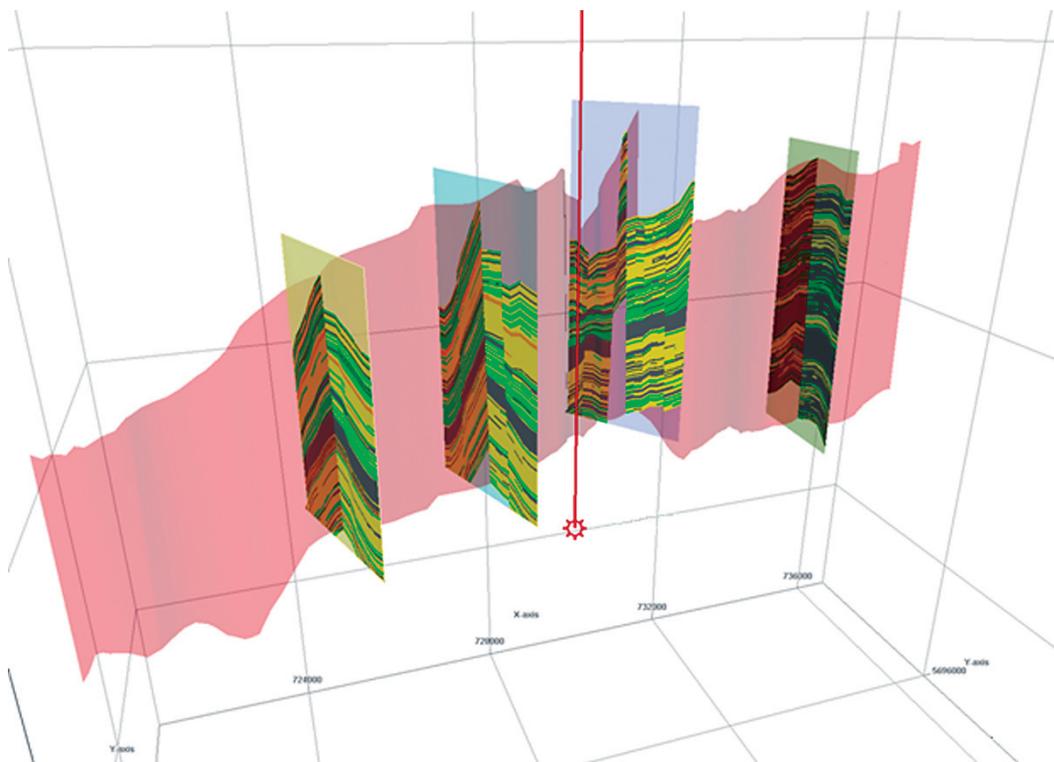


Рис. 2. Серия ортогональных сечений вдоль плоскости разлома

по причине искажения сейсмической записи акустическими аномалиями, находящимися в верхней части разреза. По этой же причине накладываются ограничения на использование данных атрибутного анализа сейсморазведки. В случае если пара сближенных тектонических нарушений с запада сочленяется с разломом на востоке, существуют вероятность наличия тектонического ограничения залежи с севера и риск переоценки запасов месторождения (рис. 4). В качестве верхней границы диапазона

изменений принят объем пород полностью заполненной ловушки. Нижней границе соответствует объем пород, уменьшенный на объем пород «северного блока». Для вероятностной оценки объема газонасыщенных пород месторождения выбрана нормально распределенная случайная величина, 95 % реализаций которой попадают в выбранный диапазон.

При построении куба пористости в процессе трехмерного геологического моделирования полученные в результате интерпретации скважинных данных ФЕС распространяются в объеме месторождения с применением выявленных вертикальных и латеральных закономерностей. Модель газонасыщенности построена на основе данных капиллярметрии, что позволяет получить более корректные распределения параметра в объеме залежи и хорошо согласовывается с первичными результатами интерпретации скважинных данных. Для вариативной оценки коэффициентов пористости и газонасыщенности использовались распределения, полученные при интерпретации скважинных данных в газонасыщенном разрезе. Гистограммы этих распределений, обосновывающие выбор граничных значений параметра и закона распределения случайных величин, приведены на рис. 5.

По результатам серии статистических испытаний (100 тыс.), оценка начальных геологических запасов газа Южно-Лунского месторождения с вероятностями 10, 50 и 90 % составила примерно 58, 48 и 39 млрд м³ соответственно.

Для выбора системы разработки месторождения в условиях недоизученности и неопределенности характера тектонических нарушений рассмотрены несколько модификаций фильтрационной модели месторождения с различной проводимостью разрывных нарушений [2]. Аналогично исследовался вопрос степени влияния на разработку водоносного бассейна, а именно проведена оценка извлекаемых запасов газа и конденсата для варианта разработки со следующими основными показателями: максимальный объем годовой добычи пластового газа – 2,1 млрд м³; количество добывающих скважин с подводным обустройством устья – 3; срок разработки – 26 лет.

Модификации фильтрационной модели отличаются числовыми значениями переменной «проводимость через разломы»: 0; 0,005; 0,01; 0,1; 0,5. В модификации 0 все разломы считаются непроницаемыми; максимальное

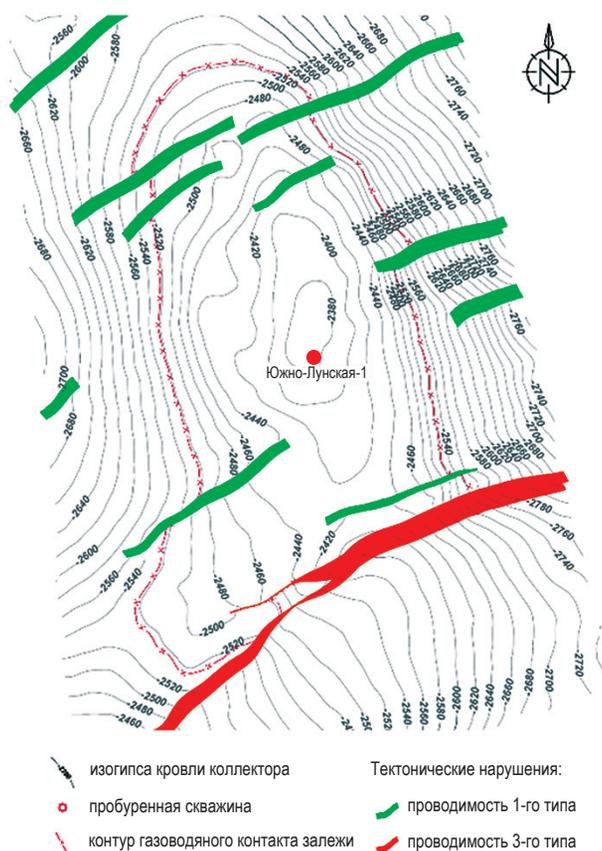


Рис. 3. Схема классификации разрывных нарушений Южно-Лунского месторождения

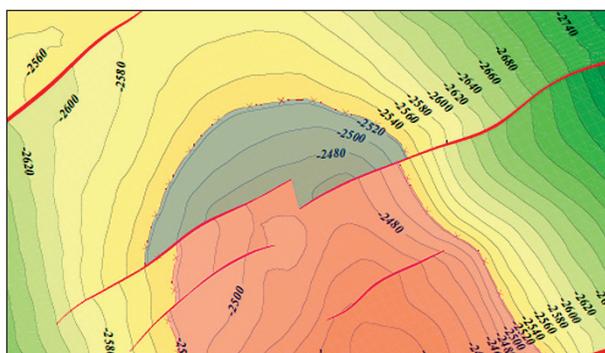


Рис. 4. Фрагмент структурной карты по кровле пласта Dg 1 Южно-Лунского месторождения

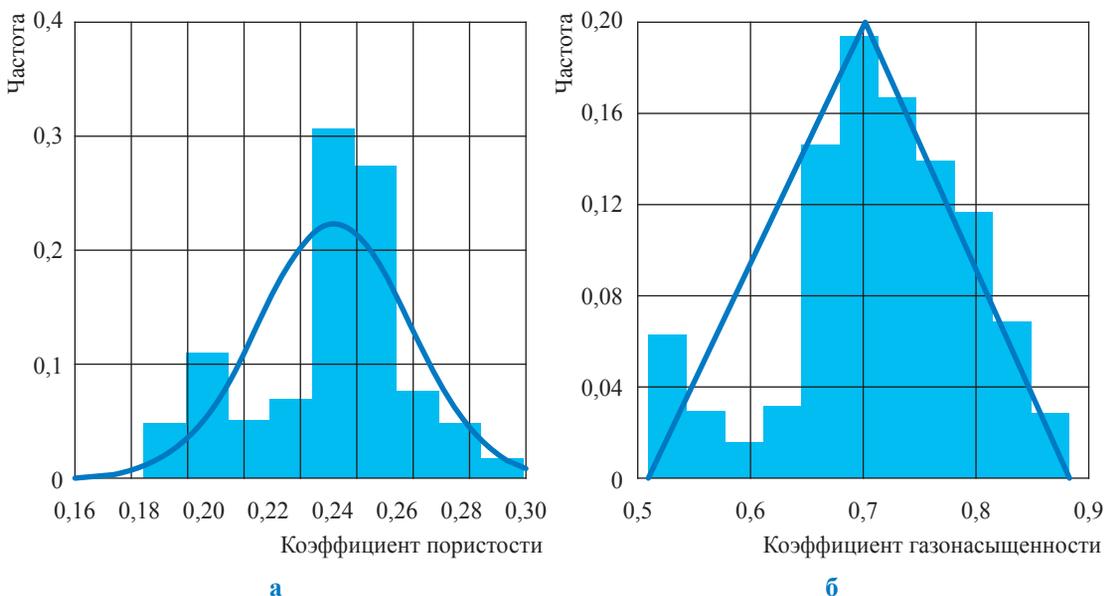


Рис. 5. Гистограммы распределения коэффициентов пористости (а) и газонасыщенности (б) с оценкой вида распределения (см. синюю кривую) по скв. Южно-Лунская-1

значение проводимости принято для модификации 4; базовой является модификация 2, где проводимость, равная 0,01, в наибольшей степени соответствует оценке величины извлекаемых запасов. Анализ результатов моделирования показал, что при типизации тектонических нарушений на площади газонасыщенности КИГ варьирует в диапазоне 73,2...74,4 % в зависимости от выбранного варианта модификации (размах вариации – 1,2 %). С учетом моделирования активности водоносного горизонта диапазон изменения КИГ составляет 65,3...77,8 % (размах вариации – 12,5 %). Необходимо отметить, что влияние неопределенности характеристик водонапорного бассейна на показатели разработки месторождения, включая достигаемые значения КИГ, наиболее значимо по отношению к неопределенности величины «проводимость разломов».

Для вариативной оценки извлекаемых запасов использованы случайные значения величины геологических запасов УВ и случайные значения КИГ и КИК. На основе анализа результатов многовариантных расчетов показателей разработки в качестве формы распределения случайных величин «КИГ» и «КИК» выбрана форма треугольного распределения. Параметры треугольного распределения – граничные и модальное значения – соответствуют полученным по результатам моделирования показателям КИГ и КИК. На рис. 6 представлена гистограмма распределения КИГ. В качестве

модального принято значение КИГ, оцененное согласно базовому варианту фильтрационной модели, граничные значения приняты по наилучшим и наихудшим показателям.

Вероятностная оценка извлекаемых запасов газа (рис. 7) получена по результатам серии из 100 тыс. статистических испытаний, выполненных методом Монте-Карло (вычислялись произведения реализаций случайных величин «геологические запасы», «КИГ», «КИК»). Извлекаемые запасы пластового газа с вероятностями 10, 50 и 90 % составили соответственно 42, примерно 35 и около 28 млрд м³.

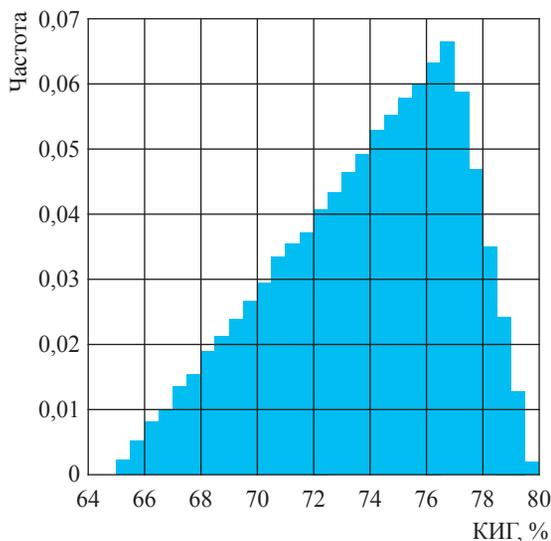


Рис. 6. Гистограмма распределения случайной величины «КИГ»

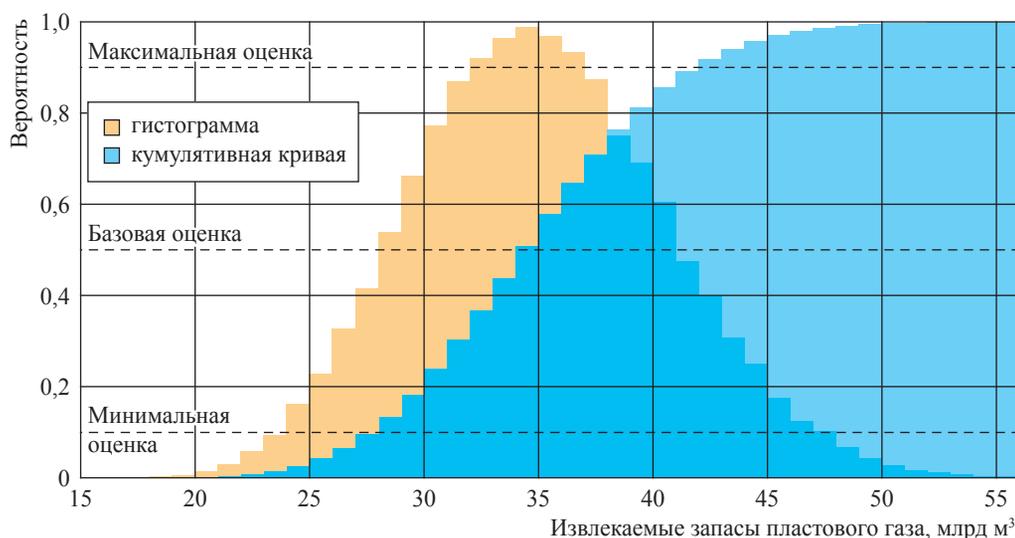


Рис. 7. Оценка распределения случайной величины «извлекаемые запасы газа»

Таким образом, в условиях неоднозначности определения некоторых геологических характеристик месторождения, обуславливающих особенности дренирования залежи, при отсутствии возможности проведения детальных геологоразведочных работ (по технико-экономическим причинам) выполненная аналитическая работа по типизации разрывных нарушений с позиции их влияния на условия разработки позволила сформировать различные модификации геологической и фильтрационной моделей. По результатам многовариантного моделирования на основе статистического анализа определен диапазон величин геологических и извлекаемых запасов газа.

В ходе проектирования разработки месторождения рекомендуется на основе различных модификаций геолого-технологической модели оценивать:

- технологические риски при выборе количества, конструкции, технологического режима работы скважин;
- время ввода дополнительных мощностей компримирования при определении продолжительности периода постоянных отборов.

Дальнейший технико-экономический анализ показателей разработки позволит выявить необходимость количества резервных скважин и других объектов добычи на перспективу во избежание упущения выгоды проекта.

Надежная оценка извлекаемых запасов УВ и научно обоснованных технологических показателей разработки Южно-Лунского газоконденсатного месторождения будет способствовать успешности освоения недр Киринского перспективного участка в целом.

Список литературы

1. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа / Ю.П. Ампилов. – М.: Спектр, 2008. – 384 с.
2. Гереш Г.М. Использование результатов гидродинамического моделирования для оценки прогнозного состояния газовой залежи на поздней стадии разработки / Г.М. Гереш, А.Ш. Гафаров, Р.Р. Исхаков // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 4 (20): Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – С. 45–49.

Geological uncertainties at designing development of South Lunsok field

S.V. Zinovkin¹, G.M. Geresh^{1*}, Ya.I. Shteyn², M.B. Shevelev³

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

² Krasnoyarskgazprom neftegazproyeckt LLC, Bld. 10, Mayerchaka street, Krasnoyarsk, 660075, Russian Federation

³ Gazprom PJSC, Business center "Elektro", Bld. 156A, Moskovskiy prospekt, St. Petersburg, 196105, Russian Federation

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

Abstract. As exemplified by South Lunsok gas-condensate field, authors studied possibility to typify the screening capacity of the tectonic deformations at the offshore fields of the Kirin prospective site. On the grounds of this type design practice the production data were predicted.

Keywords: continental shelf, fault tectonics, aquifer, geological simulation, hydrodynamic modelling, probabilistic assessment, Monte Carlo technique, South Lunsok gas-condensate field.

References

1. AMPILOV, Yu.P. *From seismic interpretation to simulation and assesment of oil and gas fields* [Ot seismicheskoy interpretatsii k modelirovaniyu i otsenke mestorozhdeniy nefli i gaza]. Moscow: Spektr, 2008. (Russ.).
2. GERESH, G.M., A.Sh. GAFAROV, R.R. ISKHAKOV. Use of hydrodynamic modeling results for evaluation of the forecast condition of the gas deposit at the latest development stage [Ispolzovaniye rezultatov gidrodinamicheskogo modelirvaniya dlya otsenki prognoznogo sostoyaniya gazovoy zalezhi na pozdney stadia razrabotki]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2014, no. 4 (20): Problems of development of gas, gas condensate and oil/gas/condensate fields, pp. 45–49. ISSN 2306-8949. (Russ.).

УДК 622.031:550.8.013:553.068.22

Анализ чувствительности гидродинамической модели к фильтрационно-емкостным свойствам и граничным условиям для морских месторождений

К.Н. Иксанов¹, Г.М. Гереш^{1*}, А.В. Жиров¹, М.Н. Мансуров¹

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

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

Ключевые слова: морские месторождения углеводородов, неопределенность исходных данных, модификации модели, прогнозирование коэффициента извлечения, чувствительность модели.

Тезисы. В статье рассмотрено влияние неопределенности фильтрационных параметров в гидродинамической модели морского многопластового газоконденсатного месторождения, разрабатываемого редкой сеткой высокодебитных скважин с горизонтальным окончанием, на прогнозную оценку извлекаемых запасов газа и конденсата. Результаты расчетов, выполненных на различных модификациях модели, позволили сформировать алгоритм анализа чувствительности модели месторождения.

Как известно, освоение углеводородных месторождений континентального шельфа представляет собой комплексную наукоемкую техническую проблему, связанную с проведением геофизических и геологоразведочных работ, бурением скважин, добычей нефти и газа, промысловой подготовкой и транспортом углеводородов потребителям. Разработка углеводородных месторождений – сложная система, элементами которой являются как геологические объекты, так и объекты подземного, морского и наземного обустройства. Все элементы системы находятся в длительных (десять лет) и тесных (многофакторных с множеством прямых, обратных и перекрестных связей) взаимных контактах и являются неотъемлемой частью технологического процесса добычи.

В период организации добычи углеводородов и проектирования разработки нефтегазовые месторождения считаются¹ подготовленными к промышленной разработке при условии, что запасы углеводородов категории C_1 составляют не менее 30 % от всех запасов залежи. В отношении морских месторождений, в отличие от месторождений суши, достоверность оценок запасов снижена по причинам малых объемов поисково-разведочного бурения и отсутствия этапа опытно-промышленной эксплуатации. Указанные обстоятельства наряду с объективной ограниченностью существующих знаний об истинных процессах, происходящих в пласте и стволе скважины, существенно влияют на надежность прогнозирования показателей добычи и устойчивость работы технологического оборудования. Дополнительно можно отметить следующие осложняющие проектирование обстоятельства:

- отсутствие достаточной статистической информации о системе разработки;
- нестационарность процесса добычи углеводородов (фонд скважин, дебит и свойства добываемой продукции и т.д.);
- неоднозначность статистической совокупности фонда скважин вследствие неполной детерминированности свойств неоднородного продуктивного пласта;
- сложность системы добычи углеводородов с большим числом элементов и связей (пласт, скважина, оборудование и т.д.) – в процессе разработки параметры изменяются, т.е. система в целом динамична.

Указанные выше обстоятельства приводят к тому, что разработка морских газоконденсатных залежей сопряжена с множеством неопределенностей. Именно факторы неопределенности обуславливают риск проекта, т.е. опасности снижения

¹ См. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов: утв. распоряжением Минприроды России от 01.02.2016. № 3-р.

объемов извлечения запасов углеводородов, недополучения доходов или появления дополнительных расходов. Принятие решений по обустройству месторождений зависит от качества прогнозных технологических показателей разработки. Качественный прогноз теоретически можно сделать, если точно известна вся информация о месторождении, т.е. все его количественные параметры, но на практике удается, в силу различных обстоятельств, определить лишь некоторую часть всей совокупности данных о месторождении, а часть данных остается неопределенной. Абсолютно точный прогноз получить практически невозможно. Прогноз технологических показателей разработки выполняют на детерминированных моделях, требующих точного количественного задания всех параметров модели. В этой связи необходимо максимально сократить область неопределенности.

Фундаментальным недостатком использования различных математических пакетов программирования при проектировании разработки месторождения является требование определенности входных данных, которое достигается путем применения средневзвешенных значений входных параметров модели. Как правило, это приводит к получению существенно смещенных точечных оценок показателей разработки, т.е. очевидно, что требование детерминированности входных данных является неоправданным упрощением реальности.

Ранее [1] рассматривалось влияние погрешностей определения термобарических параметров и состава пластового флюида на оценку влагосодержания пластового газа, теперь рассмотрим влияние неопределенностей на фильтрационно-емкостные параметры пласта. Так, по имеющейся информации, неопределенности этого типа можно разделить на две группы: емкостные (применительно к геометрии залежи, эффективной нефтегазонасыщенной толщине продуктивного пласта, пористости породы и ее насыщенности флюидом) и фильтрационные (применительно к проницаемости породы, продуктивности скважин, наличию либо отсутствию трещин в структуре порового пространства, относительным фазовым проницаемостям (ОФП) коллекторов и т.д.). Наиболее часто встречаемые неопределенности связаны с такими геологическими параметрами, как характер распространения тектонических нарушений,

толщины глинистых перемычек между продуктивными пластами, коэффициенты вытеснения и ОФП при совместной фильтрации воды, газа, конденсата (и/или нефти) и др. Для морских месторождений в силу высокой стоимости буровых работ (материально-техническое снабжение, мобилизация буровой платформы и судов обеспечения, суровые климатические условия и т.д.) характерна малая плотность бурения разведочных скважин, поэтому определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в межскважинном пространстве происходит на основе информации, полученной по крайне редкой сети разведочных скважин, а в случае когда пробурена одна разведочная скважина, использование методов корреляции и интерполяции ФЕС становится невозможным. Таким образом, межскважинное пространство и фильтрационной, и геологической моделей можно представлять в определенной мере вариативно. Так, неопределенность оценки величин, характеризующих залежь, во многом возникает из-за необходимости распространения (интерполяции и экстраполяции) ФЕС на межскважинное пространство, а часто бывает и так, что ФЕС залежи принимаются подобными ФЕС соседних месторождений-аналогов, а геометрия залежи определяется лишь по результатам интерпретации сейсмических данных. В подсчете запасов месторождения дается оценка емкостных параметров залежей после опробования продуктивных интервалов в разведочных скважинах, бурения и освоения эксплуатационных скважин. Достоверность оценки ФЕС во многом зависит от объема и качества полученной информации (охвата лабораторными определениями свойств коллектора по разрезу залежей, плотности сетки скважин, охвата площади месторождения сейсмическими исследованиями и др.). Необходимо отметить, что современное состояние методик, технологий исследований и измерений не позволяет полностью устранить все неопределенности параметров геологического строения и особенностей протекания процессов фильтрации флюидов в объеме порового пространства пласта. Таким образом появляются статистические выборки значений исследуемых геолого-физических параметров, имеющие, как и любая статистическая выборка, диапазон изменения, вид распределения, среднее значение и другие статистические характеристики.

При планировании исследовательских работ и стратегии разработки требуется оценить возможный объем извлеченного газа и конденсата с учетом всех неопределенных геолого-физических параметров. Полезным для решения таких задач инструментом является гидродинамическое моделирование. В процессе моделирования необходимо определиться, какие именно значения ФЕС следует заложить в модель, а также какие граничные условия задать. Авторы предположили, что решить эту задачу можно путем анализа чувствительности гидродинамической модели к ФЕС и граничным условиям. Предлагается определить влияние изменения параметров гидродинамической модели на динамику показателей разработки и увидеть, неопределенность какого параметра обеспечивает наибольшие отклонения показателей разработки и, соответственно, какой параметр требует особого внимания при занесении в модель, а возможно, и дополнительного исследования.

Для одного из морских месторождений с редкой сеткой высокодебитных газоконденсатных скважин с горизонтальным забоем выполнен анализ чувствительности модели к наиболее вариативно оцениваемым параметрам: проводимости тектонических разломов и ФЕС водоносного бассейна. Месторождение многопластовое, вытянутое, осложнено большим количеством разломов, направленных попеременно практически параллельными линиями, разделяя залежь на небольшие части с интервалом 1,5...2 км с увеличивающейся амплитудой по вертикали к южной части залежи. Доля коллектора в общей толще пласта данного месторождения составляет 0,74, пористость варьируется в пределах от 17 до 22 % (при среднем значении 19,8 %), проницаемость – от 0,008 до 1,215 мкм² (среднее значение составляет 0,185 мкм²). Проводимость разломов на данный момент однозначно не установлена, хотя давление, замеренное при бурении эксплуатационных скважин по разные стороны от разлома, косвенно свидетельствует о наличии гидродинамической связи.

Неопределенность также наблюдается в отношении распределения запасов газа по четырем пластам месторождения, в особенности много допущений принято при оценке запасов нижнего, четвертого, пласта, поскольку его разрез вскрыт лишь одной разведочной скважиной и ни одна эксплуатационная скважина

данный пласт не вскрыла. Ожидается, что выработка нижнего пласта запасов будет осуществляться лишь за счет дренирования остальными скважинами через разломы. Отдельно к неопределенным параметрам можно также отнести ФЕС и проводимость разломов в южной части месторождения, граница которой пролегает через крупный разлом высокой амплитуды в районе действующей эксплуатационной скважины. Запасы южной части месторождения установлены лишь по интерпретации сейсмических данных.

Необходимо пояснить, что в цифровой гидродинамической модели проводимость разломов определяется проницаемостью смежных ячеек. В результате образования разлома может оказаться, что слой коллектора полностью перекрывается неколлектором и либо проводимость будет нулевой, либо перекрытие будет частичным; также возможны увеличение или уменьшение проводимости разлома при механическом воздействии сил, приведших к его образованию. Указанные неопределенности требуют экспертной оценки для определения диапазона изменения проводимости. Также существует возможность варьировать проводимость через разлом путем экспертного задания снижения или увеличения исходной проводимости для каждого разлома, что и было сделано в отношении рассматриваемого месторождения. Для различных модификаций проводимости выполнены прогнозные расчеты основных технологических показателей разработки и определен коэффициент извлечения газа (КИГ).

Активность водоносного бассейна обуславливается его геометрическими размерами и проницаемостью. В рассматриваемом примере геометрические размеры водоносного бассейна заданы исходя из текущего геологического представления и не варьировались, модификация активности водоносного бассейна осуществлялась путем изменения проницаемости на поверхности газовой контактной от нижней границы диапазона до верхней с определенным шагом. Для различных модификаций проницаемости водоносного бассейна выполнены прогнозные расчеты основных технологических показателей разработки и определен КИГ.

В результате исследований выявлена чувствительность КИГ к оценкам вышеуказанных параметров. На рис. 1 представлена гистограмма распределения КИГ в зависимости от изменения проводимости разломов

(проводимость разломов увеличивается слева направо), крайняя левая оценка соответствует нулевой проводимости. На рис. 2 показана гистограмма распределения КИГ в зависимости от активности водоносного бассейна (проницаемость увеличивается слева направо), крайняя левая оценка соответствует нулевой активности водоносного бассейна, т.е. приток воды в залежь отсутствует. Анализируя приведенные графики, можно заключить, что при уменьшении проводимости разломов происходит уменьшение КИГ на 0,22 (с 0,72 до 0,5) при полностью непроводящих разломах, что вполне закономерно. Изменение КИГ в зависимости от активности водоносного бассейна, в отличие от случая сопоставления с проводимостью разломов, имеет локальный экстремум: в начале КИГ растет, но затем из-за обводнения и последующего выбытия скважин начинается его снижение, т.е. дальнейшее увеличение активности водоносного бассейна приводит к еще более раннему обводнению скважин и уменьшению КИГ. Так, диапазон изменения КИГ составил 0,03: от 0,64 при нулевой активности водоносного бассейна до 0,67 при локальном экстремуме.

Необходимо отметить, что процедура анализа чувствительности на разных стадиях изученности месторождения различается, и связано это с некоторыми ограничениями, накладываемыми наличием или отсутствием информации о характере распределения ФЕС в межскважинном пространстве месторождения.

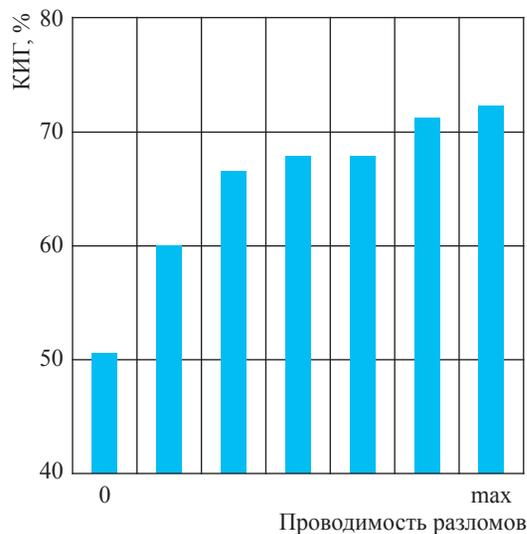


Рис. 1. Гистограмма распределения КИГ в зависимости от проводимости разломов

На первой стадии изученности после проведения геологоразведочных работ эта информация, как отмечалось выше, базируется на скважинных данных месторождения, покрытого крайне редкой сеткой скважин. На следующей стадии – в ходе бурения эксплуатационных скважин – происходит доизучение месторождения в части уточнения состава флюидов и структурных построений, в результате чего появляется новая информация. Заметим, что если месторождение уже введено в разработку, получаемые данные о термобарических условиях и составе флюидов уже не будут начальными, этот фактор, несомненно, вносит дополнительную неопределенность. Например, в случае отличия значения пластового давления от его начального замера в соседней скважине, отделенной разломом, невозможно с уверенностью сказать, явилось ли данное изменение следствием распространения депрессионной воронки через разлом или же разлом непроницаем и мы имеем дело с блоковым строением.

Сформулированное утверждение еще раз говорит в пользу необходимости более полного охвата площади месторождения бурением разведочных скважин. Действительно, если месторождение еще не освоено, пробурен не весь фонд эксплуатационных скважин или вовсе ни одной скважины не пробурено, то наблюдается и неопределенность значений дебитов, в особенности если планируется бурить скважины сложной конструкции и профиля вскрытия продуктивного разреза. Если, например,

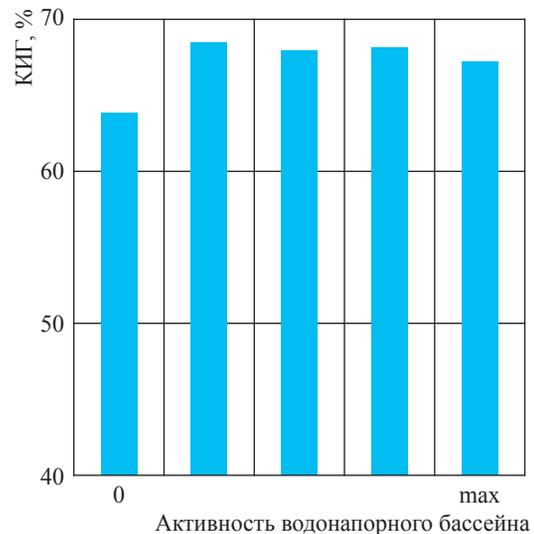


Рис. 2. Гистограмма распределения КИГ в зависимости от активности водоносного бассейна

для вертикальных скважин можно приближенно оценить фильтрационные параметры исходя из результатов гидродинамических исследований разведочных скважин, то оценка фильтрационных параметров для скважин с горизонтальным забоем становится предметом серьезной проработки и обоснования, не говоря уже о скважинах с более сложным профилем вскрытия и конструкции.

В том случае когда проектные скважины уже пробурены, освоены, выполнены гидродинамические исследования скважин (ГДИС), по результатам которых можно уже судить о продуктивности скважин, исследователю в ходе анализа чувствительности основных технологических показателей разработки к параметрам модели необходимо сохранить полученные ФЕС в пробуренных скважинах неизменными. В свою очередь, это заставляет для каждой модификации модели выполнять проверку соответствия рассчитанных показателей результатам ГДИС. Если возникают противоречия, иными словами, если исследователю обязательно необходимо изменять проницаемость или иной параметр, непосредственно влияющий на продуктивность скважины, то непременно появляется потребность в повторной настройке на результаты ГДИС за счет иных параметров, регулирующих связь «скважина – пласт».

На данный момент на рассмотренном морском месторождении все проектные эксплуатационные скважины с горизонтальным забоем пробурены, и 30 % фонда находятся в работе. Ежеквартально выполняется актуализация модели по фактическим данным о добыче и эксплуатации скважин. В ходе адаптации вносятся новые данные, выполняются расчеты и проверяется соответствие модельных и фактических показателей по скважинам. При условии

существенных расхождений следует установить, какой из параметров нужно скорректировать для достижения соответствия. В этой связи полезными оказываются результаты анализа чувствительности: они помогают определиться с выбором параметра, требующего уточнения. При недолгой истории разработки процесс адаптации от года к году будет сопровождаться новыми уточнениями межскважинного распределения ФЕС.

Результаты выполненного ранее анализа чувствительности использованы в одном из циклов уточнения параметров модели в ходе ее адаптации к поступившим данным (показатели эксплуатации скважин, дебит газа, давление на устьевых и глубинных датчиках), которые продемонстрировали отставание модельных значений пластового давления в зоне отбора некоторых скважин. Как вариант в данной ситуации в качестве основной модификации при адаптации выбраны изменения активности водоносного бассейна, проводимости отдельных разломов вблизи эксплуатационных скважин, частичное уточнение ОФП, незначительное уточнение анизотропии проницаемости. Ниже кратко перечислены шесть модификаций с акцентом на их отличия:

- 1) начальная модель;
- 2) уточненные ОФП;
- 3) сниженная активность водоносного бассейна;
- 4) уточненная вертикальная проницаемость;
- 5) объединение модификаций 2 и 4;
- 6) актуализированная и адаптированная модель, включающая перечисленные выше модификации.

Для каждой модификации выполнен прогноз основных технологических показателей

Прогнозные показатели разработки, рассчитанные на различных модификациях модели

Модификация	Период постоянной добычи, лет	КИГ (значение / изменение), д.ед.		
		Месторождение в целом	Южная часть месторождения	Пласт 4
1. Начальная модификация модели	12	0,694	0,601	0,433
2. Уточнение ОФП	1	0,512 (-0,182)	0,355 (-0,247)	0,238 (-0,195)
3. Снижение активности водоносного бассейна	9	0,701 (+0,007)	0,631 (+0,030)	0,583 (+0,151)
4. Уточнение вертикальной проницаемости	12	0,696 (+0,002)	0,603 (+0,002)	0,398 (-0,034)
5. Объединение изменений 2 и 4	1	0,529 (-0,165)	0,367 (-0,234)	0,226 (-0,206)
6. Актуализированная и адаптированная модель, включающая все модификации	8	0,678 (-0,016)	0,586 (-0,016)	0,504 (+0,071)

разработки. В таблице представлены некоторые результаты выполненных расчетов, в том числе КИГ для южной части месторождения и пласта 4.

Результаты расчетов показали, что максимальный КИГ достигается для модификации 3, минимальный – для модификации 2, максимальная продолжительность периода постоянной добычи (12 лет) наблюдается для модификаций 1 и 4, наименьшая (1 год) – для модификации 2. В модификациях 1 и 4 периоды постоянной добычи и значения КИГ близки.

Анализируя графики (рис. 3, 4) чувствительности КИГ и коэффициента извлечения конденсата (КИК) месторождения и отдельных его зон, можно сделать вывод, что при отсутствии фиксации настройки эксплуатационных скважин на ГДИС наблюдается значительный разброс значений КИГ. Графики, аналогичные рис. 3 и 4, справедливо строить лишь для модификаций 1, 3 и 6, поскольку в данных модификациях сохраняется настройка эксплуатационных скважин на ГДИС; остальные модификации можно считать лишь промежуточными, в которых скважины на ГДИС не настроены.

Выполненная работа наталкивает авторов на мысль, что и для месторождений, в которых не известны фильтрационные параметры проектируемых эксплуатационных скважин, при проведении анализа чувствительности и формировании модификаций модели необходимо контролировать модельные значения фильтрационных

параметров и обоснованно относиться к тем цифровым значениям модели, которые непосредственно влияют на модельные фильтрационные параметры скважин. Как показано ранее, в серию расчетов заведомо может быть внесен дополнительный существенный разброс наблюдаемых модельных величин, являющихся целью анализа чувствительности. В связи с изложенным предлагается при проведении анализа чувствительности пользоваться алгоритмом, показанным на рис. 5, при этом следует:

- 1) обосновать фильтрационные параметры проектируемых эксплуатационных скважин, выполнить минимальную оценку, максимальную оценку и оценку ожидаемых величин;
- 2) при формировании модификаций модели контролировать настройку модельных фильтрационных параметров проектируемых скважин с обоснованной в пункте 1 оценкой;
- 3) отсеивать модификации параметров модели, для которых при выполнении пункта 2 не удается добиться соответствия;
- 4) в итоге для каждой оценки (см. пункт 1) перебором множества всех возможных модификаций параметров модели с учетом изложенного в пунктах 2 и 3 будет сформирован набор модификаций, пригодных для прогнозирования основных технологических показателей;
- 5) выполнить прогноз основных технологических показателей разработки на сформированных модификациях модели из пункта 4;
- 6) провести анализ изменения основных технологических показателей разработки,

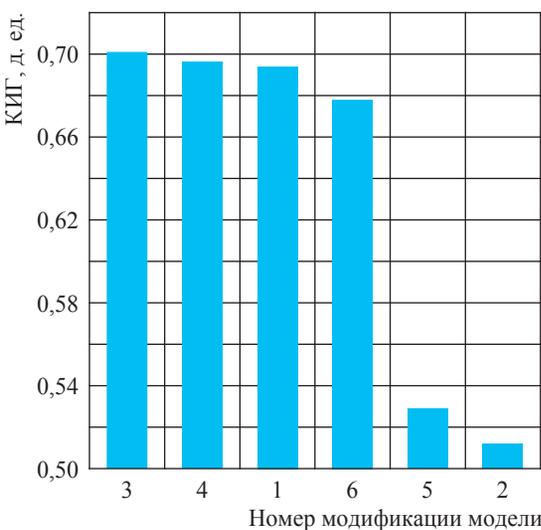


Рис. 3. Чувствительность КИГ при изменении параметров модели

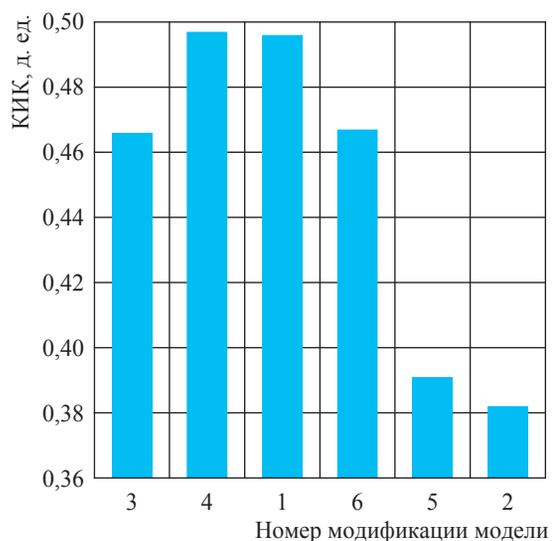


Рис. 4. Чувствительность КИК при изменении параметров модели



Рис. 5. Алгоритм проведения анализа чувствительности модели к ФЕС

рассчитанных на использованных модификациях модели, т.е. определить их чувствительности к изменению параметров.

Надежное прогнозирование технологических режимов работы морских газоконденсатных (и нефтяных) скважин, осложненных невыявленными геолого-физическими и фильтрационно-емкостными параметрами конкретных месторождений, является важнейшей задачей проектирования разработки. Указанная цель и решение задач реализации проектов могут достигаться методами экспериментальных исследований и теоретического анализа термогидродинамических процессов по всей технологической цепочке «пласт – скважина – шлейф – внутрипромысловый трубопровод – установка комплексной подготовки газа» в течение всей жизни месторождения для

обеспечения необходимой точности модельных расчетных показателей разработки месторождения. Кроме того, это позволит не только исключить критические ситуации в течение долгого срока эксплуатации месторождения, но и оптимизировать затраты на реализацию проекта.

Список литературы

1. Гереш Г.М. Влияние на оценку влагосодержания пластового газа погрешностей определения термобарических параметров и состава пластового флюида / Г.М. Гереш, О.Ю. Яценко // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения месторождений российского шельфа. – С. 31–34.

Analysis of a hydrodynamic model response to filtration, porosity and boundary conditions for offshore hydrocarbon fields

K.N. Iksanov¹, G.M. Geresh^{1*}, A.V. Zhironov¹, M.N. Mansurov¹

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

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

Abstract. This article discusses impact of uncertainty of filtration parameters in a hydrodynamic model of a multihorizon marine gas-condensate field to predicted recoverable reserves of gas and condensate in case this field is being developed by means of a coarse net of the prolific wells with horizontal endings. Calculations made using different modifications of the named model enabled creation of an algorithm for analysis of its sensibility.

Keywords: marine (offshore) hydrocarbon fields, uncertainty of initial data, model modifications, recovery rate forecasting, model sensitivity.

References

1. GERESH, G.M., O.Yu. YASHCHENKO. Errors in determination of thermobaric parameters and content of a bedded fluid affecting humidity assessment for an insitu gas [Vliyaniye na otsenku vlagosoderzhaniya plastovogo gaza pogreshnostey opredeleniya termobaricheskikh parametrov i sostava plastovogo flyuida]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 4 (36): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 31–34. ISSN 2306-9849. (Russ.).

УДК 622.324:550.8(571.64)

Роль доразведки в процессе эксплуатационного разбуривания месторождений шельфа о. Сахалин

Г.М. Гереш

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
E-mail: G_Geresh@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова: шельф, эксплуатационное разбуривание, доразведка, Южно-Кириновское месторождение.

Тезисы. Показана необходимость повышения требований к содержанию и объемам программы исследовательских работ во время эксплуатационного разбуривания Южно-Кириновского и других месторождений шельфа Сахалина для получения недостающей геолого-промысловой информации с целью повышения надежности проектирования разработки. В работе показаны негативные примеры того, какое влияние оказывают отсутствие или недостоверность исходной геолого-промысловой информации на проектные технологические документы.

В последние годы на шельфе Сахалина успешно реализуется проект освоения базовых морских газоконденсатных месторождений с подводным обустройством устьев скважин, подводной системой сбора и транспортировки продукции до берегового технологического комплекса без использования надводных гидротехнических сооружений. Крупные и уникальные по запасам морские газоконденсатные месторождения (как правило, они еще и многопластовые) располагают существенными площадями газоносности. В ходе геологоразведки обычно сейсмическая съемка выполняется в большом объеме, а количество разведочных и поисковых скважин, пробуренных для изучения свойств пласта и оценки добычных возможностей, минимально. Это связано с коротким безледовым периодом в районе морского месторождения и в значительной степени с финансовыми затратами [1], обусловленными высокой арендной ставкой за пользование морской буровой установкой. В итоге удельная плотность размещения разведочных и поисковых скважин на морских месторождениях Кириновского перспективного участка существенно меньше в сравнении с месторождениями на суше [2] и для Кириновского газоконденсатного месторождения (ГКМ) составляет 23 км² на 1 скважину (или треть площади газоносности), а для Южно-Кириновского нефтегазоконденсатного месторождения – 67 км² на 1 скважину.

Необходимо отметить, что на первом этапе проектирования разработки месторождений Кириновского блока наблюдалась недостаточность геолого-промысловой информации и многие параметры (изменчивость фильтрационно-емкостных свойств, толщины и активность водонапорного бассейна, свойства и состав пластовых флюидов и др.) принимались по аналогии с месторождениями, расположенными в этом регионе, в частности с Лунским нефтегазоконденсатным.

По завершении геологоразведочных работ на шельфовых месторождениях нередко складывается двойственная ситуация: с одной стороны, концептуально месторождение подготовлено к дальнейшему промышленному освоению (определены запасы углеводородного сырья, принята стратегия освоения месторождения или залежи), с другой – на фоне сложности геологического строения месторождения, наличия множества тектонических разломов отмечается крайне низкая информативность данных:

- о проводимости и масштабах распространения тектонических разломов;
- изменчивости фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора по площади и разрезу;
- начальных термобарических параметрах пластов;
- составе и свойствах пластовых флюидов;
- положении границ газоводяных контактов в блоках.

По итогам геологоразведочных работ подсчитываются запасы и составляется документ первой стадии проектирования – технологическая схема на разработку (ТСП) морского месторождения. Не всегда геолого-геофизические данные, полученные с использованием крайне редкой сети разведочных морских скважин, удается корректно распространить на остальные участки месторождения при построении геологической модели в связи с изменчивостью свойств, а сгущение сети за счет строительства дополнительных разведочных морских скважин для более детального изучения, как отмечено выше, требует значительных затрат. По этой причине доразведка и получение необходимого объема геолого-промысловой информации, проведение комплекса исследовательских работ для повышения обоснованности проектирования разработки переносятся на стадию разбуривания и освоения эксплуатационных скважин. Объем получаемой геолого-промысловой информации в этот период существенно превышает первоначальный (после геологоразведки) и дает основание оперативно скорректировать в рамках дополнений к ТСП месторождения проектные решения, в том числе дебиты и фонд скважин, уже на начальном этапе разработки.

В условиях морского подводного промысла увеличение фонда скважин сверх предусмотренного утвержденным проектом осуществимо только на начальном этапе освоения и весьма затруднительно после окончания строительства основных объектов обустройства в том числе и по причине длительности и сложности изготовления подводного оборудования, а порой отсутствия возможности его подключения к смонтированному оборудованию.

Далее рассмотрим основные направления и результаты доразведки и доизучения в ходе эксплуатационного разбуривания Киринского месторождения. Еще до ввода месторождения в разработку был выявлен факт отсутствия важных геолого-геофизических данных, в том числе и о геологическом строении приповерхностного комплекса отложений, где позже обнаружены мелкие скопления газа. Наличие приповерхностных скоплений газа надпродуктивным разрезом изучалось методами сейсмики высокого разрешения (СВР). Результаты интерпретации дали основание для визуального представления мест скопления, что позволило оперативно внести изменения в схему размещения

эксплуатационных скважин: устья перенесены в более безопасные места, предложены новые траектории проводки и азимуты скважин в продуктивном разрезе (рис. 1).

Бурение эксплуатационных скважин стало основой для доизучения геологического строения: появлялась новая информация о положении, количестве и протяженности тектонических разломов, кровли и подошвы вскрытых продуктивных пластов (необходимо отметить, что число разломов и их протяженность значительно изменились в сторону увеличения). Представление о геологической структуре месторождения претерпело изменения. Так, положение кровли продуктивного пласта встречалось как выше (до 50 м), так и ниже (до 25 м) первоначальной прогнозируемой отметки – соответственно 0,18 и 0,08 толщины продуктивного разреза.

Новые структурные построения и информация о начальных пластовых термобарических параметрах не только повлияли на геологическую модель, но и повлекли изменения начальных геологических запасов газа и конденсата

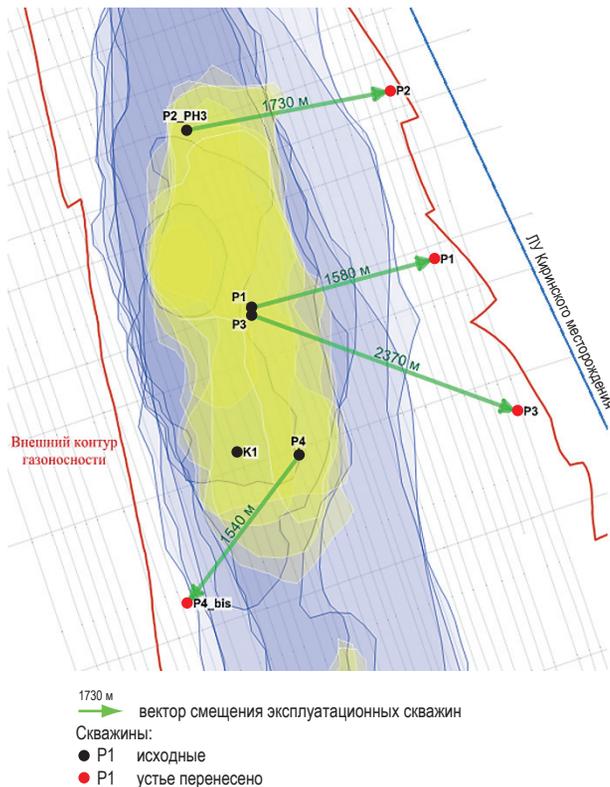


Рис. 1. Уточнение местоположения устьев эксплуатационных скважин Киринского ГКМ по результатам интерпретации данных СВР 2D (С.В. Зиновкин): ЛУ – лицензионный участок

на месторождении. Полученная информация нашла отражение в актуализированных геологической и фильтрационной моделях, изменила прогнозные технологические показатели разработки, позволила выявить ухудшение условий дренирования залежи в ходе разработки.

Немаловажный вопрос – изучение свойств и характеристик пластового флюида. Состав пластового газа Киринского месторождения, потенциальное содержание конденсата в нем были определены на основе проб газа и конденсата, полученных в процессе исследований трех разведочных скважин, т.е. до начала эксплуатационного разбуривания. Результаты первичных газоконденсатных исследований пластового флюида по всем эксплуатационным скважинам позволили установить различие значений этой величины по скважинам и уточнить потенциальное содержание конденсата в целом по залежи. Начальное среднее потенциальное содержание конденсата изменилось со 158 (до разбуривания месторождения) до 167 г/м³, уточнена кривая потенциального содержания, скорректирован прогноз добычи газового конденсата.

В разведочных скважинах состав пластового флюида был недостаточно исследован на содержание агрессивных компонентов. Поэтому на момент составления первого проектного документа на разработку содержание агрессивных компонентов, в том числе диоксида углерода, в пластовом флюиде принято по месторождению-аналогу (Лунскому) как среднее для всей залежи. По результатам исследований проб из эксплуатационных скважин, анализа состава всех проб и с учетом фактических промысловых данных выявлено, что распределение концентрации CO₂ по площади газоносности неравномерно и на 30 % выше ранее принятого.

Большое значение для прогноза показателей разработки имеет достоверность определения начальных термобарических пластовых условий. Пластовая температура влияет не только на величину начальных запасов углеводородов, но и на значение влагосодержания пластового газа. К примеру, начальная пластовая температура определена по результатам замеров в разведочных скважинах Киринского ГКМ, позже она была уточнена в эксплуатационных скважинах (и оказалась на 6 % выше начального значения), в итоге актуализированное значение влагосодержания увеличилось

на 22 % [3]. Этот факт негативно отразился на работе технологического оборудования подготовки газа к транспорту. Потребовались дополнительные технические решения для совершенствования технологии подготовки газа на промысле.

Следующая позиция для доизучения в ходе эксплуатационного разбуривания – добычные характеристики и параметры технологического режима работы скважин. С целью повышения эффективности освоения морских месторождений предложено строительство скважин с дебитом свыше 2,3 млн м³/сут. Анализ результатов газодинамических исследований (ГДИ) разведочных вертикальных скважин показал, что определение продуктивности базируется на экстраполяции результатов поинтервальных ГДИ; исследования при совместной работе во всех вскрытых интервалах не проводились.

Опыт первичных исследований эксплуатационных скважин Киринского месторождения, имеющих подводное устье и субгоризонтальный открытый забой протяженностью 500 м, показал, что технология проведения промыслово-геофизических исследований (ПГИ) и ГДИ представляет определенные сложности и не всегда обеспечивает выполнение требований существующих нормативных документов. Причин тому несколько:

- строительство и освоение скважин проводится в короткий межледовый период, что обуславливает проведение ГДИ и ПГИ в сжатые сроки и, как следствие, сокращение количества и времени режимов исследования;
- испытательное оборудование плавучей буровой установки не рассчитано на высокие рабочие дебиты скважин (несколько миллионов метров кубических газа в сутки с высоким газоконденсатным фактором) и имеет ряд технологических ограничений. Диапазон дебитов при исследовании составляет начальный участок шкалы в пределах 30...50 % от планируемого, что снижает достоверность построения зависимости дебита от депрессии на всем требуемом диапазоне.

Примером могут послужить анализ и сопоставление результатов первичных (2012 г.) ГДИ при низких дебитах (Q) и последующих (2014 г.) дистанционных ГДИ действующей скв. P5 с режимами исследований, близкими к рабочему дебиту. Для первого случая максимальный дебит составил ~1,2 млн м³/сут, построены индикаторные

диаграммы, определены коэффициенты фильтрационного сопротивления, рассчитан технологический режим работы. На этом основании в первом проектом техническом документе на разработку сделан вывод, что проектное значение Q обеспечивается при депрессии $\Delta p = 1,8$ МПа. Во втором случае максимальный дебит скважины при исследовании составил $\sim 2,2$ млн $\text{м}^3/\text{сут}$, т.е. диапазон дебитов оказался значительно шире. Уточненная информация привела к пониманию, что проектного значения Q можно достигнуть при Δp , превышающей первоначальное значение на 17 %. Соответственно, это повлекло за собой изменение других прогнозных технологических показателей разработки. На рис. 2 сопоставлены индикаторные диаграммы 2012 и 2014 гг. Можно уверенно предположить, что при первичных исследованиях показатели были обеспечены только за счет высокопроницаемых частей неоднородного разреза.

Дополнительным свидетельством того, что при такой технологии освоения часть продуктивного разреза скважины не отрабатывается, могут служить результаты первичных ПГИ профиля притока скв. P2 на двух режимах с дебитами 460 и 750 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ (менее 50 % от проектной величины). Наблюдается нелинейное изменение профиля притока по разрезу для обоих режимов исследования (рис. 3), и в целом результаты не дают однозначного представления о профиле притока в эксплуатационной скважине и о ее проектном дебите.

Определенность дебита скважины повышает обоснованность расчета количества эксплуатационных скважин и позволяет своевременно принять решение о его корректировке. Обустройство морских нефтегазовых месторождений с подводным оборудованием устьев скважин требует существенных капитальных вложений и заблаговременного изготовления подводного оборудования и систем подключения, по сравнению с месторождениями на суше значительно возрастают удельные затраты в строительство добывающих скважин. Изменение фонда скважин (основных и резервных) на более поздней стадии освоения может оказаться невозможным.

Основные итоги доизучения Киринского ГКМ в процессе эксплуатационного разбуривания сведены в таблицу.

На очереди к освоению стоит Южно-Кириновское нефтегазоконденсатное месторождение, характеризующееся более сложным геологическим строением по сравнению с Киринским месторождением, тектоническими нарушениями и литологическим выклиниванием пластов, разницей в положениях контактов «газ – нефть – вода» в различных зонах. Проектные эксплуатационные скважины предполагают наклонно-направленный профиль и не предусматривают вскрытия продуктивных отложений ниже проектного забоя. Часть продуктивного разреза остается недоизученной. Необходимость доразведки в процессе эксплуатационного разбуривания Южно-Кириновского месторождения очевидна.

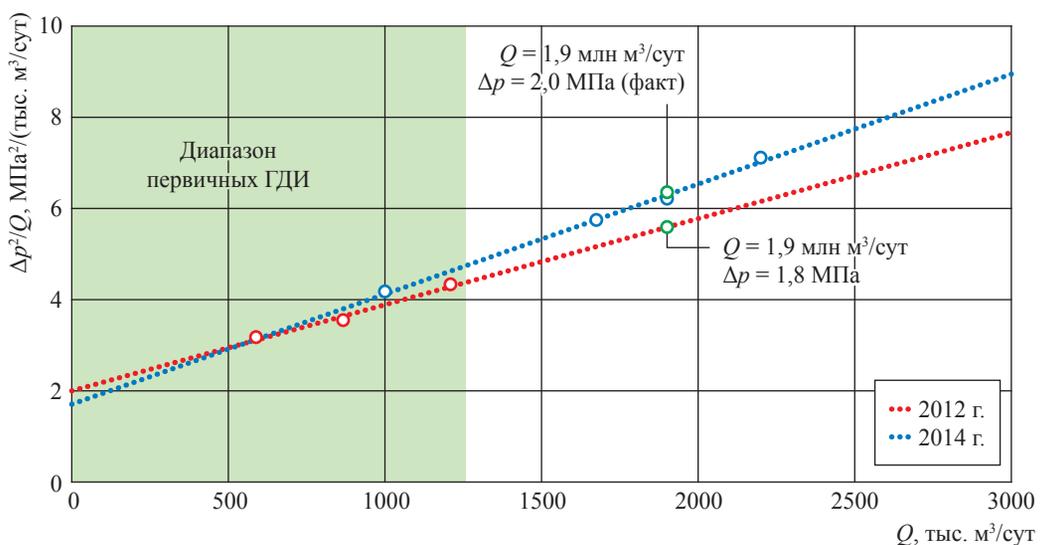
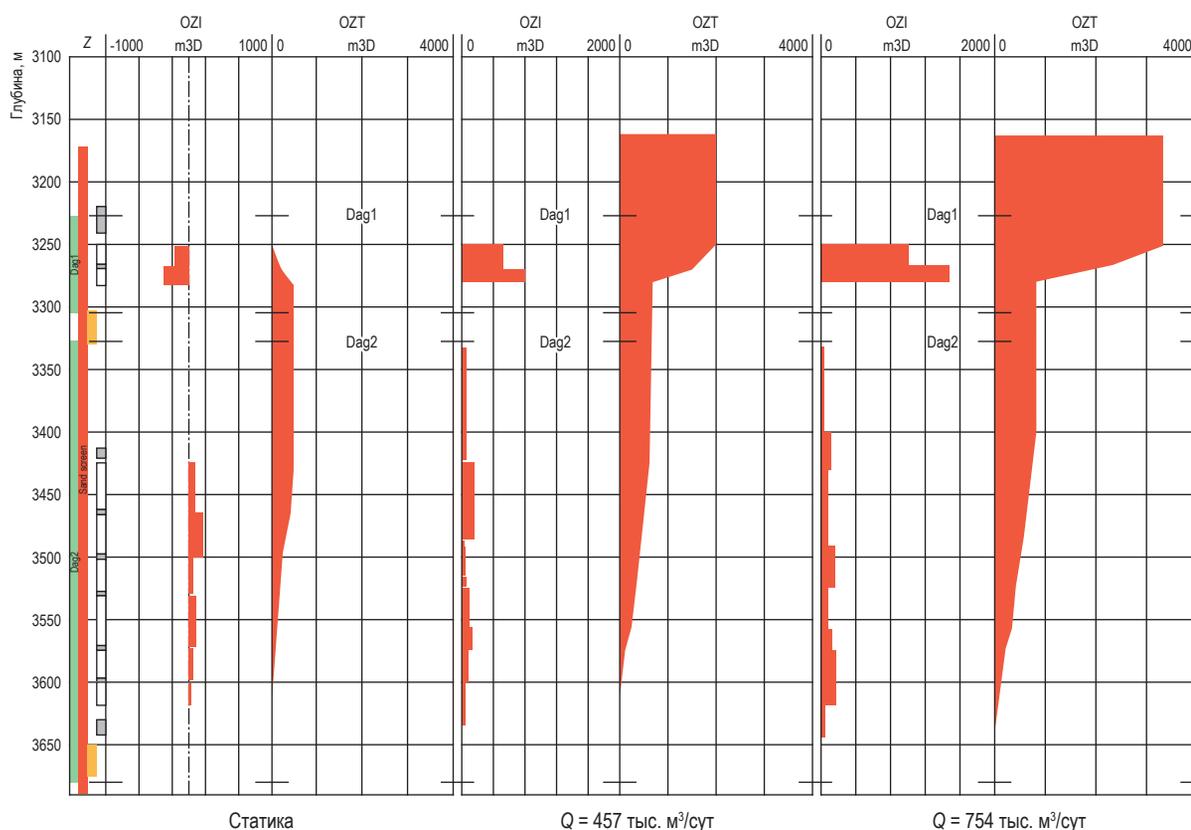


Рис. 2. Кириновское ГКМ, скв. P5: сопоставление индикаторных диаграмм ГДИ в 2012 и 2014 гг.



**Рис. 3. Кириновское месторождение, скв. P2:
профили притока по результатам ПГИ на двух режимах дебитов**

Результаты доразведки Кириновского месторождения в ходе эксплуатационного разбуривания

Задача	Метод	Результат	Изменение относительно первоначального технологического решения
Геология			
Определение зон скопления приповерхностного газа	СВР	Карта распространения зон скопления	Перенос устьев за пределы закартированных областей, изменение схемы размещения и подключения скважин
Уточнение структуры, газоводяного контакта, количества тектонических разломов	Бурение эксплуатационных скважин	Актуализированы цифровые геологическая и фильтрационная модели, запасы углеводородного сырья	Уточнены интервалы вскрытия продуктивного разреза в скважинах
Определение начальных пластовых давлений и температуры	Проведение исследований при бурении эксплуатационных скважин	Значение начальной пластовой температуры увеличено на 6 %, влагосодержания – на 22 %	Скорректирован прогноз добычи конденсационной воды на весь период разработки
Изучение состава и свойств пластового флюида	ГКИ, исследования на содержание CO ₂ , мышьяка и ртути	Увеличилась оценка содержания C ₅₊ , CO ₂ на 30 %	Скорректированы прогнозы добычи конденсата и динамики изменения содержания CO ₂ в пластовом газе, проведены дополнительные мероприятия коррозионной защиты
Продуктивные характеристики			
Получение дополнительных данных о фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов, дебитах	Изменение результатов освоения скважины, ГДИ, замеры давления и температуры	Проектный дебит обеспечивается при депрессии выше принятой первоначально, сократился период постоянной добычи	Уточнены прогнозные технологические показатели разработки, снижен коэффициент извлечения газа
Определение характера притока к горизонтальному забою	ПГИ, включая расходомерию	Отмечен узкий диапазон дебитов при исследовании, обеспечивающий информацией о дренировании в ограниченной прискважинной зоне	Рекомендовано совершенствование техники и технологии проведения ГДИ и ПГИ

Наряду с рассмотренными на примере Киринского месторождения задачами доизучения морских месторождений в процессе эксплуатационного разбуривания в отношении доразведки Южно-Киринского месторождения ставится дополнительная задача повышения категорийности запасов, а именно перевода части запасов в категорию B_1 . Предложено при строительстве одной из эксплуатационных скважин на юго-восточной периферии Южно-Киринского месторождения пробурить опережающий вертикальный пилотный ствол со вскрытием всего продуктивного разреза (рис. 4) в целях уточнения геологического строения месторождения, свойств пластового флюида, характера насыщения коллекторов и положения газоводяного контакта, а также получения дополнительной геолого-геофизической информации для оценки запасов газа и оперативной корректировки проектного азимута и профиля эксплуатационных скважин в этой зоне. В пилотном (разведочном) стволе рекомендуется отобрать керн и провести лабораторные исследования на определение коллекторских свойств, произвести отбор и изучение глубинных проб пластового флюида и вод. В будущем опыт бурения пилотных стволов целесообразно использовать для уточнения положения водонефтяного контакта в процессе опытно-промышленных работ на нефтяном объекте разработки Южно-Киринского месторождения.

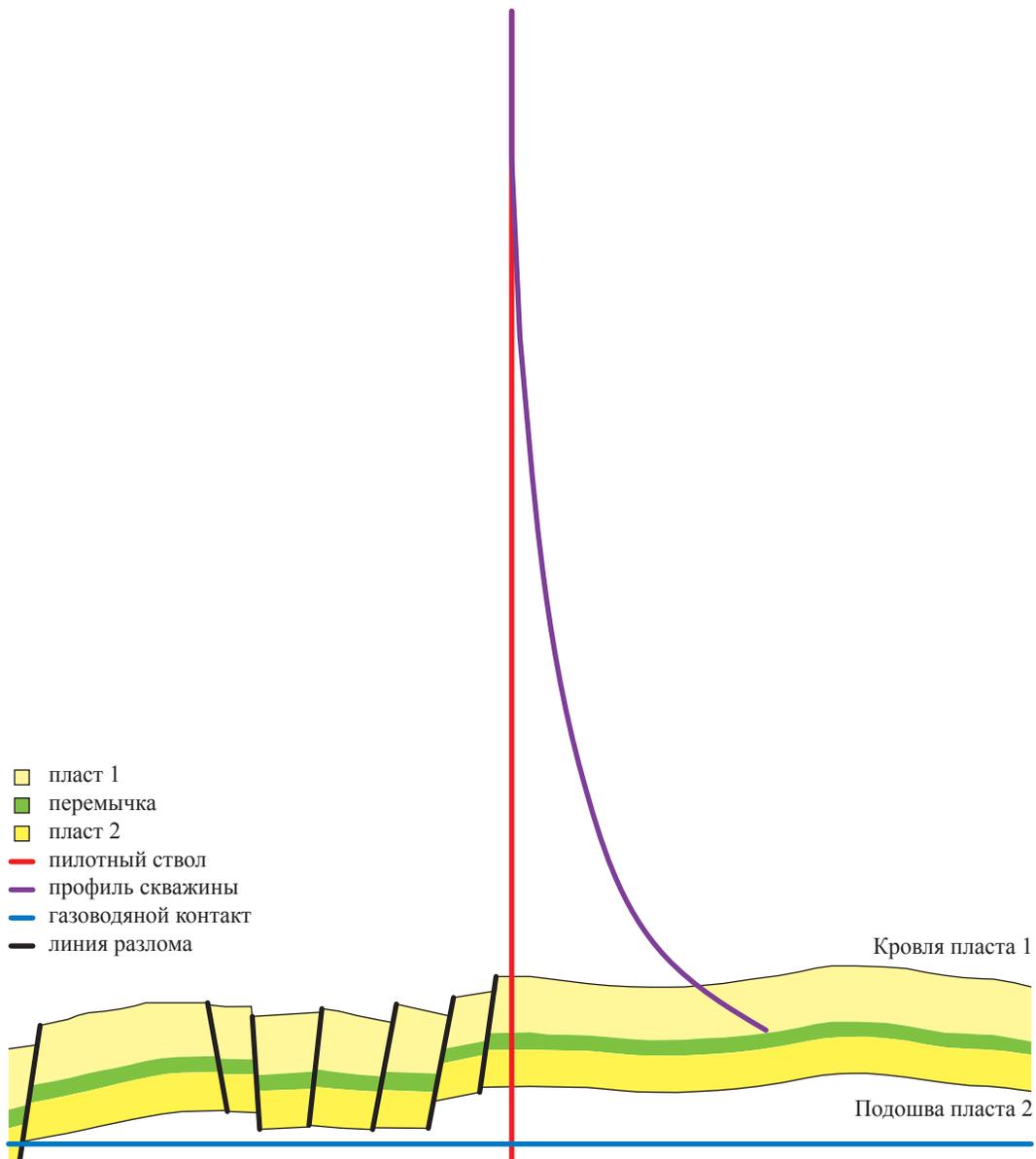


Рис. 4. Принципиальная траектория эксплуатационной скважины с опережающим бурением пилотного вертикального ствола

Выполнение программы исследовательских работ во время эксплуатационного разбуривания Южно-Кириинского и других месторождений шельфа Сахалина будет способствовать получению необходимой и достаточной геолого-промысловой информации для дальнейшего проектирования разработки. Поэтому при составлении этой программы в ТСР в 2019 г. были заложены повышенные требования к ее содержанию и объемам: инициированы дополнительные научные, экспериментальные, лабораторные и керновые исследования, включающие полный комплекс промыслово-геофизических исследований с использованием показаний расходомеров, датчиков влаги и газосодержания, оценку влияния на разработку месторождения проводимости тектонических разломов, исследования состава пластовой продукции на содержание неуглеводородных компонентов и коррозионно активных элементов, экспериментальные работы для установления оптимального технологического режима работы скважин и газосборной сети при высоком конденсатном факторе как для пластовых, так и для поверхностных условий.

С учетом наличия достаточно большого количества геологических неопределенностей (степень проводимости разломов, латеральное распределение проницаемости, вертикальная анизотропия проницаемости, положение

и степень активности водоносного бассейна и т.д.) наиболее остро стоит задача совершенствования оборудования (возможности его размещения на морской платформе) и технологии проведения первичных ГДИ скважин в целях уточнения продуктивности и настройки гидродинамической модели месторождения.

В ходе освоения Южно-Кириинского месторождения по завершении процесса бурения первой эксплуатационной скважины следует провести полный комплекс исследовательских работ в ходе доразведки, в том числе для оперативной актуализации геологической и гидродинамической моделей, последующей корректировки принятых технико-технологических решений. Результаты исследований позволят, при необходимости, на начальном этапе разработки месторождения уточнить технологический режим работы скважин, их дебиты и проектный фонд и дополнительно рассмотреть вопрос о резерве эксплуатационного фонда скважин для обеспечения прогнозной добычи. Кроме того, выполнение намеченной программы доразведки и исследовательских работ позволит снизить риски при поэтапном освоении и повысить эффективность разработки уникального Южно-Кириинского нефтегазоконденсатного месторождения, а также будет способствовать распространению передового опыта на остальные морские месторождения на шельфе о. Сахалин.

Список литературы

1. Мансуров М.Н. Развитие методологии проектирования разработки арктических месторождений углеводородов / М.Н. Мансуров, П.Г. Цыбульский // Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14). – С. 4–9.
2. Гереш Г.М. Основные направления организации контроля за разработкой сеноманской залежи Ямбургского месторождения при поэтапном освоении / Г.М. Гереш // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – Вып. 10–11. – С. 7–22.
3. Гереш Г.М. Влияние на оценку влагосодержания пластового газа погрешностей определения термобарических параметров и состава пластового флюида / Г.М. Гереш, О.Ю. Яценко // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения месторождений российского шельфа. – С. 31–34.

Scope of additional prospecting in course of development drilling of fields offshore the Sakhalin Island

G.M. Geresh

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: G_Geresh@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Author shows necessity to harden requirements imposed to content and scope of the research works during development drilling of South Kirin and other hydrocarbon offshore fields at the Sakhalin region. The deficit geological data are wanted to improve reliability of the field development design. This article contains negative examples when lack or infidelity of initial geological data influence the output design process documentation.

Keywords: continental self, development drilling, additional prospecting, South Kirin field.

References

1. MANSUROV, M.N., P.G. TSYBULSKIY. Development of methods of design preparation for exploitation of Arctic hydrocarbon reservoirs [Razvitiye metodologii proyektirovaniya razrabotki arkticheskikh mestorozhdeniy uglevodorodov]. *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. 4–9. ISSN 2306-8949. (Russ.).
2. GERESH, G.M. Main leads of controlling gradual development of a Cenomanian deposit at Yamburg field [Osnovnyye napravleniya organizatsii kontrolya za razrabotkoy senomanskoy zalezhi Yamburgskogo mestorozhdeniya pri poetapnom osvoyenii]. *Geologiya, Burennye, Razrabotka i Ekspluatatsiya Gazovykh i Gazokondensatnykh Mestorozhdeniy*: collected sci. papers. Moscow: IRTs Gazprom, 2000, iss. 10–11, pp. 7–22. (Russ.).
3. GERESH, G.M., O.Yu. YASHCHENKO. Errors in determination of thermobaric parameters and content of a bedded fluid affecting humidity assessment for an insitu gas [Vliyaniye na otsenku vlagosoderzhaniya plastovogo gaza pogreshnostey opredeleniya termobaricheskikh parametrov i sostava plastovogo flyuida]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2018, no. 4 (36): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 31–34. ISSN 2306-9849. (Russ.).

УДК 622.24

Анализ и предложения по повышению качества цементирования скважин на Штокмановском газоконденсатном месторождении на примере разведочной скважины № 7

Н.В. Самсоненко

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
E-mail: N_Samsonenko@vniigaz.gazprom.ru

Ключевые слова:

азрированный
тампонажный
раствор,
расширяющийся
тампонажный
камень,
технология
цементирования
обсадных колонн,
межпластовый
переток флюидов,
межколонное
давление, грифон.

Тезисы. Рассматриваются проектные буферные и тампонажные материалы и новые порошкообразные смеси, предназначенные для применения при первичном цементировании скважин. Проектные тампонажные материалы при разных давлениях и температурах в за- и межколонных пространствах образуют низкопрочные тампонажные камни, объемная усадка которых с учетом усиливающего влияния химических реагентов велика. В процессе твердения низкопрочные усадочные тампонажные камни обезвоживают толстые рыхлые фильтрационные корки на стенках скважин и пленки буровых растворов на колоннах. При потенциально возможных флюидопроявлениях из нижерасположенных горизонтов обезвоженные корки и пленки продавливаются с образованием микрозазоров разной раскрытости, с высокой вероятностью провоцируя заколонные перетоки и межколонные давления. Вследствие этого проектные тампонажные материалы, используемые на Штокмановском месторождении, не могли обеспечить необходимой герметичности заколонных и межколонных пространств и надежного разобщения пластов, что, по-видимому, привело к возникновению разнообразных осложнений процесса цементирования в существующих горно-геологических условиях.

Для первичного цементирования на Штокмановском месторождении рекомендуются новые порошкообразные эрозионные буферные и расширяющиеся тампонажные смеси и технологии их применения. Разработанные смеси в процессе гидратации образуют седиментационно и суффозионно устойчивые азрированные мелкопоризованные гидрогелевые эрозионные буферные и облегченные и нормальной плотности тампонажные растворы, а в процессе твердения – эластичные газоводонепроницаемые трещино- и морозостойкие тампонажные камни с повышенной деформативной способностью и объемным расширением 5 % и более. Использование новых порошкообразных эрозионных буферных и расширяющихся тампонажных смесей позволит исключить возникновение разнообразных осложнений процесса первичного цементирования обсадных колонн в горно-геологических условиях Штокмановского месторождения.

Штокмановское газоконденсатное месторождение (далее – Штокмановское ГКМ) на сегодняшний день является одним из крупнейших в мире по запасам природного газа. ЗАО «Севморнефтегаз» (ныне – ООО «Газпром нефть шельф») – первая российская компания, ставшая обладателем лицензии на право пользования недрами Штокмановского ГКМ, и именно ей был поручен авторский надзор за реализацией проекта строительства разведочной скв. 7, разработанного ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ и ООО НПК «НефтеБурГаз». Строительство скв. 7 осуществлялось согласно дополнению № 2 к индивидуальному рабочему проекту, выполненному в 2005 г.

Конструкция скважины должна была обеспечить охрану недр и окружающей среды за счет герметичности обсадных колонн, заколонных и межколонных пространств, надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов и тем более газосодержащих горизонтов с повышенным пластовым (поровым) давлением. Для достижения названных требований к конструкции скважины на Штокмановском ГКМ предлагались к применению проектные материалы и технологии бурения и цементирования всех обсадных колонн, которые, с большой вероятностью, не могли обеспечить необходимой герметичности заколонных и межколонных пространств и надежного разобщения пластов, что привело к разнообразным осложнениям процесса цементирования в горно-геологических

условиях Штокмановского ГКМ. Данный проект служит наглядным примером первичного цементирования обсадных колонн при строительстве скважин применительно не только к морским, но и к сухопутным месторождениям на территории РФ.

Проектная глубина скв. 7 составляет 2400 м. Проектный горизонт – байосские-ааленские отложения среднего отдела юрской системы. Глубина моря в точке бурения – 332 м, расстояние от стола ротора до поверхности моря – 22 м. Проектирование конструкции с учетом отмеченных особенностей обусловлено наличием неустойчивых четвертичных отложений и вероятностью разрушения устья, а также неустойчивых нижнемеловых отложений, склонных к осыпям, обвалам и поглощениям, неустойчивых меловых отложений, склонных к прихватам бурового инструмента, обвалам, осыпям и газопроявлениям из нижезалегающих горизонтов.

Для бурения интервалов под применяемые обсадные колонны и их цементирования предложено использовать представленные в табл. 1 буровые, буферные и тампонажные растворы. В дополнении № 2 к индивидуальному рабочему проекту указано, что плотности гликоль-полимерного ингибирующего

бурового раствора с повышенными псевдопластичными свойствами удовлетворяют горно-геологическим условиям качественной проводки стволов под все обсадные колонны. Однако высокие коэффициенты кавернозности и, соответственно, большие заколонные зазоры в интервале глубин 354...1800 м четвертичной, неогеновой и меловой систем, представленных мягкими и средней твердости горными породами, склонными к поглощению, обвалам, осыпям, сальникообразованиям и другим осложнениям процесса бурения, позволяют усомниться в повсеместно высокой ингибирующей способности применяемого гликоль-полимерного бурового раствора.

При нагнетании в цементируемое направление диаметром 762 мм и продавке тампонажного раствора плотностью 1850 кг/м³ в заколонное пространство морская вода, используемая в качестве основы бурового раствора, смешивалась с тампонажным раствором на протяжении интервала, понижая плотность последнего и ухудшая его технологические свойства и физико-механические параметры образующегося камня. При этом сроки загустевания-схватывания тампонажного раствора существенно удлинялись, несмотря на применение электролита CaCl₂.

Таблица 1

Проектные буровые, буферные и тампонажные растворы

Обсадная колонна	Раствор				Интервал цементирования, м
	тип	состав	плотность, кг/м ³	объем, м ³	
Направление, Ø762 мм	Буровой	Вода морская	1030	–	354...400
	Тампонажный	ПЦТ-П-50, CaCl ₂	1850	28,29	400...354
Кондуктор, Ø508 мм	Буровой	Гликоль-полимерный раствор	1060...1100	–	354...600
	Буферный	Вода морская	1030	12	600...354
	Тампонажный	ПЦТ-П-50, CaCl ₂	1850	61,10	600...354
Промежуточная, Ø339,7 мм	Буровой	Гликоль-полимерный раствор	1100...1120	–	1360...600
	Буровой	Гликоль-полимерный раствор	1120...1150	–	1500...1360
	Буферный	БП-100, вода морская	1050	10	600...1500
	Тампонажный	ПЦТ-П-Об(5)-50, КМЦ-700	1500	44,90	800...354
	Тампонажный	ПЦТ-П-50, КМЦ-700	1850	63,01	1500...800
Эксплуатационная, Ø244,5 мм (пакер – 400 м)	Буровой	Гликоль-полимерный раствор	1110...1140	–	2400...1500
	Буферный	БП-100, вода морская	1050	6	1500...2400
	Тампонажный	ПЦТ-П-Об(5)-50, КМЦ-700	1500	32,55	1400...354
	Тампонажный	ПЦТ-П-G-CC-1, КМЦ-700	1850	40,45	2400...1400

В процессе твердения в заколонном пространстве при температуре 22 °С образовался низкопрочный камень с объемной усадкой, которую существенно повышает электролит CaCl_2 . Между усадочным камнем и стенкой скважины возник зазор некоторой раскрытости, что при вероятном поступлении пластического флюида из нижерасположенного горизонта спровоцировало заколонные проявления – грифоны.

При последовательном нагнетании в цементируемый кондуктор диаметром 508 мм морской воды плотностью 1030 кг/м³ и объемом 12 м³, используемой в качестве буферного агента, и тампонажного раствора плотностью 1850 кг/м³ и объемом 61,1 м³ и продавке с большим расходом данного составного столба в заколонное и межколонное пространства тампонажный раствор оказался существенно разбавленным морской водой. Плотность тампонажного раствора значительно понизилась, а водоотдача, соответственно, возросла.

В результате разбавления тампонажный раствор превратился в седиментационно и суффозионно неустойчивую суспензию с продолжительными сроками загустевания-схватывания, несмотря на применение CaCl_2 . При давлении и температуре в заколонном и межколонном пространствах седиментационно и суффозионно неустойчивая суспензия пониженной плотности образовала низкопрочный усадочный камень.

При последовательном нагнетании в цементируемую промежуточную колонну диаметром 339,7 мм при температуре 36 °С буферного агента БП-100 плотностью 1050 кг/м³ и объемом 10 м³, затворенного морской водой плотностью 1030 кг/м³, составного столба тампонажных растворов плотностями 1500 и 1850 кг/м³ и объемами соответственно 44,9 и 63 м³ и последующей их продавке с большим расходом в заколонное и межколонное пространства буферным агентом был разбавлен прежде всего облегченный тампонажный раствор плотностью 1500 кг/м³, но, вероятно, и тампонажный раствор нормальной плотности. При этом плотности тампонажных растворов, обработанных высокомолекулярным полимером КМЦ-700, понизились в разной степени, а их водоотдача возросла. Облегченный и нормальной плотности тампонажные растворы, даже обработанные КМЦ-700, превратились в седиментационно

и суффозионно неустойчивые суспензии с повышенной водоотдачей, а сроки их загустевания-схватывания заметно удлинились.

В процессе твердения в заколонном и межколонном пространствах седиментационно и суффозионно неустойчивые суспензии разной пониженной плотности образовали низкопрочные усадочные камни, обезвоживающие толстую рыхлую фильтрационную корку на породах и пленки бурового раствора на колоннах. Обезвоженные корка и пленки при вероятных проявлениях флюидов из нижерасположенного горизонта продавлились с образованием микрозазоров разной раскрытости, что, по всей видимости, привело к перетокам между разнонапорными пластами и, как следствие, возникновению межколонного давления.

Порядок действий и получаемые результаты при цементировании эксплуатационной колонны Ø244,5 мм при температуре 62,9 °С аналогичны действиям и результатам при цементировании промежуточной колонны Ø393,7 мм при температуре 36 °С. Таким образом, проектные материалы и технологии с большой вероятностью не могли обеспечить надежной охраны недр и окружающей среды за счет герметичности заколонных и межколонных пространств, эффективной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от поглощающих и проявляющих пластов с разными пластовыми (порowymi) давлениями.

Надежную охрану недр и окружающей среды путем предотвращения разнообразных осложнений процесса цементирования обсадных колонн могли бы обеспечить порошкообразные эрозионная буферная и расширяющиеся тампонажные смеси заводского изготовления [1–6]. Новая порошкообразная эрозионная буферная смесь при затворении пресной либо слабоминерализованной водой плотностью до 1030 кг/м³ (концентрация электролита CaCl_2 – 2...4 %) при водосмесевом соотношении В/С = 0,65 м³/т образует базовые (при ручном перемешивании) плотности 1520 либо 1540 кг/м³ соответственно седиментационно и суффозионно устойчивых азрированных мелкопоризованных гидрогелевых облегченных буферных растворов.

При перемешивании мешалкой с частотой вращения вала 1500 об/мин в течение 3 мин плотность пресного облегченного азрированного эрозионного буферного раствора понижается до 1380 кг/м³, т.е. на 160 кг/м³.

При растекаемости 230 мм водоотделение отсутствует, что свидетельствует о высокой седиментационной устойчивости данного раствора. Плотность слабоминерализованного облегченного аэрированного эрозионного буферного раствора понижается до 1480 кг/м^3 , т.е. на 60 кг/м^3 . При растекаемости 225 мм водоотделение отсутствует, что свидетельствует о высокой седиментационной устойчивости данного раствора.

Главными задачами применения облегченных аэрированных мелкопористых гидrogелевых буферных растворов является предотвращение значительного разбавления замещающих тампонажных растворов в зонах контактов и на протяженных интервалах внутри-, за- и межколонных пространств, поглощений при продавках, а также максимально достижимое удаление защемленного бурового раствора, разнообразного шлама, рыхлой части фильтрационных корок на породах и пленок бурового раствора на колоннах и замена их корками и пленками эрозионных буферных растворов.

Новые порошкообразные расширяющиеся тампонажные смеси (ПРТС) при затворении (ручном перемешивании) пресной или слабоминерализованной водой плотностью 1030 кг/м^3 (концентрация CaCl_2 – 2...4 %) в соотношениях В/С = 0,6...0,65 или

0,42...0,50 $\text{м}^3/\text{т}$ образуют соответственно следующие базовые плотности:

- 1670...1630 кг/м^3 – седиментационно и суффозионно устойчивые аэрированные мелкопористые гидrogелевые облегченные тампонажные растворы;
- 1790...1850 кг/м^3 – аэрированные тампонажные растворы нормальной плотности.

При перемешивании в течение 3 мин мешалкой с частотой вращения вала 1500 об/мин плотности пресных и слабоминерализованных аэрированных облегченных тампонажных растворов понижаются до $1420...1450 \text{ кг/м}^3$, а аэрированных тампонажных растворов нормальной плотности – до $1700...1760 \text{ кг/м}^3$.

Результаты лабораторных испытаний аэрированных облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов при разных температурах приведены в табл. 2. В качестве базового компонента ПРТС использован тампонажный цемент ПЦТ-I-50 Сухоложского цементного завода.

В процессе твердения седиментационно и суффозионно устойчивых аэрированных мелкопористых гидrogелевых облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов образуются эластичные газодонепроницаемые трещино- и морозостойкие тампонажные камни с повышенной деформативной

Таблица 2

Результаты лабораторных испытаний аэрированных облегченных и нормальной плотности тампонажных растворов и камней

Жидкость затворения	2%-ный водный раствор CaCl_2	Вода пресная				
		0,60	0,65	0,66	0,42	0,50
В/С, $\text{м}^3/\text{т}$	0,60	0,65	0,66	0,42	0,50	
Плотность раствора*, кг/м^3	1670→1450	1650→1420	1660→1430	1850→1760	1790→1700	
Водоотделение, мл	Отсутствует					
Растекаемость, мм	235	250	240	225	240	
Температура твердения, °С	20...22		40	20...22		
Загустевание тампонажного раствора под давлением $P = 0,1 \text{ МПа}$, мин, не менее	1...30		7...20	1...30	4...50	
Схватывание тампонажного раствора при $P = 0,1 \text{ МПа}$, после закачки спустя	начало процесса	5 ч 45 мин	> 7 ч	5 ч 55 мин	> 7 ч	5 ч 20 мин
	окончание процесса	8 ч 10 мин	> 8 ч	6 ч 40 мин	> 8 ч	6 ч 35 мин
Плотности тампонажного камня, кг/м^3 , за двое/пять суток твердения при $P = 0,1 \text{ МПа}$	1450/1470	1420/1440	1430/1450	1760/1790	1710/1730	
Прочности тампонажного камня на изгиб, МПа, за двое/пять суток твердения при $P = 0,1 \text{ МПа}$	1,2/1,5	1,0/1,23	1,65/1,9	2,1/2,95	2,55/3,15	
Объемное расширение тампонажного камня, %, за двое/пять суток твердения при $P = 0,1 \text{ МПа}$	2,5/2,5	10,3/10,4	14,0/14,1	8,7/8,7	10,2/10,3	

* Стрелкой показано понижение плотности тампонажного раствора в результате аэрации при перемешивании мешалкой.

способностью и объемным расширением 5 % и более при давлении $P = 0,1$ МПа, при этом устойчивые в агрессивных средах. Практическое последовательное применение аэрированных мелкопористых гидрогелевых облегченных эрозионных буферных и тампонажных растворов с повышенной степенью аэрации позволяет поднять их до устья либо на требуемую высоту, исключив при этом поглощения, нередко катастрофические, в разуплотненных породах, а тампонажных растворов нормальной плотности – осуществить надежное закрепление башмаков и призабойных интервалов камнями с высоким значением объемного расширения.

Составной столб облегченных и нормальной плотности тампонажных камней с высоким показателем объемного расширения исключает негерметичность заколонных и межколонных пространств при опрессовках и позволяет реализовать новую технологию цементирования обсадных колонн. Результаты сравнения проектной и рекомендуемой технологий первичного цементирования всех обсадных колонн при строительстве разведочной скв. 7 на Штокмановском ГКМ приведены в табл. 3.

Для сокращения сроков загустевания-схватывания аэрированных мелкопористых гидрогелевых тампонажных растворов нормальной плотности при цементировании направления и кондуктора рекомендуется нагревать продажные жидкости до 35...40 °С. Благодаря теплопередаче через стенки обсадных колонн сроки загустевания-схватывания тампонажных растворов сократятся, а суточные прочностные свойства камней и степень их объемного расширения существенно повысятся.

При цементировании эксплуатационной колонны $\varnothing 244,5$ мм с применением составного столба аэрированных мелкопористых гидрогелевых облегченного и нормальной плотности тампонажных растворов, получаемых путем изменения водосмесового отношения и интенсивности перемешивания в осреднительной емкости, а также с целью достижения значительного объемного расширения образующихся камней в заколонном и межколонном пространствах рекомендуется отказаться от применения пакера, размещаемого в межколонном пространстве на глубине 1400 м.

Аэрированные мелкопористые облегченный и нормальной плотности тампонажные камни с объемным расширением 5 %

Таблица 3

Результаты сравнения проектной и новой рекомендуемой технологий первичного цементирования всех обсадных колонн

Параметр	Обсадная колонна			
	направление, $\varnothing 762$ мм	кондуктор, $\varnothing 508$ мм	промежуточная, $\varnothing 339,7$ мм	эксплуатационная, $\varnothing 244,5$ мм
Глубина спуска, м	400	600	1500	2400
Интервал цементирования, м	400...354	600...354	800...354; 1500...800	1400...354; 2400...1400
Плотность тампонажного раствора согласно проекту, кг/м ³	1850	1850	1500; 1850	1500; 1850
Плотность тампонажного раствора согласно новой технологии, кг/м ³	1850→1760	1850→1760	1670→1450; 1850→1760	1670→1450; 1850→1760
Пластовое давление, МПа	4,0	6,0	15,75	26,4
Давление гидроразрыва, МПа	6,8	10,2	26,25	43,2
Гидростатическое давление согласно проекту, МПа	4,18	7,81	10,45; 12,7; $\Sigma 23,15$	19,35; 18,15; $\Sigma 37,5$
Гидростатическое давление согласно новой технологии, МПа	4,18→4,14	7,81→7,6	11,2→10,23; 12,7→12,1; $\Sigma 23,9→22,33$	21,1→18,84; 18,15→17,27; $\Sigma 39,25→36,11$
Температура статическая/ динамическая, °С	20...22/25...27	20...22/25...27	36/40...42	62,9/50...52

Примечание: стрелками показано понижение значений параметров в процессе цементирования обсадных колонн.

и более в ограниченных заколонном и межколонном пространствах уплотняются, упрочняются и создают напряженные контакты с обсадными колоннами, а с обезвоживаемой фильтрационной коркой эрозийного буферного раствора на стенке скважины образуют

монолиты, которые приводят к устранению негерметичности заколонных и межколонных пространств, заколонных перетоков между разнонапорными пластами и межколонного давления.

Список литературы

1. Самсоненко Н.В. Инновационные смеси и технологии первичного цементирования скважин / Н.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц. – М.: МАКС Пресс, 2018. – 296 с.
2. Патент № 2380392 Российская Федерация, МПК С09К 8/467 (2006.01). Расширяющийся тампонажный материал: № 2007140579/03: заявл. 02.11.2007: опубл. 27.01.2010 / Н.В. Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др. – 5 с.
3. Патент № 2401292 Российская Федерация, МПК С09К 8/467 (2006.01). Расширяющийся тампонажный материал с регулируемой плотностью раствора: № 2006125985/03: заявл. 19.07.2006: опубл. 10.10.2010 / Н.В. Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др.; патентообладатель ООО «Вяжущее-Сервис». – 5 с.
4. Патент № 2324721 Российская Федерация, МПК С09К 8/40 (2006.01). Сухая смесь для буферного раствора: № 2006125984/03: заявл. 19.07.2006: опубл. 20.05.2008 / А.В. Самсоненко, Н.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др.; патентообладатель ООО «Вяжущее-Сервис». – 4 с.
5. Патент № 2369722 Российская Федерация, МПК Е21В 33/138 (2006.01), С09К 8/467 (2006.01), С09К 8/40 (2006.01). Способ цементирования скважин: № 2007139991/03: заявл. 30.10.2007: опубл. 10.10.2009 / Н.В. Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др. – 8 с.
6. Самсоненко Н.В. Инновационные порошкообразные смеси и технологии их применения для качественного цементирования обсадных колонн при наличии многолетнемерзлых пород и низких температур / Н.В. Самсоненко, С.Л. Симонянц, А.В. Самсоненко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2016. – № 4. – С. 41–46.

Analysis and suggestions on improvement of well cementing at Shtokman gas-condensate field: a case of the pioneer well no. 7

N.V. Samsonenko

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyecktiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: N_Samsonenko@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. This article concerns with the buffers and grouts applied for primary cementing of wells, including the new powder mixtures. Under the influence of different pressures and temperatures, the common plugging materials will constitute the low-grade cement in the borehole and inter-string annuls. With reference to reinforcing influence of the chemical agents, the volume shrinkage of this cement is high. While solidifying, the low-grade cement will dehydrate the thick and spongy dispersoid rings inside the wells and the films of grouts over the casing strings. In case of the potential fluid kicks from the lower horizons, the dehydrated rings and films will be punctured with formation of micro discontinuities of various openings. It will probably provoke behind-the-casing cross flows of fluids and inter-string pressures. Consequently, the grouts planned to be applied at Shtokman field could not provide the necessary leak tightness of the borehole and inter-string annuls and reliable separation of layers. Regarding the present geological situation of Shtokman field, it seems to complicate a process of cementing.

Author recommends for Stokman field the new powder erosive expansive buffer mixtures. While hydrating, they form the sedimentation-resistant and suffusion-resistant aerated fine-porous hydrogel grouts of low and normal densities. While solidifying, these mixtures form gas-and-water-tight elastic crack-proof and non-freezing cements with extra deformability and high (5 % and more) cube expansion capacity. Application of these mixtures will prevent troubles in course of primary cementing of the casing strings within the geological conditions of Shtokman field.

Keywords: aerated grout, expansive cement, technique for cementing casing strings, cross flow of fluids, inter-string pressure, plume.

References

1. SAMSONENKO, N.V., S.L. SIMONYANTS. *Innovative mixtures and techniques for primary grouting of wells* [Innovatsionnyye smesi i tekhnologii pervichnogo tsementirovaniya skvazhin]. Moscow: MAKS Press, 2018. (Russ.).
2. SAMSONENKO, N.V., A.V. SAMSONENKO, I.V. SAMSONENKO, et al. *Expansion plugging material* [Rasshiryayushchiysya tamponazhnyy material]. Inventors: SAMSONENKO, N.V., A.V. SAMSONENKO, I.V. SAMSONENKO, et al. 27 January 2010. Appl. 2 November 2007. Int. Cl. C09K 8/467 (2006.01). Patent RU no. 2380392 C2. (Russ.).
3. VYAZHUSHCHEYE-SERVIS LLC. *Expanding plugging material with adjustable density of mortar* [Rasshiryayushchiysya tamponazhnyy material s reguliruyemoy plotnostyu rastvora]. Inventors: SAMSONENKO, N.V., A.V. SAMSONENKO, I.V. SAMSONENKO, et al. 10 October 2010. Appl. 19 July 2006. Int. Cl. C09K 8/467 (2006.01). Patent RU no. 2401292 C2 (Russ.).
4. VYAZHUSHCHEYE-SERVIS LLC. *Dry mixture for buffer solution* [Sukhaya smes dlya bufernogo rastvora]. Inventors: SAMSONENKO, N.V., A.V. SAMSONENKO, I.V. SAMSONENKO, et al. 20 May 2008. Appl. 19 July 2006. Int. Cl. C09K 8/40 (2006.01). Patent RU no. 2324721 C2. (Russ.).
5. SAMSONENKO, N.V., A.V. SAMSONENKO, I.V. SAMSONENKO, et al. *Procedure for well cementing* [Sposob tsementirovaniya skvazhin]. Inventors: SAMSONENKO, N.V., A.V. SAMSONENKO, I.V. SAMSONENKO, et al. 10 October 2009. Appl. 30 October 2007. Int. Cl. E21B 33/138 (2006.01), C09K 8/467 (2006.01), C09K 8/40 (2006.01). Patent RU no. 2369722 C2. (Russ.).
6. SAMSONENKO, N.V., S.L. SIMONYANTS, A.V. SAMSONENKO. Innovative powder mixtures and techniques for their application for qualitative grounding of casing strings in conditions of permafrost and low temperatures [Innovatsionnyye poroshkoobraznyye smesi i tekhnologii ikh primeneniya dlya kachestvennogo tsementirovaniya obsadnykh kolonn pri nalichii mnogoletnemerzlykh porod i nizkikh temperetur]. *Vestnik Assotsiatsii Burovykh Podryadchikov*, 2016, no. 4, pp. 41–46. ISSN 2073-9877. (Russ.).

УДК 622.324:622.241.8

Изменение давления газожидкостной смеси в скважине

В.И. Нифантов¹, В.М. Пищухин^{1*}, С.А. Мельников¹, Е.В. Мельникова¹, А.А. Сингуров²,
А.М. Парфёнов², Ю.В. Каминская³

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская область, Ленинский район, пос. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1

² ЗАО «Сахалин Энерджи», Российская Федерация, 693020, г. Южно-Сахалинск, ул. Дзержинского, д. 35

³ ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», Российская Федерация, 693000, г. Южно-Сахалинск, ул. Детская, д. 4

* E-mail: basil1960@yandex.ru

Тезисы. При бурении, ремонте и эксплуатации нефтяных и газовых скважин в условиях пониженных пластовых давлений применяются различные газожидкостные системы (ГЖС) для снижения противодавления на пласт, предупреждения поглощений, улучшения очистки ствола, сохранения фильтрационно-емкостных свойств горных пород призабойной зоны пласта. ГЖС готовятся на устье, но могут образовываться в стволе скважины в результате разгазирования потоков нефти, пластовой воды, выбуренной породы, барботажа газа через столб жидкости. По мере подъема ГЖС от забоя к устью изменяются термобарические условия нахождения системы, что существенно влияет на ее свойства и требует регулирования параметров происходящих в скважине технологических процессов.

В статье рассмотрены различные состояния ГЖС в скважине. На основе обобщения выполненных ранее лабораторных и промысловых исследований проведена оценка изменения давления в скважине, заполненной ГЖС с переменной степенью азарации.

Ключевые слова: нефтяные и газовые скважины, бурение, эксплуатация, ремонт, газожидкостная система, оценка влияния фазовых переходов воды.

Газожидкостные системы (ГЖС) – смеси газа и жидкости – очень часто применяются при бурении, ремонте и эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Основная цель применения ГЖС в скважине – снижение противодавления на пласт и предупреждение интенсивных поглощений в призабойной зоне пласта (ПЗП) с высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и аномально низкими пластовым давлением (АНПД). При аномально высоком пластовом давлении (АВПД) также может происходить разгазирование нефти или насыщение газом промысловочной жидкости. В результате возникает опасность нерегулируемого притока флюида из пласта, снижения плотности жидкости и аварийного фонтанирования [1–4 и др.].

Для разработки технологии закачки и циркуляции ГЖС в скважине используются различные методы исследований этих систем. Подъем ГЖС по трубам вызывает конденсацию и испарение фаз, что приводит к изменению объема и давления ГЖС в скважине. Анализ научных публикаций на тему ремонта и эксплуатации скважин в зонах с различными термобарическими параметрами показал, что до последнего времени недостаточно внимания уделялось проблеме влияния фазовых переходов воды в ГЖС на рост давления, а также объема газовой фазы за счет приобщения к газу парообразной влаги.

Ремонт и эксплуатация глубоких скважин, как правило, сопровождаются повышением давления и температуры. Особые термобарические условия определяют высокую влагонасыщенность газа. Показано [2–4], что при выделении газа из промысловочной жидкости плотностью 1000 кг/м³ в свободную фазу, например, на глубине 6000 м при давлении $P = 59$ МПа и температуре $T = 147,8$ °С его объем практически мгновенно возрастает на 12,2 %, а давление в газовой пачке, представленной парогазовой смесью, также быстро увеличится на 7,2 МПа. При выделении газа на глубине 5000 м ($P = 49$ МПа и $T = 126$ °С) объем газовой пачки мгновенно возрастает на 6,5 %, давление же повысится на 3,2 МПа. Это существенно осложнит дальнейший ремонт и эксплуатацию скважины, а при игнорировании указанное явление может привести к интенсивному поглощению ГЖС, а затем к газовому выбросу.

Ранее для пласта Π_{i+2} нефтегазоконденсатного месторождения Русский Хутор Северный выполнена предварительная оценка возрастания объема газовой пачки, поступившей на глубине 3272 м в промывочную жидкость и растворившейся в ней, а затем выделившийся из нее на глубине 2000 м (табл. 1) [2]. Распределение давления по стволу скважины рассчитывалось для промывочной жидкости плотностью $\rho_{\text{пж}} = 1200 \text{ кг/м}^3$; температура на устье скважины принималась равной $T_y = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ и по стволу скважины рассчитывалась по температурному градиенту $\Delta T = 0,0212 \text{ }^\circ\text{C}$ на 100 м [5]. Видно (см. табл. 1), что на глубине 2000 м в 1 м^3 образовавшейся парогазовой смеси содержится $7,13 \text{ дм}^3$ парообразной влаги. По мере подъема промывочной жидкости выше 1000 м происходит постепенное возрастание доли водяного пара в газовой пачке. Сравнительно резкое возрастание доли парообразной влаги в парогазовой смеси происходит с глубины 100 м и до устья.

Указанные особенности состояния ГЖС в скважине свидетельствуют об актуальности рассматриваемой в настоящей статье темы. Результаты исследований указывают на необходимость учитывать фазовые переходы воды при бурении и подземном капитальном ремонте (КРС) глубоких скважин, в особенности в интервалах с высоким геотермическим градиентом [2–4]. Вместе с тем существующие теоретические методы и формулы для определения плотности ГЖС ($\rho_{\text{ГЖС}}$, кг/м^3) и изменения ее давления в стволе скважины не в полной мере соответствуют фактическим значениям

Таблица 1

**Термобарические параметры
и влагоемкость газа, движущегося
по стволу скважины**

Глубина, м	P , МПа	T , $^\circ\text{C}$	Влагоемкость газа	
			г/м^3	$\text{дм}^3/\text{м}^3$
0	0,01	60,0	673	900
20	0,24	60,42	65,2	87,1
40	0,47	60,85	33,6	44,9
60	0,71	61,27	23,0	30,7
80	0,94	61,70	17,75	23,7
100	1,18	62,12	13,84	18,5
200	2,35	64,24	8,39	11,21
400	4,71	68,48	4,66	6,22
1000	11,77	81,20	4,30	5,74
2000	23,54	102,40	5,34	7,13
3000	35,32	123,60	–	–

этих параметров. Обычно значение $\rho_{\text{ГЖС}}$ определяют с учетом изменения температуры и давления в скважине [5] по формуле

$$\rho_{\text{ГЖС}} = \frac{(\rho_{\text{г}0} Q_{\text{г}0} + \rho_{\text{ж}} Q_{\text{ж}}) P_{\text{ср}}}{Q_{\text{ж}} P_{\text{ср}} + Q_{\text{г}0} P_0 \frac{z_{\text{ср}} T_{\text{ср}}}{T_0}}, \quad (1)$$

где $\rho_{\text{г}0}$ и $Q_{\text{г}0}$ – плотность, кг/м^3 , и расход, $\text{м}^3/\text{с}$, газа в стандартных условиях¹ (при $P_0 = 101325 \text{ Па}$ (760 мм рт. ст.), $T_0 = 293,15 \text{ К}$ (20 $^\circ\text{C}$)); $\rho_{\text{ж}}$ и $Q_{\text{ж}}$ – плотность, кг/м^3 , и расход, $\text{м}^3/\text{с}$, жидкости; $z_{\text{ср}}$ – среднее значение коэффициента сжимаемости по стволу скважины при средних значениях температуры ($T_{\text{ср}}$) и давления ($P_{\text{ср}}$) [5].

Изменение давления при движении ГЖС в стволе скважины на глубине h определяется по формуле Дарси – Вейсбаха:

$$P_{\text{ГЖС}} = \lambda_{\text{ГЖС}} \frac{\rho_{\text{ГЖС}} V_{\text{ГЖС}}^2}{2g(D_{\text{скв}} - d_{\text{НКТ}})} h, \quad (2)$$

где $\lambda_{\text{ГЖС}} = 1$ – коэффициент гидравлического сопротивления для ГЖС; $V_{\text{ГЖС}}$ – средняя скорость, м/с , восходящего потока ГЖС в скважине; $D_{\text{скв}}$ и $d_{\text{НКТ}}$ – диаметры, м, скважины и наружный насосно-компрессорных труб (НКТ) соответственно; g – ускорение свободного падения.

Формула (1) не учитывает растворимости газа в жидкости, что для глубоких и сверхглубоких скважин может привести к большим погрешностям в расчете. В.В. Корчагиным и К.М. Тагировым выведена формула для расчета плотности ГЖС, в том числе и пенных, с учетом растворимости газовой фазы в жидкости [6–8]. Показано, что при больших глубинах и высоких температурах для определения гидростатического давления ГЖС необходимо учитывать массу газа, его растворимость и влияние температуры как на растворимость, так и на сжимаемость.

Расчет статического давления пены ($P_{\text{п}}^{\text{ст}}$) при различных значениях h по стволу скважины и при условии постоянности степени ее аэрации α производится численным интегрированием известного уравнения:

$$dP_{\text{п}}^{\text{ст}} = \rho_{\text{п}}^{(P)} g \cdot dh. \quad (3)$$

Плотность пены ($\rho_{\text{п}}^{(P)}$) В.В. Корчагиным и К.М. Тагировым [7] предполагается

¹ См. ГОСТ Р 56333-2015. Газы горючие природные. Стандартные условия измерения и вычисления физико-химических свойств.

определять с учетом изменения P , T , коэффициентов сжимаемости газовой фазы (z) и растворимости газа ($a_{(T)}$) в жидкой фазе по формуле

$$\rho_n^{(P)} = \frac{\rho_{\text{Пож}} + \rho_r^0 \alpha}{1 + \frac{(\alpha - a_{(T)}) P_0 T z}{T_0 P}} g \cdot dh, \quad (4)$$

где $\rho_{\text{Пож}}$ – плотность пенообразующей жидкости (ПОЖ), кг/м³; ρ_r^0 – плотность газа, кг/м³, пошедшего на пенообразование, приведенная к стандартным условиям¹.

Изменение коэффициента $a_{(T)}$ в зависимости от температуры в пределах 273 К ≤ T ≤ 373 К предложено определять [6–8] по эмпирической формуле

$$a_{(T)} = 0,011 + 0,012 \left(3,73 - \frac{T}{100} \right)^{2,33}. \quad (5)$$

При $T > 373$ К принимается $a_{(T)} = 0,011$.

Формулы (2), (4) прошли экспериментальную проверку и продемонстрировали достаточную для инженерных расчетов точность. Показано, что если не учитывать перечисленные выше факторы, погрешность в расчетах для условий $h = 1000$ м, $\alpha = 10$ и $\rho_{\text{ж}} = 1460$ кг/м³ составляет 23 % и с глубиной увеличивается.

В качестве примера далее приведено сопоставление результатов расчета изменения давления пены в условиях ремонта одной из скважин (табл. 2) нефтегазового месторождения Белый Тигр (шельф Вьетнама в Южно-Китайском море). Цель КРС – перевод на газлифтную эксплуатацию.

Таблица 2

Техническая и геолого-промысловая характеристика скважины на месторождении Белый Тигр

Глубина (текущий забой), м	2937
Интервал перфорации, м	2895...2915
Пластовое давление ($P_{\text{пл}}$), МПа:	
• начальное	24,5
• по состоянию на начало КРС	17,0
Коэффициент аномальности пластового давления	0,7
Эксплуатационная колонна:	
• диаметр, мм	168
• глубина спуска, м	2971
Способ эксплуатации	Фонтанный
Дебит нефти, т/сут:	
• начальный	46
• по состоянию на начало КРС	0
Газовый фактор, м ³ /т	120
Содержание воды, %	11,8

Для предупреждения интенсивных поглощений и сохранения ФЕС ПЗП было принято решение глушить и осваивать скважину с применением пенных систем. Для контроля забойного давления при глушении скважины трехфазной пеной в НКТ через лубрикатор спустили глубинный манометр на глубину 2930 м. Скважина была заполнена газированной нефтью, т.е. ГЖС, но не фонтанировала (была закрыта). Примененная технология глушения, на которую впоследствии был оформлен патент РФ [9], заключалась в следующем (рис. 1). Провели закачку в НКТ дегазированной нефти и вытеснили ГЖС из скважины (см. рис. 1, линии 1 и 2). После технологического отстоя (4 ч) в затрубное пространство скважины последовательно закачали техническую воду (см. рис. 1, линия 3), буферную жидкость (см. рис. 1, линия 4), трехфазную пену с показателем $\alpha = 10$. Без остановки в затрубное пространство закачали 4 м³ высоковязкой буферной пачки условной вязкостью 150 с и 28 м³ воды для продавки трехфазной пены в интервал ПЗП и НКТ и стимулирования процесса вытеснения ранее закачанной воды и буферной жидкости из НКТ (см. рис. 1, линии 3' и 4 соответственно). Скважину закрыли на 3 ч для технологического отстоя и выравнивания давлений в затрубном и трубном пространствах (рис. 2). После технологического отстоя глубинный манометр поднимали с остановками по 15 мин на глубинах 2800, 2000 и 1000 м с записью давлений в трехфазной пене (см. рис. 1, линия 5). После подъема глубинного манометра демонтировали фонтанную арматуру и установили на устье скважины противовыбросовое оборудование. Подняли НКТ и прошаблонировали ствол скважины. Спустили геофизическую аппаратуру КСП-7 с резистивиметром для проведения геофизических исследований (ГИС), в том числе отбивки границ столбов воды, буферной жидкости и трехфазной пены (см. рис. 2).

После завершения ГИС и подъема аппаратуры КСП-7 спустили колонну НКТ с газлифтными клапанами. КРС, в том числе ГИС, продолжался 7 сут. За это время скважина не поглощала и не проявляла. После спуска НКТ ($d_{\text{НКТ}} = 73$ мм) скважину освоили с закачкой в НКТ двухфазной пены, характеризуемой $\alpha = 60$ (см. рис. 1, линия 6). Скважина была быстро освоена с дебитом дегазированной нефти 24 т/сут.

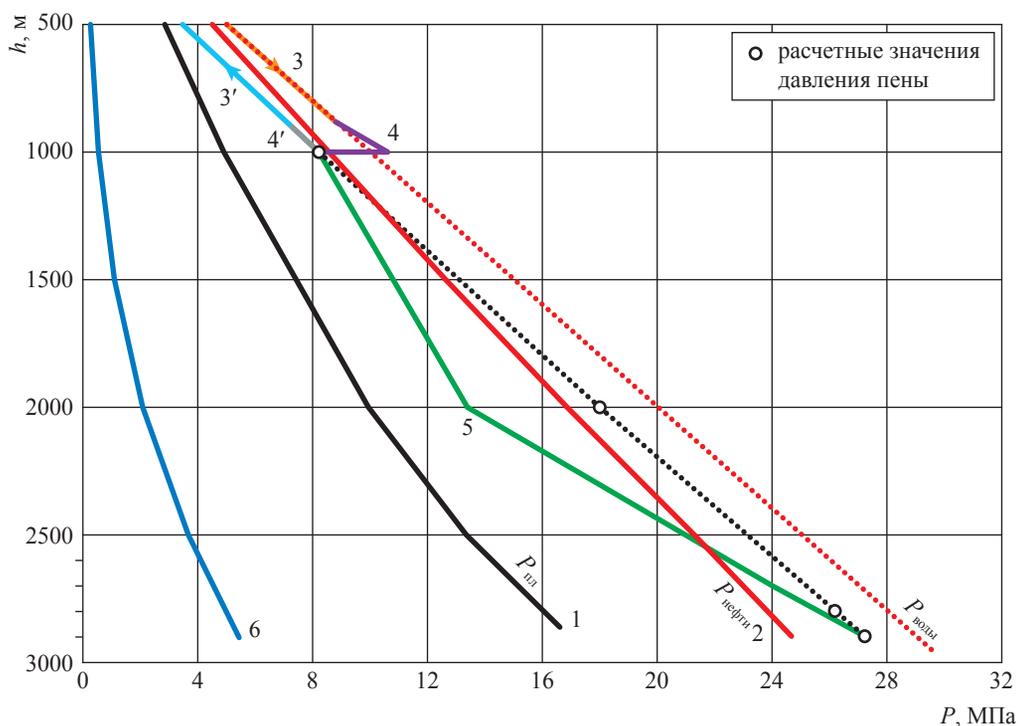


Рис. 1. Изменение давления нефти газированной (1) и дегазированной (2), воды (3), буферной жидкости (4, 4'), пены трех- (5) и двухфазной (6)

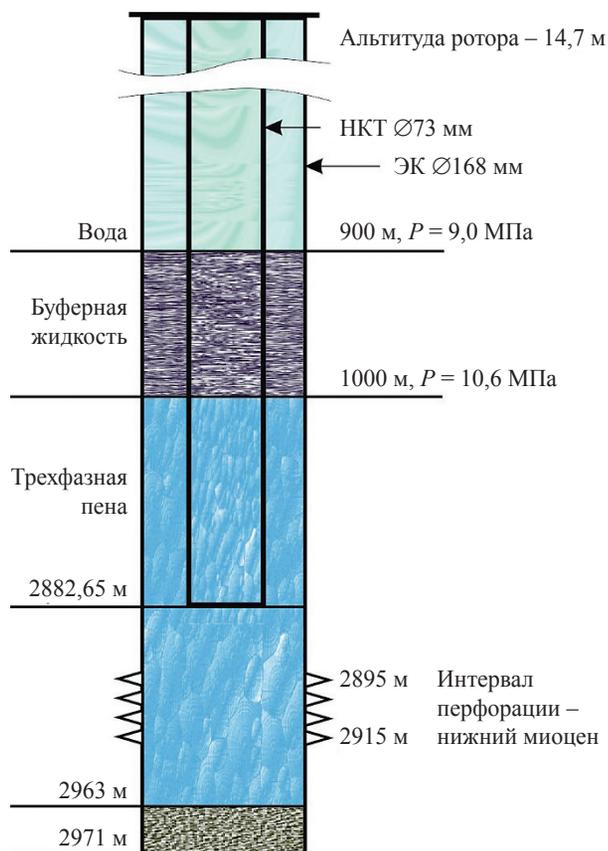


Рис. 2. Распределение пачек воды, буферной жидкости и трехфазной пены при глушении скважины месторождения Белый Тигр: ЭК — эксплуатационная колонна

Следует отметить, что фактические замеры и расчетные значения давления трехфазной пены почти совпали на глубинах 2920 м (27,3 и 27,1 МПа соответственно) и 1000 м (8,57 и 8,22 МПа соответственно), а на глубине 2000 м отмечено сильное расхождение значений давления (13,52 и 18,04 МПа соответственно). Данное несоответствие на сегодняшний день возможно объяснить сложными и медленно текущими волновыми процессами, наличие которых установлено экспериментально [10, 11].

После глинокислотной обработки в скважине получен дебит нефти 43 т/сут. До КРС скважина не работала, что подтвердило фактическую высокую эффективность применяемой технологии. Ранее перед КРС скважина глушилась морской водой. Закачивалось около 1000 м³ с интенсивными поглощениями. Скважину не удалось заглушить, и КРС не был проведен, а продуктивность упала до нуля за счет большой водонасыщенности ПЗП. Закачка трехфазной пены в интервал продуктивного пласта позволила избежать интенсивного поглощения даже при репрессии в 9,5 МПа (по воде репрессия составляла 11 МПа). Скважина в течение одних суток освоилась, а водоприток уменьшился за счет гидрофобизации и блокирования пеной ПЗП. С использованием предложенной

технологии КРС успешно проведен еще на четырех скважинах, в результате чего достигнут экономический эффект за счет дополнительной добычи нефти.

На основе полученных результатов технология КРС с применением трех- и двухфазных пен рекомендуется для внедрения на нефтяных и газовых скважинах в условиях АНПД, в том числе на морских месторождениях.

Список литературы

1. Мельникова Е.В. Анализ освоения и эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин месторождений Восточной Сибири / Е.В. Мельникова, О.В. Ивченко, Е.А. Пылёв и др. // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 1 (33): Актуальные проблемы добычи газа. – С. 62–70.
2. Петренко В.И. Предварительная оценка влияния фазовых переходов воды на газопроявления при бурении / В.И. Петренко, В.И. Нифантов, В.Я. Зленко // Геология, бурение и разработка газовых месторождений: сб. науч. тр. – Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2003. – Вып. 38. – С. 349–353.
3. Мельников С.А. Ремонт и эксплуатация скважин с применением газожидкостных и пенных систем / С.А. Мельников, В.И. Нифантов, А.А. Сингуров и др. // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 1 (33): Актуальные проблемы добычи газа. – С. 54–61.
4. Нифантов В.И. Исследование сжимаемости и растворимости газа в газожидкостных потоках и пенных системах / В.И. Нифантов, А.А. Сингуров, В.М. Пищухин и др. // Материалы IV Международной конференции «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии к нанотехнологиям». – М.: Нефть и газ, 2014. – С. 201–206.
5. Гукасов Н.А. Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин в период падающей добычи / Н.А. Гукасов, Г.Г. Кучеров. – М.: Недр-Бизнесцентр, 2006. – 213 с.
6. Тагиров К.М. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями / К.М. Тагиров, А.Н. Гноевых, А.Н. Лобкин. – М.: Недра, 1996. – 183 с.
7. Корчагин В.В. Определение плотности и гидростатического давления в скважине / В.В. Корчагин, К.М. Тагиров // Газовая промышленность. – 1979. – № 10. – С. 25–26.
8. Тагиров К.М. Разработка методов вскрытия пластов с аномальными давлениями: дис. ... д.т.н. / К.М. Тагиров. – М.: ВНИИГАЗ, 1987. – 336 с.
9. Патент № 2527419 Российская Федерация, МПК E21B 43/27 (2006.01). Способ освоения нефтяных и газовых скважин: № 2012139178: заявл. 13.09.2012; опубл. 20.03.2014 / В.И. Нифантов, Е.В. Мельникова, С.А. Бородин и др. – 11 с.
10. Нифантов В.И. Разработка и совершенствование технологии промывки скважины пеной при вскрытии газовых пластов с аномально низкими пластовыми давлениями: дис. ... к.т.н. / В.И. Нифантов. – Ставрополь, 1983. – 220 с.
11. Тагиров К.М. Экспериментальные исследования динамических процессов при движении пены в скважине / К.М. Тагиров, В.И. Нифантов, В.И. Киршин и др. // Проблемы капитального ремонта скважин и эксплуатации ПХГ: сб. науч. тр. – Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2001. – Вып. 34. – С. 30–33.

Pressure transformations of a gas-liquid mixture in a well

V.I. Nifantov¹, V.M. Pishchukhin^{1*}, S.A. Melnikov¹, Ye.V. Melnikova¹, A.A. Singurov²,
A.M. Parfenov², Yu.V. Kaminskaya³

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

² Sakhalin Energy CJSC, Bld. 35, Dzerzhinskogo street, Yuzhno-Sakhalinsk, 693020, Russian Federation

³ Gazprom Dobycha Shelf Yuzhno-Sakhalinsk LLC, Bld. 4, Detskaya street, Yuzhno-Sakhalinsk, 693000, Russian Federation

* E-mail: basil1960@yandex.ru

Abstract. To decrease back pressure, prevent absorption, improve borehole cleanout, preserve filtration and porosity properties of reservoirs in a bottom-hole zone, different gas-liquid systems are used at drilling, repair and operation of wells in conditions of reduced pore pressures. Usually, such gas-liquid systems are being prepared at the wellhead, but they could also form a fluid column in a well shaft due either to degassing of fluid flows consisting of oil, in-situ water, and drill cuttings, or to gas bubbling. While the gas-liquid system rises from the bottom to the head of a well, its thermobaric state changes considerably affecting its properties. So, the parameters of the technological in-well processes need regulation.

This article studied various states of a gas-liquid system within a well. On the grounds of synthesis of the previous laboratory and field tests, authors have assessed pressure changes in a well filled with a gas-liquid system with alternating degree of aeration.

Keywords: oil and gas wells, drilling, operation, repair, gas-liquid system, assessment of influence of water phase transitions.

References

- MELNIKOVA, Ye.V., O.V. IVCHENKO, Ye.A. PYLEV, et al. Analyzing development and operation of gas and gas-condensate wells at the fields in Eastern Siberia [Analiz osvoyeniya i ekspluatatsii gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin mestorozhdeniy Vostochnoy Sibiri]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2018, no. 1(33): Actual issues of gas production, pp. 62–70. ISSN 2306-8949. (Russ.).
- PETRENKO, V.I., V.I. NIFANTOV, V.Ya. ZLENKO. Tentative assessment of water phase transitions impact to gas shows at drilling [Predvaritel'naya otsenka vliyaniya fazovykh perekhodov vody na gazoproyavleniya pri burenii]. In: *Geology, drilling and development of gas fields* [Geologiya, bureniye i razrabotka gazovykh mestorozhdeniy]: collected scientific papers. Stavropol, Russia: SevKavNIPIgaz, 2003, is. 38, pp. 349–353. (Russ.).
- MELNIKOV, S.A., V.I. NIFANTOV, A.A. SINGUROV, et al. Repair and operation of wells using gas-liquid and foam systems [Remont i ekspluatatsiya skvazhin s primeneniyyem gazozhidkostnykh i pennykh sistem]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2018, no. 1(33): Actual issues of gas production, pp. 54–61. ISSN 2306-8949. (Russ.).
- NIFANTOV, V.I., A.A. SINGUROV, V.M. PISHCHUKHIN, et al. Study of gas compressibility and solubility in gas-liquid flows and foam systems [Issledovaniye szhimayemosti i rastvorimosti gaza v gazozhidkostnykh potokakh i pennykh sistemakh]. In: *NANOTECHOILGAS-2014: proc. of the IV international conference*. Moscow: Neft i Gaz, 2014, pp. 201–206. (Russ.).
- GUKASOV, N.A., G.G. KUCHEROV. *Process pattern for gas and gas-condensate wells operation during a period of declining production* [Tekhnologicheskiy regim ekspluatatsii gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin v period padayushchey dobychi]. Moscow: Nedra-Biznesssentr, 2006. (Russ.).
- TAGIROV, K.M., A.N. GNOYEVYKH, A.N. LOBKIN. *Drilling-in of productive oil-gas layers with abnormal pressures* [Vskrytiye produktivnykh neftegazovykh plastov s anomalnyimi davleniyami]. Moscow: Nedra, 1996. (Russ.).
- KORCHAGIN, V.V., K.M. TAGIROV. Determination of density and hydrostatic pressure in a well [Opredeleniye plotnosti i gidrostaticheskogo davleniya v skvazhine]. *Gazovaya Promyshlennost*, 1979, no. 10, pp. 25–26. ISSN 0016-5581. (Russ.).
- TAGIROV, K.M. *Creation of methods for drilling-on layers with abnormal pressures* [Razrabotka metodov vskrytiya plastov s anomalnyimi davleniyami]. Dr. thesis (engineering). VNIIGAZ. Moscow, 1987. (Russ.).
- GAZPROM VNIIGAZ LLC. *Development method for oil and gas wells* [Sposob osvoyeniya neftyanykh i gazovykh skvazhin]. Inventors: NIFANTOV, V.I., Ye.V. MELNIKOVA, S.A. BORODIN, et al. 20 March 2014. Appl. 13 September 2012. Int. Cl. E21B 43/27 (2006.01). Patent RU no. 2527419. (Russ.).
- NIFANTOV, V.I. *Creation and perfection of a technique for well flushing out with foam at drilling-out of gas layers with abnormally low pore pressures* [Razrabotka i sovershenstvovaniye tekhnologii promyvk skvazhinny penoy pri vskrytii gazovykh plastov s anomalno nizkimi plastovymi davleniyami]. Candidate thesis (engineering). Stavropol, 1983. (Russ.). (Russ.).
- TAGIROV, K.M., V.I. NIFANTOV, V.I. KIRSHIN, et al. Experimental studies of dynamic processes at foam transition towards a well [Eksperimentalnyye issledovaniya dinamicheskikh protsessov pri dvizhenii peny k skvazhine]. In: *Problems of well workover and operation of underground gas storages* [Problemy kapitalnogo remonta skvazhin i ekspluatatsii PKhG]: collected sc. papers. Stavropol, Russia: SevKavNIPIgaz, 2001, is. 34, pp. 30–33. (Russ.).

УДК 622.324:622.24

Технология безрайзерного доступа в скважины с подводным расположением устья для проведения внутрискважинных работ

В.Б. Зак^{1*}, С.В. Греков¹, М.И. Грешняков²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская область, Ленинский район, пос. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1

² ПАО «Газпром», Российская Федерация, 196105, г. Санкт-Петербург, Московский пр-т, д. 156, лит. А

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

Тезисы. В процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин периодически возникает необходимость организации доступа в скважину в целях выполнения либо промыслово-геофизических исследований, либо внутрискважинных работ. Однако организация таких работ в отношении скважин с подводным расположением устья характеризуется весьма высокой стоимостью аренды плавучей буровой установки или бурового судна, требуемых для проведения работ с применением райзера высокого давления. Альтернативой плавучей буровой установке и буровому судну является технология безрайзерного доступа в скважину, которая позволяет проводить широкий спектр внутрискважинных работ с использованием специального судна, стоимость аренды которого значительно ниже. Статья посвящена описанию технологии безрайзерного доступа в подводные скважины с перечислением основных функций соответствующего специализированного оборудования.

В процессе эксплуатации подводных скважин неизбежно появляется необходимость выполнения внутрискважинных работ, связанных либо с проведением промыслово-геофизических исследований, либо с обслуживанием и/или ремонтом внутрискважинного оборудования. Традиционно доступ в подводную скважину для проведения технологических мероприятий и внутрискважинных работ осуществлялся с привлечением плавучей буровой установки (ПБУ), в качестве которой использовались буровая платформа или буровое судно с установкой водоотделяющей колонны и райзера высокого давления, соединяющего подводную фонтанную арматуру (ПФА) и оборудование на ПБУ.

Райзер для внутрискважинных работ состоит из ряда трубных секций и своей нижней частью соединен с ПФА, образуя герметичный канал между скважиной и размещенным на палубе оборудованием. Кроме того, в конструкцию райзера¹ входят подводная система аварийного отсоединения, надводное оборудование, система управления, др. оборудование. В зависимости от конструкции система райзера может включать также параллельный райзер для доступа в межтрубное пространство скважины. Даже при отсутствии необходимости использовать именно буровое оборудование для проведения внутрискважинных работ ПБУ часто используют в связи с тем, что при этом обеспечивается полный контроль над скважиной.

По мере роста количества скважин на морских месторождениях возрастает и объем внутрискважинных работ различного вида. Однако традиционные технологии доступа в скважины, предусматривающие использование обычных ПБУ, являются весьма дорогостоящими, и этот фактор существенно влияет на принятие оператором решения о проведении таких работ. Поэтому западными нефтегазодобывающими компаниями активно велись исследования, направленные на снижение стоимости проведения внутрискважинных операций.

В настоящее время применительно к внутрискважинным работам альтернативой ПБУ являются специализированные суда, не имеющие буровых комплексов.

Ключевые слова:

подводная фонтанная арматура, внутрискважинные работы, безрайзерный доступ в скважину, блок подводного лубрикатора, верхнее герметизирующее устройство, блок временного управления скважиной.

¹ См. ISO 13628-7:2005 Petroleum and natural gas industries – Design and operation of subsea production systems – Part 7: Completion/workover riser systems.

Отказ от использования ПБУ, конечно, сужает функциональные возможности при выполнении внутрискважинных работ, однако затраты при использовании специализированного судна существенно ниже, чем при аренде ПБУ [1].

Одной из перспективных технологий выполнения работ в скважинах с подводным расположением устья является система безрайзерного доступа в скважину (СБДС, *англ.* riserless light well intervention – RLWI), впервые предложенная совместно компаниями FMC Technologies, AKER Kvaerner Maritime WELL Services AS и Island Offshore Management. При этом FMC Technologies первой предложила коммерческое использование данной технологии [2]. На сегодняшний день оборудование для безрайзерного доступа в подводные скважины предлагают несколько западных компаний. Среди них помимо FMC Technologies можно отметить Helix Energy Solutions в кооперации с компанией Schlumberger [3], OneSubsea в купе с FTO Services [4]. Совместными усилиями перечисленные компании смогли существенно (более чем в 3 раза) снизить стоимость работ в подводных скважинах за счет использования специализированного судна с СБДС вместо ПБУ. В настоящее время наблюдается быстрое повышение спроса на СБДС, что, в свою очередь, приводит к ее интенсивному совершенствованию. Закономерным итогом развития технологии СБДС стала разработка соответствующего отраслевого стандарта, которая осуществляется в рамках работы подкомитета 17G4 API². Стандарт будет называться API RP17W Riserless Subsea Well Intervention Systems.

Независимо от производителя СБДС, в ее состав входит типовой набор оборудования. Принципиальной особенностью СБДС является использование для подводных внутрискважинных работ специального судна, оснащенного оборудованием, позволяющим производить как промыслово-геофизические исследования в скважинах, так и несложный ремонт скважинного оборудования. Первым судном, предназначенным для проведения работ по технологии СБДС, стало принадлежащее компании Island Offshore однокорпусное судно Island Frontier, оснащенное системой динамического позиционирования, 70-тонной

вышкой, 130-тонным краном, телеуправляемым необитаемым подводным аппаратом (ТНПА) с видеосистемой для работы на глубинах до 500 м [5].

Внутрискважинные работы по технологии СБДС безопасны, поскольку исключается утечка углеводородов в окружающую среду, а входящая в состав СБДС гидравлическая система высокого давления располагается под водой в блоке управления скважиной, вследствие чего уменьшается риск для выполняющего работы персонала. СБДС обладает следующими достоинствами:

- увеличивается доля времени, затрачиваемого на полезную работу, в общей продолжительности работ;
- уменьшаются финансовые затраты по сравнению с традиционным доступом в скважину с использованием бурового райзера;
- допускается большее смещение (дрейф) судна относительно подводного устья скважины;
- после установки на ПФА блока временного управления скважиной (БУС) судно имеет возможность при необходимости в любой момент приостановить работы и уйти;
- исключается выброс углеводородов на палубу судна;
- гидравлическая система высокого давления СБДС полностью находится под водой, поэтому нарушение герметичности трубной обвязки и прочие отказы в гидросистеме не создают опасности для персонала;
- перемещение компонентов СБДС на палубе сервисного судна реализуется системой направляющих салазок без применения кранового оборудования, что сокращает количество тяжелых грузоподъемных операций и уменьшает связанные с этим риски.

Для визуального контроля работ по доступу к скважине при безрайзерной технологии используются ТНПА, оснащенные видеокамерами. Они позволяют осуществить мониторинг процессов подключения СБДС, спуска приборов в скважину и ряда других работ.

На газовых месторождениях, особенно на начальной стадии их эксплуатации, когда отсутствуют такие проблемы, как обводнение забоя скважин, выпадение конденсата и вынос песка, работы в скважинах обусловлены главным образом потребностями контроля разработки. Поскольку промыслово-геофизические исследования являются более простыми по сравнению с другими внутрискважинными

² *англ.* American Petroleum Institute (API) – Американский нефтяной институт.

работами, их целесообразно осуществлять с применением СБДС, которая не требует использования традиционных противовыбросовых превенторов и предварительного глушения скважины.

Технология СБДС может использоваться для спуска в скважину оборудования для проведения сервисных или ремонтных операций либо измерительных приборов для оценки свойств и насыщенности коллектора, оценки технического состояния скважины и т.д. Инструмент или скважинные приборы крепятся на кабеле (тресе) и опускаются в скважину под действием силы тяжести (рис. 1).

Подводное оборудование СБДС (рис. 2) представляет собой нескольких функционально связанных подводных блоков, последовательно установленных друг на друга и герметично соединенных между собой. СБДС устанавливается на ПФА, обеспечивая ввод и извлечение скважинного инструмента (исследовательских приборов), безопасность внутрискважинных работ, а также управление ПФА в процессе проведения внутрискважинных работ.

СБДС оснащается набором вспомогательного оборудования, предназначенного для диагностики состояния скважины, а также замены клапанов, установки и удаления пробок, очистки скважины от песка, отложений, обломков и т.д. Суммарная длина компоновки СБДС составляет 30...35 м, а ее общий вес достигает 55 т. Производители предлагают разные конструктивные исполнения СБДС, однако в состав СБДС обязательно включаются следующие основные блоки³ [6, 7]:

- блок временного управления (БУС, *англ.* well control package, WCP);
- блок подводного лубрикатора (БПЛ, *англ.* lubricator), состоящий из трех частей: верхней секции, или ВСЛ (*англ.* upper lubricator package, ULP), буферной (шлюзовой) камеры, или БКЛ (*англ.* lubricator tubular, LT) и нижней секции, или НСЛ (*англ.* lower lubricator package, LLP);
- верхнее герметизирующее устройство (ВГУ, *англ.* pressure control head, PCH).

В процессе выполнения работ в скважине основным барьером между скважинным флюидом и окружающей средой является БУС (рис. 3) [8]. Как правило, в состав БУС входит

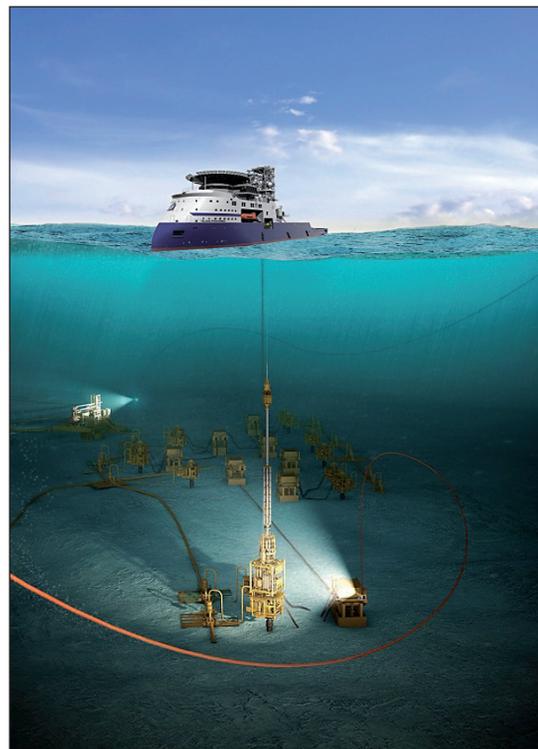


Рис. 1. Схема применения СБДС-комплекса для проведения внутрискважинных работ

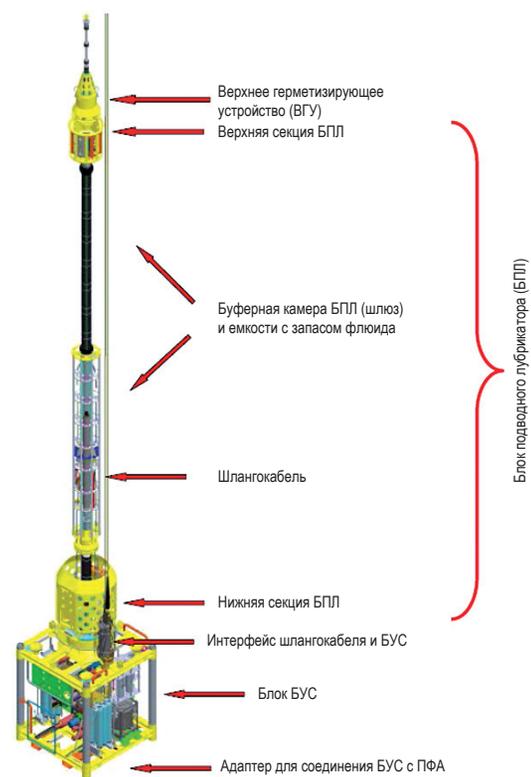


Рис. 2. Общий вид СБДС

³ Блоки перечислены в порядке следования от ПФА снизу вверх.

гидравлическая линия, имеющая не менее двух независимых контролируемых барьеров, предотвращающих утечку скважинного флюида в окружающую среду. Линия используется для закачки в скважину реагентов, опрессовки и промывки СБДС от углеводородов перед демонтажем.

БУС непосредственно соединяется с ПФА и фиксируется с помощью подводного адаптера фонтанной арматуры (ПАФА), оборудованного замком быстрого соединения (рис. 4). ПАФА имеет устройство для передачи и распределения в ПФА гидравлической энергии. Линии гидравлической силовой установки БУС подключаются к ПФА через гидравлический соединитель размерами $18^{3/4}$ " или $13^{5/8}$ " для ПФА горизонтального либо вертикального типа соответственно.

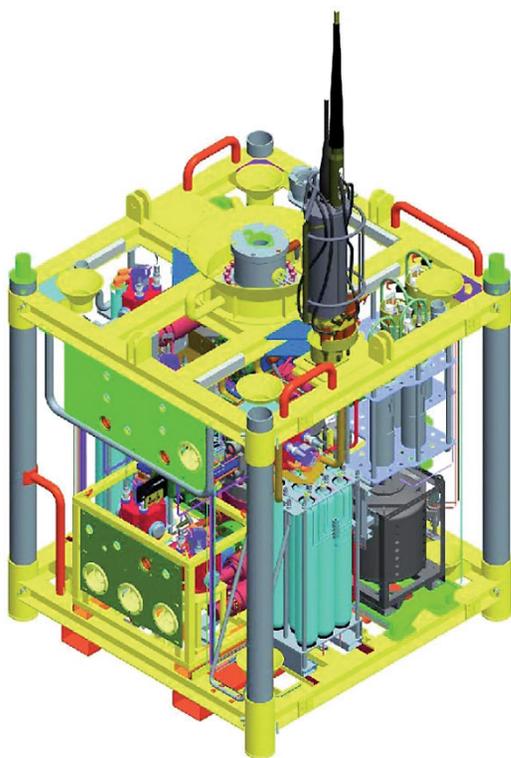


Рис. 3. БУС

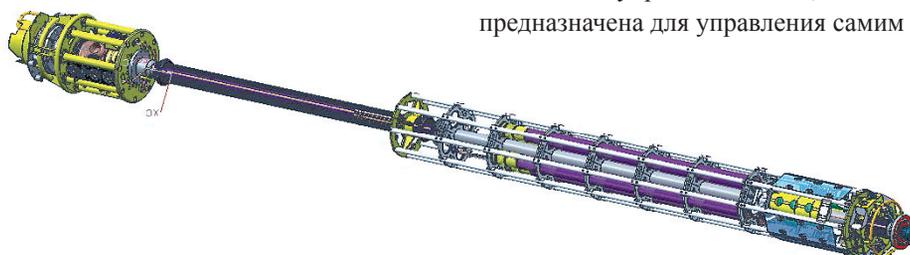


Рис. 4. БПЛ

БУС оснащен герметизирующими и срезающими плашками, гидравлической силовой установкой, интерфейсом для подключения шлангокабеля управления. На БУС располагается интерфейс (разъем) подключения оконечного устройства шлангокабеля для управления ПФА. БУС позволяет операторам специализированного сервисного судна в ходе внутрискважинных работ осуществлять управление запорно-регулирующей арматурой ПФА.

Основные функции БУС:

- управление клапанами ПФА при проведении скважинных работ;
- при возникновении аварийных ситуаций герметизация скважины посредством герметизирующих и срезающих плашек входящего в состав БУС превентора при срезании троса/гибких труб;
- предотвращение случайного падения инструмента в скважину;
- закачка химических реагентов и флюидов в скважину;
- обеспечение давления в гидравлической системе СБДС посредством входящей в комплектацию гидравлической силовой установки (гидравлического насоса и аккумулятора).

В конструкцию БУС дополнительно входят:

- циркуляционный клапан;
- интерфейс подключения оконечного устройства шлангокабеля с электрическими и оптоволоконными линиями для управления ПФА;
- гидравлическая силовая установка и гидроаккумулятор;
- устройство для подачи раствора для глушения скважины;
- плащечный превентор, имеющий два клапана изоляции насосно-компрессорных труб и клапаны доступа в затрубное пространство;
- контроллер, дублирующий функции гидравлической системы ПФА для управления внутрискважинным оборудованием;
- две емкости с гидравлической жидкостью на 1000 и 500 л. Большая емкость предназначена для управления ПФА, емкость на 500 л предназначена для управления самим БУС.

БПЛ (рис. 4) используется в качестве камеры для временного размещения инструмента, выравнивания давления и безопасного ввода инструмента в скважину. Общая длина БПЛ обычно составляет около 20...25 м.

НСЛ содержит устройство аварийного отсоединения шарнирного типа, обеспечивающее отклонение системы лубрикатора при горизонтальном смещении судна относительно устья скважины и безопасное отсоединение лубрикатора при критическом смещении. НСЛ является интерфейсом между шлюзовой камерой лубрикатора и БУС. В НСЛ расположены модуль управления, разъемы подключения шлангокабеля, линии подачи раствора глушения скважины, линии подачи герметизирующей смазки. В состав НСЛ входит емкость жидкости гидравлической системы управления, которая используется для управления клапанами непосредственно в НСЛ. НСЛ также содержит гидравлическую насосную станцию с аккумуляторами, создающую требуемое давление уплотняющей смазки для БПЛ и ВГУ.

В некоторых конструкциях системы безрайзерного доступа НСЛ в верхней своей части может иметь интерфейс для присоединения идущего от судна шлангокабеля с линиями управления (гидравлическими, электрическими, оптоволоконными), в нижней части – интерфейс для соединения этих линий с БУС. В некоторых вариантах СБДС шлангокабель управления соединяет НСЛ с оконечным устройством шлангокабеля, которое устанавливается с судна на морское дно рядом с устьем скважины.

К нижней части НСЛ прикреплен узел соединителя с БУС, состоящий из шарнирной муфты, которая позволяет нивелировать небольшие смещения судна относительно устья скважины, а также выполнить аварийное отсоединение при критическом смещении судна. Перед началом работ в зависимости от глубины моря на плане размещения судна указываются зоны допустимого смещения судна со следующими условными цветовыми обозначениями: зеленый – допустимый диапазон смещения; оранжевый – смещение приближается к предельно допустимому; красный – недопустимое смещение. При пересечении судном границы между оранжевой и красной зонами осуществляется аварийное отсоединение.

Буферная (шлюзовая) камера БКЛ служит для размещения инструмента перед его

спуском в скважину после выравнивания давлений флюида в БКЛ и на устье скважины. БКЛ содержит резервуары герметизирующей смазки и насосы. Диаметр проходного сечения БКЛ определяет максимально возможный диаметр инструмента, используемого для внутрискважинных работ. Камера оснащена двумя емкостями для герметизирующей смазки объемом около 185 л каждая. Эта часть блока лубрикатора служит промежуточным буфером в процессе операций спуска в скважину и последующего подъема комплекта инструментов. Максимально возможная длина компоновки инструмента для выполнения внутрискважинных работ определяется длиной трубы лубрикатора.

При спуске инструмента в скважину первоначально инструмент размещается внутри лубрикатора, затем лубрикатор герметизируют, и выполняется его опрессовка. После монтажа на ПФА клапаны, изолирующие буферную камеру (шлюз) лубрикатора от скважины, открываются, давление в лубрикаторе сравнивается со скважинным, и компоновка инструментов может быть спущена в скважину. При извлечении из скважины инструмент помещается в БКЛ, изолирующие клапаны закрываются, давление в шлюзе сбрасывается, и инструмент может быть извлечен на поверхность.

ВСЛ непосредственно и герметично соединяется с ВГУ. Основная функция ВСЛ – формирование уплотнительного барьера в процессе работ в скважине. В этой секции установлена шаровая срезающая задвижка, которая позволяет перерезать канат (трос) в аварийной ситуации. Также есть циркуляционный клапан, через который осуществляется промывка камеры лубрикатора от углеводородов.

ВСЛ имеет соединитель диаметром 10" для подключения ВГУ. Входящий в компоновку срезающий клапан с циркуляционной линией является одним из барьеров безопасности в процессе доступа в скважину. Хотя шаровой клапан в нештатной ситуации способен перерезать рабочий трос для обеспечения герметизации скважины, данная функция не является для него основной в отличие от плашек превентора в составе БУС.

ВГУ используется для спуска БПЛ и его подсоединения к БУС. В состав ВГУ (рис. 5) входят устройство для прикрепления к кабелю (тросу) скважинного инструмента, устройство герметизации кабеля (троса), а также ловушка,

выполняющая две основные функции – удержание кабеля (троса) при контроле давления перед вводом инструмента в скважину и его извлечением и предотвращение падения инструмента в скважину при обрыве троса. При прохождении скважинного инструмента через ловушку вниз последняя опускается на упор, стопорится и удерживается в открытом положении.

Для обеспечения непрерывности работ на судне необходимо иметь не менее 2 ВГУ. К каждому ВГУ заранее (на палубе судна) прикрепляется собранный и протестированный блок скважинного инструмента, и пока на скважине производятся операции с одной компоновкой скважинного инструмента, на судне готовится комплект инструмента для следующей операции.

Основные функции ВГУ:

- создание уплотнительного барьера между тросом, внешней средой и лубрикаторм при проведении работ в скважине путем использования двух типов уплотнительных устройств – сальниковой набивки и закачки смазки под давлением (из нижней секции лубрикатора) в пространство вокруг кабеля (троса);
- захват кабеля (троса) ловушкой для предотвращения падения инструмента в скважину при возникновении нештатной ситуации;
- формирование барьера между скважиной и окружающей средой;



Рис. 5. ВГУ

- подача в скважину ингибитора гидратообразования.

ВГУ обычно содержит как минимум два динамических уплотнительных устройства и одно статическое уплотнительное устройство. ВГУ устанавливается на верхнюю секцию БПЛ и выступает в качестве одного из барьеров безопасности при проведении работ, обеспечивая герметичность вокруг спускаемого в скважину троса и позволяя проводить работы в находящейся под давлением скважине. Перед установкой блока контроля давления трос должен быть размещен внутри блока.

Герметичность системы достигается за счет закачивания вязкой смазки в размещаемую внутри блока трубу малого диаметра, по которой проходит трос. Для обеспечения герметичности системы вязкость смазки должна выбираться с учетом диаметра используемого троса. Давление герметизирующей смазки поддерживается системой нагнетания смазки, расположенной в нижнем блоке лубрикатора. В дополнение к указанному (нагнетательному) типу уплотнения в блоке контроля давления установлены два набивных сальника, создающие постоянное уплотнение вокруг троса в случае отказа системы нагнетания. Один из набивных сальников имеет разъем для подключения внешней линии, что позволяет при необходимости использовать его для подачи в скважину ингибитора гидратообразования.

Правильное ориентирование ВГУ при спуске его на СБДС достигается при помощи специализированного инструмента и тросов, проходящих через отверстия в двух направляющих боковых крыльях ВГУ. Длина ВГУ составляет 4 м, диаметр в широкой части – 1 м.

СБДС позволяет при необходимости судну оперативно остановить работы, отсоединить шлангокабель и гидравлические линии и отойти от скважины. При этом на устье скважины остается БУС, что позволяет сократить продолжительность монтажа системы при возобновлении работ.

При подготовке к работам с использованием СБДС исходя из технических параметров используемого судна в целях обеспечения безопасности определяются требования к гидрометеорологическим условиям, продолжительность окна погоды, максимальный и минимальный уровни приливов. Существенным фактором безопасности работ является создание процедуры передачи функций управления

ПФА от центрального пункта управления системой подводной добычи судно, осуществляющему работы в скважине, и обратной передачи управления; согласованы процедуры, определяющие последовательность действий и порядок управления элементами ПФА.

До спуска оборудования СБДС проводится осмотр устья и прилегающего участка морского дна с помощью ТНПА для выявления отклонений от проектных решений или наличия посторонних предметов, способных сказаться на выполнении работ. При наличии значительного обрастания ПФА проводится очистка ее основных интерфейсов и верхней части.

До начала работ оператором разрабатываются процедуры действий в нештатной или аварийной ситуации, включая остановку работ, перевод оборудования в безопасное состояние и отход судна от скважины без извлечения из скважины инструмента.

До погрузки на судно или непосредственно перед выходом его в море сервисная компания проверяет комплектность, техническое состояние и работоспособность оборудования СБДС и инструмента, в том числе (но не ограничиваясь):

- источников гидравлической энергии, гидравлической арматуры, уплотнительных устройств, трубопроводов. Элементы оборудования, работающие под давлением, и соединительные устройства должны быть гидравлически испытаны;
- устройств для закачки химических реагентов и раствора для глушения скважины;
- электрических кабелей, шлангокабелей, их интерфейсов;
- элементов соединения блоков между собой;
- скважинных приборов, скважинного и монтажного инструмента;
- системы лебедок для направляющих тросов и шлангокабеля;
- системы управления работой ПФА;
- плашек превентора, входящего в состав БУС.

Также проверяется заполненность резервуаров и емкостей соответствующими техническими жидкостями.

При выполнении операций спуска и монтажа СБДС и скважинного инструмента обеспечивается постоянный визуальный мониторинг оборудования с помощью ТНПА. Возможен

следующий порядок спуска инструмента в скважину для проведения исследований:

- перед началом работ закрываются задвижки ПФА;
- снимается защитная крышка ПФА, после чего проводится осмотр интерфейса подключения на наличие отложений или следов коррозии, препятствующих установке ПАФА. При необходимости производится очистка интерфейса подключения;
- на ПФА устанавливается БУС, состыкованный с ПАФА. Установка БУС может проводиться с использованием направляющих тросов и/или с применением ТНПА для ориентирования и выравнивания БУС относительно ПФА;
- после установки БУС на ПФА горизонтального типа подключают гидравлическую перемычку между ПФА и БУС. При установке БУС на ПФА вертикального типа подключение гидравлических функций обеспечивается через внутренний интерфейс;
- в ВГУ размещается инструмент для извлечения пробок из стволового прохода ПФА, после чего ВГУ устанавливается на лубрикатор;
- из ПФА извлекаются пробки и поднимаются на сушу;
- ВГУ с инструментом для извлечения пробок заменяется на ВГУ со скважинными инструментами и приборами;
- с помощью ТНПА подключается шлангокабель с линиями управления от судна к БУС, после чего управление функциями ПФА передается оператору на судне и проверяется;
- на БУС устанавливается БПЛ;
- ВГУ устанавливается на верхнюю секцию лубрикатора, инструмент вводится в БКЛ;
- из БКЛ в ВГУ подается смазка для герметизации кабеля. При этом обеспечивается постоянное превышение давлением, создаваемым в системе смазки лубрикатора, давления на устье скважины;
- открываются задвижки ПФА, и инструмент/приборы спускаются в скважину.

Извлечение инструмента из скважины осуществляется в обратной последовательности.

На сегодняшний день проведение работ в скважинах регулируется рядом зарубежных нормативных документов⁴ и отдельными разделами международных стандартов

⁴ См., в частности, NORSOK D02. System requirements well intervention equipment и NORSOK D010. Well integrity in drilling and well operations.

серии ISO 13628, но, как уже отмечено выше, вопросы проведения внутрискважинных работ с применением СБДС будут рассмотрены в отдельных рекомендациях API.

Задача создания отечественных технологий для проведения работ в скважинах с подводным расположением устья крайне актуальна для российских нефтегазовых компаний. Учитывая, что большая часть запасов углеводородов на российском шельфе находится в замерзающих акваториях, освоение месторождений на глубинах свыше 60...70 м потребует применения подводных технологий. По мере роста числа подводных скважин вопрос доступа российских компаний к безрайзерным технологиям будет вставать все острее. В настоящее время российскими предприятиями начаты и успешно выполняются работы по созданию отечественного оборудования для подводной добычи нефти и газа. Необходимость в проведении указанных работ во многом обусловлена введением в отношении РФ санкционных ограничений в области высокотехнологичного оборудования шельфовых проектов. Представляется целесообразным расширить номенклатуру создаваемого в РФ подводного оборудования, включив в нее СБДС. Формирование технического задания на разработку такой системы необходимо осуществлять в тесном контакте с российскими нефтегазодобывающими и сервисными компаниями. В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработаны корпоративные рекомендации на выполнение промыслово-геофизических исследований в скважинах с подводным расположением устья с использованием безрайзерных технологий. Положения указанных рекомендаций могут быть использованы в процессе разработки технических решений для отечественной СБДС.

Список литературы

1. Morrison B. State of the industry of riserless light well interventions (RLWI) / Bevan Morrison // Subsea Asia 2012. – Kuala Lumpur: Welltec, 2012. – https://www.subseauk.com/documents/presentations/subsea_asia_riserless_light_well_interventions.pdf
2. Sbordone A. Riserless light well intervention increases production, operating efficiency / A. Sbordone // Offshore magazine. – February 2016. – <https://www.offshore-mag.com/production/article/16754878/riserless-light-well-intervention-increases-production-operating-efficiency>
3. Morrice I.W. Well intervention campaign's across 3 continents & Q7000 overview / Iain W. Morrice // Proc. of the MCEEDD 2014 conf. – Hellix Well Ops, 2014.
4. Beaubouef B. Riserless intervention gains momentum / Bruce Beaubouef // Offshore Magazine. – 2017. – <https://www.offshore-mag.com/drilling-completion/article/16756123/riserless-intervention-gains-momentum>
5. MOU island frontier // Island Offshore [электронный ресурс]. – <https://www.islandoffshore.com/vessel/mv-island-frontier>
6. Introducing riserless light well intervention stack, systems to monitor subsea production // WorldOil. – April 2015.
7. Riserless light well intervention. Reducing the cost of offshore intervention operations / TechnipFMC plc. – 2018.
8. Drilling and Well. RLWI – Riserless Well Intervention – The equipment // Drilling and Well. – February 19, 2013. – <https://drillingwellsolutions.wordpress.com/2013/02/19/rlwi-riserless-well-intervention-the-equipment>

Riserless intervention technique for downhole treatment of light wells with subsea heads

V.B. Zak^{1*}, S.V. Grekov¹, M.I. Greshnyakov²

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

² Gazprom PJSC, Bld. 156A, Moskovskiy prospekt, St. Petersburg, 196105, Russian Federation

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

Abstract. During operation of oil and gas wells, it is periodically necessary to organize access to the well, either for the purpose of field geophysical surveys, or for performing downhole operations. However, the organization of such work for subsea wells is characterized by a very high cost of renting a floating drilling rig or a drilling vessel

required for work using a drilling riser. An alternative to a floating drilling rig and a drilling vessel is a riserless wellbore access technology, which allows a wide range of interventions to be carried out by means of a special vessel, which rental cost is much lower. The article describes the technology of riserless access to subsea wells, including the main functions of the specialized equipment used for these works.

Keywords: subsea christmas tree, well intervention, riserless well intervention, subsea lubricator package, pressure control head, well control package.

References

1. MORRISON, B. State of the industry of riserless light well interventions (RLWI) [online]. In: *Subsea Asia 2012*. Kuala Lumpur: Welltec, 2012. Available from: https://www.subseauk.com/documents/presentations/subsea_asia_riserless_light_well_interventions.pdf
2. SBORDONE, A. Riserless light well intervention increases production, operating efficiency [online]. *Offshore Magazine*, February 2016. Available from: <https://www.offshore-mag.com/production/article/16754878/riserless-light-well-intervention-increases-production-operating-efficiency>
3. MORRICE, I.W. Well intervention campaign's across 3 continents & Q7000 overview. In: *Proc. of the MCEDD 2014 conf. Hellix Well Ops*, 2014.
4. BEAUBOUEF, B. Riserless intervention gains momentum [online]. *Offshore Magazine*, 2017. Available from: <https://www.offshore-mag.com/drilling-completion/article/16756123/riserless-intervention-gains-momentum>
5. MOU island frontier [online]. *Island Offshore*. Available from: <https://www.islandoffshore.com/vessel/mv-island-frontier>
6. Introducing riserless light well intervention stack, systems to monitor subsea production. In: *WorldOil*. April 2015.
7. TECHNIPFMC PLC. Riserless light well intervention. Reducing the cost of offshore intervention operations. 2018.
8. Drilling and Well. RLWI – Riserless Well Intervention – The equipment [online]. *Drilling and Well*, February 19, 2013. Available from: <https://drillingwellsolutions.wordpress.com/2013/02/19/rlwi-riserless-well-intervention-the-equipment/>

УДК 622.324:622.243:629.5.058.76

Метод управления работой телеметрических систем контроля забойных параметров процесса бурения морских скважин

Э.А. Вольгемут¹, С.В. Греков¹, В.Б. Зак^{1*}

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская область, Ленинский район, пос. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1

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

Ключевые слова: телеметрическая система, гидравлический канал связи, верхний привод, обратный канал связи, управление, кодирование, датчик ускорения.

Тезисы. Статья посвящена описанию метода дистанционного управления с помощью верхнего привода режимами работы телеметрических систем контроля забойных параметров процесса бурения нефтяных и газовых скважин с гидравлическим каналом связи. Такой метод обеспечивает возможность перенастройки параметров телесистем без извлечения глубинного устройства из скважины на поверхность, что позволяет существенно повысить коммерческую скорость бурения.

В настоящее время бурение морских нефтяных и газовых скважин осуществляется, как правило, с применением телеметрических систем контроля забойных параметров¹. Выпускаются различные типы телеметрических систем в зависимости от используемого канала связи между забоем и устьем скважины (гидравлический, беспроводной электромагнитный, акустический и кабельный) и требуемого наружного диаметра корпуса устройства глубинного (УГ). Наиболее широкое применение получили телеметрические системы с гидравлическим каналом связи, в которых информация с забоя на поверхность передается гидравлическими импульсами по столбу бурового раствора, а на поверхности расшифровывается и представляется бурильщику или оператору-технологу в требуемом формате.

Для реализации информационных и управляющих функций в состав телеметрических систем входит комплекс аппаратных средств (датчики, контроллеры и т.д.) и программное обеспечение. С изменением условий бурения могут изменяться конкретные задачи, решаемые телесистемами, что требует изменения режимов работы УГ. Для оперативного решения этой задачи необходимо иметь возможность дистанционной перенастройки параметров без извлечения УГ из скважины. Таким образом, возникает необходимость передачи с поверхности и приема глубинным устройством управляющих команд для изменения программы измерения параметров, обработки, кодирования и передачи информации на поверхность. При этом относительно большое разнообразие режимов работы УГ предопределяет необходимость передачи соответственного количества отличающихся друг от друга управляющих команд. Это означает, что каждая такая команда должна представлять собой определенный кодовый набор, который каким-либо способом (в зависимости от канала связи) следует отправить на УГ.

Канал связи «устье скважины – забой скважины» условно назовем обратным. Такой обратный канал связи имеет особое значение для морского бурения. Количество морских скважин в кусте может достигать нескольких десятков. При этом значительная часть из них имеет большие отклонения от вертикали и протяженные горизонтальные участки, в том числе интеллектуальные многозабойные скважины, что требует при их проводке частого изменения режимов работы телеметрических систем. Поэтому возможность перенастройки параметров этих систем без извлечения УГ из скважины позволит существенно повысить коммерческую скорость

¹ Это направление за рубежом традиционно обозначается аббревиатурой MWD (*англ.* measurement while drilling) – измерение в процессе бурения. В русскоязычной научно-технической литературе иногда используется аббревиатура ИПБ, но не является общепринятой.

бурения, что особенно важно с учетом большой стоимости аренды морских буровых установок, а также короткого межледового периода при освоении арктических месторождений нефти и газа.

Одним из возможных каналов связи для решения данной задачи является гидравлический канал, по которому с помощью варьирования расхода бурового раствора может передаваться определенный код той или иной программы работы вычислительного комплекса УГ. Однако такой способ связан с определенными трудностями, обусловленными, с одной стороны, низким быстродействием канала, что усугубляется требованиями надежного кодирования вследствие наличия помех, а с другой – необходимостью задействовать большие мощности буровых насосов, что может быть неприемлемо с технологической точки зрения.

Другим способом управления работой УГ телеметрической системы является передача соответствующего кода с использованием верхнего силового привода буровой установки путем задания с его помощью установившихся значений частоты вращения бурильной колонны. Преимуществом такого способа перед передачей по гидравлическому каналу является относительно высокое быстродействие, поскольку скорость распространения крутильных колебаний бурильной колонны значительно выше скорости распространения гидравлического сигнала. Кроме того, при наличии источника автономного питания, размещенного в УГ, передача командного кода может осуществляться при отсутствии циркуляции бурового раствора, что значительно повышает помехоустойчивость по сравнению с гидравлическим каналом. При использовании данного варианта необходимым условием является выбор оптимального способа кодирования, исключающего реакцию системы на технологические операции, связанные со спуско-подъемом и наращиванием бурильного инструмента, для которых

применяется верхний привод (ВП). Поскольку в настоящее время ВП эксплуатируется, как правило, на всех морских буровых установках, использование его в качестве источника сигнала для передачи кода с поверхности на забой не представляет особых сложностей. При этом важным преимуществом является простота формирования кода, поскольку для силового вертлюга обычно применяется электрический привод с тиристорным преобразователем.

На рис. 1 приведена упрощенная схема, иллюстрирующая принцип работы телеметрической системы с обратным каналом связи «устье – забой». Необходимый код формируется с помощью ВП, приводящего во вращение бурильную колонну. Приемные датчики расположены в УГ телесистемы. Основные требования к этим датчикам (тип, чувствительность, частотные характеристики и т.п.) будут

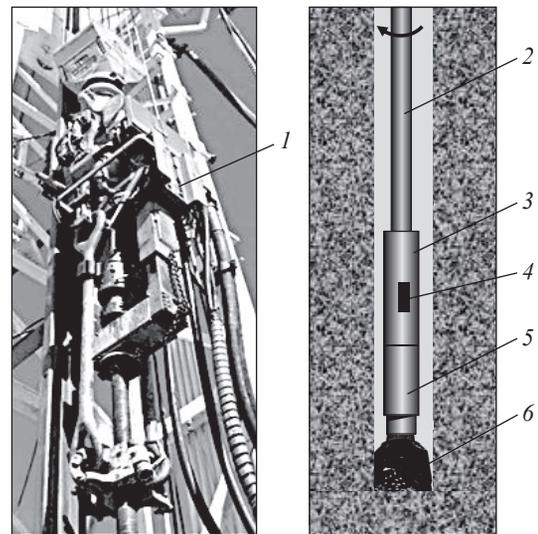


Рис. 1. Упрощенная схема телеметрической системы с обратным каналом связи «устье – забой»: 1 – верхний силовой привод; 2 – бурильная колонна; 3 – УГ телесистемы; 4 – датчики контроля забойных параметров; 5 – забойный двигатель; 6 – долото

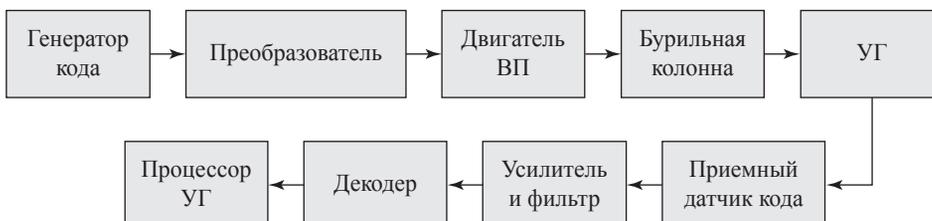


Рис. 2. Структурная схема обратного канала связи «устье – забой»

определены ниже по результатам анализа динамики этой системы. Структурная схема обратного канала, соответствующая рис. 1, приведена на рис. 2.

Двигатель ВП

В настоящей статье рассматривается только электрический привод, поскольку он широко применяется на современных морских буровых установках в сочетании с тиристорными преобразователями различного типа, включая частотные. Однако с методической точки зрения основные выкладки, приведенные ниже, принципиально не зависят от типа привода, поскольку мы будем использовать только фундаментальные уравнения двигателя, так как частотный диапазон электромагнитных переходных процессов в электродвигателях примерно на порядок выше частотного диапазона электромеханических переходных процессов и поэтому не может представлять интереса для данной задачи. Иными словами, мы принимаем, что тракт между сигналом управления и вращающим моментом двигателя представляет собой безынерционное звено.

Рассмотрим упрощенную схему, изображенную на рис. 3. Кодированный сигнал управления U_y поступает на управляющий вход тиристорного преобразователя, который, в свою очередь, управляет вращающим моментом двигателя \mathbf{M} и частотой его вращения $\Omega(t)$. Двигатель \mathbf{M} через редуктор сообщает буровой колонне вращающий момент $M_0(t)$, который приводит колонну во вращение с частотой $\omega_0(t)$. Система включает узел отрицательной обратной связи для уменьшения инерционности из-за большого передаточного числа редуктора.

Вывод основных уравнений этой системы опубликован ранее [1], здесь приведем лишь окончательную формулу – зависимость частоты вращения $\omega_l(t)$ нижней части буровой колонны от сигнала управления U_y в виде ступенчатой функции с амплитудой U_{y0} . При выводе основных уравнений использованы характеристики однородной буровой колонны как линии крутильных колебаний, а компоновка низа буровой колонны (КНБК), включающая УГ телесистемы, моделировалась сосредоточенной массой. Указанная зависимость имеет следующий вид:

$$\omega_l(t) = U_{y0} \mu \left\{ \begin{array}{l} 1 - \frac{e^{-\frac{t}{T}}}{\operatorname{ch} \left[\frac{l}{c} \sqrt{\frac{-1}{T} \left(2a - \frac{1}{T} \right)} \right]} + \\ + \frac{\pi c^2}{2l^2} e^{-at} \sum_{k=0}^{\infty} \frac{(-1)^k (2k+1)}{\beta_k} \left[\frac{e^{\beta_k t}}{[1 + T(\beta_k - a)](\beta_k - a)} + \frac{e^{-\beta_k t}}{[1 - T(\beta_k + a)](\beta_k + a)} \right] \end{array} \right\}, \quad (1)$$

где t – время, с; l – длина колонны, м; a – коэффициент затухания крутильных колебаний в колонне

буровых труб, c^{-1} ; c – скорость распространения волн кручения, м/с; $\beta_k = \sqrt{a^2 - \frac{c^2}{l^2} \pi^2 \left[\frac{(2k+1)}{2} \right]^2}$;

$$T = \frac{J_p^2}{\left(\frac{K_u}{K_\Omega} i_p^2 + K_M \right) (1 + \kappa)} - \text{постоянная времени ВП, с (здесь: } J - \text{ момент инерции вращающихся}$$

частей, приведенный к валу двигателя ВП, $\text{Н} \cdot \text{м} \cdot \text{с}^2$; i_p – передаточное число редуктора; K_u – коэффициент преобразования, равный отношению тормозного момента двигателя ВП к максимальной величине сигнала управления на входе преобразователя, $\text{Н} \cdot \text{м} \cdot \text{В}^{-1}$; K_Ω – коэффициент преобразования, равный отношению частоты вращения холостого хода двигателя ВП к максимальной величине сигнала управления на входе преобразователя, $\text{В}^{-1} \cdot \text{с}^{-1}$; K_M – коэффициент преобразования, равный отношению момента на верхнем конце колонны к угловой скорости верхнего конца,

$\text{Н} \cdot \text{м} \cdot \text{с}$; κ – коэффициент отрицательной обратной связи); $\mu = \frac{K_u i_p}{\frac{K_u}{K_\Omega} i_p^2 + K_M}$ – коэффициент преобразования, $\text{В}^{-1} \cdot \text{с}^{-1}$.

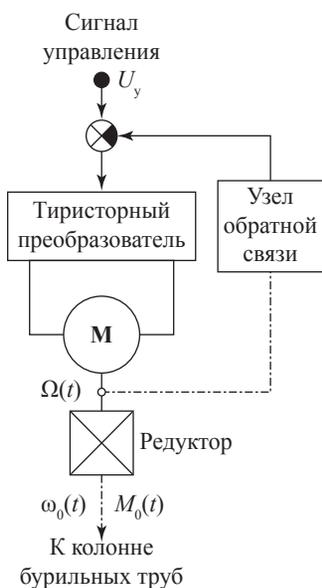


Рис. 3. Упрощенная схема системы ВП

Параметр	Буровая установка		
	легкая (вариант 1)	средняя (вариант 2)	тяжелая (вариант 3)
Длина колонны l , м	2500	4000	6000
Материал труб	ЛБТ	СБТ	СБТ
Наружный диаметр труб, мм	147	127	127
Толщина стенки трубы, мм	13	9	9
Мощность двигателя ВП, кВт	350	500	700
Частота вращения ВП номинальная, об/мин	1500	3000	3000
Номинальный момент ВП, кН·м	2,2	1,6	2,2
a , c^{-1} [1]	2	1	1
J , $H \cdot m \cdot c^2$	10	15	20
i_p	7,5	15	15
K_{ω} , $H \cdot m \cdot B^{-1}$	440	320	440
K_{Ω} , $B^{-1} \cdot c^{-1}$	35	65	65
K_{M_p} , $H \cdot m \cdot c$	224	367	551
κ	0	1	2

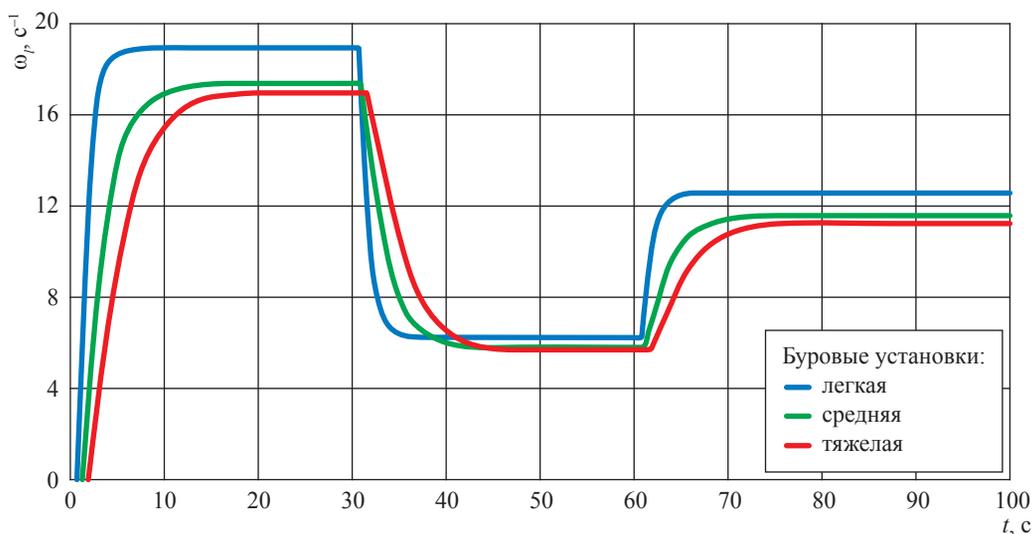


Рис. 4. Зависимость частоты вращения нижней части стальной колонны от времени при воздействии на преобразователь двигателя ВП импульсов сигнала управления (см. таблицу)

Рассмотрим три класса буровых установок, каждому из которых будет поставлен в соответствие определенный набор связанных между собой параметров (таблица).

На рис. 4 приведены зависимости частоты вращения нижней части буровой колонны от времени при подаче на преобразователь двигателя ВП сигнала управления в виде прямоугольных импульсов для параметров, указанных в таблице. Графики показывают, что при увеличении значения l и мощности двигателя

ВП (за счет увеличения J) время установления переходного процесса увеличивается, что должно быть учтено при выборе κ .

Основные требования к забойным датчикам (приемникам сигнала)

Принятый способ кодирования информации, передаваемой УГ с поверхности, наиболее просто реализуется посредством применения обычного датчика ускорения, в качестве которого может использоваться датчик типа ДУ-5 [2]

(рис. 5) следующей конструкции (см. рис. 5а): сердечники 2 и 2' укреплены на основании 1; на каждом из сердечников расположены двухсекционные катушки 4 и 4'; якорь 5 вместе с рамкой 6 образуют инерционный элемент, упруго связанный с основанием 1 посредством плоских пружин 3. Вес самого миниатюрного из датчиков этой серии составляет 17 г, собственная частота – 400 Гц, амплитудно-частотная характеристика (АЧХ) считается плоской в диапазоне от нуля до 200 Гц.

Первичные обмотки питаются напряжением частотой 6 кГц. По сопротивлению

нагрузки 7 протекает разность выпрямленных токов вторичных обмоток. Перемещение якоря 5, происходящее под влиянием измеряемых ускорений, вызывает изменение взаимных индуктивностей левой 2'+4' и правой 2+4 магнитных систем. В соответствии с этим будут изменяться в разные стороны значения ЭДС, наведенные во вторичных катушках магнитных систем. Это приведет к появлению постоянной составляющей тока в нагрузке 7, что и является информацией об измеряемых ускорениях.

Варианты возможного расположения в УГ датчиков ускорения приведены на рис. 6.

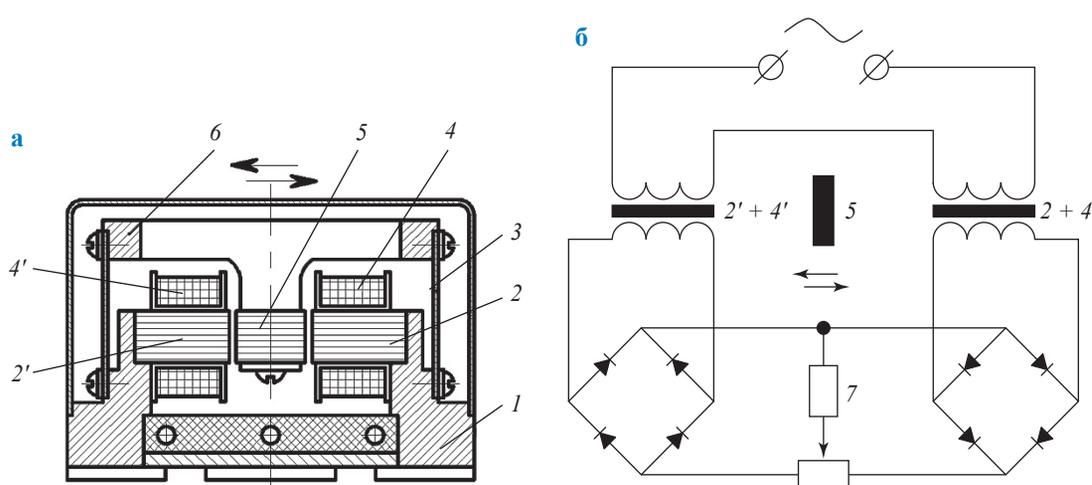


Рис. 5. Датчик ускорения ДУ-5:
а – конструкция; б – электрическая схема измерения

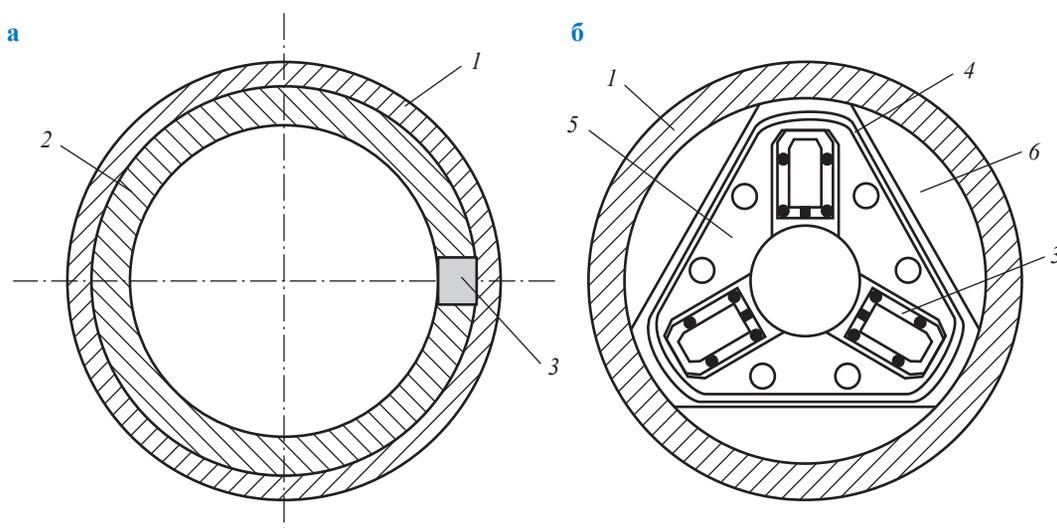


Рис. 6. Схемы размещения одного (а) и трех (б) датчиков ускорения:
1 и 2 – наружный и внутренний корпуса УГ соответственно; 3 – датчик; 4 – уплотнение;
5 – корпус измерительного блока

Основные требования к фильтру сигналов с датчиков

В случае совместного использования принятого способа кодирования и датчиков ускорения типа ДУ-5 фильтр должен пропускать без искажения частоты, начиная с 0 Гц. Верхняя граничная частота должна выбираться с учетом сглаживания возможной неравномерности частоты вращения бурильной колонны. Однако, как было показано на частотных характеристиках [1], система «верхний привод – бурильная колонна» не пропускает частоты выше 1 Гц. Поэтому верхняя граничная частота фильтра должна находиться в диапазоне 1...2 Гц, выше которого фильтр должен «заваливать» частоты с наклоном логарифмических АЧХ не менее 40 дБ/дек, т.е. фильтр должен быть как минимум 2-го порядка.

Методика и основные требования к системе кодирования информации

Для практической реализации описанного способа управления телеметрической системой контроля забойных параметров необходимо разработать методику передачи-приема информации и оптимальное ее кодирование. В качестве критерия оптимизации вполне логично принять минимальное количество передаваемых символов (поскольку это сокращает время передачи кода) с одновременным обеспечением надежности и помехоустойчивости приема информации глубинным устройством. Минимальная длительность одного импульса (времени завершения переходного процесса) зависит от целого ряда факторов, в том числе характеристик бурильной колонны, коэффициента затухания a , параметров ВП и т.п. (см. рис. 4). Поэтому система кодирования должна обеспечивать возможность предварительной настройки ее параметров в зависимости от указанных внешних факторов, включая выбор и установку коэффициента k (жесткой отрицательной обратной связи).

Как правило, в любой телеметрической системе забойный процессор обеспечивает возможность переключения режимов работы системы в зависимости от условий бурения и требований к забойной информации. Существуют различные методики передачи информации УГ, однако проще всего сделать это следующим образом:

1) определенным режимам работы УГ телесистемы присваиваются номера 1, 2... N ;

2) устанавливается определенный набор фиксированных частот вращения бурильной

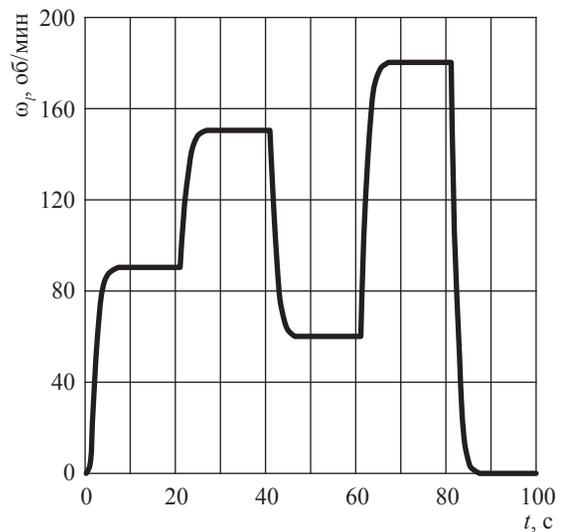


Рис. 7. Вариант кодирования режима с помощью изменения амплитуды импульсов частоты вращения бурильной колонны

колонны (например, 60, 90, 150 и 180 об/мин) (рис. 7)², или фиксированных длительностей частот вращения (рис. 8), или их комбинации (рис. 9) в зависимости от способа кодирования информации;

3) перед началом бурения, когда долото находится над забоем и нет циркуляции бурового раствора, оператор включает предварительно настроенный генератор кода, который вырабатывает определенный код, соответствующий номеру заданного режима работы УГ телесистемы. Генератор кода через преобразователь воздействует на двигатель ВП буровой установки, который последовательно начинает вращать бурильную колонну с определенными частотами (угловыми скоростями), соответствующими передаваемому коду. Например, пусть требуется передать код, соответствующий режиму № 15 работы УГ телесистемы. Этому режиму ставится в соответствие последовательность 90, 150, 60 и 180 об/мин, т.е. двигатель ВП начинает вращать колонну с частотой 90, затем 150, далее 60 и затем 180 об/мин. Если требуется передать код, соответствующий другому режиму работы УГ телесистемы, то этому режиму ставится в соответствие иная последовательность из набора фиксированных частот вращения.

² Набор фиксированных частот может также включать частоту вращения, равную нулю.

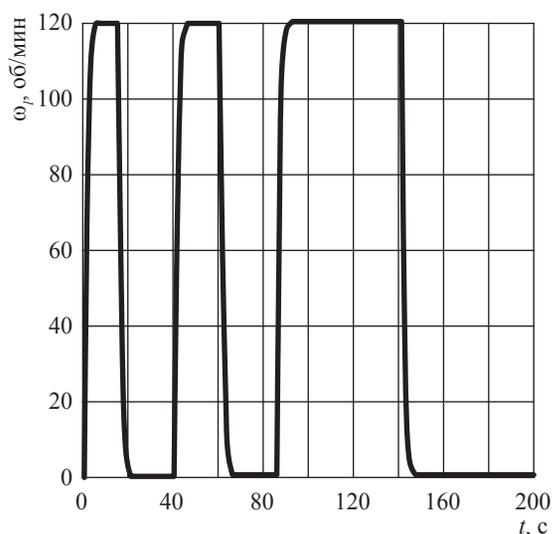


Рис. 8. Вариант кодирования режима с помощью изменения длительности импульсов частоты вращения буровой колонны

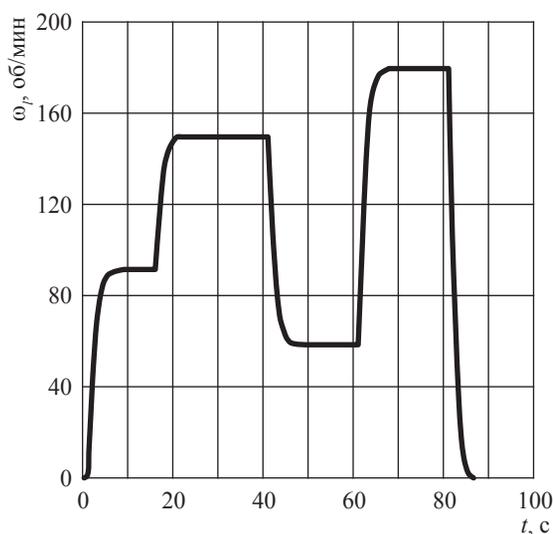


Рис. 9. Вариант кодирования режима с помощью комбинации импульсов частоты вращения буровой колонны различной амплитуды и длительности

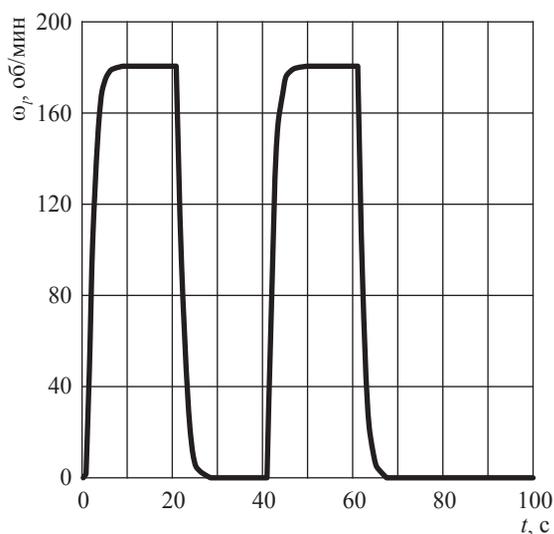


Рис. 10. Вариант кода команды УГ обеспечить готовность к приему команды от наземного устройства

До начала передачи кода, соответствующего требуемому режиму, оператором может быть передан код, состоящий, например, из последовательности 180, 0, 180, 0 об/мин, что должно означать команду УГ обеспечить готовность к последующему приему им кода режима (рис. 10).

Возможная схема управления работой телеметрической системы контроля забойных параметров процесса бурения показана на рис. 11.

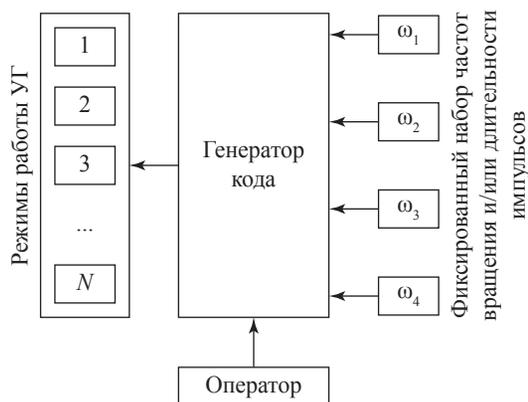


Рис. 11. Схема управления работой телесистемы

К выбору оптимального кода передачи

В общем случае выбор метода кодирования при передаче данных зависит от следующих факторов [3]: количества передаваемых сообщений, числа кодовых признаков, ограничений на время передачи, параметров канала связи, возможности аппаратной реализации кодера и декодера. Применительно к передаче управляющих команд телеметрической системе все указанные факторы, за исключением последнего, являются существенными. Таким образом, можно сказать, что предлагаемый код передачи должен оцениваться длиной кодовой комбинации, обеспечивающей достижение заданной помехоустойчивости для установленной скорости передачи команд.

При выборе подхода к кодированию команд управления забойной телеметрической системой необходимо учитывать, что отсутствие помехи на рабочих частотах обратного канала связи обеспечивает возможность применения избыточных кодов с использованием для передачи информации полного числа кодовых комбинаций. Отказ от использования избыточных кодов (из-за отсутствия помех) обусловлен также низкой скоростью передачи данных в канале и, как следствие, необходимостью уменьшения максимальной длины кодового слова. Таким образом, при выборе метода кодирования команд управления работой телеметрической системы базовым вариантом является использование избыточного двоичного кода с последовательной передачей символов кода.

При использовании двоичного кода основным фактором, определяющим необходимую длину кодовой посылки, является число возможных рабочих режимов телесистемы и, соответственно, число требуемых кодовых комбинаций. При этом требования к длине кодового слова избыточного кода будут отличаться при использовании равномерного и неравномерного кодирования. Для равновероятных кодовых комбинаций (рабочих режимов телесистемы) в качестве избыточного кода может быть использован двоичный равномерный код, все кодовые комбинации которого содержат постоянное число разрядов. В этом случае необходимое число разрядов будет равно логарифму по основанию два от числа рабочих режимов телеметрической системы.

С учетом реальных условий работы телесистемы при выборе кода передачи целесообразно рассмотреть возможность использования неравномерного кодирования. Для выбора неравномерного кода существенное значение имеет вероятность передачи каждой кодовой комбинации или, в нашем случае, вероятность активации различных режимов работы телесистемы. В общем случае при передаче сообщений, закодированных двоичным равномерным кодом, не учитывается статистическая структура передаваемого сообщения. Все сообщения независимо от вероятности их появления представляют собой кодовые комбинации одинаковой длины; таким образом, длина каждого сообщения постоянна. Из теоремы Шеннона о кодировании сообщений в каналах без шумов следует возможность построения

такого неравномерного кода, в котором часто встречающимся сообщениям присваиваются более короткие кодовые комбинации, а редко встречающимся – более длинные, что позволяет сделать код экономичнее. В то же время практика использования забойных телесистем показывает, что вероятность использования определенных рабочих режимов существенно выше вследствие необходимости их повторения на различных этапах строительства скважин. Например, режим геонавигации без проведения каротажа встречается гораздо чаще, чем режим геонавигации с гамма-каротажем.

В качестве неравномерного кода для кодирования команд телесистемы может быть выбран код Шеннона – Фано. Основной принцип, положенный в основу данного кода, заключается в том, что при выборе каждой цифры кодового сообщения необходимо, чтобы возможные значения 0 и 1 были равновероятны. При этом количество цифр в различных кодовых словах будет разным. Таким образом, кодовое слово для активации режима геонавигации окажется самым коротким. Поскольку в каждом отдельном случае набор используемых режимов телесистемы варьируется, можно сказать, что на выбор метода кодирования также влияют решения по использованию телеметрической системы, заложенные в проект строительства скважины. Возможно также передавать команды телесистеме с помощью неравномерного кода Хаффмана, который в общем случае является самым экономичным из всех методов кодирования. Необходимо подчеркнуть, что и метод Хаффмана, и метод Шеннона – Фано обладают следующим недостатком: случайная ошибка, если она произойдет, распространится на все последующие сообщения, т.е. возникает ошибка синхронизации. Однако для рассматриваемого случая передачи единичной команды управления данный недостаток является не критичным. Также необходимо учитывать, что при использовании неравномерных кодов число разрядов в команде при выборе редко применяемого режима работы телесистемы будет существенно превышать длину кодового слова при равномерном кодировании. Например, если принимаются 16 режимов работы телесистемы, при использовании равномерного кода длина кодового слова составит 4 разряда. В то же время применение неравномерного кода Хаффмана позволит использовать только 2 разряда для передачи

команды активации в отношении наиболее вероятного режима, при этом для команд с наименьшей вероятностью длина кодового слова увеличится до 7 разрядов.

Помимо двоичного кодирования с учетом низкой скорости передачи информации и отсутствия помех в обратном канале связи телеметрической системы имеет смысл рассмотреть возможность применения многопозиционного кодирования. Известно: если сообщение передается двоичным кодом, то скорость передачи информации не может превышать 2 бит/с на 1 Гц полосы пропускания канала [4]. Для повышения удельной скорости передачи информации необходимо перейти к многократной модуляции (многопозиционным кодам), при которой каждая кодовая посылка несет более 1 бита информации.

Как отмечено выше, при передаче команд с помощью вращения колонны буровых труб в качестве кодовых признаков можно использовать дискретное изменение частоты вращения буровой колонны в заданном диапазоне частот, фиксированный набор длительности импульса сигнала при заданной частоте вращения или изменение фазы импульса в сочетании с установленной частотой вращения. Увеличение удельных скоростей передачи до 3 бит/(Гц·с) и выше может быть получено совместным использованием амплитудной, частотной или фазовой модуляций; при этом тип многократной модуляции и система сигналов, используемая при передаче команд, должны выбираться таким образом, чтобы обеспечить минимальную вероятность неправильного приема элемента при заданной средней мощности передатчика. В оптимальном случае в системе сигналов расстояние между парами кодовых слов должно соответствовать максимальному расстоянию для выбранного кода.

По результатам исследований сделаны следующие выводы:

1) при использовании телеметрических систем контроля забойных параметров процесса бурения нефтяных и газовых скважин, особенно телесистем с гидравлическим каналом связи, возникает необходимость изменения программы приема, обработки, кодирования

и передачи забойной информации по команде с поверхности, для чего нужен обратный канал связи «устье – забой»;

2) оптимальным вариантом реализации обратного канала связи является применение верхнего силового привода буровой установки, с помощью которого передается код соответствующей программы в виде импульсов из установившихся значений частоты вращения и/или их длительности. Преимуществом такого варианта является простота формирования кода и отсутствие помех при передаче и приеме информации, поскольку при наличии источника автономного питания глубинного устройства передача информации может осуществляться без бурения и при отсутствии циркуляции бурового раствора;

3) для данного варианта обратного канала связи при анализе динамики системы «ВП – буровая колонна» можно не учитывать КНБК и считать буровую колонну однородной;

4) при принятом способе кодирования передаваемой с поверхности команды вполне достаточным для надежного приема УГ сигналов будет использование обычного датчика ускорения;

5) отсутствие помехи на рабочих частотах обратного канала связи обеспечивает возможность применения неравномерных избыточных кодов с использованием для передачи информации полного числа кодовых комбинаций.

Список литературы

1. Вольгемут Э.А. Управление работой телеметрических систем контроля забойных параметров процесса бурения / Э.А. Вольгемут, С.В. Греков, В.Б. Зак; под общ. ред. д.т.н., проф. А.Г. Потапова. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2017.
2. Гик Л.Д. Измерение вибраций / Л.Д. Гик. – М.: Наука, 1972.
3. Березюк Н.Т. Кодирование информации (двоичные коды) / Н.Т. Березюк, А.Г. Андрущенко, С.С. Мощицкий и др. – Харьков: Вища школа, 1978.
4. Шувалов В.П. Передача дискретных сообщений: учеб. для вузов / В.П. Шувалов, Н.В. Захарченко, В.О. Шварцман и др. – М.: Радио и связь, 1990.

Method for remote control of MWD-system operation related with offshore wells

E.A. Volgemut¹, S.V. Grekov¹, V.B. Zak^{1*}

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

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

Abstract. This article describes the method of remote control of the operating modes of MWD-systems with a hydraulic communication channel using a top drive in the process of oil and gas well drilling. This method makes it possible to reconfigure the telemetry system parameters (or with in-place downhole device) without raising the downhole device to the surface, that makes possible to significantly increase the commercial drilling rate.

Keywords: MWD-systems, hydraulic communication channel, top drive, reverse communication channel, control, coding, acceleration sensor.

References

1. VOLGEMUT, E.A., S.V. GREKOV, V.B. ZAK. *Control of telemetry systems intended for monitoring bottom-hole drilling parameters* [Upravleniye rabotoy teletricheskikh system kontrolya zaboynykh parametrov protsessa bureniya]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2017. (Russ.).
2. GIK, L.D. *Vibration measurement* [Izmereniye vibratsiy]. Moscow: Nauka, 1972. (Russ.).
3. BEREZYUK, N.T., A.G. ANDRUSHCHENKO, S.S. MOSHCITSKIY, et al. *Encoding of information (binary codes)* [Kodirovaniye informatsii (dvoichnyye kody)]. Kharkov: Vishcha shkola, 1978. (Russ.).
4. SHUVALOV, V.P., N.V. ZAKHARCHENKO, V.O. SHVARTSMAN, et al. *Transmission of discrete messages* [Peredacha diskretnykh soobshcheniy]. Moscow: Radio i svyaz, 1990. (Russ.).

УДК 534.222.2+533.6.011.72

Оценка параметров ударных волн при разрушении морских и сухопутных участков магистральных газопроводов

С.И. Сумской¹, С.Х. Зайнетдинов², А.С. Софьин², М.В. Лисанов^{2*}, А.А. Агапов²

¹ Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ», Российская Федерация, 115409, г. Москва, Каширское ш., д. 31

² ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», Российская Федерация, 105082, г. Москва, Переведеновский пер., д. 13, стр. 14

* E-mail: risk@safety.ru

Ключевые слова: магистральный газопровод, разгерметизация, ударная волна, физический взрыв, распространение ударной волны под водой и в воздухе, численное моделирование, аппроксимационные формулы.

Тезисы. В статье рассмотрены различные подходы к расчету параметров ударных волн (у.в.) при разгерметизации газопроводов, в том числе следующие их недостатки: неучет протяженного характера трещины на месте разрушения, которая может иметь длину в несколько десятков диаметров трубопровода; использование параметров у.в., полученных для конденсированных взрывчатых веществ; использование результатов численного моделирования, выполненного более 30 лет назад с невысокой точностью. Исходя из этих предпосылок для оценки параметров у.в., образующихся при аварийном разрушении, предложено использовать одномерную модель на базе уравнений газодинамики в форме Лагранжа, а также аналитические соотношения, полученные путем аппроксимации результатов численных расчетов, выполненных для широкого диапазона диаметров трубопроводов и реализующихся на практике давлений в них. Представлены примеры расчетов параметров у.в. при разгерметизации магистрального газопровода, расположенного на суше, а также на глубине моря 40 м, с использованием рассмотренных методик. Для задачи с разрывом подводного трубопровода проанализировано влияние на параметры у.в. наличия у трубопровода бетонной оболочки. Показано, что, несмотря на консервативность принятых допущений, результаты расчетов по предложенным авторами методам позволяют получить более адекватные значения избыточного давления на фронте у.в., чем существующие аналоги.

Аварии с выбросом природного газа на магистральных газопроводах могут приводить к крайне тяжелым последствиям. Подобные аварии сопровождаются возникновением ударных волн (у.в.) в результате разрушения оболочки трубопровода и сепарации области сжатого газа с областью более низких давлений. Избыточное давление на фронте такой у.в. может достигать десятков и сотен килопаскалей и оказывать существенное поражающее воздействие на различные объекты и людей.

Особенностью данного процесса является то, что высокое давление в трубопроводе приводит к быстрому росту трещины, в результате чего она может иметь протяженность в несколько десятков исходных диаметров трубопровода¹. Таким образом, на расстояниях, сопоставимых с длиной трещины, источник волны должен рассматриваться как линейный. Данная ситуация характерна и для морских, и для сухопутных трубопроводов. Основное отличие состоит в том, что в толще воды сжимаемость незначительна (в противоположность воздуху) и трещина будет расти с относительно меньшей скоростью за счет более высокого давления окружающей среды в месте разгерметизации. В результате в воде формируется волна сжатия с плавным нарастанием давления на фронте с последующим спадом.

Необходимо отметить, что в настоящее время отсутствуют рекомендации и инженерные подходы для определения параметров волн давления в воде при разрыве газопроводов, тем не менее аналогичные методики разработаны для сферических зарядов взрывчатых веществ [1, 2], существуют также работы, посвященные комплексному трехмерному численному моделированию разрыва подводных газопроводов [3, 4].

¹ См. Методика оценки риска аварий на опасных производственных объектах магистрального трубопроводного транспорта газа: руководство по безопасности: утв. приказом Ростехнадзора от 26 декабря 2018 г. № 647 – табл. 5.8.

Для сухопутных участков таких трубопроводов в отечественной практике анализа риска предлагается несколько подходов, а именно: в стандарте «Газпрома»² используются метод тротилового эквивалента и формула Садовского для волны сферической формы в безграничном пространстве [5]; переработанная версия этого подхода базируется на представлении взрыва в сферической симметрии [6]; РБ Г-05-039-96³, введенное в действие более 20 лет назад, содержит рекомендации по использованию модели Бейкера [7], имеющей существенные ограничения по дистанции применимости; Нидерландская организация прикладных научных исследований (*нидерл.* Toegepast Natuurwetenschappelijk Onderzoek, TNO) рекомендует [8] использовать непосредственно гидродинамические расчеты, а также зависимости, полученные Бейкером на основе численного решения уравнений гидродинамики. Указанные зависимости приведены для сферической у.в. Расчет у.в. от протяженных источников выполняется с помощью поправочных коэффициентов. В версии методики Бейкера [8] решена проблема с расчетом давления на больших дистанциях путем использования безразмерной кривой зависимости избыточного давления от расстояния для пентолита. Руководство Ростехнадзора¹ также содержит рекомендации по применению методов численного моделирования для решения таких задач.

Более поздние обзоры упрощенных подходов для оценки последствий физического взрыва [9, 10] упоминают две модели: модель Бейкера и помимо нее модель Пруга [11], основанную на тротиловом эквиваленте и появившуюся позже первой. При этом выявлено, что результаты расчета по модели Бейкера более консервативны даже на близких к источнику сферического взрыва расстояниях. В качестве недостатка модели Пруга следует отметить отсутствие рекомендаций по расчету последствий взрывов от протяженных источников.

Анализ показал, что единственной параметрической моделью, способной учитывать

специфику протяженной разгерметизации магистрального газопровода, является разработанная более 30 лет назад методика Бейкера [8], высокая консервативность которой отмечалась в различных работах. Поэтому перспективный способ оценки последствий физического взрыва магистрального газопровода – решение уравнений гидродинамики в частных производных. В наиболее полном объеме описать различные физические процессы, протекающие при разрыве трубопровода, можно, решая задачу в трехмерной постановке [3, 4, 12, 13]. Однако в настоящее время получение высокоточных решений на больших расстояниях от места взрыва с использованием подобных методов требует высоких вычислительных мощностей. Кроме того, для анализа риска [14, 15] нужны достаточно быстрые расчетные методы, так как приходится рассматривать большое количество потенциальных аварийных ситуаций. В этом смысле компромисс могут обеспечить одномерные гидродинамические расчеты. Их использование позволит учесть цилиндрическую симметрию задачи с разрывом магистрального газопровода, во всех деталях смоделировать движение у.в. в различных средах и получить решение с высокой точностью за относительно небольшое время. При этом на больших расстояниях сохранится некоторый консерватизм из-за неучета боковых разгрузок. Перспективной задачей также является разработка новых аналитических зависимостей для выполнения подобных расчетов.

Описание одномерной CFD⁴ модели для расчета параметров ударных волн

Предлагаемый подход к моделированию генерации и распространения у.в. состоит в решении системы уравнений газодинамики в форме Лагранжа [16], не учитывающей тепловые составляющие потоков как не вносящие существенного вклада в условиях быстропротекающего процесса:

- уравнение неразрывности

$$V = -R^{\alpha-1} \frac{\partial R}{\partial M}; \quad (1)$$

- уравнение Эйлера

$$\frac{\partial U}{\partial t} = -R^{\alpha-1} \frac{\partial P}{\partial M}; \quad (2)$$

² См. СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска на опасных производственных объектах газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». – М.: Газпром экспо, 2009. – 378 с.

³ См. РБ Г-05-039-96. Руководство по анализу опасности аварийных взрывов и определению параметров их механического действия: утв. Постановлением Госатомнадзора России от 31.12.1996 № 100.

⁴ CFD – от *англ.* computational fluid dynamics (вычислительная гидродинамика).

- уравнение сохранения энергии

$$\frac{\partial \left(I + \frac{U^2}{2} \right)}{\partial t} = - \frac{\partial (R^{\alpha-1} P U)}{\partial M}, \quad (3)$$

где V – удельный объем, $\text{м}^3 \cdot \text{кг}^{-1}$; R – радиальная эйлера координата, м; α – коэффициент, равный 1, 2, 3 в плоском, осесимметричном и сферически симметричном случаях соответственно; M – лагранжева массовая координата, $\text{кг} \cdot \text{м}^{\alpha-1}$; U – скорость, $\text{м} \cdot \text{с}^{-1}$; t – время, с; I – удельная внутренняя энергия, $\text{Дж} \cdot \text{кг}^{-1}$; P – давление, Па.

Система уравнений (1)–(3) замыкается уравнением состояния, характерным для моделируемой среды (газ, жидкость, твердое тело), и решается численно по явной разностной схеме «крест» [16]. Следует отметить, что в указанной постановке задачи заложен ряд консервативных допущений: во-первых, для газопроводов, лежащих либо на поверхности, либо на незначительном заглублении, часть энергии сжатого газа передается у.в., уходящей в грунт. Остальная энергия передается у.в., распространяющейся в полупространстве. В связи с этим радиус трубопровода, принимаемый в расчете, должен быть увеличен в $\sqrt{2}$ раз. Во-вторых, считается, что вся энергия сжатого газа идет на формирование у.в. Потери энергии сжатого газа на разрушение оболочки трубопровода и метание грунта (при подземной прокладке трубопровода) не учитываются. В-третьих, допускается, что раскрытие трещины происходит мгновенно. Верификация описанной модели проводилась путем сравнения с результатами решения задач с помощью трехмерных гидродинамических кодов [4, 12], экспериментальными данными [17], аналитическим решением задачи о распаде разрыва.

Изложенный подход не противоречит практике многомерных расчетов, а в области определенных допущений и подтверждается ими. Учет конечности скорости раскрытия трещины незначительно влияет на достигаемые значения давлений на начальном участке распространения волны [4]. Это отражено на рис. 1, частично заимствованном у В.С. Сафонова и С.В. Ганаги [4, с. 217, рис. 6], где для сравнения приведены расчеты достигаемых в волне давлений для случая мгновенного и постепенного раскрытия трещины (трубопровод диаметром 42 дюйма под давлением 13 МПа). В первом случае

в указанном диапазоне расстояний фактически реализуются давления, соответствующие одномерной цилиндрической волне. Как показывает рис. 1, эта зависимость с небольшим консерватизмом завывает более реалистичные оценки действительно трехмерных расчетов с учетом эффекта раскрытия трещины.

Еще одним преимуществом одномерных расчетов является их более высокая точность, достигаемая благодаря выбору более мелкого шага по пространству; в многомерных расчетах такой мелкий шаг достижим не всегда. Для сравнения для мгновенного полного разрушения трубопровода приведена зависимость давления от обратного расстояния, посчитанная по рассматриваемой в данной работе одномерной модели (см. рис. 1). Сопоставляя два полученных разными методами решения фактически одной и той же задачи, можно убедиться, что давления при многомерных расчетах с недостаточно мелкой сеткой оказываются заниженными: при одних и тех же начальных данных красная линия (3D-расчет) в области больших обратных расстояний пролегает ниже зеленой (1D-расчет) (см. рис. 1).

В связи с этим надо понимать, что многомерные расчеты без гарантированного достижения достаточной точности способны вносить большую неопределенность в представления о параметрах у.в. Это можно проиллюстрировать еще одним примером. На рис. 2 представлены сравнительные результаты трех- и одномерных расчетов разрыва трубопровода

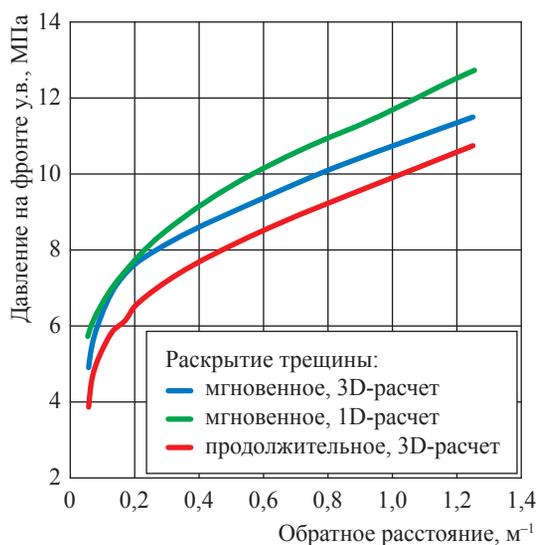


Рис. 1. Зависимости давления на фронте у.в. от обратного расстояния

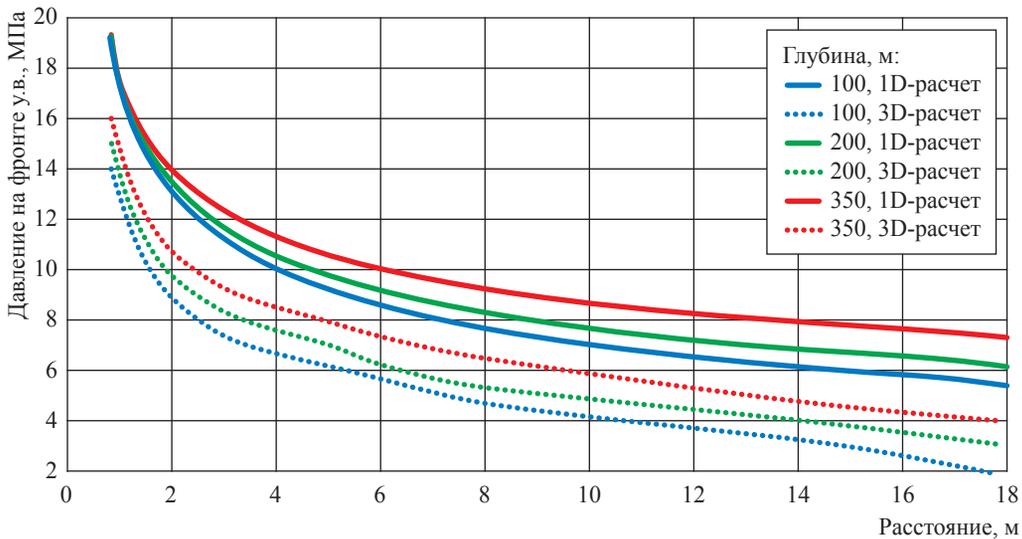


Рис. 2. Зависимости давления на фронте у.в. от расстояния, полученные с использованием трехмерных расчетов с учетом продолжительного раскрытия трещины [4, с. 218, рис. 7] и аналогичных одномерных расчетов для случая мгновенного раскрытия трещины

диаметром 42 дюйма, находящегося под давлением 20 МПа, на глубинах 100, 200 и 350 м. Наблюдаются заметные отличия графиков для одной глубины, построенных в 3D- и 1D-модели, что означает высокую степень неопределенности получаемых в многомерных расчетах у.в. результатов. Соответственно линии для одинаковых глубин на рис. 2 могут рассматриваться как нижняя (3D-расчеты) и верхняя (1D-расчеты) границы диапазона, в котором будут лежать истинные значения. Понятно, что одномерные расчеты дают завышенную оценку с возрастанием консерватизма по мере удаления от оси трубопровода.

Преодолеть неопределенность трехмерных расчетов можно за счет уменьшения разностного шага расчета до необходимых величин. Снизить консерватизм расчета по рассматриваемой в данной статье одномерной модели можно за счет учета скорости передачи энергии сжатого газа в окружающую среду.

Аналитическая методика расчета избыточного давления на сухопутной части магистральных газопроводов и газопроводов высокого давления

С использованием рассмотренной одномерной модели проведены расчеты параметров у.в., возникающих при разрыве газопроводов диаметром от 0,2 до 1,4 м, работающих под давлениями от 0,4...50 МПа, и аппроксимированы аналитическими соотношениями, представленными ниже. Соотношения аппроксимируют три перечисленных далее характерных участка $\bar{p}(\bar{r})$, где \bar{p} – безразмерное давление на фронте ударной волны; \bar{r} – безразмерное расстояние от оси трубопровода⁵; P_0 – давление в трубопроводе до аварии; $P_a = 101325$ Па – атмосферное давление; R_0 – радиус

трубопровода; $E_g = \frac{(P_0 - P_a)\pi R_0^2}{\gamma - 1}$; γ – показатель адиабаты транспортируемого газа:

1) участок резкого спада давления и начала перехода энергии сжатого газа в энергию у.в.:

$$\bar{p}(\bar{r}) = k_1 \bar{r}^{-b} \quad \text{при } \bar{r}_1 \leq \bar{r} < \bar{r}_2; \quad (4)$$

⁵ Перевод давления p и расстояния r в безразмерный вид \bar{p} и \bar{r} осуществляется по схеме, аналогичной соотношениям для \bar{p}_1 и \bar{r}_1 .

$$k_1 = \frac{\bar{P}_1}{\bar{r}_1^{b_1}}; b_1 = \ln\left(\frac{\bar{P}_2}{\bar{P}_1}\right) \ln^{-1}\left(\frac{\bar{r}_2}{\bar{r}_1}\right);$$

$$\bar{P}_1 = \bar{P}_0 = \frac{P_0}{P_a}; \bar{r}_1 = \frac{R_0}{\sqrt{\frac{E_g}{P_a}}};$$

$$\bar{P}_2 = 5 \cdot 10^{-7} \bar{P}_0^3 - 6,15 \cdot 10^{-4} \bar{P}_0^2 + 0,3072 \bar{P}_0 - 0,0277;$$

$$\bar{r}_2 = 0,3779 \bar{P}_0^{-0,482};$$

2) участок перехода основной доли энергии сжатого газа в у.в.:

$$\bar{p}(\bar{r}) = k_2 \bar{r}^{b_2} \text{ при } \bar{r}_2 \leq \bar{r} < \bar{r}_3; \quad (5)$$

$$b_2 = \ln\left(\frac{\bar{P}_3}{\bar{P}_2}\right) \ln^{-1}\left(\frac{\bar{r}_3}{\bar{r}_2}\right); k_2 = \frac{\bar{P}_2}{\bar{r}_2^{b_2}};$$

$$\bar{P}_3 = 0,3635; \bar{r}_3 = 2;$$

3) автомодельный участок:

$$\begin{aligned} \bar{p}(\bar{r}) = & -0,0003 \ln^5(\bar{r}) + 0,0064 \ln^4(\bar{r}) - 0,055 \ln^3(\bar{r}) + \\ & + 0,2445 \ln^2(\bar{r}) - 0,5946 \ln(\bar{r}) + 0,672, \text{ при } \bar{r}_3 \leq \bar{r} \leq 200. \end{aligned} \quad (6)$$

Таким образом, соотношения (4)–(6) позволяют оценить давление в цилиндрической у.в. исходя из начальных параметров – давления в трубопроводе и его диаметра.

Примеры расчетов избыточного давления на фронте у.в. для сухопутной нитки магистрального газопровода

Для магистрального газопровода DN1200, работающего под давлением 22,1 МПа, выполнена оценка избыточного давления на фронте у.в. (рис. 3). Разгерметизация газопровода происходила в месте его выхода на поверхность в районе технологической площадки. Длина разрушенного участка трубопровода принималась¹ равной 70 м. При численном одномерном моделировании в области нахождения трубопровода (области сжатого газа) использовался шаг расчетной сетки ≈ 5 мм, а за его пределами – 2 см.

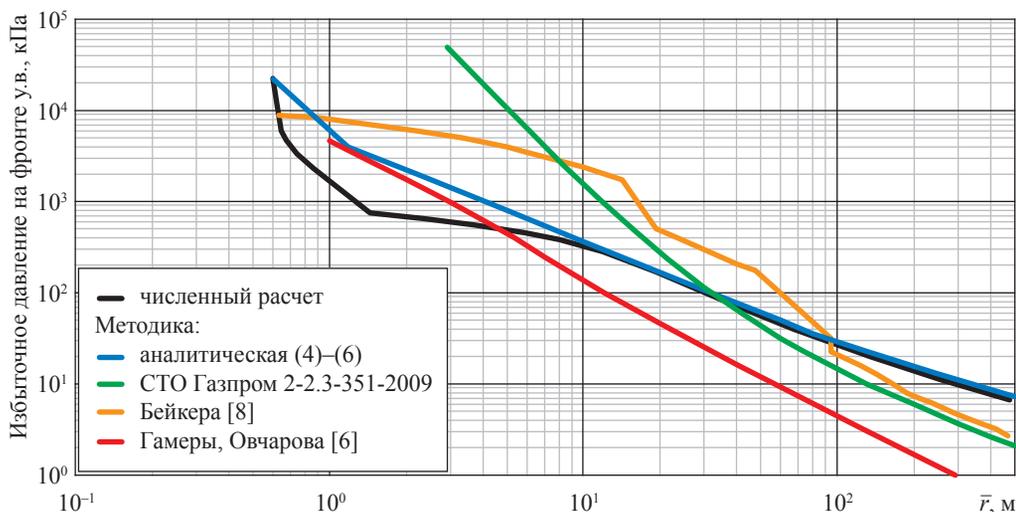


Рис. 3. Результаты расчета параметров у.в. при разрыве трубопровода с использованием различных методик

Результаты расчетов показывают высокую консервативность модели СТО Газпром 2-2.3-351-2009² на дистанциях до 30 м, что объясняется применением формулы Садовского для тротила, при взрыве которого достигаются существенно более высокие давления, чем те, которые используются при перекачке газа по трубопроводам. Указанный недостаток устранен в методике Ю.В. Гамеры и С.В. Овчарова [6]. В модели Бейкера [8] также предполагается корректировка давления в ближней от трубопровода зоне, однако используемые здесь зависимости определяют более медленный спад давления, в результате чего в некотором диапазоне расстояний методика демонстрирует наиболее консервативные по сравнению с другими подходами значения.

Более низкие по сравнению с другими методиками избыточные давления в моделях СТО Газпром 2-2.3-351-2009² и Ю.В. Гамеры и С.В. Овчарова [6] после $r = 30$ м и $r = 4$ м, соответственно, являются следствием допущения о сферической форме волны. Аналогичную по форме зависимость для $r > 100$ м позволяет получить и методика Бейкера, несмотря на корректировку расчета специальными коэффициентами. Аналитические формулы (4)–(6) завышают значения давлений вблизи трубопровода, полученные численным расчетом, из-за трудности аппроксимации функции давления от расстояния на этом участке. Численный расчет, несмотря на принятые консервативные допущения, позволил получить наиболее низкие значения избыточного давления на начальном участке движения волны и более физически обоснованные на участке автомодельного решения, что объясняется более точным учетом протяженной формы источника у.в.

Примеры расчетов избыточного давления на фронте у.в. для морской нитки магистрального газопровода

Как отмечалось выше, предлагаемый подход к решению уравнений гидродинамики может быть применен для расчета распространения у.в. и в более плотных средах, например в морской воде, бетонной оболочке трубопровода, грунте и т.д., при использовании соответствующих уравнений состояния.

Результаты расчетов параметров у.в. при разгерметизации трубопровода DN1200, работающего под давлением 22,1 МПа и расположенного на глубине моря 40 м, представлены

на рис. 4. Для демонстрации возможностей предложенного численного подхода рассматривались несколько моделей образования у.в. при разрушении трубопровода и контакте сжатого газа с водой: без учета стальной стенки (начальный момент времени); с учетом стальной стенки толщиной 10 мм без бетонной оболочки; при наличии стальной стенки и бетонной оболочки толщиной 10 см.

Учет стальной оболочки позволяет уточнить расчет на 5 % (по абсолютной величине давление снижается на 180 кПа), а бетонная оболочка уменьшает показатели давления на 2 % (90 кПа), однако, в масштабах аварии эти цифры представляются несущественными.

Для сравнения были также выполнены расчеты по аналитической методике [1, 2], разработанной для оценки последствий подводных взрывов заряда тротила сферической формы. Масса тротила принималась аналогично расчетам согласно рекомендациям СТО Газпром 2-2.3-351-2009² (см. предыдущий раздел). Для обеспечения более адекватных результатов на кривой зависимости давления от расстояния до поверхности моря определялась точка, в которой давление на фронте у.в. соответствовало давлению в трубопроводе. Эта точка условно переносилась к краю трубопровода, и в дальнейших вычислениях участвовала часть кривой, расположенная справа от этой точки.

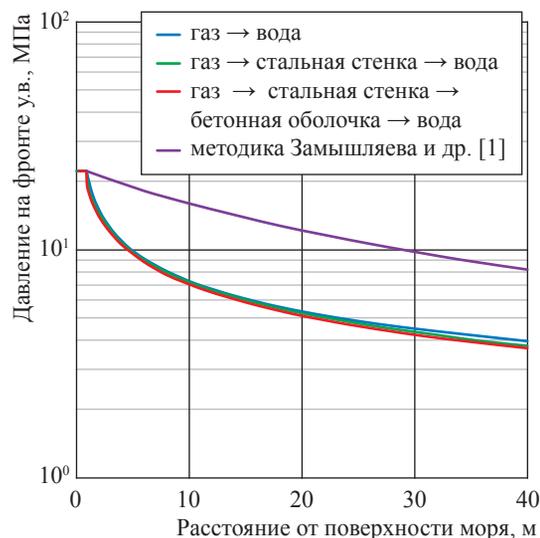


Рис. 4. Максимальное давление на фронте у.в. при разгерметизации подводного участка магистрального газопровода на глубине 40 м на различных расстояниях до поверхности моря

Результаты демонстрируют консервативность модели тротилового эквивалента даже при использовании допущения о сферической симметрии у.в. и введенных корректировках. Таким образом, численное моделирование позволяет получить более адекватные результаты в случае подводных взрывов.

Анализ подходов к оценке параметров у.в., генерируемых при разрывах газопроводов, выявил их основные недостатки: неучет протяженного характера разрыва трубопровода, длина которого может в десятки раз превышать его диаметр; использование значений параметров у.в., полученных для конденсированных взрывчатых веществ; использование результатов численного моделирования, выполненного более 30 лет назад и не пересматриваемого с тех пор с учетом современных возможностей вычислительной техники.

Для решения задачи предложена одномерная модель, базирующаяся на уравнениях газодинамики в форме Лагранжа. Представлены аналитические соотношения для расчетов параметров ударных волн в воздушной среде при разгерметизации газопроводов, полученные путем аппроксимации результатов численных расчетов с использованием одномерной модели. При разработке аналитических

соотношений выявлены и учтены основные стадии распространения у.в.: первая – резкого падения давления; вторая – перехода основной части энергии сжатого газа в у.в.; третья – авто-модельная.

Приведены примеры расчетов распространения у.в. при разрыве сухопутных и морских участков магистрального газопровода, которые показали, что методика позволяет получить более адекватные и наименее консервативные оценки по сравнению с другими моделями. Также в качестве примера рассмотрена задача о влиянии оболочки морского трубопровода на параметры у.в.

Предложенная модель с наибольшей точностью позволяет без существенных затрат рассчитывать давления на расстояниях порядка длины раскрытия трубопровода, что придает ей дополнительную ценность, поскольку именно высокие давления могут оказывать наиболее негативное воздействие. В частности, для подводных трубопроводов модель может с некоторым консерватизмом использоваться для глубин моря до нескольких десятков метров.

Подходы, представленные в статье, соответствуют рекомендациям Руководства по безопасности Ростехнадзора¹ и могут быть использованы для расчета последствий аварий и количественной оценки риска аварий на опасных производственных объектах транспорта газа.

Список литературы

1. Замышляев Б.В. Динамические нагрузки при подводном взрыве / Б.В. Замышляев, Ю.С. Яковлев. – Л.: Судостроение, 1967. – 367 с.
2. Коул Р. Подводные взрывы / Р. Коул. – М.: Изд-во иностр. лит., 1950. – 495 с.
3. Ганага С.В. Моделирование аварийного разрыва газопровода на подводном переходе / С.В. Ганага, С.А. Ковалёв // Применение методов математического моделирования и информатики для решения задач газовой отрасли: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 148–155. – (Вести газовой науки).
4. Сафонов В.С. Моделирование физических эффектов при аварийных разрывах подводных газопроводов / В.С. Сафонов, С.В. Ганага // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 212–219.
5. Физика взрыва: в 2 т. / под ред. Л.П. Орленко. – 3-е изд., испр. – М.: Физматлит, 2004. – Т. 1. – 832 с.
6. Гамера Ю.В. Модель образования и распространения первичной воздушной ударной волны при аварии оборудования, находящегося под высоким давлением / Ю.В. Гамера, С.В. Овчаров // Безопасность труда в промышленности. – 2012. – № 12. – С. 74–78.
7. Бейкер У. Взрывные явления. Оценка и последствия: в 2 кн. / У. Бейкер, П. Кокс, П. Уэстайн и др. – М.: Мир, 1986.
8. Methods for the calculation of physical effects. Yellow Book. – 3rd ed., 2nd revised print. – Hague, Netherlands: Toegepast Natuurwetenschappelijk Onderzoek, 2005. – URL: <https://content.publicatiereeksgevaarlijkstoffenn.nl/documents/PGS2/PGS2-1997-v0.1-physical-effects.pdf>. – (Publicatiereeks Gevaarlijke Stoffen. – № 2).

9. Bubbico R. Analysis and comparison of calculation methods for physical explosions of compressed gases / Roberto Bubbico, Barbara Mazzarotta // *Chemical Engineering Transactions*. – 2013. – Т. 32. – С. 133–138. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1099/1/012014/pdf>. – DOI: 10.1088/1742-6596/1099/1/012014
10. Pasha M. Physical explosion analysis in heat exchanger network design / M. Pasha, D. Zaini, A.M. Shariff // *Earth and Environmental Science*. – 2016. – № 36. – URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/36/1/012005/pdf>. – (IOP Conf. Series).
11. Prugh R.W. Quantitative evaluation of “Bleve” hazards / R.W. Prugh // *Journal of Fire Protection Engineering*. – 1991. – Т. 3. – № 1. – С. 9–24.
12. Шаргатов В.А. Верификация модели распространения волн избыточного давления программного комплекса ТОХИ+CFD / В.А. Шаргатов, С.И. Сумской, А.С. Софьин // *Безопасность труда в промышленности*. – 2018. – № 5. – С. 44–52.
13. Shargatov V.A. Modeling of shock wave propagation over the obstacles using supercomputers / V.A. Shargatov, A.S. Pecherkin, A.S. Sofyin, et al. // *Journal of Physics: Conf. Series*. – 2018. – Т. 1099. – Ст. № 012014. – URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1099/1/012014/pdf>
14. Пчельников А.В. Оценка риска аварий на объектах хранения и перевалки нефти и нефтепродуктов / А.В. Пчельников, А.И. Гражданкин, И.А. Кручинина и др. // *Безопасность труда в промышленности*. – 2004. – № 6. – С. 33–37.
15. Сумской С.И. Анализ риска аварий на магистральном трубопроводе, транспортирующем широкую фракцию легких углеводородов / С.И. Сумской, А.В. Пчельников, Е.Л. Шанина и др. // *Безопасность труда в промышленности*. – 2007. – № 2. – С. 48–52.
16. Мейдер Ч. Численное моделирование детонации = Numerical modeling of detonations: пер. с англ. / Ч. Мейдер. – М.: Мир, 1985. – 384 с.: ил.
17. Boyer D.W. An experimental study of the explosion generated by a pressurized sphere / D.W. Boyer // *Journal of Fluid Mechanics*. – 1960. – Т. 9. – № 3. – С. 401–429.

Assessment of shock wave parameters at rupture of onshore and offshore sections of gas mains

S.I. Sumskey¹, S.Kh. Zaynetdinov², A.S. Sofin², M.V. Lisanov^{2*}, A.A. Agapov²

¹ National Research Nuclear University MEPHI (Moscow Engineering Physics Institute), Bld. 31, Kashirskoye shosse, Moscow, 115409, Russian Federation

² CJSC «Scientific technical center of industrial safety problems research», Block 14, Bld. 13, Perevedenovskiy pereulok, Moscow, 105082, Russian Federation

* E-mail: risk@safety.ru

Abstract. The article discusses various approaches to calculating parameters of a shock wave during depressurization of gas pipelines. A number of disadvantages are noted, such as: neglect of extended character of a crack at a fracture site, which can have a length of several tens of pipeline diameters; exploitation of the shock wave parameters values obtained for cases of condensed explosions; and operating results of numerical simulation performed more than 30 years ago with low accuracy. Based on these assumptions, authors suggest to apply a one-dimensional model based on the equations of gas dynamics in the form of Lagrange, as well as analytical relationships obtained by approximating the results of numerical calculations performed for a wide range of pipeline diameters and pressures implemented in practice; to estimate parameters of a shock wave produced during rupture. The article presents examples of calculating shock wave parameters during depressurization of a main gas pipeline located on land, as well as at water depth of 40 m by means of the considered methods. For rupture of an underwater pipeline, the effect of a concrete pipeline shell on the shock wave parameters is studied. Comparison showed that, despite the conservatism of the assumptions made, authors' calculation procedure provides more adequate values of overpressure at the shock front than existing analogues.

Keywords: trunk gas pipeline, depressurization, shock wave, physical explosion, sub-water and in-air propagation of a shock wave, numeric simulation, approximation formulae.

References

1. ZAMYSHLYAYEV, B.V., Yu.S. YAKOVLEV. *Dynamic loads during an underwater explosion* [Dinamicheskiye nagruzki pri podvodnom vzryve]. Leningrad, USSR: Sudostroyeniye, 1967. (Russ.).

2. COLE, Robert H. *Underwater explosions* [Podvodnyye vzryvy]. Translated from Engl. Moscow: Izdatelstvo inostrannoy literatury, 1950. (Russ.). Originally published by Princeton University Press in 1948.
3. GANAGA, S.V., S.A. KOVALEV. Modeling an accident gas pipeline rupture in a subsea crossing [Modelirovaniye avaryinogo razryva gazoprovoda na podvodnom perekhode]. In: *Application of mathematical modeling and information methods to solve gas industry problems*: collection of sc. articles. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2012, pp. 148–155. (Russ.).
4. SAFONOV, V.S., S.V. GANAGA. Modeling of physical effects in case of emergency disruptions of underwater pipelines [Modelirovaniye fizicheskikh effektov pri avaryinykh razryvakh podvodnykh 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. 212–219. ISSN 2306-8949. (Russ.).
5. ORLENKO, L.P. (ed.). *Physics of explosion* [Fizika vzryva]: in 2 vls. 3rd ed., revised. Moscow: Fizmatlit, 2004, vol. 1. (Russ.).
6. GAMERA, Yu.V., S.V. OVCHAROV. Model of formation and evolution of primary blast wave at emergency of equipment under high pressure [Model obrazovaniya i rasprostraneniya pervichnoy udarniy volny pri avarii oborudovaniya, nakhodyshchegosya pod vysokim davleniyem]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, 2012, no. 12, pp. 74–78. ISSN 0409-2961. (Russ.).
7. BAKER, W.E., P.A. COX, P.S. WESTINE. *Explosion hazards and evaluation* [Vzryvnyye yavleniya. Otsenka i posledstviya]. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1986. (Russ.). Originally published by Elsevier, Amsterdam, in 1983.
8. Methods for the calculation of physical effects. Yellow Book [online]. 3rd ed., 2nd revised print. Hague, Netherlands: The Netherlands Organization for Applied Scientific Research, 2005. *Publicatiereeks Gevaarlijke Stoffen*, no. 2. Available from: <https://content.publicatiereeksgevaarlijkkestoffen.nl/documents/PGS2/PGS2-1997-v0.1-physical-effects.pdf>
9. BUBBICO, R., B. MAZZAROTTA. Analysis and comparison of calculation methods for physical explosions of compressed gases. *Chemical Engineering Transactions*, 2013, vol. 32, pp. 133–138. ISSN 1974-9791.
10. PASHA, M., D. ZAINI, A.M. SHARIFF. Physical explosion analysis in heat exchanger network design [online]. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 2016, no. 36. ISSN 1755-1307. Available from: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/36/1/012005/pdf>
11. PRUGH, R.W. Quantitative evaluation of “Bleve” hazards. *Journal of Fire Protection Engineering*, 1991, vol. 3, is. 1, pp. 9–24. ISSN 1042-3915.
12. SHARGATOV, V.A., S.I. SUMSKOY, A.S. SOFIN. Verification of a TOXI+CFD simulator for modelling of propagation of overpressure waves [Verifikatsiya modeli rasprostraneniya voln izbytochnogo davleniya programmnogo kompleksa TOXI+CFD]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, 2018, no. 5, pp. 44–52. ISSN 0409-2961. (Russ.).
13. SHARGATOV, V.A., A.S. PECHERKIN, A.S. SOFYIN, et al. Modeling of shock wave propagation over the obstacles using supercomputers [online]. *Journal of Physics: Conf. Series*, 2018, vol. 1099, no. 012014. ISSN 1742-6596. DOI: 10.1088/1742-6596/1099/1/012014. Available from: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/1099/1/012014/pdf>
14. PCHELNIKOV, A.V., A.I. GRAZHDANKIN, I.A. KRUCHININA, et al. Assessment of emergency risk at facilities for storage and transfer of oil and oil products [Otsenka riska avaryi na obyektakh khraneniya i perevalki nefri i nefteproduktov]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, 2004, no. 6, pp. 33–37. ISSN 0409-2961. (Russ.).
15. SUMSKOY, S.I., A.V. PCHELNIKOV, Ye.L. SHANINA, et al. Analysis of emergency risk at a trunk gas pipeline transmitting wide spread of light hydrocarbons [Analiz riska avaryi na magistralnom truboprovode, transportiruyushchem shirokuyu fraktsiyu legkikh uglevodorodov]. *Bezopasnost Truda v Promyshlennosti*, 2007, no. 2, pp. 48–52. ISSN 0409-2961. (Russ.).
16. MADER, Charles L. *Numerical modeling of detonations* [Chislennoye modelirovaniye detonatsii]. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1985. (Russ.). Originally published by University of California Press in 1979.
17. BOYER, D.W. An experimental study of the explosion generated by a pressurized sphere. *Journal of Fluid Mechanics*, 1960, vol. 9, no. 3, pp. 401–429. ISSN 0022-1120.

УДК 620.197

О закономерностях протекания внутренней коррозии и противокоррозионной защите морских объектов в условиях присутствия повышенных количеств диоксида углерода

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

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

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

Тезисы. Ряд действующих и перспективных объектов добычи углеводородов на морском шельфе как в России, так и за рубежом характеризуются присутствием в добываемой продукции повышенного содержания коррозионно-опасного CO₂. В статье проанализирован опыт применения технических решений для защиты от внутренней коррозии элементов инфраструктуры на зарубежных месторождениях, эксплуатирующих подводные трубопроводы в условиях повышенного содержания CO₂. Анализ показывает, что наиболее часто на месторождениях норвежского шельфа применяются следующие средства: pH-буферирование среды, ингибиторная защита от коррозии, создание условий для исключения конденсации влаги в добываемом и транспортируемом продукте, допуск на внутреннюю коррозию при проектировании стальных сооружений с учетом коррозионных рисков.

Наиболее агрессивной и опасной является коррозия в условиях конденсации влаги, которая проявляется на первых участках трубопровода, когда возникает градиент температур и происходит быстрое охлаждение добываемого газа. Испытания показывают, что скорость локальной углекислотной коррозии может достигать нескольких миллиметров в год. На основе анализа данных предложен метод ранжирования участков подводного трубопровода по степени коррозионной активности. Присутствие гликоля может снижать коррозию в водной среде, но при конденсации влаги на подавление коррозии влияет не концентрация гликоля в испаряемой жидкости, а его содержание в жидкости, конденсируемой на стальной поверхности. По результатам испытаний определено, что такое насыщение гликолем конденсационной воды (до снижения или прекращения коррозии) достигается, если концентрация гликоля в испаряемом водно-гликолевом растворе составляет от 75 % и выше.

Текущие условия и перспективы развития ресурсной базы углеводородного сырья в Российской Федерации в значительной мере связаны с месторождениями, в продукции которых содержится коррозионно-агрессивный диоксид углерода (CO₂). Ранее на примере Бованенковского и Уренгойского нефтегазоконденсатных месторождений сообщалось о проблемах, возникающих при эксплуатации в таких коррозионных условиях действующих сухопутных месторождений, и путях их разрешения с использованием ингибиторов коррозии [1, 2]. Однако опасность углекислотной коррозии (УКК) характерна и для ряда новых газовых месторождений, в том числе морских объектов на шельфах Арктики и Дальнего Востока, которые сейчас готовятся к запуску и со временем должны внести существенный вклад в увеличение объемов добычи углеводородного сырья в нашей стране. Так, уже сейчас в акватории Охотского моря эксплуатируется подводный добычный комплекс (ПДК) на Киринском газоконденсатном месторождении (ГКМ). Перспективными источниками углеводородов являются проектируемое Южно-Киринское ГКМ, группа месторождений на шельфе Арктики (в районе п-ова Ямал).

Как уже отмечалось [3, 4], эксплуатация морских объектов добычи и трубопроводная транспортировка неподготовленной углеводородной продукции в условиях воздействия УКК имеет свои особенности и ограничения по сравнению с сухопутными месторождениями. Сложность представляют вопросы технологии подготовки и транспортировки продукции с коррозионно-агрессивными компонентами, обеспечения и контроля технологических режимов для минимизации коррозионного

Ключевые слова: углекислотная коррозия, морской объект, скорость коррозии, ингибиторная защита, локальная коррозия.

воздействия, применение и обслуживание средств и систем контроля коррозионного состояния и эффективности ингибиторной защиты от коррозии.

Мировой опыт эксплуатации подобных объектов позволяет оценить задачи и проблемы обеспечения их защиты от внутренней коррозии. Сообщается [5], что до 39 % инцидентов на подводных трубопроводах в Мексиканском заливе связаны с коррозией, при этом внутренняя коррозия в 4 раза чаще провоцирует возникновение дефекта, чем наружная.

Как правило, работа ПДК организована следующим образом: добываемая продукция со скважин транспортируется по межпромысловым трубопроводам малого диаметра на сборный пункт (манифольд), откуда, смешиваясь, единым потоком выходит и транспортируется по подводному коллектору большого диаметра, который может быть подвергнут контролю диагностическими методами. Однако нередко малый диаметр подводных межпромысловых трубопроводов исключает возможность применения внутритрубной диагностики (ВТД). В таком случае рациональным вариантом контроля подводных трубопроводов является комбинирование всех доступных методов мониторинга технологических режимов, параметров добываемой и транспортируемой продукции, внешних факторов, что позволяет оценить техническое состояние объектов и сформировать на этой основе эмпирические модели. К дополнительным информационным источникам можно отнести имитационные испытания, моделирующие условия эксплуатации на не доступных для ВТД трубопроводных участках.

Для предварительной оценки коррозионной агрессивности сред в условиях УКК

важны такие параметры, как парциальное давление диоксида углерода P_{CO_2} , температура, минерализация, pH-фактор среды и др. [3, 6]. Окончательная оценка проводится по результатам имитационных испытаний (лабораторных и автоклавных) в коррозионных условиях, приближенных к реальным, с определением скорости коррозии среды. Коррозионно-агрессивными считаются среды со скоростью коррозии выше 0,1 мм/год.

Кириновское ГКМ является единственным морским объектом ПАО «Газпром», который эксплуатируется в режиме ПДК (табл. 1) и пока осуществляет добычу с двух скважин. Подводная часть газосборного коллектора (ГСК) доходит до побережья и далее переходит в сухопутный участок протяженностью 14 км до берегового комплекса. В качестве средства предотвращения гидратообразования при транспортировке добываемого продукта применяется моноэтиленгликоль (МЭГ). Регенерированный ингибитор гидратообразования подается на скважины и далее по мере продвижения по ГСК смешивается с водой, доходя до концентрации нерегенерированного [7].

Продукция с добычных скважин Кириновского ГКМ поступает по двум шлейфам-трубопроводам на манифольд, откуда, смешиваясь, транспортируется по ГСК. Содержание CO_2 в газе на двух эксплуатируемых скважинах высокое (см. табл. 1). Давление на входе в манифольд снижается до 10 и 13 МПа, а на выходе из него – до 12 МПа [8].

По мере движения скважинной продукции по обоим шлейфам-трубопроводам наблюдается снижение общего давления в трубопроводе вплоть до 50 %. Оценить снижение температуры продукции на манифольде технически и технологически сложно, но,

Таблица 1

Основные условия эксплуатации ПДК на морских месторождениях Кириновском, Ormen Lange, Snøhvit [7–10]

Параметр	ПДК		
	Кириновское ГКМ	Ormen Lange	Snøhvit
Содержание CO_2 в продукции, %	2,27...2,91	0,44	5,2...7,9
Общее давление в трубопроводе, МПа	20...26	10...25	12,5
Температура транспортируемой продукции, °С	20...95	0...80	До 70
Минерализация продукции, г/л	12...32	6...14	До 160
Длина подводного участка трубопровода, км	30	120	160
Глубина залегания подводного участка трубопровода, м	До 90	850	150...1100
Концентрация МЭГ нерегенерированного / регенерированного, %	58...61 / 80...82	–	–

по опыту норвежских месторождений, можно предположить, что температура добываемой среды на Кириномском ГКМ на входе и выходе манифольда может лежать в диапазоне 20...30 °С. Расчетные значения P_{CO_2} , МПа, составляют: в пласте – 0,59...0,76; на устье скважины – 0,454...0,58; на входе в манифольд – 0,23...0,38; на выходе из манифольда и в начале ГСК – 0,35. Наиболее вероятным местом для скопления жидкости в виде минерализованного раствора МЭГ является береговой участок с перепадом высот трубопроводной системы до 65 м [7, 8].

Транспортируемую по трубопроводам воду относят либо к типу конденсационной (низкой минерализации – до нескольких граммов на литр), которая оседает на стенках трубы, выделяясь из влажного газа при его охлаждении, либо к типу пластовой (повышенной минерализации – от десятков до сотен граммов на литр), извлекаемой вместе с углеводородами. При выборе средств защиты от коррозии тип и минерализация водной фазы играют важную роль [11].

Рассмотрим зарубежные подходы к оценке коррозионной агрессивности и подбору методов защиты для ПДК в условиях присутствия в добываемых углеводородах агрессивного CO_2 , с учетом водного фактора. На одном из крупнейших объектов на норвежском шельфе – месторождении Ogmén Lange (см. табл. 1) – температура морской воды в районе ПДК достигает минус 1 °С [9]. Значение P_{CO_2} на объекте достаточно низкое (0,044...0,11 МПа), хотя и выше порогового значения 0,02 МПа, превышение которого совместно с другими обстоятельствами может привести к образованию и развитию УКК. Вначале для противокоррозионной защиты (ПКЗ) Ogmén Lange рассматривался метод полной стабилизации рН-фактора, так как низкие значения P_{CO_2} не приводили бы к подкислению среды, усиливающему УКК, что позволило бы поддерживать рН-фактор на необходимом низком коррозионном уровне добавлением рН-стабилизатора. Известно, что таким способом могут решаться две задачи – сдвига рН-фактора из кислой коррозионно-активной среды и образования продуктов коррозии, обладающих определенными защитными свойствами. Но метод имеет также и недостатки: его нельзя использовать в присутствии большого количества водной фазы, когда взамен конденсационной появляется пластовая вода;

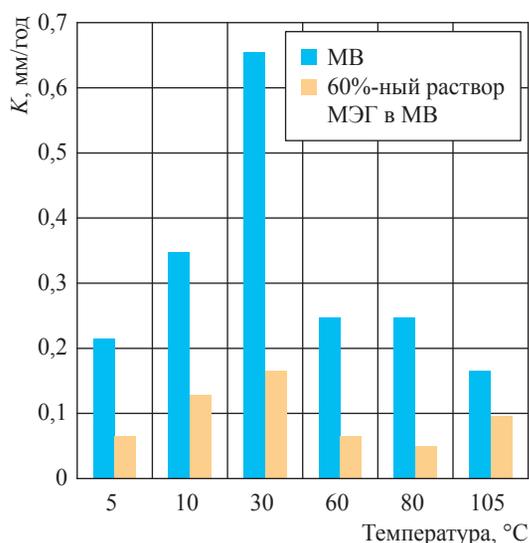
на протяженных отрезках ГСК метод также может дать непредсказуемые результаты в связи с образованием в щелочной среде новых сред и соединений, в том числе и коррозионно-опасных, например солевых осадков, которые будут создавать проблемы на установках регенерации МЭГ. В связи с этим по результатам анализа возможных вариантов на Ogmén Lange был выбран следующий способ организации ПКЗ: использование МЭГ + частичная стабилизация рН-фактора + использование ингибитора коррозии (с возможным использованием ингибитора солеотложения, если будет возникать такая необходимость при регенерации МЭГ). При этом к ПКЗ предъявлялось требование, чтобы достижимая скорость коррозии (K) не превышала 0,1 мм/год.

Очевидно, что рассмотренный метод рН-буферирования имеет определенные ограничения, которые нужно учитывать при оценке его применимости. Так, при большом количестве пластовой воды существует риск образования отложений карбоната кальция. Соответственно, увеличение количества рН-стабилизатора будет уменьшать растворимость ионов железа в растворе МЭГ. В процессе коррозии железо переходит в раствор жидкости, и это может препятствовать образованию продуктов коррозии с защитными свойствами из-за нехватки ионов железа.

Определенную роль в поддержании низкой скорости коррозии на Ogmén Lange играло и присутствие МЭГ. Влияние гликолей на значение K коррелирует с изменением свойств раствора при увеличении концентрации МЭГ: растворимость и диффузионность CO_2 снижаются из-за повышения вязкости раствора, снижения его полярности и уменьшения активности воды [12].

Е. Гулбрандсен и Дж. Морард [12] вывели коэффициенты уменьшения скорости коррозии в зависимости от содержания гликоля. Результаты проведенных в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» автоклавных испытаний (в статических условиях) при повышенном давлении в модели воды (МВ) минерализацией около 25 г/л и в 60%-ном растворе МЭГ в МВ подтвердили, что по сравнению с МВ в 60%-ном растворе МЭГ значение K в среднем снижается в 3...3,5 раза (рисунок).

Результаты лабораторных испытаний в таких же водных и водно-гликолевых средах различной концентрации при динамических



Зависимость скорости коррозии образцов стали 20 от температуры при $P_{CO_2} = 0,8$ МПа

условиях (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») [13, 14] также подтверждают корректность значений коэффициента снижения скорости коррозии в зависимости от концентрации МЭГ. Значения K в водном электролите в зависимости от метода испытаний и температуры достигали 1,5...2,0 мм/год. При добавлении 25...50%-ного раствора МЭГ в МВ значение K снижалось на 40...70 % по сравнению с идентичными испытаниями в безгликолевой среде. Схожий рост K при динамических испытаниях наблюдался и в отношении месторождения Ormen Lange: в статических условиях – 0,1...0,2 мм/год; в динамических – 0,38...0,53 мм/год [9].

Проведенные авторами автоклавные испытания в условиях, идентичных условиям и средам, отраженным на рисунке (см. 60 °C), показали, что подщелачивание раствора (до pH = 10 в начале испытаний) приводит к разнонаправленному изменению K . Если в среде МВ добавление щелочи понизило скорость коррозии на 25 %, т.е. с $K = 0,248$ мм/год (см. рисунок) до $K = 0,185$ мм/год, то для 60%-ного раствора МЭГ в МВ (pH = 10) она, наоборот, выросла в 2 раза (до $K = 0,127$ мм/год). Это, по-видимому, связано с осадкообразованием и ухудшением растворимости компонентов в щелочном водно-гликолевом растворе по сравнению с нейтральным раствором.

Другим крупным ПДК на норвежском шельфе является подводный объект Snøhvit (см. табл. 1), который объединяет месторождения Snøhvit, Albatross и Askeladd [10].

Добываемая на ПДК продукция со скважин направляется на сборный пункт, или манифольд (*англ.* pipeline end manifold, PLEM), откуда по ГСК доставляется на берег. Для борьбы с гидратообразованием применяется МЭГ. На объекте Snøhvit значение P_{CO_2} может достигать 0,65...0,99 МПа. Температура по длине ГСК будет снижаться с +70 °C до практически нулевых значений. Начальная температура на манифольде в процессе эксплуатации также будет снижаться с +70 до +20...+30 °C, в том числе после ввода последующих очередей месторождений и скважин. В качестве ПКЗ для объекта Snøhvit было рекомендовано изготавливать шлейфы-трубопроводы до манифольда из коррозионно-стойкой стали. Для защиты от УКК подводного ГСК от манифольда до берегового комплекса, выполненного из обычной углеродистой стали, использовали: способ стабилизации pH-фактора (при отсутствии пластовой воды), подачу ингибитора коррозии (при появлении пластовой воды), а также ингибитор солеотложений (при необходимости).

Известно [13], что в газотрубопроводной системе коррозия может возникнуть:

- в нижней части трубы при скоплении влаги – так называемая 6-часовая коррозия (*англ.* bottom-of-line corrosion, BOL);
- в верхней части трубы при конденсации влаги – 12-часовая коррозия (*англ.* top-of-line corrosion, TOL);
- в местах скопления влаги (щелях, зазорах, застойных зонах, при перепаде высот и др.).

Рассмотренные выше случаи коррозии относились именно к нижней части сечения (образующей) трубы при скоплении влаги. На ГСК температура внутренних сред будет низкой, и этот фактор станет определяющим с точки зрения возникновения и развития коррозионных процессов. Наиболее уязвимыми с точки зрения коррозии окажутся места с низкой скоростью потока, участки возможного скопления жидкости из-за рельефа трассы, где произойдет разделение жидкой среды на углеводородную и водную фазы. Водная фаза как раствор МЭГ в минерализованной воде будет коррозионно-опасной по отношению к углеродистой стали. На ГСК Киринского ГКМ вероятны три подобных участка, первый – в начале сухопутного отрезка трубопровода [7, 8]. В таких условиях возможны следующие методы защиты: создание турбулентного режима для предотвращения образования скоплений

жидкости либо использование ингибиторов коррозии, которые должны растворяться или диспергировать в водно-гликолевом минерализованном растворе, чтобы эффективно достигать защищаемой поверхности трубы. При подаче ингибитора коррозии на устье скважины в необходимом количестве он должен защитить от УКК трубную сталь, контактирующую с раствором МЭГ. Дополнительным, снижающим коррозионную агрессивность среды в ГСК, фактором станет пониженная температура жидкости (до +5...+10 °С). Реальные температуры транспортируемой среды на большей части ГСК окажутся именно такими из-за низкой температуры морской воды, что делает актуальным изучение динамики изменения скорости коррозии при низкотемпературных режимах. Анализ научных публикаций показывает, что коррозионные исследования применительно к температурам +5...+10 °С практически отсутствуют. Большинство испытаний, в том числе и для морских условий, ограничиваются комнатной температурой +20 °С. Тем не менее в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» выполнены автоклавные коррозионные испытания для диапазона температур +5...+10 °С. На рисунке видно, что при переходе от 10 к 5 °С снижение температуры приводит к снижению K в 1,6...2 раза как в МВ (с 0,347 до 0,214 мм/год), так и в 60%-ном растворе МЭГ в МВ (с 0,128 до 0,066 мм/год).

Одним из наиболее эффективных средств защиты добычных объектов от УКК являются ингибиторы коррозии [15]. Результаты ранее выполненных ООО «Газпром ВНИИГАЗ» лабораторных испытаний в водных и водно-гликолевых средах различной концентрации показали [13, 14], что не все, а только наиболее эффективные ингибиторы коррозии могут сбавить скорость коррозии ниже 0,1 мм/год. Один из таких ингибиторов испытан в автоклавных условиях, идентичных представленным на рисунке. Результаты определения эффективности ингибитора коррозии показаны в табл. 2. Видно,

что ингибитор защищает сталь 20 в водных и водно-гликолевых средах, снижая скорость коррозии до 0,1 мм/год и более.

TOL-коррозия (см. выше) характерна именно для газовых месторождений, что отличает коррозионно-агрессивные условия газовых объектов от нефтяных. В условиях ПДК влажный неподготовленный газ транспортируется по подводному трубопроводу, пары воды в газовой фазе конденсируются на внутренней поверхности трубы из-за разницы температур потока влажного газа и окружающей среды, что приводит к TOL-коррозии. Потенциально такие условия конденсации влаги будут создаваться на шлейфах-трубопроводах до манифольда, когда горячий газ из скважины охлаждается низкой температурой морской воды, определяющей температуру стенки трубы. В условиях наличия CO_2 начальная высокая скорость растворения железа приводит к быстрому образованию слоя продуктов коррозии FeCO_3 на стальной поверхности. Защитные свойства этого слоя постоянно меняются при продолжающейся конденсации паров воды и обновлении каплей жидкости. При низкой скорости конденсации воды скорость TOL-коррозии может оставаться контролируемой. При высокой скорости конденсации воды TOL-коррозия превращается в серьезную проблему, приводя к образованию и развитию коррозионных дефектов на внутренней поверхности трубы. В условиях присутствия CO_2 фактором, определяющим скорость TOL-коррозии, будет скорость конденсации воды [16]. Во многих исследованиях отмечается, что лимитирующим является именно количество воды, и при УКК для иницирования процесса TOL-коррозии ее требуется много. В связи с этим УКК развивается именно на первых участках трубопроводной системы, когда при наибольшем градиенте температур из паровой фазы конденсируется большое количество влаги.

Авторами осуществлены испытания в условиях конденсации влаги в растворе МЭГ

Таблица 2

Температурная зависимость скорости коррозии стали 20, мм/год, в водной и водно-гликолевой средах в присутствии ингибитора коррозии

Среда	Температура, °С				
	5	30	60	80	100
МВ	0,009	0,035	0,055	0,1	0,095
60%-ный раствор МЭГ в МВ	–	0,036	0,076	0,078	0,065

Таблица 3

Скорости коррозии, рассчитанные по глубине коррозионных повреждений

Образец		Глубина коррозионных повреждений, мкм		$K_{\text{лок. ср.}}$, мм/год	$K_{\text{лок. макс.}}$, мм/год
материал	№	средняя	максимальная		
55%-ный раствор МЭГ в МВ					
Сталь 20	11	23	28	0,300	0,365
	12	25	31	0,326	0,404
Сталь НКТ	15	21	24	0,274	0,313
	16	36	54	0,469	0,704
65%-ный раствор МЭГ в МВ					
Сталь 20	11	30	40	0,391	0,521
	12	26	46	0,339	0,600
	13	25	29	0,326	0,378
	14	28	40	0,365	0,521
	15	33	45	0,430	0,587
	16	28	36	0,365	0,469

в МВ в присутствии CO_2 . Методика проведения таких испытаний описана ранее [16]. После испытаний согласно рекомендациям ГОСТ 9.908-85¹ и СТО Газпром 9.0-001-2018² выполнялась оценка следующих показателей:

- общей скорости коррозии ($K_{\text{общ}}$), определяемой по потере массы образца;
- средней скорости локальной коррозии ($K_{\text{лок. ср.}}$), определяемой по глубине коррозионного поражения путем усреднения по всем локальным дефектам;
- максимальной скорости локальной коррозии ($K_{\text{лок. макс.}}$), определяемой по глубине самого глубокого локального поражения.

Для испытаний использованы различные образцы углеродистых сталей: сталь 20; сталь, из которой изготавливают насосно-компрессорные трубы (НКТ); сталь Х65 из основного тела трубы; сталь Х65 с частью сварного шва полуавтоматической сварки; сталь Х65 с частью сварного шва ручной сварки. Разница температур между воздушной средой (20...25 °С) и искусственно охлаждаемой стальной поверхностью (10 °С) достигала 10...15 °С.

Значения $K_{\text{общ}}$, рассчитанные по весовым потерям, при всех испытаниях были ниже 0,1 мм/год. Но на образцах наблюдались локальные коррозионные поражения в виде питтингов, по глубине которых и была рассчитана «истинная» локальная коррозия. В табл. 3

приведены значения локальной ТОЛ-коррозии для двух сталей (сталь 20 и сталь НКТ). Видно, что при 55...65%-ных растворах МЭГ в МВ имеет место локализация процесса УКК: скорость локальной коррозии достигает 0,3...0,7 мм/год в зависимости от типа стали.

Давление паров гликоля ниже давления водяного пара, в связи с чем значительное содержание гликоля в водной фазе существенно снижает ее давление. Поэтому впрыск гликоля в трубопровод влажного газа также ожидаемо ослабляет конденсацию влаги и, соответственно, уменьшает опасность ТОЛ-коррозии. Как уже отмечалось, существуют объективные факторы снижения риска УКК с увеличением концентрации гликоля.

Установлено [17], что 50%-ный раствор МЭГ и раствор воды приводят к одинаковой скорости общей коррозии до $K_{\text{общ}} = 0,5$ мм/год, что неудивительно, так как при испарении жидкости из 50%-ного раствора МЭГ в сконденсировавшейся на стальной поверхности пленке влаги содержание МЭГ не превышает 2 %. Схожий характер имеют и продукты коррозии: в обоих случаях это FeCO_3 . Для ТОЛ-коррозии на углеродистой трубной стали Х65 значение $K_{\text{лок. макс}}$ в таких условиях достигает 5,2 мм/год. При испарении и воды, и 50%-ного водно-гликолевого раствора водная пленка формируется одинаковым образом (гликоль не испаряется и не конденсируется на стали). Гликоль не оказывает снижающего коррозию эффекта, пока содержание МЭГ в жидкости ниже 70...80 %. В случае 70%-ного раствора МЭГ применительно к ТОЛ-коррозии

¹ ГОСТ 9.908-85. Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы и сплавы. Методы определения показателей коррозии и коррозионной стойкости.

² СТО Газпром 9.0-001-2018. Защита от коррозии. Основные требования.

$K_{\text{лок.макс}} = 1,5 \dots 2,6$ мм/год. Испытания с участием 70%-ного раствора МЭГ показали, что эта концентрация МЭГ является пограничной и ее превышение приводит к снижению скорости протекания коррозии. Такой ингибирующий эффект гликоля связан с тем, что при переходе от 70%-ного к 90%-ному раствору МЭГ в воде происходит скачкообразный рост от 7...8 до 53 % содержания МЭГ в сконденсировавшейся на стальной поверхности воды. Пленка влаги, уже содержащая до 53 % МЭГ, предотвращает TOL-коррозию в условиях присутствия CO_2 [17].

Данные авторов также подтверждают эти закономерности. Испытания образцов, аналогичных описанным в табл. 3, но выполненные для больших содержаний гликоля (в 75...85%-ных растворах МЭГ в МВ), показали, что в таких условиях локальной коррозии не происходит. Скорости локальной TOL-коррозии в присутствии растворов МЭГ (см. табл. 3) и чисто водного раствора [16] имеют схожие значения (0,3...0,6 мм/год).

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» провело собственные испытания TOL-коррозии на образцах трубной стали X65 трех видов: 1 – из основного

тела трубы; 2 – с частью сварного шва полуавтоматической сварки; 3 – с частью сварного шва ручной сварки. Результаты таких испытаний в CO_2 -среде представлены в табл. 4, 5. Видно, что на поверхности образцов наблюдаются локальные дефекты глубиной до 138 мкм и степень локализации высокая. Применительно к TOL-коррозии $K_{\text{лок.макс}} = 1,5 \dots 1,7$ мм/год.

На подводных трубопроводах объекта Snøhvit и месторождения Ormen Lange также существуют предпосылки проявления TOL-коррозии. Среди мер, способных уменьшить влияние TOL-коррозии на инфраструктуру объекта Snøhvit, нужно отметить использование коррозионно-стойкой стали на части трубопровода, пленкообразующего ингибитора коррозии, pH-стабилизирующего реагента [10]. На месторождении Ormen Lange используются следующие меры ПКЗ от TOL-коррозии: ограничение конденсации влаги путем увеличения минимальной толщины наружного изоляционного покрытия, повышенные допуски на коррозию на участках с возможностью конденсации влаги, использование пленкообразующего ингибитора коррозии [9, 18].

Таблица 4

**Коррозионные повреждения образцов трубной стали X65
в присутствии 55%-ного раствора МЭГ в МВ**

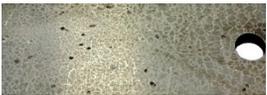
Образец		Фотография образца		Результаты измерений глубины коррозионных повреждений, мкм
вид	№	до удаления продуктов коррозии	после удаления продуктов коррозии	
Тело трубы	21			38, 64, 56, 74, 48, 66, 70, 98, 98, 50, 72, 90, 120, 82, 138
	22			66, 68, 40, 38, 62, 88, 80, 70, 58, 50, 88, 40, 46, 48, 44
Шов полуавтоматической сварки	23			76, 76, 106, 92, 60, 80, 72, 98, 64, 66, 72, 70
	24			60, 60, 48, 88, 50, 30, 50, 66, 80, 88, 68, 42, 64, 44, 54, 72, 86, 70
Шов ручной сварки	25			106, 120, 94, 84, 84, 80, 86, 42, 110, 80, 72, 90, 64, 66
	26			106, 106, 82, 78, 88, 58, 54, 48, 54, 64, 78, 66, 66, 86, 58

Таблица 5

**Скорость коррозии трубной стали X65 в присутствии 55%-ного раствора МЭГ в МВ,
рассчитанная по глубине коррозионных повреждений**

Образец		Глубина коррозионных повреждений, мкм		$K_{\text{лок. ср.}}$ мм/год	$K_{\text{лок. макс.}}$ мм/год
вид	№	средняя	максимальная		
Тело трубы	21	78	138	0,950	1,681
	22	59	88	0,719	1,072
Шов полуавтоматической сварки	23	78	106	0,950	1,291
	24	59	88	0,719	1,072
Шов ручной сварки	25	84	120	1,023	1,462
	26	73	106	0,889	1,291

На газовых добычных объектах для диагностики локальных УКК-дефектов часто используются средства ультразвуковой толщинометрии [19]. На газовом месторождении Бонгкот (содержание CO_2 в газе – более 20 %), расположенном в Сиамском заливе (Таиланд), проведены замеры локальных дефектов ТОЛ-коррозии [20]. На подводном трубопроводе (глубина 80 м), где при контакте добываемой продукции температурой до +90 °С с холодной морской водой (+18 °С) происходит конденсация воды, измерения с использованием толщиномеров выявили случаи ТОЛ-коррозии в верхней образующей трубы (от 10 до 2 ч): глубина дефектов – 30...60 % толщины стенки трубы (на первых 500...1000 м трубопровода, начиная от скважины). Расчеты показывают, что при толщине стенки трубы 15,88 см, 30...60%-ное утонение составит до 4,75...9,5 см. Заложенный в толщину трубы допуск на коррозию (5 см) исчерпал себя за 3...5 лет. Скорость локальной ТОЛ-коррозии на данном месторождении составляла 0,95...1,9 мм/год, приближаясь к значениям, полученным авторами при имитационных испытаниях ТОЛ-коррозии (см. табл. 5).

Примеры зарубежных морских месторождений, близких Киринскому ГКМ по эксплуатационным характеристикам, свидетельствуют о наличии на данных объектах коррозионно-опасных факторов и коррозионной агрессивности, что совпадает с результатами проведенных в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» имитационных испытаний для типовых морских условий эксплуатации ГСК и ПДК. Анализ показывает, что участки трубопроводной системы любого подводного объекта, в том числе и Киринского ГКМ, могут быть ранжированы по степени коррозионной активности транспортируемой среды. Такое ранжирование происходит по типу

коррозии (ТОЛ и ВОЛ) с учетом изменения коррозионно-опасных факторов (типа водной среды, появления пластовой воды, температуры, значения P_{CO_2} и др.). На первых участках трубопровода, которые приходится в основном на шлейфы, происходит наибольшее падение температуры, приводящее к локальным ТОЛ-коррозионным поражениям. На последующих участках трубопроводы представлены в основном ГСК, который транспортирует объединенную среду со сборного пункта (манифольда). Условия эксплуатации ГСК характеризуются ВОЛ-коррозией, когда может происходить отделение и скопление коррозионно-агрессивной и минерализованной водной (водно-гликолевой) среды на нижней образующей трубы. К понижающим коррозионные риски ГСК факторам можно отнести низкую температуру и уменьшение P_{CO_2} . С учетом этих факторов и ранжирования разветвленной трубопроводной системы ПДК следует организовать систему коррозионного мониторинга, а также подобрать оптимальные средства ПКЗ [21, 22], в том числе технологии, типы и дозировки применяемого ингибитора коррозии.

Как показывает опыт эксплуатации зарубежных объектов, грамотно и правильно организованная система ПКЗ позволяет эксплуатировать морские объекты, включая протяженные подводные трубопроводы, с ограничением (минимизацией) коррозионных рисков. Зарубежный подход реализован на ранжировании участков трубопроводов в зависимости от агрессивности среды и сравнительном анализе различных вариантов ПКЗ, которые на практике реализуются комплексно и предусматривают использование различных методов защиты от внутренней коррозии

с учетом всех возможных сценариев развития коррозионной ситуации в процессе долговременной эксплуатации ПДК. Со временем на морских объектах может происходить изменение (уменьшение или увеличение) основных коррозионно-опасных факторов: P_{CO_2} , температуры, типа воды (пластовая или конденсационная) и др.

Присутствие гликоля в жидкости может оказывать разное влияние на протекание коррозионных процессов в зависимости от концентрации МЭГ, типа коррозии (ТОЛ и ВОЛ). Присутствие МЭГ снижает коррозионную агрессивность водной среды и растворимость агрессивного CO_2 для ВОЛ-коррозионных сред. Определяющим фактором развития ТОЛ-коррозии является наличие большого количества воды, которое приводит к росту локальных коррозионных поражений со скоростью до 1...3 мм/год. Для

испытаний ТОЛ-коррозии нужно рассматривать содержание МЭГ в водном конденсате на стали, а не в испаряемой жидкости. При содержании МЭГ в воде от 75 % и выше происходит снижение агрессивности ТОЛ-коррозии из-за увеличения концентрации МЭГ в сконденсировавшейся воде, что сильно уменьшает УКК и снижает опасность ее локализации.

Рациональными способами защиты ПДК от коррозии являются использование ингибиторов коррозии и обустройство системы ингибиторной защиты с учетом ранжирования агрессивности среды на разных участках трубопровода. Для организации оптимальной ПКЗ на действующем Киринском и проектируемом Южно-Киринском ГКМ следует учитывать имеющийся зарубежный опыт и обеспечить разработку комплекса решений с учетом вариабельности развития коррозионной ситуации во время длительной эксплуатации объектов ПДК.

Список литературы

1. Слугин П.П. Оптимальный метод борьбы с углекислотной коррозией трубопроводов на Бованенковском НГКМ / П.П. Слугин, А.В. Полянский // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 2 (74). – С. 104–109.
2. Корякин А.Ю. Опыт подбора ингибиторов коррозии для защиты от углекислотной коррозии объектов второго участка ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Ю. Корякин, Д.В. Дикамов, И.В. Колинченко и др. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 6. – С. 48–55.
3. Запевалов Д.Н. Оценка коррозионных условий и решений по защите морских объектов от внутренней коррозии / Д.Н. Запевалов, Р.К. Вагапов, Р.А. Мельситдинова // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36). – С. 79–86.
4. Вагапов Р.К. Коррозионная агрессивность различных эксплуатационных факторов на углеводородных месторождениях, содержащих диоксид углерода / Р.К. Вагапов, А.И. Федотова, Д.Н. Запевалов и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 2 (39). – С. 130–137.
5. Daniel Powell integrity management for piggable and non-piggable subsea pipelines // Corrosion NACE. – 2008. – Ст. № 51300-08135.
6. Запевалов Д.Н. Оценка фактора внутренней коррозии объектов добычи ПАО «Газпром» с повышенным содержанием углекислого газа / Д.Н. Запевалов, Р.К. Вагапов, К.А. Ибатуллин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 3 (75). – С. 59–71.
7. Клыжко Д.В. Особенности эксплуатации Киринского ГКМ с применением моноэтиленгликоля в качестве ингибитора гидратообразования / Д.В. Клыжко, Д.В. Кутовой, М.А. Погосов // Газовая промышленность. – 2019. – № 1 (782): спецвыпуск. – С. 22–28.
8. Петренко В.Е. Опыт разработки месторождения на шельфе Российской Федерации, оборудованного подводно-добычным комплексом / В.Е. Петренко, М.Ф. Нуриев, М.Б. Шевелев и др. // Газовая промышленность. – 2018. – № 11 (777). – С. 8–13.
9. 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 CO_2 and acetic acid / A.M.K. Halvorsen, T.R. Andersen, E.N. Halvorsen, et al. // NACE Conference Corrosion. – 2007. – Ст. № 07313.
10. Hagerup O. Corrosion control by pH stabilizer, materials and corrosion monitoring in 160 km multiphase offshore pipeline / O. Hagerup, S. Olsen // CORROSION 2003. – San Diego, California: NACE international, 2003. – Ст. № 03328.

11. Федотова А.И. Методический подход к выбору водных сред газовых месторождений в условиях присутствия CO₂ для оценки их коррозионной агрессивности / А.И. Федотова, Р.К. Вагапов, Д.Н. Запечалов и др. // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2018. – № 4. – С. 59–65.
12. Gulbrandsen E. Why does glycol inhibit CO₂ corrosion / E. Gulbrandsen, J.-H. Morard // CORROSION 98. – San Diego, California: NACE international, 1998. – Ст. № 221.
13. Zapevalov D. Aspects of protection against carbon dioxide corrosion of gas production facilities / D. Zapevalov, R. Vagapov // E3S Web of Conferences. – 2019. – Т. 121. – Ст. № 02013.
14. Вагапов Р.К. Исследование коррозии объектов инфраструктуры газодобычи в присутствии CO₂ аналитическими методами контроля / Р.К. Вагапов, Д.Н. Запечалов, К.А. Ибатуллин // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2020. – № 10 (86). – С. 23–30.
15. Вагапов Р.К. Возможности использования и выбор технологии ингибиторной защиты от коррозии объектов добычи газа, характеризующихся присутствием агрессивного диоксида углерода / Р.К. Вагапов, Д.Н. Запечалов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 1 (81). – С. 72–79.
16. Вагапов Р.К. Оценка коррозионной стойкости материалов в условиях конденсации влаги и наличия диоксида углерода / Р.К. Вагапов, Д.Н. Запечалов, К.А. Ибатуллин // Вопросы материаловедения. – 2020. – № 1 (101). – С. 163–175.
17. Guo S. Effect of monoethylene glycol on sweet top of line corrosion / S. Guo, F. Farelas, M. Singer // CORROSION 2016. – San Diego, California: NACE international, 2016. – Ст. № 7891.
18. Wilhelmsen A. Ormen Lange-1: Extreme subsea conditions drive concept development / A. Wilhelmsen, H. Meisingset, S. Moxnes, et al. // Oil & Gas Journal. – 2005. – Т. 103. – № 45. – С. 62–67.
19. Запечалов Д.Н. Анализ использования УЗ-методов контроля в рамках коррозионного мониторинга за внутренней коррозией на объектах добычи газа в присутствии диоксида углерода / Д.Н. Запечалов, Р.К. Вагапов // Контроль. Диагностика. – 2020. – Т. 23. – № 3. – С. 34–39.
20. Piccardino J.R. Internal inspection of wet gas lines subject to top of the line corrosion / J.R. Piccardino, M. Stuvik, Y. Gunaltun, et al. // CORROSION 2004. – San Diego, California: NACE international, 2004. – Ст. № 04354.
21. Велиюлин И.И. О коррозии трубопроводов / И.И. Велиюлин, Р.А. Кантюков, Н.М. Якупов и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2015. – № 1 (61). – С. 45–50.
22. Велиюлин И.И. Модели коррозионного износа / И.И. Велиюлин, Р.А. Кантюков, Н.М. Якупов и др. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2015. – № 1 (61). – С. 57–67.

On patterns of internal corrosion processes and rust protection at marine facilities affected by increased amounts of CO₂

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

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

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

Abstract. Products at a number of working and prospective offshore hydrocarbon sites both in Russia and abroad are known for increased content of corrosive CO₂. This article reveals few foreign anticorrosive techniques applied to protect infrastructure of subsea pipelines subject to attack of increased CO₂ amounts. Analysis shows that at Norwegian offshore fields the following means are used: pH-buffering of a medium, inhibitory rust protection, arrangement of conditions to exclude moisture condensation in recovered and transported products, allowance of corrosion risks by designing steel structures with a tolerance for inner corrosion.

The most aggressive and dangerous corrosion occurs due to moisture condensation, which manifests itself at first sectors of a pipeline when there is temperature gradient and gas rapidly cools down. Tests show that the rate of carbon dioxide attack can reach few millimeters per year. Authors suggest a method for ranking sectors of a subsea pipeline according to severity of corrosion. Presence of the glycol is able to reduce corrosion within a water medium, but in case of moisture condensation corrosion is suppressed not due to glycol concentration in an evaporated liquid,

but thanks to its concentration in a liquid condensing over a steel surface. According to test results, authors state that such glycol saturation of condensing water (bringing either reduction, or elimination of corrosion) will be detected if concentration of glycol in an evaporated aqueous glycol solution runs up to 75 % and more.

Keywords: carbon dioxide corrosion, offshore object, corrosion rate, inhibitory protection, local corrosion.

References

1. SLUGIN, P.P., A.V. POLYANSKIY. Optimal method for prevention of carbon dioxide attack on pipelines at Bovanenkovo oil-gas-condensate field [Optimalnyy metod borby s uglekislotnoy korroziyey truboprovodov na Bovanenkovskom NGKM]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2018, no. 2(74), pp. 104–109. ISSN 2070-6820. (Russ.).
2. KORYAKIN, A.Yu., D.V. DIKAMOV, I.V. KOLINCHENKO, et al. Practice of selection of anticorrosive agents aimed at prevention of carbon dioxide attack on facilities at the 2nd Ahim deposits site at Urengoy oil-gas-condensate field [Opyt podbora ingibitorov korrozii dlya zashchity ot uglekislotnoy korrozii obyektov vtorogo uchstka achimovskokh otlozheniy Urengovskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya]. *Oborudovaniye i Tekhnologii dlya Neftegazovogo Kompleksa*, 2018, no. 6, pp. 48–55. ISSN 1999-6934. (Russ.).
3. ZAPEVALOV, D.N., R.K. VAGAPOV, R.A. MELSITDINOVA. Assessing corrosion environment and internal corrosion remedies for offshore objects [Otsenka korroziionnykh 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.).
4. VAGAPOV, R.K., A.I. FEDOTOVA, D.N. ZAPEVALOV, et al. Corrosion aggressiveness of various operational factors in hydrocarbon deposits containing carbon dioxide. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 2 (39): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 130–137. ISSN 2306-8949. (Russ.).
5. Daniel Powell integrity management for piggable and non-piggable subsea pipelines. In: *Corrosion NACE*, 2008, no. 51300-08135.
6. ZAPEVALOV, D.N., R.K. VAGAPOV, K.A. IBATULLIN. Assessment of an internal corrosion factor in respect of Gazprom's production facilities with elevated concentration of CO₂ [Otsenka faktora vnutrenney korrozii obyektov dobychi PAO "Gazprom" s povyshennym soderzhaniyem uglekislogo gaza]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2018, no. 3(75), pp. 59–71. ISSN 2070-6820. (Russ.).
7. KLYZHKO, D.V., D.V. KUTOVOY, M.A. POGOSOV. Specific features of Kirin gas-condensate field operation using mono-ethylene glycol as an inhibitor of hydrating [Osobennosti ekspluatatsii Kirinskogo GKM s primeneniym monoetilenglikolya v kachestve ingibitora gidratoobrazovaniya]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2019, no. 1 (782): special is., pp. 22–28. ISSN 0016-5581. (Russ.).
8. PETRENKO, V.Ye., M.F. NURIYEV, M.B. SHEVELEV, et al. Experience in development of Russian offshore field equipped with a subsea production complex [Opyt razrabotki mestorozhdeniya na shel'fe Rossiyskoy Federatsii, oborudovannogo podvodno-dobychnym kompleksom]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2018, no. 111 (777), pp. 8–13. ISSN 0016-5581. (Russ.).
9. 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 CO₂ and acetic acid. In: *NACE Conference Corrosion*, 2007, no. 07313.
10. HAGERUP, O., S. OLSEN. Corrosion control by pH stabilizer, materials and corrosion monitoring in 160 km multiphase offshore pipeline. In: *CORROSION 2003*. San Diego, California: NACE international, 2003, no. 03328.
11. FEDOTOVA, A.I., R.K. VAGAPOV, D.N. ZAPEVALOV, et al. Methodologic approach to selection of aqueous media at gas fields in CO₂ presence in order to estimate their corrosive power [Metodicheskiy podkhod k vybory vodnykh sred gazovykh mestorozhdeniy v usloviyakh prisutstviya CO₂ dlya otsenki ikh korroziionnoy agressivnosti]. *Zashchita Okruzhayushchey Sredy v Neftegazovom Komplekse*, 2018, no. 4, pp. 59–65. ISSN 2411-7013. (Russ.).
12. GULBRANDSEN, E., J-H. MORARD. Why does glycol inhibit CO₂ corrosion. In: *CORROSION 98*. San Diego, California: NACE international, 1998, no. 221.
13. ZAPEVALOV, D., R. VAGAPOV. Aspects of protection against carbon dioxide corrosion of gas production facilities. *E3S Web of Conferences*, 2019, vol. 121, no. 02013. ISSN 2267-1242.
14. VAGAPOV, R.K., D.N. ZAPEVALOV, K.A. IBATULLIN. Study of corrosion of gas production infrastructure objects in the presence of CO₂ by the methods of analytical control [Issledovaniye korrozii obyektov infrastruktury gazodobychi v prisutstviy CO₂ analiticheskimi metodami kontrolya]. *Zavodskaya Laboratoriya. Diagnostika Materialov*, 2020, no. 10(86), pp. 23–30. ISSN 1028-6861. (Russ.).
15. VAGAPOV, R.K., D.N. ZAPEVALOV. Availability and selection of technologies for anticorrosive inhibitory protection of gas production facilities being in presence of aggressive CO₂ [Vozmozhnosti ispolzovaniya i vybor tekhnologii ingibitorov zashchity ot korrozii obyektov dobychi gaza, kharakterizuyushchikhysya prisutstviyem

- agressivnogo dioksida ugleroda]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2020, no. 1(81), pp. 72–79. ISSN 2070-6820. (Russ.).
16. VAGAPOV, R.K., D.N. ZAPEVALOV, K.A. IBATULLIN. Assessment of corrosion resistivity of materials in conditions of moisture condensation and presence of CO₂ [Otsenka korroziionnoy stoykosti materialov v usloviyakh kondensatsii vlagi i nalichiya dioksida ugleraoda]. *Voprosy Materialovedeniya*, 2020, no. 1(101), pp. 163–175. ISSN 1994-6716. (Russ.).
 17. GUO, S., F. FARELAS, M. SINGER. Effect of monoethylene glycol on sweet top of line corrosion. In: *CORROSION 2016*. San Diego, California: NACE international, 2016, no. 7891.
 18. WILHELMSSEN, A., H. MEISINGSET, S. MOXNES, et al. Ormen Lange-1: Extreme subsea conditions drive concept development. *Oil & Gas Journal*, 2005, vol. 103, no. 45, pp. 62–67. ISSN 0030-1388.
 19. ZAPEVALOV, D.N., R.K. VAGAPOV. Analysis of supersonic control application within the scope of internal corrosion monitoring at gas production facilities being in presence of CO₂ [Analiz ispolzovaniya UZ-metodov kontrolya v ramkakh korroziionnogo monitoringa za vnutrenney korroziyey na obyektakh dobychi gaza v prisutstviy dioksida ugleroda]. *Kontrol. Diagnostika*, 2020, vol., 23, no. 3, pp. 34–39. ISSN 0201-7032. (Russ.).
 20. PICCARDINO, J.R., M. STUVIK, Y. GUNALTUN, et al. Internal inspection of wet gas lines subject to top of the line corrosion. In: *CORROSION 2004*. San Diego, California: NACE international, 2004, no. 04354.
 21. VELIYULIN, I.I., R.A. KANTYUKOV, N.M. YAKUPOV, et al. About corrosion of pipelines [O korrozii Truboprovodov]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2015, no. 1(61), pp. 45–50. ISSN 2070-6820. (Russ.).
 22. VELIYULIN, I.I., R.A. KANTYUKOV, N.M. YAKUPOV, et al. Corrosive wear models [Modeli Korroziionnogo Iznosa]. *Nauka i Tekhnika v Gazovoy Promyshlennosti*, 2015, no. 1(61), pp. 57–67. ISSN 2070-6820. (Russ.).

УДК 622.242.422 622.276.04 622.279.04

Метод определения предела усталости элементов морских стационарных платформ ферменной конструкции с накопленными повреждениями

И.В. Староконов^{1*}, А.И. Ермаков¹

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

* E-mail: starokon79@mail.ru

Тезисы. В РФ активно ведется освоение шельфовых месторождений с использованием морских стационарных платформ, которые являются опасными производственными объектами. Аварии на этих объектах могут привести к большим потерям. В России эксплуатируются платформы, построенные еще во времена СССР. В связи с этим актуальной становится задача оценки остаточного ресурса элементов платформ с учетом накопленных повреждений. В статье предложено решение задачи определения предела выносливости для элементов платформ с накопленными повреждениями, основанное на экспериментальных исследованиях.

В РФ активно эксплуатируются морские стационарные платформы (МСП), введенные в эксплуатацию более 20 лет назад. В связи с таким значительным сроком эксплуатации, на протяжении которого платформы были подвержены действию различных нагрузок, вызывающих переменные напряжения и, как следствие, усталостные повреждения, чрезвычайно актуальной становится задача оценки остаточного ресурса платформ с учетом накопленных повреждений. В соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» платформы после 20 лет эксплуатации должны быть подвергнуты комплексному техническому диагностированию, по результатам которого часть элементов, имеющих недопустимые дефекты, должна быть заменена, а для оставшихся следует рассчитать остаточный ресурс в рамках подготовки заключений экспертизы промышленной безопасности. В этом случае ресурс платформы определяется исходя из различных показателей (скорости коррозии, соответствия условиям прочности и т.д.), в том числе оцениваются остаточные ресурсы всех элементов МСП по отдельности исходя из условий усталостной долговечности при действии циклических нагрузок¹ [1]. Совершенно очевидно, что остаточные ресурсы длительно и недавно эксплуатируемых элементов отличаются. Однако определить степень воздействия на подобные элементы переменных напряжений возможно, только зная предел их выносливости.

В настоящей статье речь идет об экспериментальном методе определения предела выносливости элементов платформ с накопленными повреждениями. Следует отметить, что при строительстве и эксплуатации МСП могут применяться новые конструкционные материалы, усталостные свойства которых выходят за рамки существующей нормативно-технической документации и пока не исследованы. Поэтому лабораторные методы испытаний будут полезны не только для решения задачи оценки остаточного ресурса элементов с накопленными повреждениями, но и для исследования долговечности сварных соединений после их ремонта, изучения возможности применения сталей с пределами прочности и текучести, не вписывающимися в действующие нормативы, и решения других нестандартных задач.

Ключевые слова: морская стационарная платформа, накопление повреждений, предел выносливости, экспериментальное исследование.

¹ См.: DNVGL-RP-C103. Column stabilized units: recommended practice. – Oslo, Norway: DNV GL, 2015. – <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/dnvgl/RP/2015-07/DNVGL-RP-C103.pdf>;
API RP 2A-WSD. Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design. – 22nd ed. – Washington, DC: American Petroleum Institute, 2014;
Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок и морских стационарных платформ: НД 2-020201-015: введен в действие 01.04.2018: актуализирован 01.02.2020. – СПб.: Российский морской регистр судоходства, 2020.

К настоящему времени разработаны различные теории, описывающие процесс накопления повреждений в металле в условиях действия циклически меняющихся нагрузок и вызванных ими переменных напряжений. Одна из них – модель Вуда [2–4]. В течение части цикла, когда нагрузка возрастает (например, при сильных волнах), на одной из плоскостей конструкции происходит сдвиг. Когда нагрузка уменьшается, на параллельной плоскости скольжения тоже наблюдается сдвиг, но в обратном направлении, поскольку сдвиг по первой плоскости затруднен механическим упрочнением и окислением только что образовавшейся свободной поверхности. В первом цикле сдвига может произойти выдавливание либо вдавливание поверхности металла. При последовательных изменениях нагрузки в условиях непрерывно продолжающегося пластического течения вдавливание может перерасти в трещину. Если при циклических изменениях преобладают растягивающие напряжения, эффект усиливается, так как возникающие при увеличении нагрузки пластические деформации во время разгрузки могут стать причиной остаточных сжимающих напряжений [2–4]. Пример образования трещины при циклическом процессе изменения нагрузок показан на рис. 1.

Следует отметить: если номинальные напряжения в сечениях конструктивных элементов

(КЭ) и сварных соединениях МСП намного ниже предела текучести, локальные (из-за концентрации напряжений на включениях или механических повреждениях) могут быть выше этого предела.

Процесс накопления усталостных повреждений в элементах МСП имеет нелинейный характер, что можно объяснить изменением характеристик сопротивления усталостному разрушению и снижению предела выносливости конструкционного материала МСП. Это обусловлено в первую очередь уровнем и относительной длительностью создаваемых переменных напряжений.

Для определения предела выносливости авторами предлагается использовать формулы, описывающие этот предел в зависимости от временного сопротивления разрыву металла элементов платформы. В 2015 г. компанией «Черноморнефтегаз» проводились исследования физико-механических характеристик образцов из металла элементов морской платформы. Предел выносливости (σ_{-1}) образцов определялся в зависимости от временного сопротивления металла разрыву (σ_b) по следующим формулам:

$$\sigma_{-1} = 0,432\sigma_b + 2,2; \quad (1)$$

$$\sigma_{-1} = 0,765\sigma_b - 123,4. \quad (2)$$

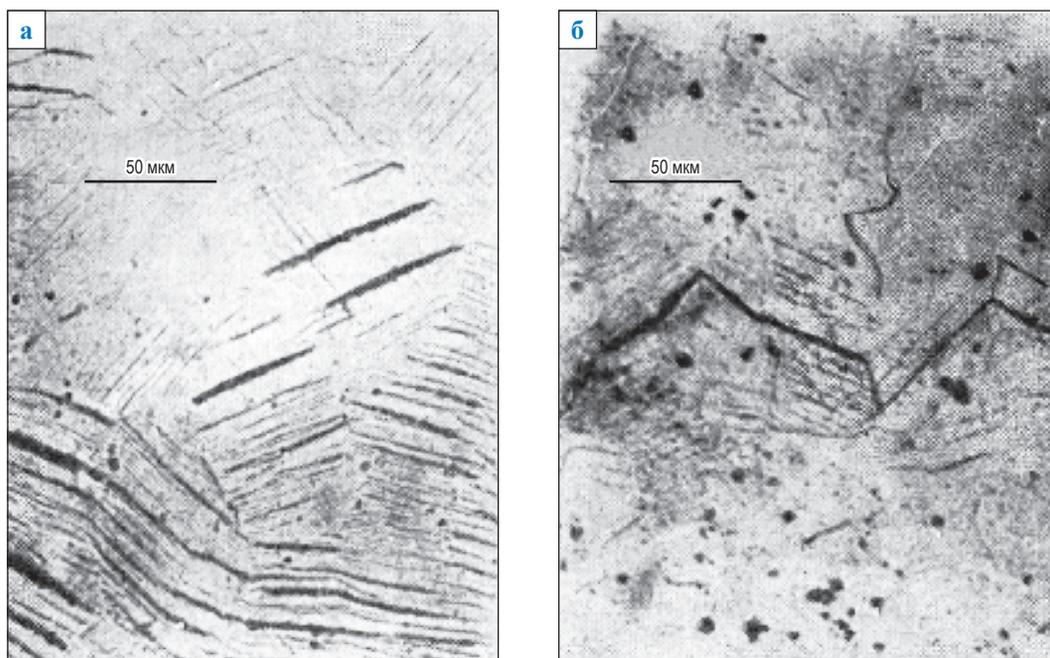


Рис. 1. Зарождение усталостной трещины:
а – вдавливание и выдавливание; б – трещина, образовавшаяся за счет сдвига

В результате установлено, что для образца из стали 09Г2С с накопленными повреждениями $\sigma_{-1} \approx 166$ МПа, а для образца из стали ВСтЗСп5 – 125 МПа. Однако эти значения σ_{-1} , полученные для лабораторных образцов металла элементов платформы, не учитывают реальных геометрических размеров элементов, чувствительности металла к концентрации напряжений, асимметрии цикла и размерам поперечных сечений, а также другие факторы. Причем все перечисленные факторы следует рассматривать в комплексе, так как они взаимообусловлены.

Проанализируем взаимовлияния основных эксплуатационно-технологических факторов на изменение значений σ_{-1} для металла элементов платформы. К числу таких параметров относятся: соотношение размеров лабораторного образца и КЭ МСП, шероховатость поверхности, асимметрия циклов напряжений и выбранный метод поверхностного упрочнения. Результирующее влияние этих параметров на σ_{-1} учитывается путем введения коэффициента взаимовлияния ($K_{\sigma, КЭ, МСП}$):

$$\sigma_{-1, КЭ, МСП} = \frac{\sigma_{-1}}{K_{\sigma, КЭ, МСП}}, \quad (3)$$

где $\sigma_{-1, КЭ, МСП}$ – предел выносливости КЭ МСП.

В свою очередь $K_{\sigma, КЭ, МСП}$ рассчитывается [5–7] по формуле

$$K_{\sigma, КЭ, МСП} = \left(\frac{K_{\sigma}}{K_{d\sigma}} + \frac{1}{K_F} - 1 \right) \frac{1}{K_V}, \quad (4)$$

где $K_{\sigma} = 1 + q_{\sigma}(\alpha_{\sigma} - 1)$ – эффективный коэффициент концентрации напряжений (q_{σ} – коэффициент чувствительности материала к концентрации напряжений, α_{σ} – теоретический коэффициент концентрации напряжений); $K_{d\sigma}$ – масштабный фактор;

$K_F = 1 - 0,22 \lg R_z \left(\lg \frac{\sigma_B}{20} - 1 \right)$ – коэффициент, учитывающий влияние шероховатости поверхности (R_z) реального КЭ МСП; K_V – фактор технологического упрочнения.

Величину $K_{d\sigma}$ можно установить различными способами. В настоящее время доказано, что при увеличении площади испытываемых образцов свыше 4000 мм² снижения σ_{-1} практически не происходит, и допустимо считать $K_{d\sigma} \approx 0,6$.

В технической литературе¹ [6] указывается, что при наличии коррозионного воздействия в расчетах коэффициент K_F следует определять исходя из зависимости, показанной на рис. 2. Значения K_V для сталей принимаются по данным И.Я. Березина и О.Ф. Чернявского [6].

Произведем расчет коэффициента, учитывающего основные эксплуатационно-технологические факторы для элементов, выполненных из стали и эксплуатирующихся в условиях морского месторождения. Чувствительность металла к концентрации напряжений можно определить по зависимости от временного сопротивления разрыву и теоретического коэффициента концентрации напряжений, устанавливаемой из отношения максимальных действующих напряжений к номинальным (рис. 3). В условиях морского месторождения концентрация напряжений обусловлена в первую очередь коррозионными кавернами. Как показали статистические данные, полученные в результате обработки отчетов о комплексном техническом диагностировании морских стационарных платформ на Черном море, глубина коррозионных каверн не превышает 4 мм. Проведенные авторами расчеты показали, что максимальная концентрация напряжений в этих условиях не превышает значения 2. Поэтому для морских стационарных платформ

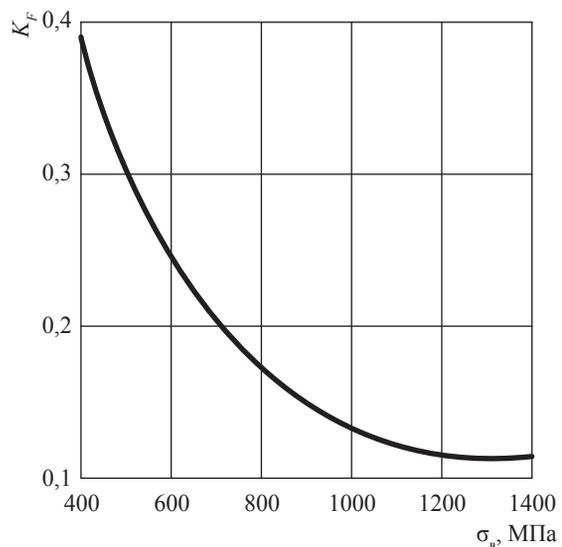


Рис. 2. Учет влияния шероховатости поверхности в условиях коррозионного воздействия для морского месторождения

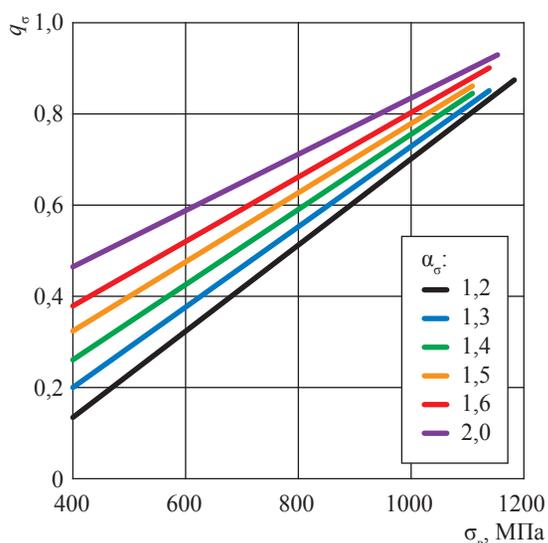


Рис. 3. График зависимости коэффициента чувствительности материала к концентрации напряжений от временного сопротивления металла разрыву

(по крайней мере в условиях Черного моря) α_σ можно принимать равным 2.

Альтернативным методом определения чувствительности металла к концентрации напряжений является расчет по формуле

$$\alpha_\sigma = 0,211 - 0,000143\sigma_{\text{в}}. \quad (5)$$

Определив промежуточные исходные данные, можно рассчитать коэффициент взаимодействия различных факторов для условий морского месторождения:

$$K_{\sigma, \text{КЭ.МСП}} = \left(\frac{1,5}{0,6} + \frac{1}{0,4} - 1 \right) = 4. \quad (6)$$

Руководствуясь методами, описанными выше, произведем расчет для элементов, выполненных из стали ВСт3Сп5 (колонны), предел прочности которых для образцов труб с накопленными повреждениями, выполненных по ГОСТ 8696-74², составляет 316 МПа. Предел выносливости гладких образцов, рассчитанный по формулам (1) и (2), равняется 125 МПа. Таким образом, с учетом основных факторов эксплуатации опорного блока в условиях морского месторождения для его

КЭ, выполненных из сталей ВСт3Сп5 (колонны) и 09Г2С (раскосы и горизонтальные элементы), расчетные значения $\sigma_{-1, \text{КЭ.МСП}}$ составили соответственно 31,25 и 41,5 МПа.

Отдельно следует рассмотреть вопрос определения базы количества циклов повторяющейся нагрузки предела выносливости N_G^D для элементов из стали 09Г2С и Ст3Сп5 с накопленными повреждениями. Согласно п. 4.2 ГОСТ 25-504-82³ в том случае, если количество циклов не установлено экспериментально, то значение N_G^D для любых сталей следует принимать равным $2 \cdot 10^6$, однако, по мнению авторов, это число не соответствует реальности и при расчетах даст заниженный показатель остаточного ресурса.

Е.Н. Негодой предлагается метод определения показателя наклона диаграммы усталости как функции временного сопротивления разрыву [7]. Определим показатель наклона кривой усталости m для стали ВСт3Сп5 (рис. 4) с накопленными повреждениями по формуле

$$m \approx \frac{1}{K_{\text{до}}} \left(5 + \frac{\sigma_{\text{в}}}{80} \right). \quad (7)$$

$$N_G^D = N_G \left(\frac{\sigma_{-1}}{\sigma_{-1, \text{КЭ.МСП}}} \right)^m, \quad (8)$$

где $N_G = 2 \cdot 10^6$ – число циклов для исходного материала в точке перелома диаграммы усталости на уровне напряжений σ_{-1} .

Расчетным путем установлено, что для КЭ МСП с накопленными повреждениями, выполненного из стали ВСт3Сп5, $m = 2,24$. Применительно к данному КЭ рассчитаем [8–10] базу испытаний для $\sigma_{-1, \text{КЭ.МСП}} = 31,25$ МПа, приняв за исходную точку для неповрежденного образца $\sigma_{-1} = 194$ МПа и $N_G = 2 \cdot 10^6$:

$$N_G^D = 2 \cdot 10^6 \cdot \left(\frac{194}{31,25} \right)^{2,24} = 3,1 \cdot 10^8. \quad (9)$$

Для КЭ МСП из стали 09Г2С, имеющего накопленные повреждения, $m = 2,44$ (расчет). Тогда

$$N_G^D = 6 \cdot 10^6 \cdot \left(\frac{234}{41,5} \right)^{2,44} = 4,08 \cdot 10^8. \quad (10)$$

² Трубы стальные электросварные со спиральным швом общего назначения. Технические условия (с Изменениями № 1-6): ГОСТ 8696-74: межгосударственный стандарт: дата введения 1976-01-01.

³ Расчеты и испытания на прочность. Методы расчета характеристик сопротивления усталости (с Изменением № 1): ГОСТ 25.504-82: межгосударственный стандарт: дата введения 1983-07-01.

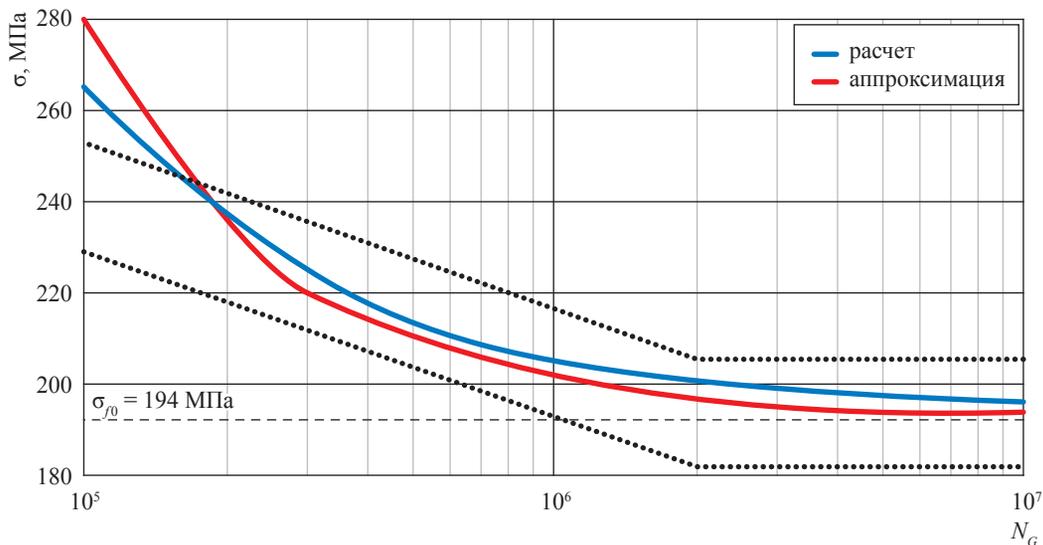


Рис. 4. Диаграмма усталости для стали ВСт3Сп5:

σ – напряжение при повторяющейся нагрузке;

σ_0 – исходный предел выносливости материала без накопленных повреждений

Сопоставлением полученных результатов с базирующимися на универсальных диаграммах усталости нормативами¹ для сварных соединений и стальных КЭ МСП универсальный предел выносливости КЭ с накопленными повреждениями определен на базе $6 \cdot 10^8$ циклов испытаний как 14 МПа.

Полученные в ходе экспериментального исследования результаты позволят точнее рассчитывать остаточный ресурс КЭ с накопленными повреждениями. Ввиду того что значения $\sigma_{-1, КЭ, МСП}$, полученные в результате применения предлагаемых авторами решений, выше универсального значения предела выносливости, то и величина остаточного ресурса будет больше.

Список литературы

1. Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения: учеб. для вузов / П.П. Бородавкин. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2006. – Ч. 1: Конструирование. – 555 с.
2. Клыков Н.А. Расчет характеристик сопротивления усталости сварных соединений / Н.А. Клыков. – М.: Машиностроение, 1984. – 160 с.
3. Труфяков В.И. Усталость сварных соединений / В.И. Труфяков. – Киев: Наукова думка, 1973. – 216 с.
4. Филиппов В.Ю. Влияние нестационарности факторов сопротивления усталости на долговечность сварных узлов транспортных средств / В.Ю. Филиппов, К.В. Щурин, В.И. Рассоха // Вестник ОГУ. – 2003. – № 2. – С. 140–144.
5. Трошенко В.Т. Деформирование и разрушение металлов при многоцикловом нагружении / В.Т. Трошенко. – Киев: Наукова думка, 1981. – 343 с.
6. Березин И.Я. Сопротивление материалов. Усталостное разрушение металлов и расчеты на прочность и долговечность при переменных напряжениях: учеб. пособие / И.Я. Березин, О.Ф. Чернявский; под общ. ред. О.Ф. Чернявского. – Челябинск: ЮУрГУ, 2002. – 47 с.
7. Негода Е.Н. Усталость сварных соединений труб большого диаметра / Е.Н. Негода // Вестник инженерной школы ДВФУ. – 2015. – № 4 (25). – С. 62–74.
8. Ефименко Л.А. Оценка структуры и свойств ремонтных сварных соединений газопроводов из сталей с повышенными показателями деформируемости / Л.А. Ефименко, О.Е. Капустин, И.Ю. Уткин и др. // Сварочное производство. – 2019. – № 12. – С. 40–46.
9. Староконь И.В. Основы теории и практики образования усталостных трещин на морских нефтегазовых сооружениях / И.В. Староконь // Современные проблемы науки и образования. – 2012. – № 4. – С. 100.
10. Староконь И.В. Усталостная долговечность восстановленных тавровых сварных соединений опорных блоков морских стационарных платформ / И.В. Староконь // Справочник. Инженерный журнал с приложением. – 2015. – № 7 (220). – С. 51–56.

Method for determining the fatigue limit of elements of offshore stationary platforms with accumulated damage

I.V. Starokon^{1*}, A.I. Ermakov¹

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

* E-mail: starokon79@mail.ru

Abstract. In Russian Federation, offshore deposits are being developed using offshore stationary platforms, which belong to hazardous production facilities. Russia has a number of offshore stationary platforms built in times of the USSR. In this regard, it becomes urgent to assess the residual life of platform elements, taking into account damages accumulated as a result of long-term operation. Basing on experimental studies, authors propose a way to determine endurance limit for platform elements with accumulated damage. The article reveals a processes of fatigue damage accumulation in the structural elements of offshore platforms. It is noted that evaluation of the fatigue characteristics of such elements is possible only by means of experimental determination of the endurance limit. Authors analyze the tests when endurance limits were determined as a function of temporary tensile strength and impact of the main operational and technological factors on the change in the endurance limit in real conditions. Using the equations of fracture mechanics, the corresponding number of cycles were calculated for the endurance limits of elements made of 09G2S and VSt3Sp5 steels. It is concluded that application of the universal fatigue diagrams (either for construction units or for welded joints) makes underestimate residual resource of offshore platform elements having accumulated damage.

Keywords: offshore stationary platforms, damage accumulation, endurance limit, experimental study.

References

1. BORODAVKIN, P.P. *Offshore oil and gas facilities* [Morskiye neftegazovyye sooruzheniya]: textbook for higher school. Pt. 1. Design [Konstruirovaniye]. Moscow: Nedra-Biznesstsentr, 2006. (Russ.).
2. KLYKOV, N.A. Calculation of characteristics of fatigue resistance of welded joints [Raschet kharakteristik soprotivleniya ustalosti svarnykh soyedineniy]. Moscow: Mashinostroyeniye, 1984. (Russ.).
3. TRUFYAKOV, V.I. *Fatigue of welded joints* [Ustalost svarnykh soyedineniy]. Kiyev: Naukova dumka, 1973. (Russ.).
4. PHILIPPOV, V.Yu., K.V. SHCHURIN, V.I. RASSOKHA. The influence of non-stability of fatigue resistance factors on the durability of welded components of vehicles [Vliyaniye nestatsionarnosti faktorov soprotivleniya ustalosti na dolgovechnost svarnykh uzlov transportnykh sredstv]. *Vestnik OGU*, 2003, no. 2, pp. 140–144. ISSN 1814-6457. (Russ.).
5. TROSHCHENKO, V.T. *Deformation and fracture of metals under high-cycle loading* [Deformirovaniye i razrusheniye metallov pri mnogotsiklovom nagruzhenii]. Kiyev: Naukova dumka, 1981. (Russ.).
6. BEREZIN, I.Ya., O.F. CHERNYAVSKY (ed.). *Strength of materials. Fatigue failure of metals and calculations of strength and durability at variable voltages* [Soprotivleniye materialov. Ustalostnoye razrusheniye metallov i raschety na prochnost i dolgovechnost pri peremennykh napryazheniyakh]: training manual. Chelyabinsk: South Ural State University, 2002. (Russ.).
7. NEGODA, Ye.N. Fatigue of welded joints of large diameter pipes [Ustalost svarnykh soyedineniy trub bolshogo diametra]. *Vestnik Inzhenernoy Shkoly DVFU* [online], 2015, no. 4, pp. 62–74. ISSN 2227-6858. (Russ.).
8. EFIMENKO, L.A., O.E. KAPUSTIN, I.Yu. UTKIN, et al. Assessment of the structure and properties of repair welds gas pipeline connections from steels with increased deformability indices [Otsenka struktury i svoystv remontnykh svarnykh soyedineniy gazoprovodov iz staley s povyshennymi pokazatelyami deformiruyemosti]. *Svarochnoye Proizvodstvo*, 2019, no. 12, pp. 40–46. ISSN 0491-6441. (Russ.).
9. STAROKON, I.V. Fundamentals of theory and practice of the origin and spread fatigue cracks for offshore oil and gas installations [Osnovy teorii i praktiki obrazovaniya ustalostnykh treshchin na morskikh neftegazovykh sooruzheniyakh]. *Sovremennyye Problemy Nauki i Obrazovaniya*. 2012, no. 4, p. 100. ISSN 2070-7428. (Russ.).
10. STAROKON, I.V. Life cycle restored t-joint welds of the support blocks of fixed offshore platforms [Ustalostnaya dolgovechnost vosstanovlennykh tavroykh soyedineniy opornykh blokov morskikh ststsiionarnykh platform]. *Spravochnik. Inzhenernyy Zhurnal s Prilozheniyem*, 2015, no. 7(220), pp. 51–56. ISSN 0203-347X. (Russ.).

УДК 539.3; 629.12

Модели инициирования разрушения ледяного покрова при сжатии

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. Представлены модели ситуаций, отражающих своеобразие механики ледяного покрова под действием сжатия. Работа является продолжением исследований структур разрушения в условиях сжатия [1]. На начальной фазе торошения на возможность инициирования процесса влияют такие факторы, как наличие промежуточной среды мелкобитого льда, присутствие касательных смещений по поверхности контакта и упорядоченные локальные акты разрушения в области контакта льдин или в окрестности локализованных линейных областей разрушения – трещин сжатия. Предложенные модели разрушения могут быть полезны при расчете и моделировании ледовых нагрузок на морские сооружения и суда ледового класса, а также при прогнозировании ледовой обстановки и разработке мероприятий по ее управлению.

Ключевые слова: разрушение, трещина, торос, изгиб, сжатие.

Процессы разрушения при сжатии морского ледяного покрова формируют структуру, включающую в себя системы торосов и сопутствующие разрывы и сдвиги. Специфика ледяного покрова, а именно его малая (относительно горизонтальных размеров) толщина, взаимодействие с гидравлическим основанием и неоднородность состава и свойств по толщине, вносит в задачу анализа условий и сценариев разрушения много своеобразия. При рассмотрении совокупности процессов торошения в ледяном покрове наряду с удовлетворением законам сохранения массы, импульса и энергии, а также концепции автомодельности формы тороса, определяющей геометрическое подобие тороса на основных этапах его развития [2], важна физическая возможность реализации того или иного сценария локальных процессов торошения. В частности, это относится к процессам инициирования торошения. Так, в ряде сценариев интенсивность внешних воздействий, требуемая для инициирования торошения, оказывается выше той, что необходима для его продолжения. При записи горизонтальных колебаний в сплоченном дрейфующем ледяном покрове при сжатии льдов первый пик, отражающий интенсивность возмущения напряженного состояния при инициировании торошения, выше остальных, относящихся к установившемуся процессу [3, 4]. Отметим также, что анализ начальных фаз торошения может быть полезен при постановке задач искусственного воздействия на эти процессы с целью управления механическим состоянием ледяного покрова, в том числе при взаимодействии ледяного покрова с сооружениями на шельфе. Далее изложены некоторые сценарии начальной фазы торошения ледяного покрова.

Сценарий 1: влияние промежуточной среды мелкобитого льда. Уплотнение и деформирование подвижной среды мелкобитого молодого льда, образующейся в пространстве между ледяными полями, приводит при сжатии к появлению в них полос локализованного сдвига, как это происходит и в других структурированных геоматериалах и пористых средах [5]. При смещении по этим структурам может произойти отклонение в вертикальной плоскости торцов соседних взаимодействующих льдин по мере фронтального сжатия (рис. 1).

Подъемная сила в системе определяется способностью среды мелкобитого льда передавать касательные нагрузки на торцы взаимодействующих льдин при движении по площадкам скольжения. Условие возможности инициирования разрушения

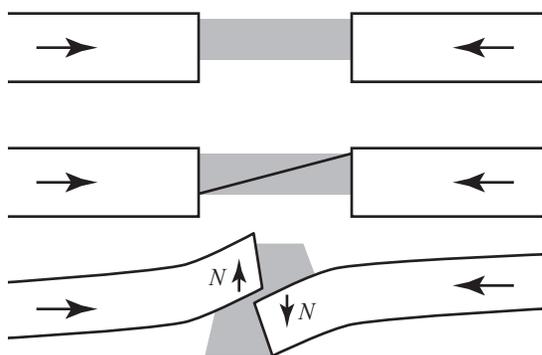


Рис. 1. Схема смещения торцов льдин при деформировании промежуточной среды: N – погонное усилие, необходимое для обламывания кромки льдин

льдин по такому механизму может быть представлено как условие достижения касательными силами на торцах плавающих льдин величин, достаточных для их необходимого отклонения по вертикали при сжатии:

$$N \leq \sigma^* h, \quad (1)$$

где h – толщина ледяной балки; σ^* – эффективная прочность среды битого льда на сдвиг в присутствии давления со стороны сближающихся торцов льдин, которая может быть оценена по результатам деформирования мелкобитого льда при сжатии в стесненных условиях [6].

В балочном приближении усилие N оценим [7] для малых скоростей относительного движения льдин как

$$N \approx 0,55h \left(\frac{\sigma_t^2 \sigma_p V}{C_p} \right)^{1/3}; \quad C_p = \left(\frac{E}{\rho} \right)^{1/2}, \quad (2)$$

где V – скорость сближения льдин; σ_t , σ_p – прочность льда при растяжении и сжатии соответственно; E – модуль упругости; C_p – скорость продольных волн в ледяной балке; ρ – плотность льда.

Отсюда можно получить оценку уровня эффективной прочности уплотненной среды битого льда в области контакта, необходимого для реализации такого механизма разрушения:

$$\sigma^* \geq 0,55 \left(\frac{\sigma_t^2 \sigma_p V}{C_p} \right)^{1/3}. \quad (3)$$

Аналогичный механизм, провоцирующий выход кромки плавающего льда из плоскости ледяного покрова, реализуется и при локальном разрушении кромки льда на контакте соседних плавающих пластин льда при сжатии [8]. Это создает

возможность взаимного проскальзывания блоков по вновь образованным наклонным поверхностям сколов, чему способствует присутствие подвижного слоя раздробленного материала [7].

Сценарий 2: касательные движения по плоскости контакта. Если при нормальном силовом контакте давление на контакте недостаточно для реализации механизмов локального разрушения, боковые движения по плоскости контакта, поддерживаемые внешними источниками, способны изменить режим силового взаимодействия льдин. В частности, касательное движение вдоль контакта меняет критические условия взаимного наползания льдин, их обламывания или потери устойчивости. Возможна реализация эффекта преобразованного трения [9], согласно которому, если тело перемещается под действием фиксированной силы в режиме трения по некоторой поверхности, то появление дополнительной силы другого направления приводит к перемещению тела и в направлении действия этой силы, как бы мала она ни была. Поэтому даже малое возмущение в поперечном (вертикальном) направлении при относительном движении контактирующих торцов льдин в горизонтальном направлении способствует взаимному смещению кромок льдин в вертикальном направлении, приводящему к их наслаиванию и обламыванию. В этом режиме формы записи соотношений для сухого трения и трения качения принципиально не отличаются друг от друга. Присутствие промежуточной среды дробленого льда также может способствовать снижению сопротивления движению льдин.

Приведем необходимые оценки для варианта касательного смещения вдоль границы контакта взаимодействующих льдин. Оценим удельную силу, вызывающую поперечное смещение льдин, считая взаимодействие на контакте упругим. Вектор погонной нагрузки на контакте, приложенный несимметрично к торцу балки, создает изгибающий момент M . Угол θ поворота сечения на малом расстоянии ε от торца плавающей полубесконечной балки под действием этого момента, приложенного к ее торцу, равен

$$\theta(\varepsilon) = e^{-\alpha\varepsilon} \left(-\frac{M}{\alpha EJ} \cos(\alpha\varepsilon) \right); \quad \alpha = \sqrt[4]{\frac{k}{4EJ}}, \quad (4)$$

где $k \approx 10$ кПа – коэффициент жесткости гидравлического основания; $J = h^3/12$ – момент инерции балки единичной ширины при изгибе.

В рассматриваемом случае (для $\varepsilon \rightarrow 0$)

$$\theta = -\frac{M}{\alpha EJ} \approx \frac{9,1M}{(Eh^3)^{3/4}}. \quad (5)$$

Эффективный изгибающий момент можно оценить по отклонению вектора P внешней нагрузки от осевой линии балки (рис. 2):

$$M = P\Delta, \text{ где } 0 < \Delta < \frac{h}{2}. \quad (6)$$

Поворот торца балки на угол θ (см. формулу (5)) обеспечивает появление поперечной силы, сдвигающей область контакта льдин по вертикали. Искомая погонная поперечная сила T , Н/м, для малых углов θ рассчитывается по формуле

$$T \approx P\theta \approx \frac{9,1P^2\Delta}{(Eh^3)^{3/4}}. \quad (7)$$

Поперечной силе противостоит сопротивление изгибающейся под ее действием кромки льда на гидравлическом основании. При малом отклонении это противодействие при тех же допущениях можно оценить как

$$T_1 \approx \frac{\Delta(Eh^3)^{3/4}}{9,1}. \quad (8)$$

Здесь принято, что сопротивление создается в противофазном погружении двух контактирующих торцов эффективных балок одинаковой толщины h . В этом случае необходимый уровень горизонтальной погонной нагрузки P для появления поперечной силы при условии $T_2 = T - T_1 > 0$ определится как

$$P > 0,11(Eh^3)^{3/4}. \quad (9)$$

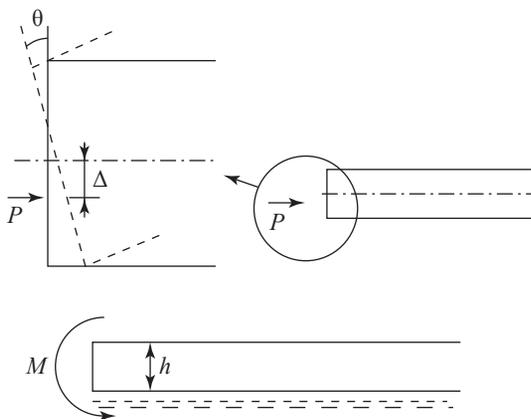


Рис. 2. Схема нагружения кромки льда в области силового контакта

Обратимся далее к процессу движения в режиме преобразованного трения [9]. Приведем систему двух взаимодействующих кромок плавающих пластин в движение с некоторой постоянной скоростью V в направлении вдоль прямолинейной линии контакта, на которой действует погонная нормальная сжимающая нагрузка P . Действие скатывающей силы равносильно появлению дополнительной силы в системе, что приводит к смещению торца балки в направлении этой силы – в данном случае перпендикулярно горизонтальной плоскости. Сопротивление трения $F_{тр}$ в дополнительном движении в направлении поперек основного перемещения определяется соотношением

$$F_{тр} = -fP \frac{\dot{x}}{\sqrt{\dot{x}^2 + \dot{y}^2}}, \quad (10)$$

где x, y – координаты, выбранные таким образом, что основное движение направлено по координате y ; f – коэффициент трения.

В условиях постоянства скорости движения $\dot{y} = \text{const} = V$; $|\dot{x}| \ll V$. Поэтому для режима вязкого трения можно записать

$$F_{тр} = -b\dot{x}, \text{ где } b = \frac{fP}{V} = \text{const}. \quad (11)$$

Для движения в поперечном направлении:

$$\frac{dx}{dt} = \frac{dx}{dy} \frac{dy}{dt} = \frac{dx}{dy} V, \quad (12)$$

где t – время.

Отсюда

$$F_{тр} = -fP \frac{dx}{dy}. \quad (13)$$

Приравняв $F_{тр}$ силе T_2 , получим

$$-x \left(BP^2 - \frac{1}{B} \right) = Pf \frac{dx}{dy}, \text{ где } B = \frac{9,1}{(Eh^3)^{3/4}}. \quad (14)$$

Используя это уравнение, запишем взаимосвязь между основным (по оси y) и поперечным (по оси x) движением по контакту от начального положения x_0 :

$$x = \left(\exp \left(\frac{BP^2 - \frac{1}{B}}{Pf x_0} y \right) - 1 \right) x_0. \quad (15)$$

Величина x_0 – начальное отклонение от симметричного расположения торцов льдин по вертикали; оно может быть обусловлено внешними причинами, в частности волнением, разницей толщин взаимодействующих льдин и т.п.

В критической ситуации инициирования торшения при $x \rightarrow h/2$ необходимая длина пути (L) основного движения может быть оценена как

$$y \rightarrow L = \left(\frac{Pfx_0}{BP^2 - \frac{1}{B}} \right) \ln \left| \frac{h}{2x_0} + 1 \right|. \quad (16)$$

Отметим, что зависимость величины L от параметра x_0 , имеющего отчасти вероятностную природу, создает неопределенность выбора сценария в конкретных обстоятельствах, что способствует разнообразию наблюдаемых картин разрушения.

Сценарий 3: локальные движения в регулярных структурах разрушения. Наблюдаемая картина частичного разбиения ледяных полей на полосы при сжатии под действием течений и ветровой нагрузки обычно интерпретируется как следствие разрушения под влиянием волнения [10]. Представляется, что это не единственный возможный механизм развития таких структур в условиях сжатия.

Рассмотрим вариант, когда структура разрушения образуется в результате комбинации торшения при сжатии и сопутствующих разрывов. Качественная картина разрушения видится следующей. Исходное состояние системы определяется наличием нарушения, поперечного по отношению к направлению сжатия. Это может быть граница контакта двух ледяных полей. Также роль исходного нарушения может быть исполнена грядой торосов, ориентированных по нормали к сжимающим нагрузкам [11]. Очаги и полосы наслоений и гряды торосов (трещин сжатия) во время своего развития сопровождаются вторичными разрывами в направлении сжатия (поперек траектории трещины сжатия), образуя сопряженную систему нарушений. Причиной появления вторичных разрывов служит изменение напряженного состояния, вызванное присутствием трещин сжатия. Такие вторичные разрывы фиксируются в окрестности структур сжатия – торосов и наслоений [12, 13].

Упомянутая трещина сжатия в ледяном покрове толщиной более 0,3 м в своей концевой области демонстрирует начальную стадию торшения – локальное обламывание кромки льда при изгибе. При этом формируется некоторый характерный поперечный размер

трещины сжатия. При малых скоростях движения льдов он близок к r – радиусу статического изгиба кромки льда на гидравлическом основании [10]:

$$r \approx \left(\frac{Eh^3}{3\rho g} \right)^{1/4}, \quad (17)$$

где g – ускорение свободного падения.

Распространение разрушения – развитие трещиноподобного дефекта – при поперечном сжатии приводит к смыканию берегов трещины сжатия. Появляется второй характерный размер – полудлина ℓ открытой части трещины сжатия. При смыкании берегов трещины с начальным раскрытием порядка r в упругой плоскости

$$\ell \approx \frac{E^{5/4} h^{3/4}}{\pi \sigma_\infty (3\rho g)^{1/4} (1 - \mu^2)}, \quad (18)$$

где σ_∞ – напряжение сжатия в ледяном покрове (рис. 3); μ – коэффициент Пуассона. Для появления поперечных разрывов в этой области нужно, чтобы выполнялось условие $\sigma_\infty = \sigma_c$.

В результате первоначально однородная плавающая пластина льда, пересекаемая трещиной сжатия, получает «оперение» в виде системы поперечных разрывов. Далее вступает в действие кинематический механизм торшения как реакции ледяного покрова на приложенную нагрузку. Приведем здесь вариант реализации такого механизма для случая нагружения полубесконечной ледяной пластины со свободной боковой поверхностью вдоль оси сжатия, пересекаемой растущей грядой торосов – трещиной сжатия.

Последовательное развитие разрывов при продвижении трещины сжатия разбивает

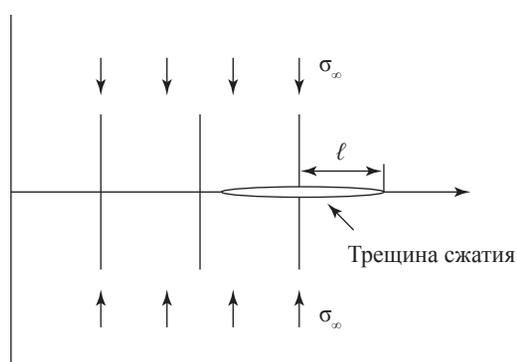


Рис. 3. Система поперечных разрывов на траектории трещины сжатия

нагружаемый объем льда на ряд полос вдоль направления сжатия (см. рис. 3). Каждая из полос на линии трещины сжатия контактирует с симметричной полосой по другую сторону трещины сжатия. Этот контакт представляет собой ослабленную зону по отношению к полю внешних напряжений сжатия и потенциальную область торшения.

Локализованное разрушение в области контакта льдин, как и в концевой зоне трещины сжатия, происходит порциями. Процесс в целом идентичен сканированию очагом разрушения линии контакта сопряженных полос, в результате которого поддерживается торшение, сопровождаемое кинематическими смещениями полос под влиянием возникающего при локализованном разрушении изгибающего момента в плоскости ледяного покрова. Поэтому полоса получает импульсы кинематического движения (изгиба) в плоскости ледяного покрова, вынуждающие ее совершать колебания в горизонтальной плоскости с частотой, коррелирующей с частотой движения очага контактного разрушения по фронту контакта торцов балок, в свою очередь зависящей от интенсивности сжатия. Эти кинематические движения расталкивают соседние полосы, чем создают противодавление в поперечном относительно оси сжатия направлении, что препятствует распространению описываемого сценария разрушения от свободной границы. Акты локального разрушения на линии силового контакта также приводят к появлению регулярных акустических импульсов, что может вносить вклад в наблюдаемую акустическую активность [14].

В модельном приближении можно представить на каждой из сторон трещины сжатия систему полос, нагружаемых этими блуждающими моментами в плоскости ледяного покрова, в результате чего между соседними полосами поддерживается развитие разрывов в направлении вдоль внешнего сжатия (см. рис. 3). Каждая из полос содержит также на своем торце область торшения, в которой продолжается порционное сканирование очагом разрушения фронта контакта. В процессе сканирования нагрузки по фронтам контакта модуль и знак момента в каждой эффективной балке меняются. Оценку эффекта с точки зрения влияния на развитие разрушения можно сделать, обращаясь к максимальному моменту, при котором возможно подрастание

разрывов, оконтуривающих полосы. Условия предельного равновесия разрыва между полосами на краю ледяного поля близки к таковым для симметричной пары эффективных балок, нагруженных максимальным изгибающим моментом, и имеют вид [15]:

$$K_I = K_{IC}; \quad (19)$$

$$K_I = \frac{2\sqrt{3}M_{\max}}{\ell^{3/2}h}, \quad (20)$$

где K_I – коэффициент интенсивности напряжений в вершине разрыва; K_{IC} – трещиностойкость ледяного покрова; $M_{\max} \approx P\ell$ – максимальный изгибающий момент на торце балки (здесь P – усилие на контакте при обламывании порционного фрагмента кромки льда (см. рис. 4а,)). Отсюда максимальный коэффициент интенсивности напряжений в вершине разрыва

$$K_{I_{\max}} = \frac{2\sqrt{3}P}{h\sqrt{\ell}}. \quad (21)$$

Согласно формуле (21) по достижении предельного равновесия разрыв распространяется неограниченно. Ограничение длины разрыва (и продольного размера полосы – балки) при симметричной относительно линии контакта схеме разрушения наступает, когда поворот торца балки вдали от очага контактного разрушения перекрывает открытую часть области контакта сопряженных полос (размер приблизительно равен r). Угол поворота торца упругой

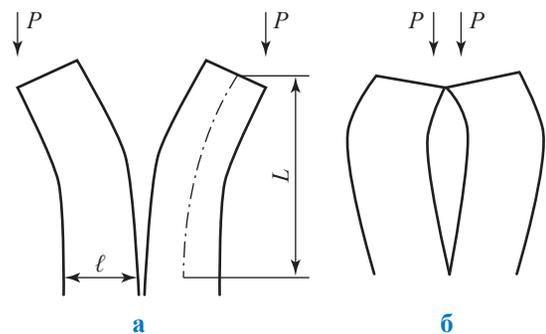


Рис. 4. Схемы предельных вариантов нагружения эффективных балок ледяного покрова при движении очагов разрушения вдоль границ контакта:
а – см. формулу (20); б – см. далее формулу (27)

балки, нагруженной моментом в плоскости ледяного покрова [10], составляет

$$\theta = \frac{ML}{EI}, \text{ где } I = \frac{h\ell^3}{12}. \quad (22)$$

Условия смыкания берегов трещины сжатия в пределах ширины полосы при малых углах поворота можно записать в виде

$$\ell = \frac{r}{\sin \theta} \approx \frac{r}{\theta}. \quad (23)$$

Отсюда получим оценку максимальной длины разрыва:

$$L \approx \frac{(Eh)^{2,5}}{12\pi(1-\mu^2)(3\rho g)^{0,5} P\sigma_{\infty}}. \quad (24)$$

Заметим, что описанный вариант развития трещин между полосами – балками ледяного покрова – не исчерпывает возможные ситуации. Приведем в качестве альтернативы случай, когда нагрузки P от локальных очагов контактного разрушения, перемещаясь по области контакта, симметрично сходятся к устью трещины между балками (см. рис. 4б). Тогда возникает изгибающий момент противоположной ориентации, создающий при встречном изгибе балок опору в устье разлома и растяжение в его концевой части. Энергия изгиба соседних балок по этому сценарию записывается как

$$U_{\Sigma} = 2 \int_0^L \frac{M_{\max}^2 dx}{2EI} = \frac{3P^2 L}{2Eh\ell^3}. \quad (25)$$

Удельная энергия развития трещины

$$G = \frac{dU_{\Sigma}}{dA} = \frac{3P^2}{2Eh^2\ell}, \text{ где } dA = h dL. \quad (26)$$

Следовательно,

$$K_I = \frac{\sqrt{3}P}{\sqrt{2\ell h}}. \quad (27)$$

Сравнивая формулы (20) и (27), можно видеть, что первый вариант сценария разрушения более благоприятен для развития трещин – разрывов между балками.

Распространению области упорядоченного разрушения от свободной границы, как сказано ранее, препятствует деформация эффективных балок между этой границей и рассматриваемыми балками. Учитывая пассивное сопротивление промежуточных балок изгибу, можно найти границу распространения процесса. Пренебрегая сопротивлением трения на контактах взаимодействующих балок, примем, что

совокупный момент инерции системы балок равен сумме моментов инерции индивидуальных балок:

$$I_{\Sigma} \approx \Sigma I = nI, \quad (28)$$

где n – количество балок между трещиной и свободным краем. Отсюда и из формулы (6) при сохранении условий предельного равновесия получим:

$$K_I = \frac{2\sqrt{3}P}{h\sqrt{n\ell}}; K_I \geq K_{IC}. \quad (29)$$

Соотношение (29) определяет размер области, охваченной преобразованием структуры разрушения, а именно количество балок – n – между свободной границей и трещиной, в которой еще выполняется условие предельного равновесия:

$$n \approx \left(\frac{2\sqrt{3}P}{K_{IC}h\sqrt{\ell}} \right)^2. \quad (30)$$

Приведем некоторые оценки. Найдем диапазон расстояний между разрывами (ширину балки) на исходной трещине сжатия, принимая во внимание масштабную вариабельность параметров, входящих в соотношение (30). В рассматриваемом сценарии разрушения эффективная податливость среды ледяного покрова (эффективный модуль упругости $E_{\text{эф}}$) можно оценить, например, по скорости сближения берегов канала, оставляемого ледоколом при движении в сжатых льдах. По данным К.Е. Сазонова [16], при сжатии силой в 2 балла (соответствует сжимающим напряжениям на уровне 20 кПа) для случая сплоченного ледяного покрова $E_{\text{эф}} \approx 2 \dots 6$ МПа. В других источниках даются более высокие значения эффективных характеристик льда [4]. Оценка размера балки для указанных значений $E_{\text{эф}}$ дана на рис. 5. Для оценки области распространения рассматриваемого сценария разрушения величину P свяжем с усилием пролома ледяного покрова.

Будем придерживаться изложенной выше картины развития локального разрушения на контакте: в области локального контакта образуются сколы, меняющие геометрию области контакта, в частности направление локальных сил [13], и реализуется механизм отклонения торцов соседних взаимодействующих льдин по вертикали при проскальзывании по этим наклонным структурам в среде дробленого льда по мере его сжатия. Здесь для

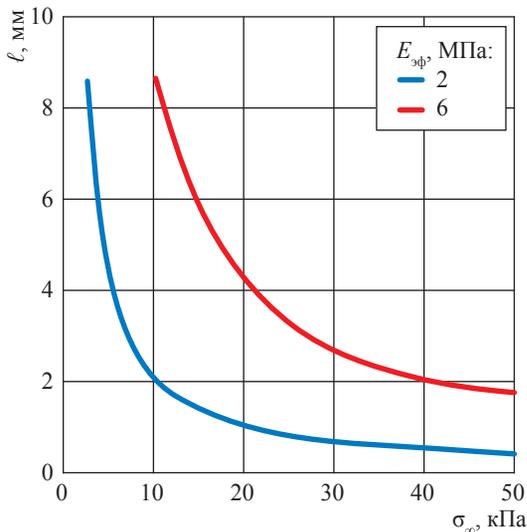


Рис. 5. Оценка расстояния между разрывами для различных уровней сжатия

оценки уровня усилия пролома воспользуемся простым соотношением, полученным при анализе обламывания кромки льда ледоколом [17]:

$$P \approx k \sigma_f h^2, \quad k = 1, 64 \dots 1, 7, \quad (31)$$

где σ_f – изгибная прочность ледяного покрова.

Сопоставляя формулы (30) и (31), для оценки снизу (при активности максимального изгибающего момента на одной балке) получим:

$$n \approx \frac{c}{\ell} \left(\frac{\sigma_f h}{K_{IC}} \right)^2, \quad c \approx 35. \quad (32)$$

Для реально наблюдаемых механических характеристик ледяного покрова при малых напряжениях ледового сжатия σ_{∞} (уровень ледового сжатия – 1...2 балла) наиболее вероятно отделение одной или двух полос на краю ледяного покрова ($n \approx 1 \dots 2$). Более частое деление на полосы возможно при интенсивном сжатии ледяного покрова.

Кроме того, совпадение по фазе изгибных колебаний балок под действием сканирующих нагрузок на их торцах увеличивает активность действующих в системе балок изгибающих моментов, расширяя тем самым диапазон действия механизма разрушения. Произведение $n\ell$, характеризующее поперечный размер области, охваченной данным видом разрушения, в рамках масштабного постоянства механических характеристик зависит только от толщины ледяного покрова.

Отметим возможную несимметричность актов локального обламывания кромки льда при длительном торошении на контакте сопряженных полос. При инициировании торошения обламывание кромки льда может происходить в направлениях как сверху вниз, так и снизу вверх. При этом вес обломанного блока (или его плавучесть) служат дополнительной нагрузкой для одной из полос при следующем акте обламывания, создавая предопределенность сценария обламывания – выбор направления изгиба кромки льда. В результате наблюдается «специализация» направления движения фронта торошения: одна из сопряженных полос преимущественно обламывается по направлению сверху вниз, другая – снизу вверх. Здесь может проявиться различие эффективной прочности ледяного покрова при обламывании в разных направлениях. Так, при низких температурах воздуха прочность верхних слоев льда выше, чем у нижних. Поэтому кромка льда легче обламывается при изгибе снизу. Получающаяся несимметричность разрушения приводит к преимущественному обламыванию одной из контактирующих торцами полос, что не обязательно совпадает с процессом в соседних полосах. Поэтому контуры гряд торосов в соседних полосах могут не совпадать друг с другом и с контуром начального протяженного дефекта (трещины сжатия или границы льдины), и это различие способно возрастать по мере развития процесса торошения.

Таким образом, представлен ряд модельных ситуаций, отражающих специфику свойств ледяного покрова при разрушении под действием сжатия. Показано, что для начальной фазы торошения на контакте льдин или в системе оперения локализованных линейных структур сжатия (трещин сжатия) возможность инициирования процесса зависит от таких факторов, как наличие промежуточной среды мелкобитого льда, присутствие касательных смещений по плоскости контакта и упорядоченные локальные акты разрушения в области контакта льдин. Предложенные модели разрушения могут быть полезны для уточнения расчета ледовых нагрузок на морские сооружения, оценки сопротивления движению судов ледового класса, планирования операций прогнозирования и управления ледовой обстановкой.

Список литературы

1. Гольдштейн Р.В. Некоторые вопросы механики прочности морского льда / Р.В. Гольдштейн, Н.М. Осипенко // Физическая мезомеханика. – 2014. – Т. 17. – № 6. – С. 59–69.
2. Марченко А.В. Модели торошения морских льдов / А.В. Марченко // Успехи механики. – 2002. – № 3. – С. 67–129.
3. Смирнов В.Н. Динамические процессы в морских льдах / В.Н. Смирнов – СПб.: Гидрометеоздат, 1996. – 162 с.
4. Степанюк И.А. Методы измерений характеристик динамики ледяного покрова / И.А. Степанюк, В.Н. Смирнов. – СПб.: Гидрометеоздат, 2001. – 136 с.
5. Стефанов Ю.П. Развитие неупругой деформации в геоматериалах в режимах дилатансии и уплотнения / Ю.П. Стефанов // Вестник Нижегородского университета им. Н.И. Лобачевского. – 2011. – № 4. – С. 1789–1791.
6. Singh S.K. Constitutive behaviour of crushed ice / S.K. Singh, I.J. Jordaan // International Journal of Fracture. – 1999. – № 97 (1). – P. 171–187.
7. Осипенко Н.М. Динамика обламывания кромки плавучего льда у преграды / Н.М. Осипенко // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 2 (39): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 54–61.
8. Гольдштейн Р. В. О модели разрушения льда при большой площади контакта / Р.В. Гольдштейн, Н.М. Осипенко // Известия РАН. Механика твердого тела. – 2011. – № 1. – С. 137–153.
9. Андронов В.В. Сухое трение в задачах механики / В.В. Андронов, В.Ф. Журавлев. – М.: Ижевск: НИЦ Регулярная и хаотическая динамика, 2010. – 184 с.
10. Тимохов Л.А. Динамика морских льдов (математические модели) / Л.А. Тимохов, Д.Е. Хейсин. – Л.: Гидрометеоздат, 1987. – 272 с.
11. Гольдштейн Р.В. О локализованном хрупком разрушении тонких тел трещиноподобными дефектами при сжатии со стеснением / Р.В. Гольдштейн, Н.М. Осипенко // Известия АН СССР. Механика твердого тела. – 1987. – № 5. – С. 158–167.
12. Goldstein R. Classification of large-scale sea ice structures based on remote sensing imagery / R. Goldstein, N. Osipenko, M. Lepparanta // Geophysica. – 2000. – Т. 36. – С. 95–109.
13. Гольдштейн Р.В. Механика разрушения и проблемы освоения Арктики / Р.В. Гольдштейн, Н.М. Осипенко // Арктика: экология и экономика. – 2015. – № 4 (20). – С. 14–27.
14. Смирнов В.Н. Автоколебания в дрейфующем ледяном покрове Северного Ледовитого океана / В.Н. Смирнов, С.М. Ковалев, А.А. Ньюбом // Океанологические исследования. – 2019. – Т. 47. – № 3. – С. 122–138.
15. Черепанов Г.П. Механика хрупкого разрушения / Г.П. Черепанов. – М.: Наука, 1974. – 640 с.
16. Сазонов К.Е. Теоретические основы плавания судов во льдах / К.Е. Сазонов. – СПб.: ЦНИИ им. А.Н. Крылова. – 2010. – 271 с.
17. Квитковский Р.С. О некоторых аспектах прогнозного ледокола СМП круглогодичного плавания / Р.С. Квитковский // Морской флот. – 2017. – № 1. – С. 32–36.

Models for initiating ice destruction during compression

N.M. Osipenko

Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences (IPMech RAS), Box 1, Bld. 101, prospekt Vernadskogo, Moscow, 119526, Russian Federation
E-mail: osipnm@mail.ru

Abstract. This article presents few models reflecting peculiar mechanics of ice cover affected by compression, and continues previous studies of fracture structures under compression [1]. Initially, the hummocking can be induced by few factors, namely: an intermediate medium of broken ice, tangential displacements along the plane of contact, and ordered local fracture events in the contact area of the ice. The proposed models may be useful in calculating and modeling ice loads on offshore structures and ice class vessels, as well as in predicting the ice situation and developing measures for its management.

Keywords: fracture, crack, hummock, bending, compression.

References

1. GOLDSHTEYN, R.V., N.M. OSIPENKO. Some aspects of the mechanics of sea ice strength [Nekotoryye voprosy mekhaniki prochnosti morskogo l'da]. *Fizicheskaya Mezomekhanika*, 2014, vol. 17, no. 6, pp. 59–69. ISSN 1683-805X. (Russ.).
2. MARCHENKO, A.V. Models of hummocking of sea ice [Modeli torosheniya morskikh l'dov]. *Uspekhi Mekhaniki*, 2002, no. 3, pp. 67–129. ISSN 1684-0429. (Russ.).
3. SMIRNOV, V.N. *Dynamic processes in sea ice* [Dinamicheskiye protsessy v morskikh l'dakh]. St. Petersburg: Gidrometeoizdat, 1996. (Russ.).
4. STEPANYUK, I.A., V.N. SMIRNOV. *Methods for measuring characteristics of ice cover dynamics* [Metody izmereniy kharakteristik dinamiki ledyanogo pokrova]. St. Petersburg: Hydrometeoizdat, 2001. (Russ.).
5. STEFANOV, Yu. P. Development of inelastic deformation in geomaterials under the conditions of dilatancy and compaction [Razvitiye neuprugoy deformatss v geomaterialakh v rezhime diletansii i uplotneniya]. *Vestnik Nizhegorodskogo Universiteta imeni N.I. Lobachevskogo*, 2011, no. 4, pp.1789–1791. ISSN 1993-1778. (Russ.).
6. SINGH, S.K., I.J. JORDAAN. Constitutive behavior of crushed ice. *International Journal of Fracture*, 1999, no. 97 (1), pp.171–187. ISSN 0376-9429.
7. OSIPENKO, N.M. Dynamics of floating ice edge breaking near obstacles [Dinamika oblamyvaniya kromki plavuchego l'da u pregrady]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 2 (39): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 54–61. ISSN 2306-8949. (Russ.).
8. GOLDSHTEYN, R.V., N.M. OSIPENKO. On the model of ice destruction with a large contact area [O modeli razrusheniya l'da pri bolshoy ploshadi kontakta]. *Izvestiya Rossiyskoy Akademii Nauk*, 2011, no. 1, pp. 137–153. ISSN 0572-3299. (Russ.).
9. ANDRONOV, V.V., V.F. ZHURAVLEV. *Dry friction in problems of mechanics* [Sukhoeye treniye v zadachakh mekhaniki]. Moscow, Izevsk: NITs Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika, 2010. (Russ.).
10. TIMOKHOV, L.A., D.Ye. KHEYSIN. *Dynamics of sea ice (mathematical models)* [Dinamika morskikh l'dov (matematicheskoye modeli)]. Leningrad: Gidrometeoizdat, 1987. (Russ.).
11. GOLDSHTEYN, R.V., N.M. OSIPENKO. On localized brittle fracture of thin bodies by crack-like defects under compression with constraint [O lokalizovannom khrupkom razrushenii tonkikh tel treshchinopodobnymi defektami pri szhatii so stesneniyem]. *Izvestiya AN SSSR. Mekhanika Tverdogo Tela*, 1987, no. 5, pp. 158–167. ISSN 0572-3299. (Russ.).
12. GOLDSTEIN, R.V., N.M. OSIPENKO, M. LEPPARANTA. Classification of large-scale sea ice structures based on remote sensing imagery. *Geophysica*, 2000, vol. 36, pp. 95–109. ISSN 0367-4231.
13. GOLDSHTEYN, R.V., N.M. OSIPENKO. The mechanics of destruction and the problems of Arctic development [Mekhanika razrusheniya i problemy osvoyeniya Arktiki]. *Arktika: Ekologiya i Ekonomika*, 2015, no. 4 (20), pp. 14–27. ISSN 2223-4594. (Russ.).
14. SMIRNOV, V.N., S.M. KOVALEV, A.A. NYUBOM. Self-oscillations in the drifting ice cover of the Arctic Ocean [Avtokolebaniya v dreyfuyushchem ledyanom pokrove Severnogo Ledovitogo okeana]. *Okeanologicheskoye Issledovaniya*, 2019, vol. 47, no. 3, pp. 122–138. ISSN 1564-2291. (Russ.).
15. CHEREPANOV, G.P. *Mechanics of brittle fracture* [Mekhanika khrupkogo razrusheniya]. Moscow: Nauka, 1974. (Russ.).
16. SAZONOV, K.Ye. *Theoretical foundations of navigation in ice* [Teoreticheskiye osnovy plavaniya sudov vo l'dakh]. St. Petersburg: Krylov State Research Centre, 2010. (Russ.).
17. KVITKOVSKIY, R.S. On few aspects of forecasting icebreaker NSR year-round swimming [O nekotorykh aspektakh prognoznogo ledokola SMP kruglogodichnogo plavaniya]. *Morskoy Flot*, 2017, no. 1, pp. 32–36. ISSN 0369-1276. (Russ.).

УДК 574.652(98)

Обрастание искусственных сооружений в Арктике (Байдарацкая губа, Карское море)

**В.О. Мокиевский¹, О.В. Максимова¹, У.В. Симакова¹, А.Б. Басин¹,
С.В. Галкин¹, А.И. Чава^{1*}**

¹ Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН, Российская Федерация, 117997, г. Москва, Нахимовский пр-т, д. 36

* E-mail: cribrilina@gmail.com

Ключевые слова:
морские
нефтегазопромыс-
ловые
металлоконст-
рукции,
обрастание,
Арктика,
Байдарацкая губа.

Тезисы. В статье приводится информация о составе обрастания металлоконструкций на глубине 7...9 м. Обнаруженное сообщество представлено малым числом видов фито- и зообентоса и характеризуется как начальная стадия процесса обрастания. Биомасса зообентоса составляет около 40 г/м², биомасса водорослей – около 5 г/м². Обедненный состав и слабое количественное развитие обрастания может ограничиваться как неблагоприятными условиями (низкие температуры и большие скорости течений), так и отсутствием источников заселения: природные сообщества твердых субстратов в Байдарацкой губе отсутствуют практически полностью.

Проблема обрастания погруженных в море конструкций привлекает внимание исследователей на протяжении многих десятков лет. Любой твердый объект, находящийся в морской воде, становится субстратом для жизни тысяч видов организмов-обрастателей – как животных, так и растений. Покров из обрастателей мешает нормальной работе самых разных технических сооружений – от судов и нефтяных платформ до систем водозабора и трубопроводов. Обрастатели способны нарушать структуру материалов, из которых сделан погруженный объект, менять его прочностные характеристики и в целом вносят элемент опасной непредсказуемости в процесс эксплуатации любых подводных конструкций. Морскому обрастанию посвящена обширная литература. Результаты многочисленных частных работ обобщены в нескольких монографиях [1–3]. Из опубликованных на русском языке следует назвать обобщающие работы Г.Б. Зевинной [4, 5], В.В. Ошуркова [6], А.Ю. Звягинцева [7], А.И. Раилкина [8], В.В. Халамана [9]. Большинство исследований, направленных на изучение обрастания естественных и искусственных субстратов, выполнены в морях теплого и умеренного поясов. Однако в последнее время можно наблюдать интенсификацию хозяйственной и промышленной деятельности человека в высоких широтах. В арктических водах динамика процессов обрастания изучена фрагментарно. Применительно к акватории Карского моря авторам не известны работы, посвященные составу и развитию обрастания технических сооружений. Ближайшим географическим и климатическим районом, для которого процесс формирования обрастания подробно изучен, является Белое море [6, 9].

Донная фауна и флора Байдарацкой губы изучена весьма подробно. Для водорослей-макрофитов это один из наиболее детально исследованных районов Карского моря [10]. Здесь обитают 49 видов макроводорослей [11, 12]. Подробно исследован и макробентос [13, 14], особенно плотно бентосными съемками покрыта центральная часть губы [15]. По результатам этих исследований описаны видовой состав и распространение донных сообществ рыхлых грунтов. Сообщества твердых субстратов для этого района не известны и не описаны, характер распределения донных отложений не предполагает существования здесь естественных выходов скал или каменистых россыпей. Интенсификация хозяйственной деятельности в этом районе в последнее десятилетие привела к появлению техногенных твердых субстратов. В данной работе приводятся первые результаты исследования обрастания искусственного твердого субстрата в Карском море: авторами проведен качественный и количественный анализ обрастания участка технических конструкций в Байдарацкой

губе на глубине 7...9 м на основании собранных проб, а также видео- и фотосъемки.

Отбор проб

В сентябре 2016 г. с поверхности металлоконструкций аквалангистами собраны 8 проб обрастания площадью по 0,1 м² каждая. При отборе проб аквалангист соскабливал ножом в сачок все обрастание с пробной площади. Весь материал фиксировался 96%-ным этиловым спиртом. Принималась стандартная методика отбора проб, предусматривающая учет организмов макробентосных размеров (т.е. более 1 мм), мелкие организмы размером менее 0,5 мм в пробах регистрировались, но количественно не учитывались. Дополнительная информация получена из видеозаписей и фотографий, сделанных во время погружений.

Пробы были подвергнуты стандартной процедуре обработки количественных проб. Подразделенный на виды материал высушивали при комнатной температуре, после чего взвешивали с точностью до 0,01 г. Поскольку фиксация чистым этанолом сама по себе обезживает биологические объекты, досушивания при повышенной температуре не проводили. Биомассу отдельных видов и суммарную биомассу водорослей вычисляли пересчетом полученных значений массы на 1 м². При оценке суммарной биомассы использовался поправочный коэффициент потери веса при спиртовой фиксации [16], принятый в данном случае для всех организмов в размере 20 %.

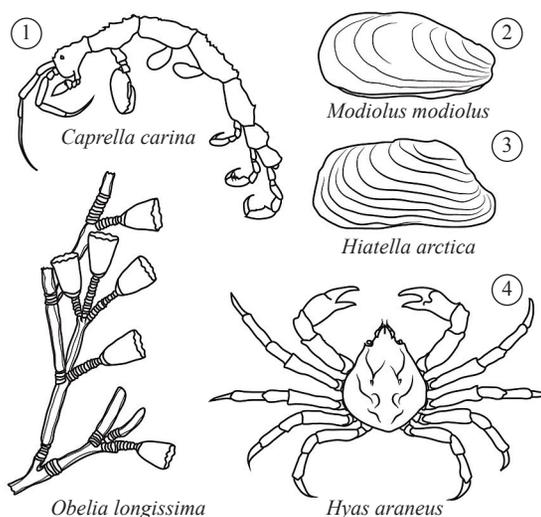
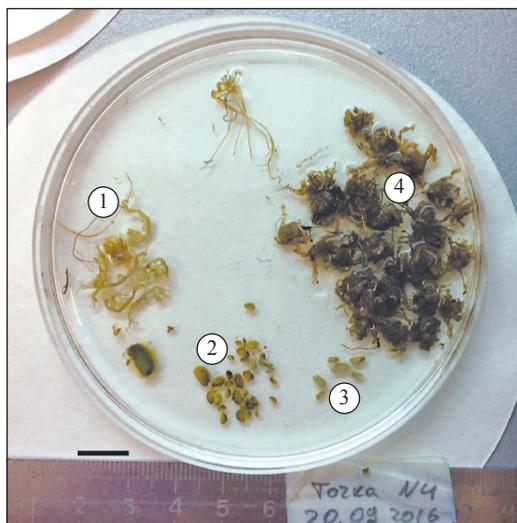
Результаты исследования проб

Зообентос. В пробах зообентоса отмечены 19 таксонов животных. Биомасса организмов в образцах варьировала в широких пределах – от 2 до 118 г/м², число видов в пробе – от 3 до 12. Большая часть видов встречается единично или в небольшом числе экземпляров. Устойчивый комплекс видов, встречаемых в большинстве проб, включал 5 видов макробентоса. Доминировали гидроидный полип *Obelia longissima*, молодь двустворчатых моллюсков *Modiolus modiolus* и *Hiatella arctica*, молодь крабов *Hyas araneus* и амфиподы (морские козочки) *Caprella carina*. Из этих видов прикрепленными или малоподвижными представителями типичного обрастания являются первые три вида – гидроид и двустворчатые моллюски. Вид типичной пробы показан на рисунке.

Суммарные количественные данные (численность и биомасса) для всех видов зообентоса, встречаемых в пробах, представлены в табл. 1.

Из всех встречаемых видов только *Obelia longissima* является типичным представителем прикрепленных организмов-обрастателей. Колонии гидроидов имеют вид ветвящихся кустиков, в пробах и на видеозаписях их длина достигает 5...7 см. Этот вид широко распространен в северных морях и является обычным компонентом обрастаний твердых субстратов.

Усоногие раки – обычный компонент обрастания. Как правило, образуют плотные



Типичный набор макробентосных организмов в одной пробе:

нитчатые водоросли и гидроиды удалены; гидроид *Obelia longissima* в чашке Петри отсутствует, однако помещен на рисунке (см. слева), поскольку входит в пятерку доминирующих видов

Таблица 1

**Видовой состав и количественные характеристики фауны обрастания конструкций
в Байдарацкой губе, Карское море**

Вид	Число особей ± ст. ошибка	Биомасса, г ± ст. ошибка
<i>Hyas araneus</i> (Linnaeus, 1758)	12,7 ± 1,4	0,495 ± 0,057
<i>Modiolus modiolus</i> (Linnaeus, 1758)	19,2 ± 1,4	0,048 ± 0,004
<i>Caprella carina</i> Mayer, 1903	9,5 ± 1,2	0,101 ± 0,019
<i>Hiatella arctica</i> (Linnaeus, 1767)	7,0 ± 0,6	0,030 ± 0,002
<i>Obelia longissima</i> (Pallas, 1766)		0,244 ± 0,024
<i>Mya truncata</i> Linnaeus, 1758	1,0	0,200
Bivalvia juv	1,0	0,001
<i>Nimphon</i> cf. <i>sluiteri</i>	1,0	0,024 ± 0,004
Nematoda	1,0	0,001
<i>Buccinum</i> cf. <i>hydrophanum</i>	17,0	0,025
<i>Buccinum</i> (кладки)	1,5 ± 0,1	5,219 ± 0,549
<i>Lichenopora</i> sp.		0,001
<i>Verruca stroemia</i> (O.F. Müller, 1776)	2,0	0,001
<i>Balanus crenatus</i> Bruguière, 1789	1,0	0,001
<i>Lepidonotus squamatus</i> (Linnaeus, 1758)	1,3 ± 0,1	0,064 ± 0,005
<i>Harmothoe imbricata</i> (Linnaeus, 1767)	4,0	0,099
<i>Spio</i> sp.	1,0	0,001
<i>Polydora quadrilobata</i> (Jacobi, 1883)	8,0	0,001
Nemertea	1,0	0,016
Всего на пробу	40,0 ± 3,9	3,299 ± 0,486
Всего на 1 м ²	400,0 ± 39,3	32,991 ± 4,858
Всего на 1 м ² с поправкой на потерю веса		39,590 ± 5,829

Примечание: численность и биомасса особей приведены в расчете на пробу. Для колониальных животных численность не указана. Для видов с единичной встречаемостью стандартная ошибка не приводится. Полуужирным начертанием шрифта выделены пять видов, доминирующих по численности и биомассе.

поселения на твердых субстратах. Период развития личинок в арктическом планктоне – весна-лето. В пробах отмечены только единичные мелкие экземпляры (оседание – лето 2016 г.). На видеозаписях 2015 и 2016 гг. видны плотные поселения мелких экземпляров этих видов (*Verruca stroemia* и *Balanus crenatus*; на видеозаписях, предположительно, еще один вид – *Semibalanus balanoides*). Отсутствие в пробах может быть связано с трудностью сбора плотно приросших домиков. Отсутствие взрослых особей связано либо с теми же трудностями сбора, либо с сезонной гибелью большинства осевших особей.

Двустворчатый моллюск *Hiatella arctica* обитает в северных морях на твердых и смешанных субстратах, является частым компонентом обрастания на небольших глубинах. В пробах присутствует только молодь этого вида размером 2...3 мм, максимально – до 7 мм. Вид имеет планктонную личинку. Для этого вида для района Шпицбергена известны [17] два пика личинок в планктоне – поздней осенью (октябрь) и летом (июль). Можно

предположить, что присутствующие в пробах особи – результат оседания осенью 2015 и летом 2016 гг.

Двустворчатый моллюск *Modiolus modiolus* обитает на каменистом и смешанном грунте в Северной Атлантике, Баренцевом и Белом морях. Нахождение этого вида в Карском море считалось сомнительным, плотные поселения его известны из пролива Карские Ворота [18]. В пробах присутствуют молодые особи с длиной раковины до 7 мм. Вероятное время оседания – весна-лето 2016 г.

В собранном материале в большом количестве присутствует молодь двустворчатых и брюхоногих моллюсков размером менее 0,5 мм. Это соответствует размерному классу младшего возраста и свидетельствует о продолжающейся колонизации субстрата. На видеозаписях 2015 и 2016 гг. присутствуют характерные кладки моллюсков-букцинид. В собранном материале эти кладки присутствуют в большом количестве, одна из проб собрана в момент покидания молодыми улитками яйцевых капсул, в ней зафиксировано множество мелких

особей. Вид идентифицирован как *Buccinum* cf. *hydrophanum*.

Краб-паук *Hyas araneus* широко распространен в Северной Атлантике, Белом и Баренцевом морях, встречается в Карском море. В Байдаракской губе лимитирован отсутствием подходящих субстратов для оседания личинок. Заросли нитчатых водорослей и гидроидов – оптимальный субстрат для личинок. В пробах молодые особи (длина панциря около 10 мм) многочисленны – до 27 экземпляров на пробу. На видеозаписях отмечены и взрослые особи этого вида.

Капреллиды (морские козочки) *Caprella carina* – неприкрепленные донные организмы, не имеющие планктонных расселительных стадий. Обитают на твердых субстратах, обычны в зарослях водорослей. На песчаном дне отсутствуют. Источник заселения неясен, возможно, попали с обрастанием судов.

При анализе видеозаписей в кадрах были отмечены актинии, не представленные в собранном материале. По видеозаписи их можно

идентифицировать как представителей родов *Urticina* или *Tealia*. Размеры этих организмов могут быть оценены следующим образом: высота – до 5...7 см, диаметр основания – 2...4 см. На видеозаписях зарегистрированы также мелкие асцидии, идентифицированные, предположительно, как *Molgula citrina* или *Molgula griffithsii*. Эти виды характерны для ранних стадий обрастания искусственных субстратов в северных морях.

Водоросли-макрофиты. В пробах обнаружены 15 видов макрофитов: 6 зеленых (отдел *Chlorophyta*), 6 бурых (класс *Phaeophyceae*) и 3 красных, или багрянок (отдел *Rhodophyta*). Кроме того, в двух пробах найдены нитчатые формы колониальных цианобактерий, похожие на *Oscillatoria* sp. (отдел *Cyanobacteria*). Полный список макрофитов с количественными характеристиками некоторых видов представлен в табл. 2.

Распределение макрофитов по пробам неравномерно как в качественном, так и в количественном отношении. В трех

Таблица 2

Видовой состав и биомасса водорослей в обрастании в Байдаракской губе, Карское море

Вид	Биомасса, г ± ст. ошибка
<i>Battersia reticulata</i> (Harv.), Draisma, Prud'homme et H. Kawai	0,083 ± 0,009
<i>Petalonia fascia</i> (O.F. Müller), Kuntze	0,466 ± 0,086
<i>Polysiphonia fucooides</i> (Huds.), Grev.	0,117 ± 0,005
<i>Stictyosiphon tortilis</i> (Gobi), Reinke	0,009
<i>Punctaria tenuissima</i> (C. Ag.), Grev.	0,035
<i>Rhodomela lycopodioides</i> (L.) C. Ag.	0,021
<i>Chaetopterus plumosa</i> (Lyngb.), Kütz.	0,119
Мелкие суммарно, в том числе:	0,006 ± 0,001
<i>Chaetomorpha ligustica</i> (Kütz.) Kütz.	
<i>Cladophora vagabunda</i> (L.) Hoek	
<i>Ulva prolifera</i> O.F. Müller	
<i>Furcellaria lumbricalis</i> (Huds.) J.V. Lam.	
<i>Oscillatoria</i> sp.	
<i>Rhizoclonium riparium</i> (Roth) Harvey	< 0,01
<i>Ulothrix</i> sp.	
<i>Prasiola</i> sp.	
<i>Pylaiella varia</i> Kjellm. (?)	
<i>Devaleraea ramentacea</i> (L.) Guiry	
Фрагменты	0,049 ± 0,003
Обрывки высших растений	0,036 ± 0,004
Всего на пробу	0,461 ± 0,064
Всего на 1 м ²	4,610 ± 0,638
Всего на 1 м ² с поправкой на потерю веса	5,532 ± 0,765

Примечания:

- 1) для видов с единичной встречаемостью стандартная ошибка не приводится;
- 2) полужирным начертанием шрифта выделены доминирующие виды.

пробах обнаружено по 10 видов, в трех других – по одному виду. При этом наибольшая биомасса (16,87 г/м²) наблюдается в одной пробе, где собраны 4 таллома бурой *Petalonia fascia* (далее – *P. fascia*) и никаких других водорослей нет. *P. fascia* – один из доминантов исследуемого сообщества: еще в двух пробах это также единственный вид водорослей (биомассы 1,36 и 0,96 г/м²), а в двух других пробах она включена в общее водорослевое обрастание, занимая в нем весьма заметную долю – 78,2 и 22,2 % общей биомассы. Поскольку *P. fascia* – относительно крупная водоросль, оказалось возможным подсчитать число талломов на пробу. В пробах встречены от одного до четырех талломов, что при пересчете дает от 10 до 40 экземпляров на метр квадратный. Только в одной пробе талломы *P. fascia* несли развитые сорусы многоклетных спорангиев. Они выглядят как темно-бурые пятна на общем оливковом фоне. Органы размножения (тетраспорангии) были обнаружены также в одной пробе у *Polysiphonia fucoides*. Все остальные водоросли имели только вегетативные талломы.

Два других доминанта – бурая *Battersia reticulata* (в публикациях до 2016 г. – *Sphacelaria arctica*), одна из самых распространенных в северных морях водорослей, и багрянка *Polysiphonia fucoides*, также обычный для региона вид. Они обе встречены вместе в пяти пробах. Чаше по массе преобладала *Polysiphonia fucoides* (в трех пробах из пяти), в одной пробе они были представлены в равных количествах, еще в одной было примерно в 1,5 раза больше *Battersia reticulata*. Размеры талломов обоих видов невелики: у *Polysiphonia fucoides* – 2,5...5,5...9,5 см, а самый крупный таллом *Battersia reticulata* имел длину 8 см. В двух пробах заметную долю общей массы составляли бурая *Chaetopterus plumosa* (49,8 %) и багрянка *Rhodomela lycopodioides* (6,38 %). Последний вид присутствует единичными талломами еще в четырех пробах.

Обсуждение

Развитие морского обрастания похоже на смену видов в геоботанической сукцессии [19]. Классическая схема сукцессии морского обрастания [1, 2, 6, 20] показывает, что формированию макроскопического обрастания предшествует стадия образования биопленки из микроорганизмов. На стадии биопленки свободная поверхность за несколько часов заселяется

бактериями и протистами, затем в течение нескольких дней к ним присоединяются диатомовые водоросли и морские грибы. Следующая стадия сукцессии, как правило, занимает от нескольких недель до года и предполагает появление макрообрастателей: быстрорастущих водорослей, усоногих раков, мшанок, гидроидов и асцидий. Эта стадия характеризуется относительно низкими биомассами вначале и быстрым их увеличением во времени (до нескольких килограммов на метр квадратный). Со временем на смену первичному макрообрастанию приходят крупные водоросли с многолетними талломами и долгоживущие беспозвоночные, такие как двустворчатые моллюски и губки, формирующие терминальную стадию сукцессии. Эта стадия и ее варианты могут существовать десятилетиями. Продолжительность стадий сукцессии зависит от глубины и времени года, а состав первичного макрообрастания – от состава личинок планктона в момент появления свободной поверхности. Также наблюдаются существенные различия в протекании первых стадий сукцессии на объектах, лежащих на дне или расположенных в толще воды [6]. В зависимости от локальных условий развитие сообществ обрастания может идти разными путями, но общая схема остается постоянной: свободная поверхность – стадия микрообрастаний – стадия короткоживущих макрообрастателей – стадия долгоживущих макрообрастателей [9].

Набор видов и структура обрастания на первых стадиях его формирования зависят от наличия в планктоне личинок потенциальных обрастателей. Количественный и качественный состав личиночного пула в планктоне носит сезонный характер, при этом количественный максимум для большинства видов приходится на весенне-летний период. Согласно Л.А. Зенкевичу [21] в Карском море летний биологический сезон планктона длится с начала июля по середину сентября, биологическая осень начинается во второй декаде сентября и заканчивается к концу сентября. Составу и сезонному развитию личиночного планктона Карского моря посвящено несколько работ [22, 23]. Пик присутствия личинок в планктоне приходится на июль и август, а в сентябре их количество резко снижается [22]. Однако основной массив данных относится к более северным районам моря и не имеет с Байдарацкой губой общих видов. Детально сезонная динамика массовых видов

изучена у берегов Шпицбергена в относительно сходных гидрологических условиях [24]. В планктоне личинки большинства групп организмов присутствуют в весенне-летний период, массовое оседание происходит летом-осенью. Для отдельных видов (усоногие раки, полихеты, моллюски), в том числе отмеченных в данной статье, показано существование в большинстве случаев летнего пика. Однако для некоторых видов (например, для *Hiattella arctica*) показано существование позднеосеннего пика численности в планктоне [17].

В целом исследованное авторами сообщество обрастания конструкций характеризуется низкими показателями разнообразия и биомассы. Подавляющее большинство видов представлены особями моложе одного года. Учитывая, что подходящий субстрат существует и доступен для обрастания не менее двух летних сезонов, необходимо оценить, какие факторы могут оказать негативное влияние на развитие сообществ. Такими факторами могут быть низкие температуры в придонном слое и достаточно большие (более 0,5 м/с) скорости придонных течений [15]. Однако пределы колебаний этих факторов не выходят за критические для большинства видов значения. Более важным может являться отсутствие источников пополнения сообщества обрастания. Природные твердые субстраты в ближайших окрестностях отсутствуют. Проникновение прикрепленных видов возможно только за счет дальнего переноса личинок. Это, возможно, служит основной причиной наблюдаемой композиции сообщества со случайным набором найденных видов. Ограниченное пополнение может быть также и фактором, тормозящим естественный ход сукцессии.

Поскольку конструкции были расположены в пределах фотической зоны, можно было бы ожидать развития плотного и разнообразного покрова обрастателей-макрофитов. Однако

в проанализированном материале альгофлора представлена довольно бедно: менее трети известных для региона видов. Кроме бурой водоросли *Petalonia fascia* из одной пробы, практически все талломы некрупные, не больше 9...10 см, а в массе – гораздо короче. Обращает на себя внимание и то, что в сборах полностью отсутствуют проростки региональных многолетников: бурых ламинариевых и фукусовых водорослей, крупных багрянок. Их молодь обычно оседает на «подготовленную» поверхность, которая сначала заселяется одноклеточными формами (в основном диатомеями), затем эфемероидными и однолетними нитчатками, и только потом крупными многолетними формами. Видимо, в полученном материале наблюдается картина, типичная для второй стадии заселения нового субстрата – стадии мелких короткоживущих водорослей.

Анализ структуры сообщества по аналогии с развитием обрастания в прибрежной зоне Белого моря позволяет отнести наблюдаемую в 2016 г. картину к начальным стадиям развития сообществ макробентоса на свободном субстрате. Низкая биомасса, присутствие однолетних быстрорастущих видов (нитчатые водоросли, гидроиды) позволяют отнести наблюдаемое сообщество к стадии «короткоживущих быстрорастущих видов», характерной для 1-го...3-го гг. развития сообщества.

Исследования процессов обрастания искусственных сооружений представляют большой интерес – как практический, так и теоретический. Авторы почти не имеют сведений о морском обрастании в высоких широтах. Однако в связи с активной хозяйственной деятельностью на арктическом шельфе такие сведения совершенно необходимы. Целесообразно продолжить исследования обрастаний подводных конструкций на разных глубинах и в разных регионах арктического шельфа, особенно там, где планируется интенсификация хозяйственной деятельности.

Список литературы

1. Scheer B.T. The development of marine fouling communities / B.T. Scheer // Biological Bulletin. – 1945. – Т. 89. – № 1. – С. 103–121.
2. Railkin A.I. Marine biofouling: colonization processes and defenses / A.I. Railkin. – Boca Raton, Florida: CRC Press LLC, 2004. – 303 с.
3. Dürr S. Biofouling / eds.: S. Dürr, J.C. Thomason. – Oxford, UK: Wiley-Blackwell, 2009. – 429 с.
4. Зевина Г.Б. Биология морского обрастания / Г.Б. Зевина. – М.: МГУ, 1994. – 136 с.

5. Зевина Г.Б. Обрастания в морях СССР / Г.Б. Зевина. – М.: МГУ, 1972. – 213 с.
6. Ошурков В.В. Сукцессии и динамика эпибентосных сообществ верхней сублиторали бореальных вод / В.В. Ошурков. – Владивосток: Дальнаука, 1998. – 205 с.
7. Звягинцев А.Ю. Морское обрастание в северо-западной части Тихого океана / А.Ю. Звягинцев. – Владивосток: Дальнаука, 2005. – 432 с.
8. Раилкин А.И. Колонизация твердых тел бентосными организмами / А.И. Раилкин. – СПб.: СПбГУ, 2008. – 427 с.
9. Халаман В.В. Развитие сообществ обрастания и взаимоотношения между организмами-обрастателями в Белом море: автореф. дис. ... д-ра биол. наук. – СПб, 2008. – 48 с.
10. Максимова О.В. Макрофитобентос Карского моря // Мокиевский В.О. Карское море. Экологический атлас / В.О. Мокиевский, А.Б. Цетлин, Л.А. Сергиенко и др. – М.: Арктический научный центр, 2016. – С. 88–95. – (Атласы морей Российской Арктики).
11. Возжинская В.Б. Гидробиологические и экологические исследования в Арктике: морская биота юго-западных побережий Карского моря (Байдарацкая губа) / В.Б. Возжинская, В.М. Белькович, Г.М. Виноградов и др. // Известия РАН. Сер.: Биологическая. – 1997. – № 6. – С. 705–716.
12. Возжинская В.Б. Современное состояние биоты юго-западных побережий Карского моря (Байдарацкая губа) / В.Б. Возжинская, В.С. Кузин, В.О. Мокиевский // Методология и процедура оценки воздействия морской нефтегазовой индустрии на окружающую среду Арктики: труды международной научно-практической конференции. – 1996. – С. 18–20.
13. Кокарев В.Н. Современное состояние макрозообентоса Байдарацкой губы (Карское море) / В.Н. Кокарев, В.В. Козловский, А.И. Азовский // Океанология. – 2015. – Т. 55. – № 5. – С. 801–801.
14. Azovsky A.I. Stable but fragile: long-term dynamics of arctic benthic macrofauna in Baydaratskaya Bay (the Kara Sea) / A.I. Azovsky, V.N. Kokarev // Polar Biology. – 2019. – Т. 42. – № 7. – С. 1307–1322.
15. Природные условия Байдарацкой губы. Основные результаты исследований для строительства подводного перехода системы магистральных газопроводов Ямал – Центр. – М.: Геос, 1997. – 432 с.
16. Брочкая В.А. Количественный учет донной фауны Баренцева моря / В.А. Брочкая, Л.А. Зенкевич // Труды ВНИРО. – 1939. – Т. 4. – С. 5–126.
17. Silberberger M.J. Spatial and temporal structure of the meroplankton community in a sub-Arctic shelf system / M.J. Selberberger, P.E. Renaud, B. Espinasse, et al. // Marine Ecology – Progress Series. – 2016. – Т. 555. – С. 79–93.
18. Kiyko O.A. Mapping of bottom communities for ecological monitoring purposes: multivariate data classification / O.A. Kiyko, V.B. Pogrebov // Proc. of the 18th International cartography conference. – 1997. – Т. 1. – С. 326–334.
19. Clements F.E. Plant succession: an analysis of the development of vegetation / F.E. Clements. – Washington, DC: Carnegie Institute, 1916. – Публикация № 242. – 512 с.
20. Wahl M. Marine epibiosis. I. Fouling and antifouling: some basics aspects / M. Wahl // Marine Ecology – Progress Series. – 1989. – Т. 58. – С. 175–189.
21. Зенкевич Л.А. Биология морей СССР / Л.А. Зенкевич. – М.: АН СССР, 1963. – 739 с.
22. Fetzter I. Distribution of meroplankton in the southern Kara Sea in relation to local hydrographic pattern / I. Fetzter, R. Stein (ed.), et al. // Stein R. Siberian river run-off in the Kara Sea / R. Stein, K. Fahl, D.K. Fütterer, et al. – 2003. – Т. 6: characterization, quantification, variability and environmental significance. – С. 195–212.
23. Fetzter I. Reproductive strategies of benthic invertebrates in the Kara Sea (Russian Arctic): adaptation of reproduction modes to cold water / I. Fetzter, W.E. Arntz // Marine Ecology – Progress Series. – 2008. – Т. 356. – С. 189–202.
24. Kuklinski P. Seasonality of occurrence and recruitment of Arctic marine benthic invertebrate larvae in relation to environmental variables / P. Kuklinski, J. Berge, L. McFadden, et al. // Polar Biology. – 2013. – Т. 36. – № 4. – С. 549–560.

Marine biofouling of artificial structures in the Arctic (Baydaratskaya Bay, Kara Sea)

V.O. Mokiyevskiy¹, O.V. Maksimova¹, U.V. Simakova¹, A.B. Basin¹, S.V. Galkin¹, A.I. Chava^{1*}

¹ P.P. Shirshov Institute of Oceanology of the Russian Academy of Sciences, Bld. 36, Nakhimovskiy prospect, Moscow, 117997, Russian Federation

* E-mail: cribrilina@gmail.com

Abstract. This article contains information on composition of marine fouling communities inhabiting metal structures located at depths of 7...9 m. The discovered community is represented by a few species of algae and benthic animals which form an initial stage of biofouling. Biomass of the zoobenthos is nearly 40 g/m², biomass of the algae is nearly 5 g/m². Depleted species composition and low abundance of fouling organisms is caused both by unfavorable conditions (low temperatures and high speed of the currents), and absence of the sources of colonization (there are almost no natural hard bottom communities in Baydaratskaya Bay).

Keywords: marine petroleum-gas field metal structures, fouling, Arctic Region, Baydaratskaya Bay.

References

1. SCHEER, B.T. The development of marine fouling communities. *Biological Bulletin*, 1945, vol. 89, no. 1, pp. 103–121. ISSN 1062-3590.
2. RAILKIN, A.I. *Marine biofouling: colonization processes and defenses*. Boca Raton, Florida: CRC Press LLC, 2004.
3. DÜRR, S., J.C. THOMASON (eds.). *Biofouling*. Oxford, UK: Wiley-Blackwell, 2009.
4. ZEVINA, G.B. *Biology of marine fouling* [Biologiya morskogo obrastaniya]. Moscow: Lomonosov Moscow State University, 1994. (Russ.).
5. ZEVINA, G.B. *Fouling at the seas of the USSR* [Obrastaniya v moryakh SSSR]. Moscow: Lomonosov Moscow State University, 1972. (Russ.).
6. OSHURKOV, V.V. *Successions and dynamics of the epibenthos associations from the upper sublittoral of boreal waters* [Suktsessii i dinamika epibentosnykh soobshchestv verkhney sublittoralni borealnykh vod]. Vladivostok, Russia: Dalnauka, 1998. (Russ.).
7. ZVYAGINTSEV, A.YU. *Marine fouling in north-western part of Pacific Ocean* [Morskoye obrastaniye v severo-zapadnoy chasti Tikhogo okeana]. Vladivostok, Russia: Dalnauka, 2005. (Russ.).
8. RAILKIN, A.I. *Colonization of solid bodies by bottom dwellers* [Kolonizatsiya tverdukh tel bentosnymi organizmami]. St. Petersburg: St. Petersburg State University, 2008. (Russ.).
9. KHALMAN, V.V. *Development of fouling communities and relationship between fouling organisms in White Sea waters* [Razvitiye soobshchestv obrastaniya i vzaimootnosheniya mezhdu organizmami obrastatelyami v Belom more]. Synopsys of dr.'s thesis (biology). Zoological Institute of Russian academy of sciences. St. Petersburg, 2008. (Russ.).
10. MAKSIMOVA, O.V. *Macrophytobenthos of Kara Sea* [Makrofitobentos Karskogo moray]. In: MOKIYEVSKIY, V.O., A.B. TSETLIN, L.A. SERGIYENKO, et al. *Ecological atlas. Kara Sea* [Karskoye more. Ekologicheskii atlas]. Moscow: Arctic scientific center, 2016, pp. 88–95. (Russ.).
11. VOZZHINSKAYA, V.B., V.M. BELKOVICH, G.M. VINOGRADOV, et al. *Hydrobiological and ecological explorations in Arctic Region: marine biota at south-western fringe of Kara Sea (Baydaratskaya Bay)* [Gidrobiologicheskkiye i ekologicheskkiye issledovaniya v Arktike: morskaya biota yugo-zapadnykh poberezhnykh Karskogo moray (Baydaratskaya guba)]. *Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Series: Biologicheskaya*, 1997, no. 6, pp. 705–716. ISSN 1026-3470. (Russ.).
12. VOZZHINSKAYA, V.B., V.S. KUZIN, V.O. MOKIYEVSKIY. *Modern status of biota from south-western fringe of Kara Sea (Baydaratskaya Bay)* [Sovremennoye sostoyaniye bioty yugo-zapadnykh poberezhnykh Karskogo moray (Baydaratskaya guba)]. In: *Concept and procedure for assessment of marine petroleum industry impact on Arctic environment* [Metodologiya i protsedura otsenki vozdeystviya morskoy neftegazovoy industrii na okruzhayushchuyu sredu Arktiki]: proc. of the international scientific and practical conf, 1996, pp. 18–20. (Russ.).
13. KOKAREV, V.N., V.V. KOZLOVSKIY, A.I. AZOVSKIY. *Modern status of macrozoobenthos in Baydaratskaya guba (Kara Sea)* [Sovremennoye sostoyaniye makrozoobentosa Baydaratskoy guby (Karskoye more)]. *Okeanologiya*, 2015, vol. 55, no. 5, pp. 801–801. ISSN 0030-1574. (Russ.).
14. AZOVSKIY, A.I., V.N. KOKAREV. *Stable but fragile: long-term dynamics of arctic benthic macrofauna in Baydaratskaya Bay (the Kara Sea)*. *Polar Biology*, 2019, vol. 42, no. 7, pp. 1307–1322. ISSN 0722-4060.
15. *Natural environment of Baydaratskaya Bay. Major results of studies related to construction of a submerged crossing for Yamal–Center system of trunk gas pipelines* [Prirodnyye usloviya Baydaratskoy guby. Osnovnyye rezultaty issledovaniy dlya stroitelstva podvodnogo perekhoda sistemy magistralnykh gazoprovodov Yamal – Tsentr]. Moscow: Geos, 1997. (Russ.).

16. BROTSKAYA, V.A., L.A. ZENKEVICH. Quantitative account of benthic fauna at Barents Sea [Kolichestvennyy uchet donnoy fauny Barentseva moray]. *Trudy VNIRO*, 1939, vol. 4, pp. 5–126.
17. SILBERBERGER, M.J., .E. RENAUD, B. ESPINASSE, et al. Spatial and temporal structure of the meroplankton community in a sub-Arctic shelf system. *Marine Ecology – Progress Series*, 2016, vol. 555, pp. 79–93. ISSN 0171-8630.
18. KIYKO, O.A., V.B. POGREBOV. Mapping of bottom communities for ecological monitoring purposes: multivariate data classification. In: *Proceedings of the 18th International cartography conference*, 1997, vol. 1, pp. 326–334.
19. CLEMENTS, F.E. *Plant succession: an analysis of the development of vegetation*. Washington, DC: Carnegie Institute, 1916, publication no. 242.
20. WAHL, M. Marine epibiosis. I. Fouling and antifouling: some basics aspects. *Marine Ecology – Progress Series*, 1989, vol. 58, pp. 175–189. ISSN 0171-8630.
21. ZENKEVICH, L.A. *Biology of seas at the USSR* [Biologiya morey SSSR]. Moscow: USSR Academy of sciences, 1963. (Russ.).
22. FETZER, I., R. STEIN (ed.), et al. Distribution of meroplankton in the southern Kara Sea in relation to local hydrographic pattern. In: STEIN, R., K. FAHL, D.K. FÜTTERER, et al. *Siberian river run-off in the Kara Sea*, 2003, vol. 6: Characterization, quantification, variability and environmental significance, pp. 195–212.
23. FETZER, I., W.E. ARNTZ. Reproductive strategies of benthic invertebrates in the Kara Sea (Russian Arctic): adaptation of reproduction modes to cold water. *Marine Ecology – Progress Series*, 2008, vol. 356, pp. 189–202. ISSN 0171-8630.
24. KUKLINSKI, P., J. BERGE, L. McFADDEN, et al. Seasonality of occurrence and recruitment of Arctic marine benthic invertebrate larvae in relation to environmental variables. *Polar Biology*, 2013, vol. 36, no. 4, pp. 549–560. ISSN 0722-4060.

УДК 622.279.72

Задача неизотермической фильтрации углеводородной смеси в призабойной зоне пласта с учетом многокомпонентной диффузии

В.Н. Сокотущенко^{1,2*}, Б.А. Григорьев^{1,2}

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

² ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 141717, Московская обл., Ленинский р-н, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1

* E-mail: sokotushenko@mail.ru

Тезисы. Решена задача неизотермической фильтрации углеводородной смеси в призабойной зоне пласта (ПЗП) с учетом многокомпонентной диффузии в трехмерной нестационарной постановке. Вычислены диффузионные потоки находящихся в паровой и жидкой фазах компонентов углеводородной смеси, фильтрующейся в ПЗП, исследовано влияние многокомпонентной диффузии на дебит и продуктивность несовершенной скважины. Корректная постановка задачи отбора флюида соответствует рассмотрению взаимодействия скважин количеством более двух, поэтому задача с одной скважиной рассматривается как модельная, решение которой направлено на определение влияния многокомпонентной диффузии при фильтрации углеводородной смеси на фильтрационные характеристики в малой окрестности ПЗП.

В качестве модельной фильтрующейся смеси принята 3-компонентная смесь метана, пропана и октана мольного состава 0,9268; 0,0632; 0,01 соответственно, которая ранее изучалась в работах авторов [8, 9] и представляет собой смесь с низким конденсатным фактором, характерную для таких месторождений, как Чайндинское, Ковыктинское, Бованенковское.

Расчеты показывают, что на забое наблюдаются различные значения дебитов газовой и жидкой фаз, а также смеси в целом с учетом и без учета диффузионного переноса массы компонентов в фазах фильтрующейся в ПЗП смеси заданного состава. В частности, показано, что учет дополнительного переноса массы компонентов за счет диффузии приводит при заданных термобарических условиях фильтрации к увеличению значения коэффициента продуктивности скважины по сравнению с расчетом в условиях отсутствия диффузионных потоков не более чем на 3 %. При этом в масштабах реального месторождения возможность учета дополнительного диффузионного притока массы в многокомпонентных смесях в рамках разработанной математической модели позволяет уточнить компонентоотдачу пласта и, следовательно, дать более обоснованную оценку добываемым запасам всего месторождения в целом.

Ключевые слова: углеводородная смесь, призабойная зона пласта, неизотермическая фильтрация, фазовые переходы, продуктивность скважины, многокомпонентная диффузия.

Вектор диффузионного потока компонентов в смеси и фазах

Перенос массы компонента в многокомпонентной углеводородной смеси происходит с помощью двух различных механизмов переноса: молекулярного (диффузионного) и конвективного (молярного). Конвективный перенос массы происходит за счет движения и перемешивания молярных макрообъемов среды. При молекулярном переносе происходит выравнивание массовой доли, или концентрации (c_i), i -го компонента смеси в 3-мерном пространстве путем молекулярного перемешивания. При этом, поскольку диффундирующие частицы вытекают из области с более высокой концентрацией этого компонента в область, где она ниже (подобно переносу тепла за счет теплопроводности), то наибольший перенос массы компонента в смеси за счет диффузии происходит в направлении нормали к поверхности постоянной концентрации компонента.

Вектор диффузионного потока i -го компонента [1]

$$\mathbf{Q}_i = -D_i \rho \left(\text{grad} c_i + \frac{K_T}{T} \text{grad} T + \frac{K_P}{P} \text{grad} P \right), \quad i = 1, 2 \dots n_c, \quad (1)$$

где D_i – коэффициент диффузии i -го компонента; ρ – плотность смеси; K_T , K_P – соответственно термодиффузионный и бародиффузионный коэффициенты;

T – температура смеси; P – давление смеси; n_c – число компонентов в смеси.

Первое слагаемое ($-D_i \cdot \rho \cdot \text{grad}c_i$) в правой части формулы (1) характеризует диффузионный перенос массы i -го компонента под действием градиента концентрации. Второе

$\left(\frac{K_T}{T} \text{grad}T\right)$ и третье $\left(\frac{K_P}{P} \text{grad}P\right)$ слагаемые

соответственно определяют термодиффузию (эффект Соре) и бародиффузию (диффузию массы под влиянием градиента общего давления смеси).

Если пренебречь термодиффузией и бародиффузией, т.е. принять $K_T = 0$ и $K_P = 0$, получим выражение закона Фика:

$$\mathbf{Q}_i = -D_i \cdot \rho \cdot \text{grad}c_i, \quad i = 1, 2 \dots n_c. \quad (2)$$

В формуле (2) коэффициент D_i находится усреднением по правилу Уилки [2–4]:

$$D_i = \left(\frac{1}{M_c} - \frac{c_i}{M_i} \right) \left(\sum_{j=1, j \neq i}^{n_c} \frac{c_j}{M_j D_{ij}} \right)^{-1},$$

$$i = 1, 2 \dots n_c, \quad (3)$$

где M_c , M_i , M_j – молярные массы смеси, i -го и j -го компонентов соответственно; D_{ij} – бинарный коэффициент диффузии i -го компонента в j -й компонент.

Согласно теории Чепмена – Энскога [5] расчет бинарных коэффициентов D_{ij} производится по формуле

$$D_{ij} = \frac{3}{16} \sqrt{\frac{2\pi k_B T}{n \pi \sigma_{ij}^2 \Omega_{ij}}} \frac{M_i + M_j}{M_i M_j} f_{ij},$$

$$i, j = 1, 2 \dots n_c, \quad (4)$$

где k_B – постоянная Больцмана; n – число молекул в 1 см^3 ; σ_{ij} , Ω_{ij} – характеристическое расстояние и интеграл столкновений для диффузии соответственно; f_{ij} – корректирующий множитель, имеющий значение порядка единицы. Если $M_i \approx M_j$, то $1,00 \leq f_{ij} \leq 1,02$. Если массы молекул существенно отличаются друг от друга, то $1,0 \leq f_{ij} \leq 1,1$ [6].

Формулы для практического вычисления величин σ_{ij} , Ω_{ij} применительно к углеводородным и природным газам приведены в монографии А.Ф. Богатырёва, Б.А. Григорьева,

М.А. Незовитиной [7], которая, кроме прочего, содержит обширный экспериментальный и теоретический материал о коэффициентах взаимной диффузии газов, входящих в состав природного газа, таких как метан, этан и др. углеводороды из ряда алканов и циклоалканов, а также сопутствующих газов, а именно: водорода, гелия, аргона, азота, сероводорода, окиси и двуокиси углерода. В работе содержатся результаты экспериментальных исследований коэффициентов взаимной диффузии бинарных систем газов в широком диапазоне термодинамических параметров, полученных многими авторами. Представлены более 3000 экспериментальных значений D_{ij} для 97 бинарных газовых смесей, а также результаты обработки данных о зависимостях коэффициентов диффузии от температуры, давления и концентрации компонентов. Даны конкретные рекомендации [7] по расчету значений D_{ij} , которые непосредственно входят в дифференциальные уравнения разработанной авторами физико-математической модели движения многокомпонентной смеси в пористой среде и применяются при решении прикладных задач фильтрации.

Аналогично формулам (2) в жидкой ($\alpha = ж$) и газовой ($\alpha = г$) фазах вектор диффузионного потока i -го компонента $\mathbf{Q}_{i\alpha}$ выражается через коэффициенты диффузии i -го компонента α -фазы $D_{i\alpha}$ по формуле

$$\mathbf{Q}_{i\alpha} = -\rho_\alpha D_{i\alpha} \cdot \text{grad}c_{i\alpha}, \quad \alpha = ж, г; \quad i = 1, 2 \dots n_c, \quad (5)$$

где ρ_α – плотность α -фазы; $D_{i\alpha} = \frac{v_{i\alpha}}{\text{Pr}_{i\alpha}} = \frac{\eta_{i\alpha}}{\rho_\alpha \text{Pr}_{i\alpha}}$

($v_{i\alpha}$, $\text{Pr}_{i\alpha}$ – соответственно кинематический коэффициент вязкости и число Прандтля i -го компонента α -фазы).

Ввиду сложности получения зависимости $D_{i\alpha}$ и $D_{i\alpha}$ от величин P , T и c_i при экспериментальном изучении кинетики массообменных процессов обработка и представление опытных данных производятся с использованием методов теории подобия. Опуская индексы i и α при соответствующих параметрах, приведем формулы критериев подобия, выраженных через коэффициент диффузии D , коэффициент массоотдачи β , характеризующий перенос вещества в пределах фазы конвекцией и диффузией одновременно, характерные линейный размер L и время τ модели, а также скорость переноса вещества w .

Диффузионный критерий Нуссельта (Nu), который характеризует подобие процессов массопереноса на границе раздела фаз и является мерой отношения интенсивности суммарного переноса вещества (конвективного и молекулярного) к интенсивности молекулярного переноса, имеет вид

$$Nu = \frac{\beta L}{D}. \quad (6)$$

Диффузионный критерий Фурье (Fo), характеризующий условия подобия неустановившихся процессов массоотдачи:

$$Fo = \frac{\tau D}{L^2}. \quad (7)$$

Диффузионный критерий Пекле (Pe), который является мерой отношения интенсивностей переноса массы вещества конвекцией и молекулярной диффузией в движущемся потоке:

$$Pe = \frac{wL}{D}. \quad (8)$$

Диффузионный критерий Прандтля (Pr), который характеризует подобие физических свойств движущейся среды-носителя и является мерой отношения вязкостных и диффузионных свойств в потоке:

$$Pr = \frac{\mu}{\rho D} = \frac{\nu}{D}, \quad (9)$$

где μ – вязкость.

При этом между критериями Pe , Pr (см. формулы (8) и (9)) и числом Рейнольдса Re , которое характеризует отношение инерционных сил к силам вязкого трения в вязких жидкостях и газах, имеет место следующая связь:

$$Re = \frac{Pe}{Pr}. \quad (10)$$

Постановка задачи и система уравнений неізотермического процесса фильтрации углеводородной смеси с учетом многокомпонентной диффузии

Настоящая статья является дополнением и продолжением работы авторов, в которой проведено исследование влияния неізотермичности процесса фильтрации в призабойной зоне пласта (ПЗП) на продуктивность несовершенной скважины [8]. Поэтому примем ту же геометрическую модель пласта с несовершенной скважиной с разбиением элемента ПЗП на четыре области (рис. 1, табл. 1) и те же термобарические условия фильтрации табл. 2, 3 [8, 9].

При этом здесь дополнительно в разрешающую систему уравнений фильтрации углеводородной смеси в ПЗП внесены векторы диффузионного потока компонентов фаз (см. формулу (5)). Задача неізотермической фильтрации углеводородной смеси в ПЗП с учетом многокомпонентной диффузии решена в среде

Таблица 1

Размеры элемента ПЗП и некоторые теплофизические параметры

Мощность элемента пласта (H), м	1
Координата плоскости забоя (Z_3), м	$0,25H$
Координата плоскости флюида в скважине ($Z_ф$), м	$0,75H$
Координата плоскости устья ($Z_у$), м	H
Радиус скважины (R_c), м	0,1
Радиус ПЗП ($R_{ПЗП}$), м	0,5
Коэффициент пористости ПЗП (m)	0,27
Коэффициент абсолютной проницаемости ПЗП (k), m^2	10^{-13}
Объемная теплоемкость скелета ($c_{ск}$), $Dж \cdot m^{-3} \cdot K^{-1}$ [11]	$2 \cdot 10^6$

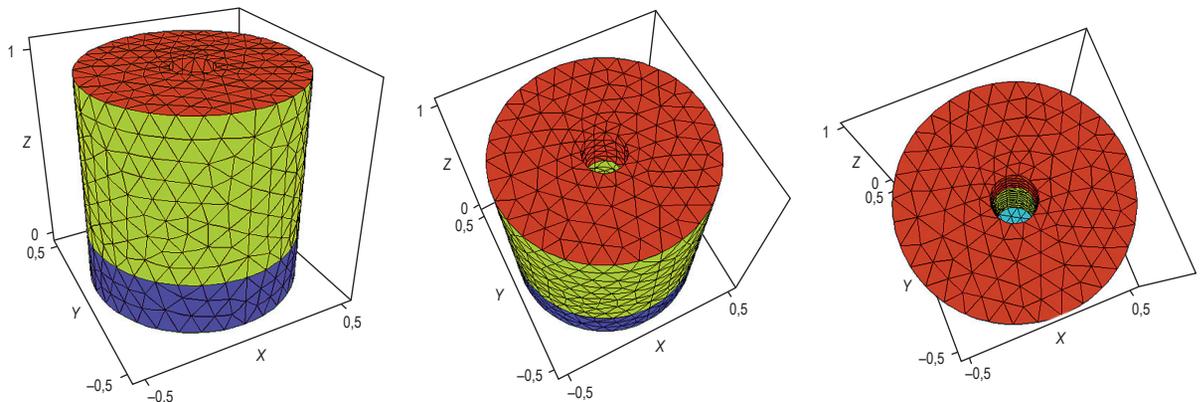


Рис. 1. 3D-модель элемента ПЗП, м, с несовершенной скважиной

Таблица 2

Параметры 3-компонентной смеси

Компонентный состав (содержание компонентов: % мол.; % масс.)		Метан (92,68; 79,098) + пропан (6,32; 14,826) + октан (1; 6,0768)
Молярная масса		18,798 кг/кмоль
Точка: температура; давление; плотность	критическая	188,68 К; 3,2583 МПа; 332,74 кг/м ³
	крикондентерма	351,96 К; 6,0084 МПа; 41,585 кг/м ³
	криконденбара	287,91 К; 16,305 МПа; 182,84 кг/м ³

Таблица 3

Термобарические граничные условия: z – координата; r – радиус

$z = 0$	P , МПа	17
	T , К	283,15
$z = Z_3$ (см. табл. 1)	P , МПа	7,6
	T , К	273,15
$r = R_{ПЗП}$ (см. табл. 1)	P , МПа	17
	T , К	283,15
$r = R_c$ (см. табл. 1)	P , МПа	7,6
	T , К	273,15

FlexPDE [10] методом конечных элементов, число которых для заданных размеров элемента ПЗП составляет 9083.

Далее ограничимся моделью с одинарной пористостью, изотропной проницаемостью пласта и вычислим диффузионные потоки компонентов в паровой и жидкой фазах фильтрующейся углеводородной смеси в ПЗП, а также выясним влияние многокомпонентной диффузии на дебит и продуктивность несовершенной скважины.

Система дифференциальных уравнений, описывающих изотермический процесс фильтрации N -компонентной двухфазной парожидкостной смеси в недеформируемой пористой среде без учета капиллярности, разработана достаточно подробно [12–18]. При условии дополнения указанной системы уравнений равенством баланса энергии в пласте для системы «флюид – пористая среда» [19], а также слагаемыми, учитывающими механизм молекулярного (диффузионного) переноса массы, замкнутая система уравнений неизоотермической фильтрации флюида в недеформируемой пористой среде с учетом многокомпонентной диффузии в фазах примет следующий вид:

$$\frac{\partial}{\partial \tau} (m c_{i\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha}) + \operatorname{div} \left(\mathbf{Q}_{i\alpha} - c_{i\alpha} \rho_{\alpha} \frac{k_{\alpha}}{\eta_{\alpha}} \operatorname{grad} P \right) = -q_i; \quad (11)$$

$$\frac{\partial}{\partial \tau} (m c_{i\alpha} \rho_{\alpha} S_{\alpha}) + \operatorname{div} \left(\mathbf{Q}_{i\alpha} - c_{i\alpha} \rho_{\alpha} \frac{k_{\alpha}}{\eta_{\alpha}} \operatorname{grad} P \right) = q_i; \quad (12)$$

$$c_{\pi} \frac{\partial T}{\partial \tau} + \rho c_p \left(-\frac{k}{\eta} \operatorname{grad} P (\operatorname{grad} T + \varepsilon_q \operatorname{grad} P) - m \eta_s \frac{\partial P}{\partial \tau} \right) = \operatorname{div} (\lambda \operatorname{grad} T); \quad (13)$$

$$\sum_{i=1}^{n_c} c_{i\alpha} = 1; \quad \sum_{i=1}^{n_c} c_{i\beta} = 1;$$

$$S_{\alpha} + S_{\beta} = 1, \quad i = 1, 2, \dots, n_c, \quad (14)$$

где η , c_p – соответственно коэффициент динамической вязкости и изобарная теплоемкость флюида; $c_{i\alpha}$, ρ_{α} , S_{α} , k_{α} , η_{α} – соответственно для фазы $\alpha \in \{\text{ж}; \text{г}\}$ массовые доли i -го компонента, плотности флюида, насыщенности и фазовые проницаемости пористой среды, коэффициенты динамической вязкости; $\mathbf{Q}_{i\alpha}$ – вектор диффузионного потока i -го компонента в фазе α (см. формулы (5)); q_i – скорости переноса i -го компонента из одной фазы в другую (в равновесии $q_i = 0$); $c_{\pi} = m \rho c_p + c_{\text{ск}}$ – объемная теплоемкость насыщенной флюидом пористой среды; ε_q – коэффициент Джоуля – Томсона

(дифференциальный коэффициент дросселирования); $\eta_s = \frac{1}{\rho c_p} - \varepsilon_q$ – коэффициент адиабатического охлаждения.

Представленная система уравнений неизо-термической фильтрации (11)–(14) замыкается уравнениями состояния флюида, которые можно представить в одном из возможных видов: $P = P(V, T)$, где V – объем; $v = v(P, T)$; или $T = T(P, v)$, где v – удельный объем; или в виде $\rho_\alpha = \rho_\alpha(c_{i\alpha}, P, T)$.

В качестве уравнений состояния, описывающих теплофизические свойства углеводородных смесей, использовались фундаментальные многоконстантные уравнения состояния [20–22], которые предназначены для расчетов термодинамических свойств нефтяных и газоконденсатных систем. Таким образом, функции плотности флюида и фаз, а также коэффициентов теплопроводности (λ), теплоемкости и вязкости от составов, давления и температуры считаются известными функциями, полученными на основе экспериментальных данных:

$$\begin{aligned} \rho_\alpha &= \rho_\alpha(c_{i\alpha}, P, T); \quad \lambda = \lambda(c_{i\alpha}, P, T); \\ c_p &= c_p(c_{i\alpha}, P, T); \quad \eta_\alpha = \eta_\alpha(c_{i\alpha}, P, T). \end{aligned} \quad (15)$$

Таким образом, с учетом системы (15) получается замкнутая система $2n_c + 4$ уравнений (1)–(4) для определения $2n_c + 4$ неизвестных функций $P, T, S_r, S_{ж}, c_{ir}, c_{ijk}$.

Для рассматриваемой 3-компонентной смеси метана, пропана и октана имеем систему 10 уравнений относительно 10 неизвестных, при этом функции плотности, вязкости, теплоемкости и теплопроводности и др. параметры формулы (15) вычислены с помощью программы REFPROP [23] и формулы (9) (табл. 4, 5).

Функции фазовых проницаемостей $k_{ж}, k_r$ от насыщенности $S_{ж}$ были приняты в следующем виде [24]:

$$\begin{aligned} k_r &= 1,2(1 - S_{ж})^2; \\ k_{ж} &= 1,0277S_{ж}^3 - 0,0277. \end{aligned} \quad (16)$$

Заметим также, что для вычисления термобарических характеристик флюида в скважине, поступившего из ПЗП, решались уравнения (11)–(14) движения жидкой и газовой фаз без учета пористой среды.

Результаты и анализ численного решения уравнений

При численном решении дифференциальных уравнений в частных производных используются в основном методы конечных разностей и конечных элементов. В настоящей работе решение системы дифференциальных уравнений фильтрации в 3-мерной нестационарной постановке (11)–(14) выполнено методом конечных элементов. Решение системы уравнений показало, что вклад диффузионных слагаемых по сравнению с фильтрацией смеси без учета диффузии компонентов в фазах при заданных термобарических условиях пласта и принятых геометрических размерах ПЗП незначительно, а именно составляет менее 1 %. Вычисленные поля давлений, температуры и плотности фаз фильтрующейся 3-компонентной углеводородной смеси для заданной модели ПЗП обнаружены авторами ранее [8]. При этом характер распределения вектора диффузионного потока флюида в ПЗП существенно меняется в данной задаче и различается для метана, пропана и октана при движении углеводородной смеси от контура к забою скважины. Также учет многокомпонентного диффузного переноса массы в окрестности скважины ПЗП оказывает влияние на значение коэффициента продуктивности скважины ($K_{скв}$).

Коэффициент $K_{скв}$ определяется как отношение объемного дебита скважины к перепаду давления. Далее вычислим $K_{скв}$ с учетом и без учета диффузии компонентов в фазах и тем самым определим степень влияния многокомпонентной диффузии в процессе фильтрации углеводородной смеси на продуктивность несовершенной скважины. Относительная погрешность вычислений в данной задаче – это умноженное на 100 % отношение абсолютного значения разности значений $K_{скв}$ при отсутствии диффузии и $K_{скв}$ с учетом диффузии к значению $K_{скв}$ при наличии диффузии. Определенная таким образом погрешность вычисления $K_{скв}$ показывает, на сколько процентов приближенный результат вычислений отклонился от точного значения.

На рис. 2 показаны распределения $K_{скв}$ при заданных геометрических размерах модели ПЗП и термобарических условиях фильтрации углеводородной смеси заданного состава, а также при неизотермичном процессе фильтрации [8]. При этом учет неизотермичности процесса фильтрации несколько снижает вычисленное

Таблица 4

T, К	P, МПа	ρ, кг/м ³		c _p , кДж/(кг·К)		ε _г , К/МПа		η, мкПа·с		Состояние смеси			
		смесь	α = ж	α = г	смесь	α = ж	α = г	смесь	α = ж		α = г		
273,15	7,6	82,304	581,99	76,483	Неопр.	2,2959	3,1619	α = ж	4,9761	180,4	12,595	Двухфазное	
283,15	17	197,45	Неопр.	3,8856	Неопр.	3,8856	Неопр.	1,8046	1,8046	21,888	Неопр.	21,888	СКФ*
273,3	16,011	205	498,69	205	4,0779	2,5072	4,0779	1,855	-0,26384	102,51	22,367	Газ	
260,39	15,264	224	494,82	224	4,2949	2,5145	4,2949	1,6908	-0,2734	102	24,146	Газ	
250,67	14,397	238	493,1	238	4,4564	2,521	4,4564	1,5696	-0,28209	102,51	25,635	Газ	
240,08	13,143	253	492,66	253	4,6239	2,5274	4,6239	1,4383	-0,29368	104,13	27,424	Газ	
230,05	11,651	267	493,98	267	4,7669	2,5305	4,7669	1,3139	-0,30745	107,04	29,305	Газ	
189,83	3,9958	333	333	73,616	4,445	4,445	7,7025	0,5095	11,048	42,452	9,2102	СКФ	
189,41	3,9479	334	334	72,337	4,4228	4,4228	7,5248	0,49392	11,144	42,731	9,1317	СКФ	
188,99	3,9002	335	335	71,081	4,4007	4,4007	7,3542	0,47851	11,239	43,013	9,0552	СКФ	
188,56	3,8527	336	336	69,849	4,379	4,379	7,1902	0,46328	11,333	43,298	8,9806	Жидкость	
180,14	2,9879	355	355	49,984	4,0147	4,0147	5,0105	0,2059	12,94	49,4	7,8355	Жидкость	
170,41	2,1644	375	375	34,326	3,7216	3,7216	3,8218	-0,0046122	14,458	57,625	6,98	Жидкость	
150,44	0,98589	411	411	15,187	3,366	3,366	2,802	-0,26161	17,567	79,879	5,8492	Жидкость	

Таблица 5

T, К	P, МПа	Мольная доля						λ, мВт/(м·К)				Состояние смеси			
		Rг			α = ж			α = г							
		смесь	α = ж	α = г	метан	пропан	октан	метан	пропан	октан	смесь		α = ж	α = г	
273,15	7,6	Неопр.	3,4787	1,022	0,40169	0,24933	0,34899	0,94121	0,058092	0,0006969	Неопр.	119,07	38,966	Двухфазное	
283,15	17	1,3806	Неопр.	1,3806	1,4579	1,5643	1,5643	1,4579	0,9268	0,0632	0,01	61,603	Неопр.	61,603	СКФ
273,3	16,011	1,4579	2,2863	1,4579	1,5643	1,5643	1,4579	0,9268	0,0632	0,01	62,562	112,42	62,562	Газ	
260,39	15,264	1,5643	2,2239	1,5643	1,6481	1,6481	1,5643	0,9268	0,0632	0,01	66,295	115,34	66,295	Газ	
250,67	14,397	1,6481	2,1938	1,6481	1,7412	1,7412	1,6481	0,9268	0,0632	0,01	69,314	117,79	69,314	Газ	
240,08	13,143	1,7412	2,1787	1,7412	1,8286	1,8286	1,7412	0,9268	0,0632	0,01	72,826	120,8	72,826	Газ	
230,05	11,651	1,8286	2,1837	1,8286	1,8277	1,8277	1,8286	0,9268	0,0632	0,01	76,393	124,04	76,393	Газ	
189,83	3,9958	1,9102	1,9102	1,7888	1,7888	1,7888	1,9102	0,99619	0,0038105	1,661·10 ⁻⁶	98,788	98,788	СКФ		
189,41	3,9479	1,9046	1,9046	1,752	1,752	1,752	1,9046	0,99634	0,0036608	1,474·10 ⁻⁶	99,228	99,228	СКФ		
188,99	3,9002	1,8991	1,8991	1,717	1,717	1,717	1,8991	0,99648	0,0035171	1,308·10 ⁻⁶	99,672	99,672	СКФ		
188,56	3,8527	1,8938	1,8938	1,681	1,681	1,681	1,8938	0,99648	0,0035171	1,161·10 ⁻⁶	100,12	100,12	Жидкость		
180,14	2,9879	1,815	1,815	1,2774	1,2774	1,2774	1,815	0,99838	0,0016246	1,201·10 ⁻⁷	109,27	109,27	Жидкость		
170,41	2,1644	1,7822	1,7822	1,0551	1,0551	1,0551	1,7822	0,99932	0,0006817	9,938·10 ⁻⁹	120,34	120,34	Жидкость		
150,44	0,98589	1,8644	1,8644	0,88717	0,88717	0,88717	1,8644	0,99989	0,000108	5,76·10 ⁻¹¹	144,22	144,22	Жидкость		

* СКФ – сверхкритическая фаза



Рис. 2. Коэффициент продуктивности скважины

значение $K_{скв}$, дополнительный учет многокомпонентного диффузионного потока также снижает значение $K_{скв}$ по сравнению со значением, полученным при изотермическом процессе фильтрации без учета диффузионного переноса массы компонентов смеси. Однако разница в значениях $K_{скв}$ в случае изотермичности и учета изменения температуры не превышает 8 % и получается большей, чем разница при вычислении $K_{скв}$ с учетом и без учета диффузии, которая не превышает 3 % (рис. 3).

Таким образом, расчеты в условиях изотермической фильтрации без диффузии в данной задаче дают всегда завышенные значения как дебитов, так и $K_{скв}$ по сравнению со значениями, вычисленными как с учетом неизотермичности процесса фильтрации, так и с учетом многокомпонентной диффузии в фазах данной углеводородной смеси.

В данной задаче при заданных термобарических условиях фильтрующаяся смесь на контуре находится в газовой фазе. По мере продвижения смеси к скважине меняется ее состав, и приблизительно при $r = 0,14$ м происходит расслаивание чисто газовой смеси на жидкую и газовую фазы. Распределение компонентов вектора потока диффузии по осям X и Z на забое при $z = Z_3$, а именно проекции вектора многокомпонентной диффузии в фазах: $(Q_{CH_4,r})_x$, $(Q_{C_3H_8,r})_x$, $(Q_{C_8H_{18},r})_x$, $(Q_{CH_4,r})_z$, $(Q_{C_3H_8,r})_z$, $(Q_{C_8H_{18},r})_z$, $(Q_{CH_4,ж})_x$, $(Q_{C_3H_8,ж})_x$, $(Q_{C_8H_{18,ж}})_x$, $(Q_{CH_4,ж})_z$, $(Q_{C_3H_8,ж})_z$, $(Q_{C_8H_{18,ж}})_z$, пропорциональные

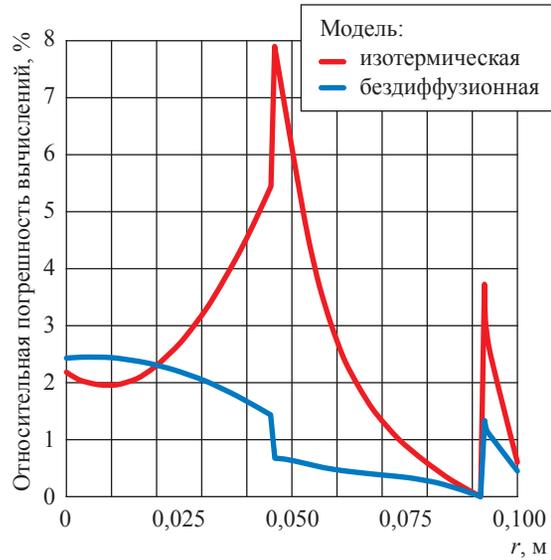


Рис. 3. Погрешность вычисления $K_{скв}$ по изотермической и бездиффузионной моделям

градиентам концентраций (5), представлены на рис. 4. Распределения самих концентраций приводились авторами ранее [8].

На рис. 4а,б видно, что при заданных термобарических условиях фильтрации данной углеводородной смеси в ПЗП диффузионные переносы массы метана, пропана и октана в газовой и жидкой фазах происходят в противоположных направлениях. Действительно, перенос массы более тяжелых компонентов – пропана и октана – в газовой фазе (см. рис. 4) происходит в направлении к скважине, в отличие от диффузии метана, перенос которого в газовой фазе происходит от скважины, тогда как в жидкой фазе, наоборот, диффузионный поток метана движется в направлении к скважине.

Аналогичные особенности поведения диффузионного переноса массы компонентов наблюдаем для проекции вектора диффузионного потока на вертикальную ось Z (см. рис. 4в,г).

Важно, что вычисленные значения диффузионных потоков массы компонентов в ПЗП при фильтрации определяют дополнительные переносы массы компонентов к скважине. Поэтому учет этих дополнительных потоков массы компонентов к добывающей скважине, а также характера изменения вектора потока диффузии в ПЗП очевидно уточняет оценку величины $K_{скв}$ (см. рис. 2, 3) и влияет на перераспределение компонентоотдачи, что в свою очередь уточняет расчет массового баланса углеводородного сырья, поступающего к добывающей

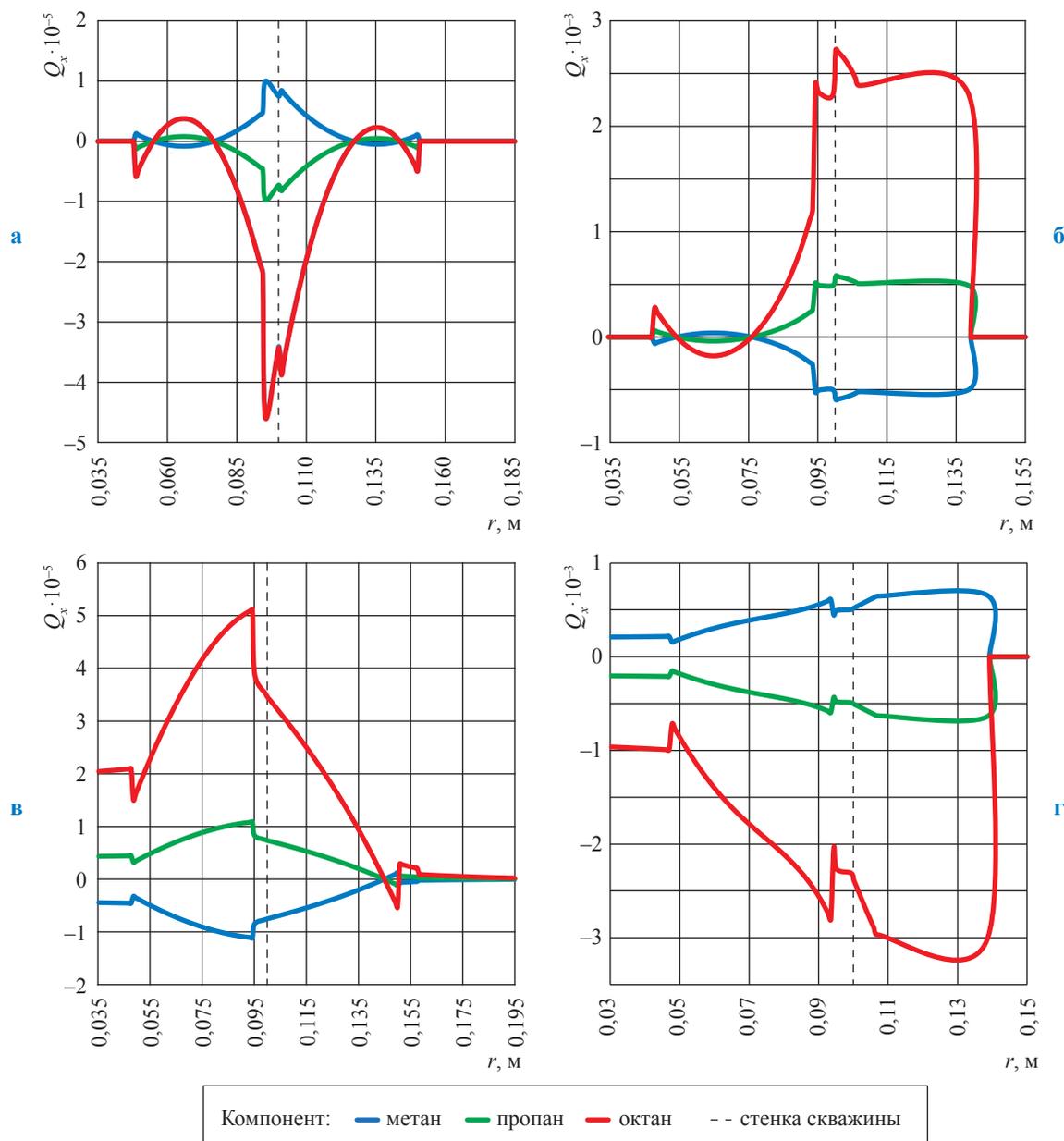


Рис. 4. Диффузионные потоки компонентов смеси на забое ($z = Z_j$): горизонтальная проекция вектора переноса массы в газовой (а) и жидкой (б) фазах; вертикальная проекция вектора переноса массы в газовой (в) и жидкой (г) фазах

скважине. В итоге в рамках месторождения в целом для множества скважин неучет указанной поправки на дополнительный многокомпонентный диффузионный поток массы к добывающим скважинам может повлечь за собой существенные неточности в оценке добываемых запасов.

В статье решена задача неизотермической фильтрации углеводородной смеси в ПЗП с учетом многокомпонентной диффузии в трехмерной нестационарной постановке. Вычислены

диффузионные потоки компонентов в паровой и жидкой фазах фильтрующейся углеводородной смеси в ПЗП, проведено исследование влияния многокомпонентной диффузии на величину дебита и продуктивности несовершенной скважины.

Показано, что допущение об изотермическом бездиффузионном процессе фильтрации углеводородной смеси приводит к завышению значения коэффициента продуктивности скважины на 7,8 % по сравнению с расчетом в условиях неизотермической фильтрации максимально [8] и максимум на 3 % по сравнению

с расчетом, учитывающим многокомпонентную диффузию. Очевидно, что тот же порядок разницы на забое в случае учета и неучета диффузии компонентов в смеси имеют расчетные дебиты газовой и жидкой фаз и смеси в целом.

С практической точки зрения приведенное в работе решение задачи фильтрации и сравнение результатов расчета при дополнительном диффузионном переносе массы компонентов в фазах фильтрующейся в ПЗП от контура к забою углеводородной смеси актуальны при разработке и эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Этот вывод вкупе с ранее полученными авторами результатами касательно влияния неизотермичности процесса фильтрации [8] позволяет более детально и точно предсказывать режимы реальных течений пластовых флюидов в ПЗП.

Таким образом, для повышения точности и надежности расчетов фильтрации в ПЗП многокомпонентных углеводородных смесей необходимо проводить расчеты как с учетом изменения температуры в ПЗП в трехмерной постановке, так и с учетом многокомпонентной диффузии, в противном случае расчеты при допущении об изотермическом бездиффузионном режиме фильтрации флюида в пористой среде могут привести к ошибкам при вычислении коэффициента продуктивности добывающей скважины и количества извлекаемого углеводородного сырья при подсчете величины извлекаемых запасов.

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта РФФИ 18-08-00326 А.

Список литературы

1. Лыков А.В. Теплообмен: справочник. – М.: Энергия, 1971. – 560 с.
2. Fairbanks D.F. Diffusion coefficients in multicomponent gas mixtures / D.F. Fairbanks, C.R. Wilke // Ind. Eng. Chem. – 1950. – Т. 42. – № 3. – С. 471–475.
3. Wilke C.R. Diffusional properties of multicomponent gases / C.R. Wilke // Chemical engineering progress. – 1950. – Т. 46. – № 2. – С. 95–104.
4. Жуков В.Т. Математическая модель течения многокомпонентной смеси газов с учетом возможности возникновения жидкой фазы / В.Т. Жуков, Ю.Г. Рыков, О.Б. Феодоритова // Препринты ИПМ им. М.В. Келдыша. – 2018. – № 183. – 36 с.
5. Чепмен С. Математическая теория неоднородных газов = The mathematical theory of non-uniform gases. An account of the kinetic theory of viscosity, thermal conduction, and diffusion in gases / С. Чепмен, Т. Каулинг; пер. с англ. Е.В. Малиновской. – М.: Изд-во иностр. лит-ры, 1960. – 510 с.
6. Marrero T.R. Gaseous diffusion coefficients / T.R. Marrero, E.A. Mason. – 1972. – Т. 1. – № 3. – С. 3–216.
7. Богатырёв А.Ф. Коэффициенты взаимной диффузии углеводородных и природных газов / А.Ф. Богатырёв, Б.А. Григорьев, М.А. Незовитина. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – 156 с.
8. Сокотушенко В.Н. Влияние неизотермичности процесса фильтрации углеводородной смеси в призабойной зоне пласта на продуктивность скважины / В.Н. Сокотушенко, Е.Б. Григорьев, А.П. Федосеев // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. – № 2 (44): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 199–214.
9. Булейко В.М. Поведение многокомпонентных углеводородных смесей в сверхкритической фазе / В.М. Булейко, Б.А. Григорьев, Е.Б. Григорьев и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 2 (39): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 168–179.
10. FlexPDE 7 / PDE Solutions Inc. – <http://www.pdesolutions.com>
11. Юдин В.А. Теплоемкость и теплопроводность пород и флюидов баженовской свиты – исходные данные для численного моделирования тепловых способов разработки / В.А. Юдин, А.В. Королёв, И.В. Афанаскин и др. – М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2015. – 225 с.
12. Курбанов А.К. Исследование движения многокомпонентных смесей в пористой среде. / А.К. Курбанов, М.Д. Розенберг, Ю.П. Желтов; ВНИИ // Теория и практика добычи нефти: ежегодник. – М.: Недра, 1966. – С. 31–48.

13. Григорьев Е.Б. Анализ фазового поведения газоконденсатной смеси при различных фильтрационных моделях пласта / Е.Б. Григорьев, В.Н. Сокотущенко, В.В. Качалов // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 1 (38): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 188–196.
14. Сокотущенко В.Н. Исследование неравновесных изотермических фильтрационных течений углеводородной смеси в пористой среде / В.Н. Сокотущенко, Е.Б. Григорьев // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2019. – № 1 (38): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 93–106.
15. Григорьев Б.А. Особенности фазового поведения углеводородных смесей с низким конденсатным фактором / Б.А. Григорьев, В.Н. Сокотущенко, И.С. Александров // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – С. 225–236.
16. Сокотущенко В.Н. Математическое и экспериментальное моделирование процессов фильтрации углеводородов в газоконденсатном пласте / В.Н. Сокотущенко // Вестник Международного университета природы, общества и человека «Дубна». Серия: Естественные и инженерные науки. – 2018. – № 1 (38). – С. 32–37.
17. Григорьев Б.А. Математическое моделирование процессов изотермической фильтрации газоконденсатной смеси при различных режимах течения / Б.А. Григорьев, В.М. Зайченко, Д.А. Молчанов и др. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. – № 4 (28): Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – С. 37–40.
18. Kachalov V.V. Mathematical modeling of gas-condensate mixture filtration in porous media taking into account non-equilibrium of phase transitions / V.V. Kachalov, D.A. Molchanov, V.M. Zaichenko, et al. // J. Phys.: Conf. Ser. – 2016. – Т. 774. – № 012043. – DOI:10.1088/1742-6596/774/1/012043.
19. Басниев К.С. Подземная гидромеханика: учеб. для вузов / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
20. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства и фазовые равновесия газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, Г.А. Ланчаков. – М.: МЭИ, 2007. – 344 с.
21. 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 и др. // Газовая промышленность. – 2013. – № 5 (696). – С. 98–101.
22. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства углеводородов нефти, газовых конденсатов, природного и сопутствующих газов: в 2 т. / Б.А. Григорьев, А.А. Герасимов, И.С. Александров; под общ. ред. Б.А. Григорьева. – М.: МЭИ, 2019. – Т. 1. – 735 с.
23. Lemmon E.W. NIST standard reference database 23: reference fluid thermodynamic and transport properties – REFPROP, version 10.0 / E.W. Lemmon, M.L. Huber, M.O. McLinden. – Gaithersburg, USA: National Institute of Standards and Technology, 2018.
24. Мустафаев В.В. Решение задачи о нестационарной фильтрации газированной жидкости в пористой среде / В.В. Мустафаев // Теория и практика разработки нефтяных месторождений: м-лы межвуз. конф. – Казань: Казанский университет, 1964. – С. 99–301.

Problem of non-isothermal filtration of a hydrocarbon mixture in bottom-hole formation zone in view of multicomponent diffusion

V.N. Sokotushchenko^{1,2*}, B.A. Grigoryev^{1,2}

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

² Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninskiy district, Moscow Region, 142717, Russian Federation

* E-mail: sokotushchenko@mail.ru

Abstract. A problem of non-isothermal filtration of a hydrocarbon mixture within a bottom-hole formation zone in view of multicomponent diffusion is solved in three-dimensional non-equilibrium interpretation. Authors have

calculated the diffusion flows of gas and liquefied components of a hydrocarbon mixture filtering in the bottom-hole zone of a well. They also have studied effect of multicomponent diffusion on the yield and productivity of an imperfect well. Correct formulation of a fluid withdrawal problem corresponds to examination of interaction between more than two wells, so a problem with unique well will be judged as a model one, and its solution will be aimed at determination of the effect of multicomponent diffusion during filtration of a hydrocarbon mixture on the filtration characteristics within the small neighborhood of a bottom-hole formation zone.

A three-component methane-propane-octane mixture (correspondent mole fractions: 0,9268; 0,0632; 0,01) [8, 9] is taken in the capacity of a model filtering mixture. It has low condensate factor and is common for Chayanda, Kovykta, and Bovanenkovo hydrocarbon fields. At well bottom, the calculated yields of gas and liquid phases, and an entire mixture differ depending on either consideration, or neglect of diffusion transfer of components masses. In particular, under given thermobaric conditions the consideration of such additional mass transfer increases a value of well productivity factor by at most 3 %. At that, on a scale of a real hydrocarbon field the possibility to take into account the additional diffusion mass inflow in the multicomponent mixtures provides a chance to precise amounts of component recovery using math modelling, and hence to estimate reserves of this field more accurately.

Keywords: hydrocarbon mixture, bottom-hole formation zone, non-isothermal filtration, phase transitions, well productivity, multicomponent diffusion.

References

1. LYKOV, A.V. *Heat-mass-exchange* [Теплообмен]: reference book. Moscow: Энергия, 1971. (Russ.).
2. FAIRBANKS, D.F., C.R. WILKE. Diffusion coefficients in multicomponent gas mixtures. *Ind. Eng. Chem.*, 1950, vol. 42, no. 3, pp. 471–475.
3. WILKE, C.R. Diffusional properties of multicomponent gases. *Chemical Engineering Progress*, 1950, vol. 46, no. 2, pp. 95–104. ISSN 0360-7275.
4. ZUKOV, V.T., Yu.G. RYKOV, O.B. FEODORITOVA. Mathematical model of flow for a multicomponent gas mixture in regard of possible origination of a liquid phase [Matematicheskaya model techeniya mnogokomponentnoy smesi gazov s uchetom vozmozhnosti vzniknoveniya zhidkoy fazy]. *Preprints of the Keldysh Institute of Applied Mathematics*, 2018, no. 183. (Russ.).
5. CHAPMAN, S., T.G. COWLING. *The mathematical theory of non-uniform gases* [Matematicheskaya teoriya neodnorodnykh gazov]. Translated from Engl. Moscow: Izdatelstvo inostrannoy literatury, 1960. (Russ.).
6. MARRERO, T.R., E.A. MASON. *Gaseous diffusion coefficients*, 1972, vol. 1, no. 3, pp. 3–216.
7. BOGATYREV, A.F., B.A. GRIGORYEV, M.A. NEZOVITINA. *Coefficients of mutual diffusion of hydrocarbon and natural gases* [Koeffitsiyenty vzaimnoy diffuzii uglevodorodnykh i prirodnykh gazov]. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. (Russ.).
8. SOKOTUSHCHENKO, V.N., Ye.B. GRIGORYEV, A.P. FEDOSEYEV. Effect of non-isothermal filtration of a hydrocarbon mixture in a bottom-hole area on productivity of a well [Vliyaniye neizotermichnosti protsessa filtratsii uglevodorodnoy smesi v prizaboynoy zone plasta na produktivnost skvazhiny]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2020, no. 2 (44): Control of gas pipelines technical status and integrity, pp. 199–214. ISSN 2306-9849. (Russ.).
9. BULEYKO, V.M., B.A. GRIGORYEV1, Ye.B. GRIGORYEV1, et al. Behavior of multicomponent hydrocarbon mixtures in the supercritical phase [Povedeniye mnogokomponentnykh uglevodorodnykh smesey v sverkhkriticheskoy faze]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 2 (39): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, pp. 170–181. ISSN 2306-8949. (Russ.).
10. FlexPDE7 [online]. In: *PDE Solutions Inc*. Available from: <http://www.pdesolutions.com>
11. YUDIN, V.A., A.V. KOROLEV, I.V. AFANASKIN, et al. *Heat capacity and heat conductivity of rocks and fluids from Bazhenovo suite – initial data for numeric simulation of thermal mining techniques* [Teployemkost i teploprovodnost porod i fluidov bazhenovskoy svity – iskhodnyye dannyye dlya chislennogo modelirovaniya teplovykh sposobov razrabotki]. Moscow: Scientific Research Institute for System Analysis of the Russian Academy of Sciences, 2015. (Russ.).
12. KURBANOV, A.K., M.D. ROZENBERG, Yu.P. ZHELTOV. Study of multicomponent mixtures travel in a porous medium [Issledovaniye dvizheniya mnogokomponentnykh smesey v poristoy srede]. In: *Theory and practice of oil production* [Teoriya i praktika dobychi nefiti]: annual collected bk. of the All-Union Oil-Gas Scientific Research Institute “VNIIG”. Moscow: Nedra, 1966, pp. 31–48. (Russ.).
13. GRIGORYEV, Ye.B., V.V. KACHALOV, V.N. SOKOTUSHCHENKO. Analyzing phase behavior of a gas mixture for cases of various filtration core models [Analiz fazovogo povedeniya gazokondensatnoy smesi pri razlichnykh filtratsionnykh modelyakh plasta]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 1 (38): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 188–196. ISSN 2306-9849. (Russ.).
14. GRIGORYEV, Ye.B., V.N. SOKOTUSHCHENKO. Studying non-equilibrium isothermal filtration flows of a hydrocarbon mixture in a porous medium [Issledovaniye neravnovesnykh izotermicheskikh filtratsionnykh techeniy uglevodorodnoy smesi v poristoy srede]. *Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers*.

- Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2019, no. 1 (38): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 93–106. ISSN 2306-9849. (Russ.).
15. 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.).
 16. SOKOTUSHCHENKO, V.N. Mathematical and experimental modeling filtration processes of hydrocarbons in a gas condensate reservoir [Matematicheskoye i eksperimentalnoye modelirovaniye protsessov filtratsii uglevodorodov v gazokondensatnom plaste]. *Vestnik Mezhdunarodnogo universiteta prirody, obshestva i cheloveka "Dubna". Series: Yestestvennyye i inzhenernyye nauki*, 2018, no. 1 (38), pp. 32–37. ISSN 1818-0744. (Russ.).
 17. GRIGORYEV, B.A., V.M. ZAYCHENKO, D.A. MOLCHANOV, et al. V Math simulation of gas-condensate mixture isothermal filtering for different flow patterns [Matematicheskoye modelirovaniye protsessov izometricheskoy filtratsii gazokondensatnoy smesi pri razlichnykh rezhimakh techeniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2016, no. 4 (28): Actual issues in research of bedded hydrocarbon systems, pp. 37–40. ISSN 2306-8949. (Russ.).
 18. KACHALOV V.V., D.A. MOLCHANOV, V.M. ZAICHENKO, et al. Mathematical modeling of gas-condensate mixture filtration in porous media taking into account non-equilibrium of phase transitions. *J. Phys.: Conf. Ser.*, 2016, vol. 774, no. 012043. DOI:10.1088/1742-6596/774/1/012043.
 19. BASNIYEV, K.S., I.N. KOCHINA, V.M. MAKSIMOVA. *Subsurface hydromechanics* [Podzemnaya gidromekhanika]: learning guide. Moscow: Nedra, 1993. (Russ.).
 20. GRIGORYEV, B.A., A.A. GERASIMOV, G.A. LANCHAKOV. *Thermophysical properties and phase equilibria of gas condensates and their fractions* [Teplofizicheskiye svoystva i fazovyye ravnovesiya gazovykh kondensatov i ikh fraktsiy]. Moscow: Moscow Power Engineering Institute, 2007. (Russ.).
 21. 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. 5(696): special issue, pp. 98–101. ISSN 0016-5581. (Russ.).
 22. GRIGORYEV, B.A., A.A. GERASIMOV, I.S. ALEKSANDROV. *Thermophysical properties of hydrocarbons among petroleum, gas condensates, natural and associated gases* [Teplofizicheskiye svoystva uglevodorodov nefi, gazovykh kondensatov, prirodnoy i soputstvuyushchikh gazov]: in 2 vls. Moscow: Moscow Power Engineering Institute, 2019, vol. 1. (Russ.).
 23. LEMMON, E.W., M.L. HUBER, M.O. McLINDEN. *NIST standard reference database 23: reference fluid thermodynamic and transport properties – REFPROP, version 10.0*. Gaithersburg, USA: National Institute of Standards and Technology, 2018.
 24. MUSTAFAYEV, V.V. Solving a problem of unsteady filtration of a gassy fluid in a porous medium [Resheniye zadachi o nestatsionarnoy filtratsii gazirovannoy zhidkosti v poristoy srede]. In: *Theory and practice in development of oil fields* [Teoriya i praktika razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy]: proceedings of the Interuniversity conference. Kazan, Kazan University, 1964, pp. 99–301. (Russ.).

УДК 551.321.8

Экспериментальное определение упругих характеристик морского ледяного покрова

А.В. Марченко^{1,2*}, Е.Б. Карулин³, П.В. Чистяков⁴

¹ Университетский центр на Свальбарде (ЮНИС), п/я 156, г. Лонгйир, Свальбард, N-9171, Норвегия

² Государственный океанографический институт им. Н.Н. Зубова, Российская Федерация, 119034, г. Москва, Кропоткинский пер., д. 6

³ Крыловский государственный научный центр, Российская Федерация, 196158, г. Санкт-Петербург, Московское ш., д. 44

⁴ Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1

* E-mail: Aleksey.Marchenko@unis.no

Тезисы. В работе исследуются свойства вязко-упругой модели морского льда, состоящей из линейной комбинации тел Максвелла и Фохта, с целью разработки методики экспериментального определения упругих постоянных модели. Описаны лабораторные эксперименты с балками, выпиленными из естественного морского льда. Модули упругости морского льда определяются акустическим и вибрационным методами, а также из экспериментов по изгибу балок с закрепленными концами. Проведена обработка экспериментальных результатов, и получены численные значения модулей упругости в диапазоне температур $-20 \dots -5$ °С. Все описанные в статье тесты проводились в холодной лаборатории Университетского центра на Свальбарде, однако осуществить аналогичные эксперименты в натуральных условиях также несложно. Проведенные исследования важны для построения адекватной модели физической среды, а также оценки нагрузок на инженерные сооружения и несущей способности ледяного покрова.

Ключевые слова: морской лед, экспериментальные исследования реологии льда, вязко-упругая модель, тела Максвелла и Фохта, модуль упругости, испытания на изгиб, вибрационные испытания, акустические измерения.

Для обустройства и эксплуатации инженерных сооружений на арктическом шельфе и в акваториях замерзающих рек необходимо обеспечить надежное транспортное сообщение и возможность проведения комплекса работ по погрузке или разгрузке оборудования и материалов вблизи платформ. В ледовый сезон часть такелажных работ может выполняться с ледяного покрова, и транспортное сообщение включает эксплуатацию и поддержку ледовых дорог.

Свойства морского и пресного льда, зависящие от его толщины, температуры, солености и структуры, изменяются в течение ледового сезона. Этим определяется продолжительность использования ледяного покрова в качестве полотна для транспортного сообщения и такелажных работ. При расчетах ледовых нагрузок на сооружения и несущей способности льда необходимо учитывать реологические свойства льда, зависящие от быстроты приложения нагрузки и продолжительности ее действия.

И морской, и пресный лед обладают упругими и вязкими свойствами; вязко-упругая реология льда важна с точки зрения его несущей способности [1–4]. Деформация льда движущейся, вибрирующей либо стационарной нагрузкой описывается уравнением деформации плавающей ледовой пластины с вязко-упругой реологией [5, 6]. Для вывода этого уравнения используют закон сохранения импульса пластины и кинематические гипотезы Кирхгофа о зависимости смещений частиц льда от вертикальной координаты при изгибных деформациях и реологические уравнения, устанавливающие связь между деформационными характеристиками и напряжениями во льду. Закон сохранения импульса и гипотезы Кирхгофа, положенные в основу теории пластин и оболочек, формулируются стандартным образом [7]. Реологические уравнения вносят специфику свойств льда в математические постановки задач.

В настоящей работе описываются результаты экспериментального исследования упругих свойств морского льда и определения упругих постоянных модели льда, обсуждается реологическая модель льда, приведены характерные значения упругих

постоянных модели в зависимости от температуры, формулируется методика обработки результатов экспериментов.

Вязко-упругая модель льда

В простейшем случае реологическая одномерная модель льда представляется линейной комбинацией тел Максвелла и Фохта (рис. 1). Поведение тел Максвелла и Фохта описывается уравнениями [8]

$$\dot{\varepsilon}_M = \frac{\dot{\sigma}}{E_1} + \frac{\sigma}{\eta_1} + e_{\text{полз}}(\sigma), \quad (1)$$

$$E_2 \dot{\varepsilon}_V + \eta_2 \ddot{\varepsilon}_V = \dot{\sigma}, \quad (2)$$

где σ – напряжение; ε_M и ε_V – деформации тел Максвелла и Фохта соответственно; $e_{\text{полз}}$ – скорость деформации вследствие ползучести в теле Максвелла; E_1, E_2 и η_1, η_2 – модули упругости и коэффициенты вязкости тел Максвелла и Фохта соответственно. Точки над буквами означают производные по времени t .

Скорость деформации вследствие ползучести определяется формулой

$$e_{\text{полз}} = K |\sigma|^{n-1} \sigma, \quad (3)$$

где n – показатель степени в законе ползучести; K – коэффициент вязкости при ползучести. Линейная вязкость связана с относительным смещением зерен в скелете льда. Ползучесть связана с ростом дислокаций внутри зерен [9]. Для морского и пресного плавающего льда термического происхождения со столбчатой структурой обычно полагается $n = 3$ [10].

Линейная комбинация тел Максвелла и Фохта (см. рис. 1) означает, что полная деформация

$$\varepsilon = \varepsilon_M + \varepsilon_V. \quad (4)$$

Из формул (1), (2) и (4) вытекает:

$$\ddot{\varepsilon} \tau_2 + \dot{\varepsilon} = \frac{\dot{\sigma}}{E_{\text{эфф}}} + \ddot{\sigma} \frac{\tau_2}{E_1} + \frac{\sigma}{\eta_1} + e_{\text{полз}} + \dot{e}_{\text{полз}} \tau_2, \quad (5)$$

$$\tau_2 = \frac{\eta_2}{E_2}; \quad \frac{1}{E_{\text{эфф}}} = \frac{1}{E_1} + \frac{\tau_2}{\mu}; \quad \mu = \frac{\eta_1 \eta_2}{\eta_1 + \eta_2},$$

где $E_{\text{эфф}}$ – эффективный (кажущийся) модуль упругости.

Для использования модели льда в численных расчетах необходимо знать 5 реологических постоянных $E_1, E_2, \eta_1, K, \eta_2$. При быстрых нагрузках члены со вторыми производными по времени доминируют в уравнении (5) и выполняется соотношение

$$\sigma = E_1 \varepsilon. \quad (6)$$

Таким образом, модуль E_1 может быть определен из экспериментов, в которых происходят процессы, сопровождающиеся быстрыми изменениями напряжений и деформаций. Типичный пример связан с определением модуля упругости по скорости распространения продольной упругой волны в стержне. Скорость волны в стержне определяется формулой $c = \sqrt{\frac{E_1}{\rho}}$,

где ρ – плотность льда [11]. Другим примером

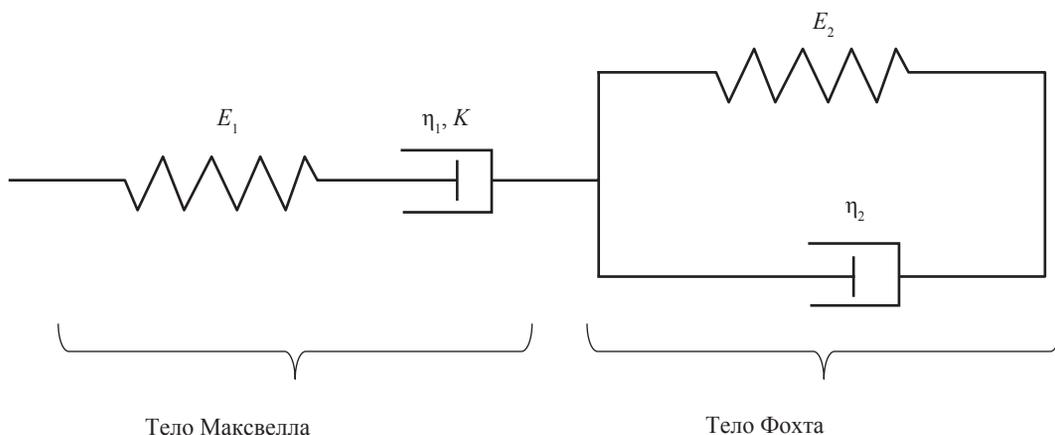


Рис. 1. Реологическая модель льда

служат эксперименты с вибрирующими пластинами или балками льда [12], частота собственных колебаний которых зависит от модуля упругости.

Для процессов, осуществляющихся с постоянной скоростью деформаций и небольшими напряжениями, уравнение (5) упрощается и записывается в виде

$$\dot{\varepsilon} = \dot{\sigma} \frac{1}{E_{\text{эфф}}} + \ddot{\sigma} \frac{\tau_2}{E_1} + \frac{\sigma}{\eta_1}. \quad (7)$$

Типичными примерами являются небольшой изгиб консольной балки или изгиб балки с закрепленными краями при заданной скорости перемещения края консольной балки или центра балки с закрепленными краями. Результаты тестов, обеспечивающих $\dot{\varepsilon} = 10^{-4} \dots 10^{-3} \text{ с}^{-1}$, демонстрируют, как правило, практически линейную зависимость между напряжениями и деформациями и линейную зависимость напряжений и деформаций от времени [13]. Влияние вязкого члена σ/η_1 в уравнении (7) при этом мало вследствие кратковременности (~ 1 с) теста. Таким образом, модуль упругости $E_{\text{эфф}}$ может быть определен на основании результатов тестов с использованием формулы

$$E_{\text{эфф}} \varepsilon = \sigma. \quad (8)$$

Если деформация не изменяется, то происходит релаксация напряжений. Из уравнения (5) вытекает, что в области небольших напряжений процесс релаксации описывается уравнением

$$\dot{\sigma} \frac{1}{E_{\text{эфф}}} + \ddot{\sigma} \frac{\tau_2}{E_1} + \frac{\sigma}{\eta_1} = 0, \quad (9)$$

которое может быть использовано для оценки коэффициента вязкости η_M . Тест на релаксацию можно провести посредством одноосного деформирования зерна льда до определенного значения деформации, которое поддерживается в течение некоторого времени, позволяющего зарегистрировать релаксацию напряжений.

Из уравнения (5) вытекает, что время возврата деформации τ_2 при отсутствии напряжений оценивается из уравнения

$$\ddot{\tau}_2 + \dot{\varepsilon} = 0, \quad (10)$$

если зависимость деформации от времени известна. Решение уравнения (10) имеет вид

$$\varepsilon = (\varepsilon_0 - \varepsilon_\infty) e^{-\frac{t-t_d}{\tau_2}} + \varepsilon_\infty, \quad (11)$$

где ε_0 – значение деформации после снятия нагрузки; t_d – время, при котором напряжение упало до нуля; ε_∞ – конечная деформация, остающаяся в материале после прекращения вязкоупругого возврата деформации. Тест на определение времени τ_2 может быть проведен посредством одноосного деформирования образца льда до определенного значения деформации с последующим внезапным снятием нагрузки.

При длительном приложении достаточно большой постоянной нагрузки (примерно в 2 раза ниже прочности) реализуется ползучее течение, при котором выполняется баланс

$$\dot{\varepsilon} = \frac{\sigma}{\eta_1} + K |\sigma|^{n-1} \sigma. \quad (12)$$

Уравнение (12) используется для оценки значения K . Тест на определение постоянной K может быть проведен посредством одноосного деформирования образца льда постоянной нагрузкой.

Колем и О'Коннором [9, 14] рассматривается более сложная модель льда, в которой вместо уравнения (2), описывающего поведение тела Фохта, используется более сложное уравнение, включающее наследственный интеграл с ядром, зависящим от времени. Этот подход позволяет улучшить аппроксимацию экспериментальных данных, описывающих возврат деформаций при снятии нагрузки. Физически модель учитывает спектр свойств совокупности зерен льда, поведение каждого из которых описывается уравнением (5) с различными значениями реологических постоянных. В данной работе реологические постоянные льда оцениваются только на основе уравнения (5).

Характерные значения модулей упругости

Синха [15] вывел значения модулей упругости поликристаллического льда, используя результаты Г. Дантла [16] и процедуру осреднения, примененную к поликристаллической массе с произвольной ориентацией оптических осей зерен [17]. Для столбчатого льда со случайной ориентацией оптических осей зерен в горизонтальной плоскости Синха [15] получил

формулы, описывающие зависимость продольных модулей упругости в вертикальном (E_v) и горизонтальном (E_h) направлениях:

$$\begin{aligned} E_v &= E_{v,0} - c_v T; \\ E_h &= E_{h,0} - c_h T, \end{aligned} \quad (13)$$

где $E_{v,0} = 9,61$ ГПа, $E_{h,0} = 9,39$ ГПа, $c_v = 0,011$ ГПа/°С, $c_h = 0,013$ ГПа/°С; T – температура льда, °С. В соответствии с формулой (13) модули E_v и E_h незначительно увеличиваются при понижении температуры от 0 до минус 10 °С.

М.М. Карулиной с соавторами значение модуля упругости пресного льда получено с использованием результатов тестов с плавающими консольными балками [13]. Среднее значение составляет 3,37 ГПа.

Ланглебен и Паундер измеряли модуль упругости морского льда методом сейсмического резонанса [18]. Полученные данные аппроксимируются формулой

$$E_{мл} = 10 - 0,351v_b, \quad (14)$$

где $E_{мл}$ – модуль упругости морского льда¹; v_b – содержание во льду жидкого рассола, ‰. Измерения проводились в диапазоне $0 < v_b < 90$ ‰.

Содержание жидкого рассола в морском льду рассчитывается по температуре и солёности (S) льда по формуле [19]

$$v_b = S \left(\frac{49,185}{|T|} + 0,532 \right), \quad (15)$$

$$-22,9 \text{ °С} < T < -0,5 \text{ °С}.$$

На рис. 2 видно, что при $T = -2$ °С $v_b > 10$ ‰ при $S > 5$ ‰ и может превышать 20 ‰ при $S \approx 10$ ‰. Это означает, что пористость морского льда превышает 10 ‰ при $T = -2$ °С. В естественных условиях на нижней границе (на стыке с водой) температура льда равна точке его замерзания ($-1,9$ °С при солёности морской воды 35 ‰). На поверхности льда его температура обычно выше минус 20 °С из-за влияния снега и потоков тепла из океана.

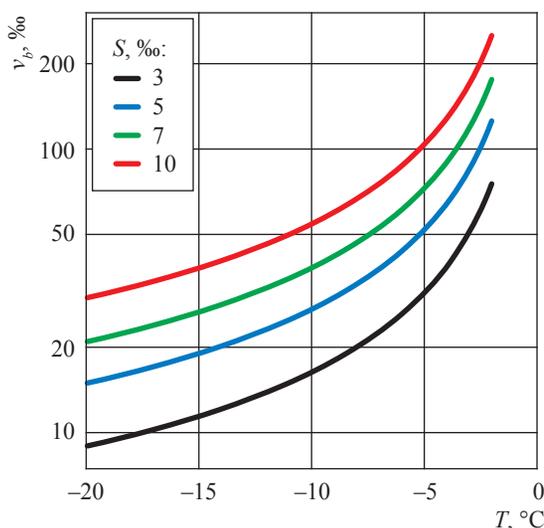


Рис. 2. Содержание жидкого рассола в морском льду в зависимости от температуры и солёности льда [19]

В работе Ашшура [20] приводится эмпирическое соотношение, связывающее модули упругости пресного ($E_{пл}$) и морского льда:

$$E_{мл} = E_{пл} (1 - 0,001v_b)^4. \quad (16)$$

Слесаренко и Фролов [21] определяли значение $E_{мл}$ импульсным ультразвуковым методом при $0 < v_b < 220$ ‰. Вандри [22] рассчитывал значение $E_{мл}$, используя лабораторные и натурные экспериментальные данные об изгибной прочности льда. Его эмпирическое уравнение включено в стандарт ISO 19906² в виде

$$E_{мл} = 5,31 - 0,436\sqrt{v_b}. \quad (17)$$

Документ ISO 19906 разъясняет, что формула (14) даёт значение динамического модуля упругости и формула (17) – значение эффективного модуля упругости, значение которого зависит от вязкости льда. Эффективный модуль упругости рекомендуется использовать при расчете механических нагрузок льда на сооружения.

М.М. Карулина с коллегами для расчета модуля упругости морского льда использовали результаты тестов по изгибу плавающих консольных балок морского льда, проводившихся

¹ Далее с целью облегчения восприятия материала статьи и сравнения данных разных исследователей условные обозначения в формулах унифицированы и отличаются от принятых в оригиналах цитируемых источников.

² См. ISO 19906-2019. Petroleum and natural gas industries – Arctic offshore structures [Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения арктического шельфа].

при $0 < v_b < 220$ % [13]. Результаты аппроксимируются формулой

$$E_{мл} = 3,1e^{-0,107\sqrt{v_b}}. \quad (18)$$

Очевидно (рис. 3), что при одинаковых значениях v_b формулы (14) и (16) дают более высокие значения $E_{мл}$, чем формулы (17) и (18). Данные Слесаренко и Фролова [21] попадают в промежуточную область.

Синха [23] исследовал зависимость $E_{эфф}$, получаемого в механических тестах с поликристаллическим пресным льдом, от скорости деформации. Показано, что при температуре минус 10 °С $E_{эфф}$ уменьшается на 5,5 % при уменьшении частоты приложения нагрузки от 1 МГц до 1 Гц. С дальнейшим уменьшением частоты до 0,001 Гц $E_{эфф}$ уменьшается на 50 %. Эффект связан с влиянием ползучести на результаты тестов. Заметим, что этим эффектом нельзя объяснить большое различие в значениях $E_{эфф}$ на рис. 3, поскольку характерные длительности тестов, результаты которых использованы для построения графиков на рис. 3, составляют порядка и меньше 1 с, т.е. находятся в диапазоне частот от 1 Гц до нескольких мегагерц.

График зависимости (14) (см. рис. 3) показывает уменьшение $E_{мл}$ в 2,76 раза при увеличении v_b от 50 до 200 %, т.е. при увеличении пористости морского льда от 5 до 20 %. Графики, построенные по данным Слесаренко, Фролова [21] и Карулиной [13] (см. формулу (18)), демонстрируют уменьшение $E_{мл}$ более

чем в 4 и 2,1 раза соответственно в этом же диапазоне изменения пористости льда. График зависимости (17) показывает, что значение $E_{мл}$ обращается в нуль при $v_b = 150$ %. Все формулы поддерживают более значительные изменения $E_{мл}$ в зависимости от температуры по сравнению с $E_{пл}$.

Экспериментальное определение модулей упругости льда

Модули упругости льда зависят от его температуры, солёности, газового состава и структуры, характеризующейся размером, формой и пространственной ориентацией зерен, микротрещинами, конфигурацией жидких и газовых включений. Пространственные неоднородности этих характеристик влияют на изменчивость реологических характеристик льда. При экспериментальном исследовании зависимости модулей упругости льда от температуры и солёности необходимо учитывать влияние структуры льда на результаты исследований, поскольку структура образцов льда, используемых в тестах, может быть различной. При этом температура, солёность и плотность образцов измеряются, а характеристики структуры, как правило, остаются неизвестными. Использование одного и того же образца в тестах с различными температурами позволяет в какой-то мере исключить влияние структуры и солёности льда на результаты экспериментов. В области высоких температур льда его структура может изменяться со временем и при нагрузках вследствие дренажа рассола.

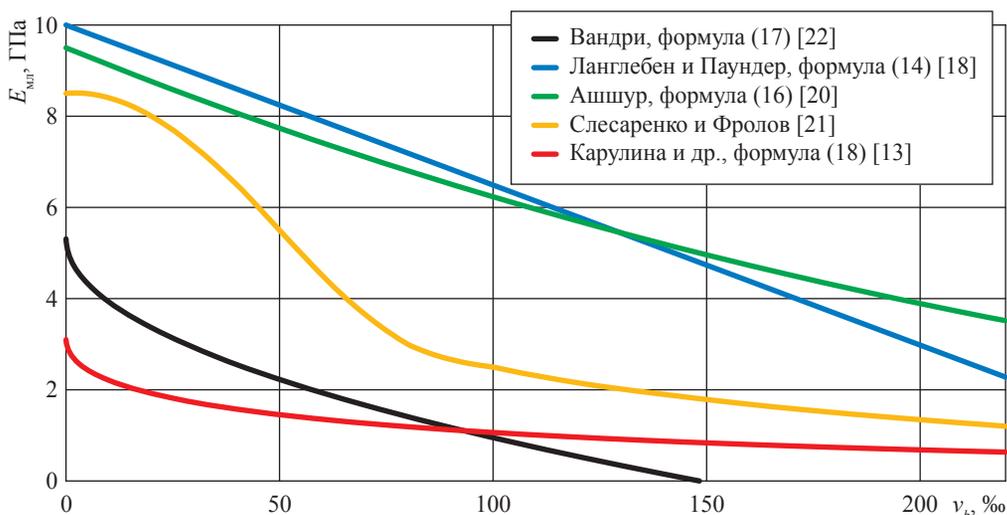


Рис. 3. Упругий модуль морского льда в зависимости от содержания жидкого рассола по разным экспериментальным данным

Далее приводятся результаты экспериментальных исследований зависимостей модулей упругости морского льда от температуры. В качестве образцов льда использовались балки квадратного сечения. Одна часть тестов проводилась с различными балками льда, другая – с одной и той же балкой льда. Выполнялись тесты четырех типов, включая вибрации балки с закрепленными концами, изгиб балки с закрепленными концами с заданной скоростью смещения центра балки, вибрации балки со свободно опертыми концами, распространение продольных упругих волн в балке. Результатом исследований вибрационных и акустических тестов стало получение значения модуля упругости E_1 . Тест по изгибу балки с закрепленными концами использовался для определения модуля упругости $E_{эфф}$.

Экспериментальная установка для измерения частот колебаний балки с закрепленными концами, а также измерения нагрузки и смещения центра балки при приложении нагрузки в центре балки показана на рис. 4. С целью



Рис. 4. Постановка экспериментов по измерению частот колебаний (а) и центральному изгибу (б) балки с закрепленными концами

экспериментального исследования из морского столбчатого льда с помощью цепной пилы выпилены балки квадратного сечения (длина грани – 5 см) длиной 70 см и обработаны на фрезерном станке Pгоххон VFB 2000. Оси балок были направлены перпендикулярно поверхности льда. Для жесткого закрепления концов балки изготовлена рама из стальной полосы толщиной 2 см. Рама состояла из стальной плиты длиной 90 см и надеваемых на нее съемных башмаков с гнездами для балки и пазами для плиты. Башмаки закреплялись в произвольном месте стальной плиты с помощью 8 болтов. В каждое гнездо балка могла проникать на глубину 16 см. Поперечный размер гнезда – 6 см. В башмаках имелись отверстия для заливки воды, которая при замерзании обеспечивает жесткое крепление балки внутри башмаков.

Для измерения частот колебаний балки на ее поверхность устанавливался одноосевой измеритель ускорений DeltaTron 8344 производства компании Bruel & Kjaer. Колебания балки возбуждались щелчком по ее поверхности. Регистрация ускорений производилась с частотой опроса 10 кГц. Измеритель ускорений подсоединялся к усилителю SomatXR MX840B-R, соединенному с компьютером (рис. 5). Видно, что в спектре присутствуют две моды колебаний с высокой энергией. Этот тест называется вибрационным тестом с балкой с закрепленными концами.

Для интерпретации данных вибрационных тестов построена конечно-элементная модель всей установки, включая стальную раму и ледяную балку, и выполнен анализ собственных колебаний этой системы. Расчеты проводились в пакете программ Comsol Multiphysics 5.4 с использованием модуля Solid Mechanics 3D и моделей упругих материалов для льда и стали. Граничные условия лимитировали смещения оснований стальных башмаков в вертикальном направлении. Расчеты показали наличие двух мод колебаний, при которых максимальная амплитуда колебаний реализуется либо в ледяной балке, либо в стальной плите (рис. 6). Показано, что изменение характеристик ледяной балки в естественном диапазоне практически не влияет на частоту колебаний стальной плиты. Частота более низкочастотной моды близка к собственной частоте стальной плиты с закрепленными концами, длина которой равна расстоянию между башмаками. Частота более высокочастотной моды

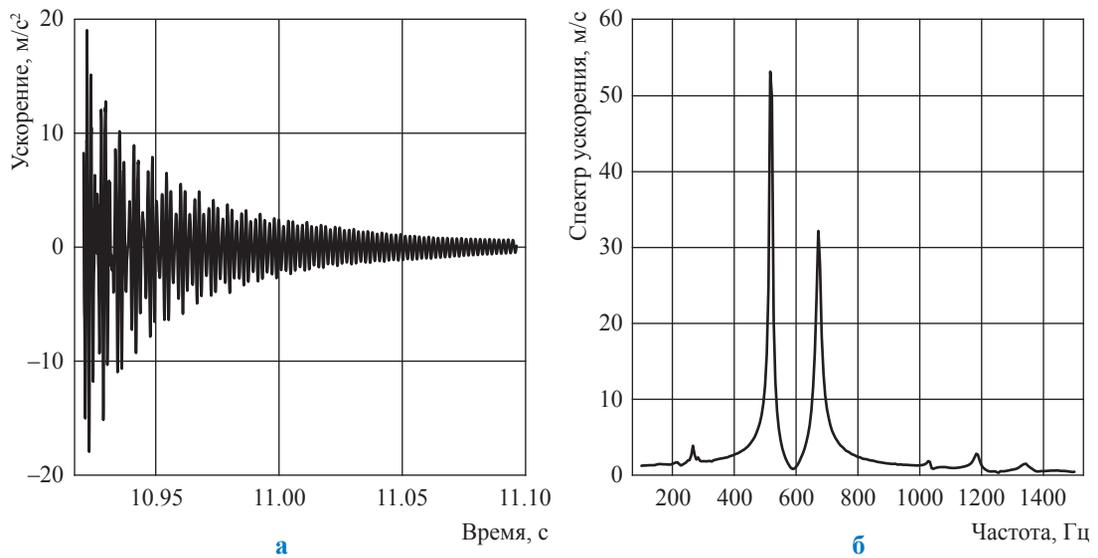


Рис. 5. Пример записи вертикальных ускорений (а) и спектр измеренных ускорений (б) балки с закрепленными концами

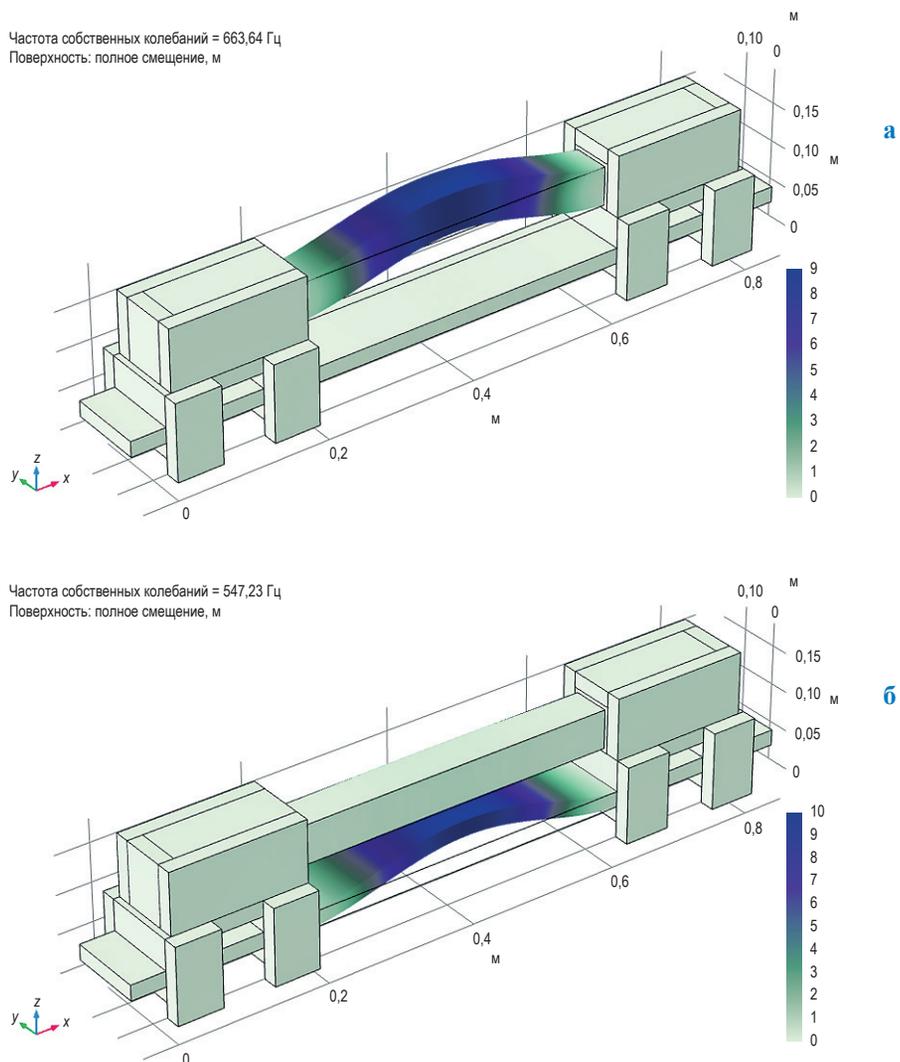


Рис. 6. Высокочастотная (а) и низкочастотная (б) моды, отвечающие собственным колебаниям соответственно ледовой балки и стальной плиты

близка к собственной частоте ледяной балки с закрепленными концами, длина которой равна расстоянию между башмаками. Эти частоты соответствуют двум спектральным максимумам на рис. 5б.

Модуль упругости льда рассчитывался по формуле [11]

$$E_{1, \text{фикс}} = \frac{\rho \omega^2 l^4 A}{22,4^2 I}, \quad (19)$$

где $\rho = 920 \text{ кг/м}^3$; ω – угловая частота колебаний балки; l – длина балки, равная расстоянию между башмаками; A – площадь поперечного сечения балки; $I = ab^3/12$ – момент инерции сечения балки относительно ее оси (a – ширина балки, b – поперечный размер балки в направлении ее колебаний).

При разных температурах проведены четыре эксперимента (таблица) с балками с закрепленными концами. В экспериментах участвовали четыре различные балки, для каждой балки длина изгибающейся части составляла приблизительно 40 см (см. рис. 6). (Запись

ускорений в ходе второго теста ($T = -10 \text{ }^\circ\text{C}$) оказалась неудачной, поэтому его результаты не приводятся.)

После каждого теста на собственные колебания рама с закрепленной в ней балкой устанавливалась на плиту прессы для проведения тестов на сжатие и подвергалась воздействию штока, движущегося в вертикальном направлении. Сила прикладывалась к центру поверхности балки (см. рис. 4б). Тест продолжался до момента разрушения балки. Приложенная нагрузка достигла максимума в момент разрушения балки. Пример записи нагрузки и смещения центра балки показан на рис. 7.

Для расчета модуля упругости балки с закрепленными концами ($E_{\text{эфф}}$) используется только начальная часть теста до момента формирования первой трещины разрыва в центре балки. Точки A и B на рис. 7 ограничивают измеренные значения силы и смещения, соответствующие этой части теста. Смещение центра упругой балки определяется нагрузкой, приложенной в центре поверхности балки, и рассчитывается по формуле [11]

$$\eta_0 = \frac{F l^3}{16 E_{\text{эфф}} b^3 a}, \quad (20)$$

где η_0 – разность смещений в точках A и B ; F – нагрузка в точке B .

Максимальная растягивающая деформация в центре балки на поверхности, противоположной точке приложения нагрузки, вычисляется по формуле

Результаты тестов с балками с закрепленными концами

$T, \text{ }^\circ\text{C}$	-5	-10	-15	-20
$S, \text{ \%}$	2,57	4,2	3,4	3,7
$E_{1, \text{фикс}}, \text{ ГПа}$	6,46	–	5,8	5,87
$E_{\text{эфф}}, \text{ ГПа}$	2,135	0,466	0,834	0,663
$\dot{\epsilon} \cdot 10^4, \text{ с}^{-1}$	0,9	3	1,8	1,9

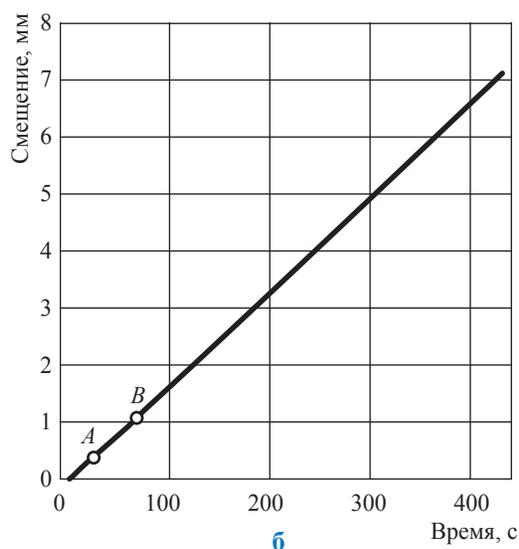
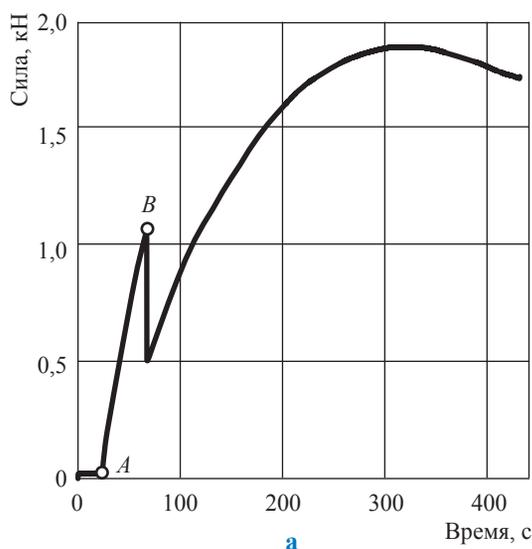


Рис. 7. Пример зависимости приложенной нагрузки (а) и смещения центра балки (б) от времени в тесте по изгибу балки с закрепленными концами

$$\varepsilon = \frac{12b}{l^2} \eta_0. \quad (21)$$

Очевидно, что скорость деформаций в тесте постоянна, поскольку зависимость η_0 от времени линейна (см. рис. 7б). Значения модуля упругости $E_{\text{эфф}}$, рассчитанные по формуле (20), и скорости деформаций $\dot{\varepsilon}$, рассчитанные с помощью формулы (21), даны в таблице.

Вибрационные тесты проводились с одной и той же балкой ($l = 43,3$ см, $a = b = 5$ см) с закрепленными концами при различных температурах. Затем эту же балку укоротили до 42 см и использовали в вибрационных тестах в качестве балки со свободно опертыми краями (рис. 8, см. а). Модуль упругости балки со свободно опертыми краями рассчитывался по формуле [11]

$$E_{1,\text{своб}} = \frac{\rho \omega^2 l^4 A}{9,87^2 I}. \quad (22)$$

Затем эта же балка была обработана на фрезерном станке до соответствия параметрам $l = 32$ см, $a = b = 3,2$ см. Отношение измеренного веса балки к ее объему показало, что $\rho = 842$ кг/м³. Соленость льда составила 3,5 ‰. На концах балки закрепили датчики³ акустической системы Micro-SHM. Диаметр датчиков (2 см) позволял почти полностью перекрыть грани на торце балки. Интервал измерений акустической системы – 0,2 мкс. Акустический сигнал возбуждался путем короткого удара тонким стальным стержнем по датчику. Время прохождения сигнала между микрофонами (Δt) рассчитывалось по разности времен регистрации датчиками волновых форм. В каждом тесте выполнялся только один удар и рассматривались только две волновые формы с максимальной энергией. Модуль упругости рассчитывался по формуле [11]

$$E_{1,\text{акуст}} = \rho \left(\frac{l}{\Delta t} \right)^2. \quad (23)$$

Расчеты модуля упругости морского льда на основе экспериментальных данных проиллюстрированы рис. 9. Видно, что результаты акустических и вибрационных тестов близки: при увеличении температуры E_1 уменьшается. При возрастании температуры льда от минус 20 до минус 5 °С акустические тесты показывают уменьшение E_1 в 1,4 раза, вибрационные

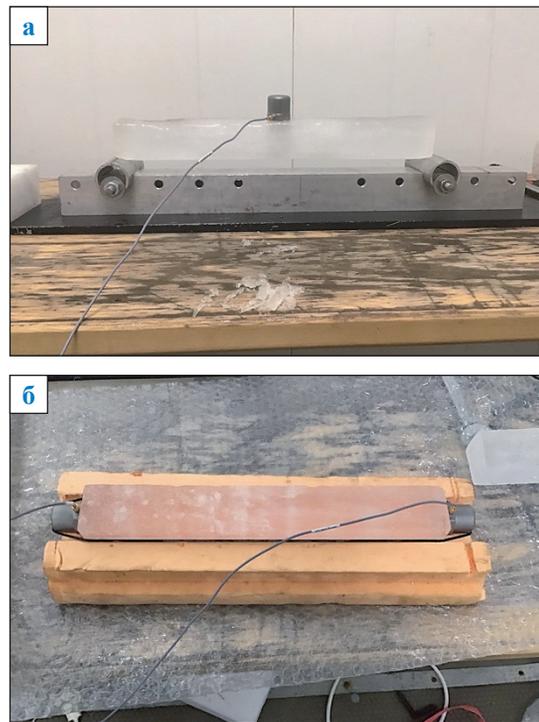


Рис. 8. Постановка экспериментов по измерению частот колебаний ледяной балки со свободно опертыми краями (а) и скорости распространения в ней продольной звуковой волны (б)

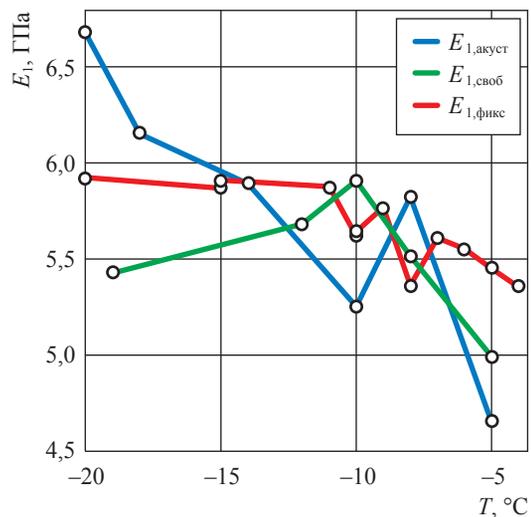


Рис. 9. Результаты измерений модуля упругости

тесты – в 1,1 раза. В таком же диапазоне изменения T и при $S = 3,5$ ‰ формула (15) показывает увеличение v_b с 10,5 до 36,3 ‰. Значения E_1 на рис. 8 и в таблице близки.

³ Акустический датчик с усилителем РК151, резонансная частота – 150 кГц.

В статье изложена методика проведения тестов для определения упругих характеристик вязко-упругой модели льда, описывающей линейной комбинацией тел Максвелла и Фохта. Рассмотрены примеры тестов с балками, выпиленными из морского льда в вертикальном направлении относительно естественной поверхности, и приведены результаты обработки полученных данных. Показано, что найденные значения упругих характеристик морского льда находятся в диапазоне значений, указанных в литературе по этой теме.

При постоянной скорости деформации эффективный модуль упругости зависит от модулей упругости и коэффициентов линейной вязкости в телах Максвелла и Фохта. Этот эффект объясняет низкие значения модуля упругости льда, рассчитанные по данным тестов с консольными балками, по сравнению с результатами, полученными на основе акустических измерений [13, 28]. Значения $E_{эфф} < E_1$ получены в тестах по изгибу ледяной балки с закрепленными концами, которая ранее использовалась в вибрационных тестах для определения модуля E_1 .

Показано, что использование одной и той же ледяной балки в тестах по определению $E_{мл}$ при разных значениях T позволяет получить достаточно монотонные зависимости $E_{мл}$ от температуры, когда значение $E_{мл}$ уменьшается в 1,1...1,4 раза при возрастании T от минус 20 до минус 5 °С. В указанном диапазоне температур значения E_1 , рассчитанные по результатам акустических и вибрационных тестов, примерно совпадают. При проведении одинаковых тестов с разными образцами льда разброс данных увеличивается вследствие различий в структуре и солености льда, что существенно влияет на зависимость модуля упругости от температуры.

Все описанные в статье эксперименты проводились в холодной лаборатории Университетского центра на Свальбарде (Шпицберген). Однако их несложно повторить в натуральных условиях с использованием тех же датчиков. При этом тесты должны проводиться с балками морского льда горизонтального направления. Полученная информация будет полезна для оценки длительной и кратковременной несущих способностей ледяного покрова.

Список литературы

1. Nevel D.E. Creep theory of a floating ice sheet: Special report 764 / D.E. Nevel. – Hanover, New Hampshire: U.S. Army Cold Regions Research and Engineering Laboratory, 1976.
2. Beltaos S. An empirical analysis of the floating ice sheets / S. Beltaos, A.W. Lipsett // Proc., Workshop on the Bearing Capacity of Ice Covers. – Winnipeg, Manitoba, Canada: National Research Council of Canada, 1979. – Technical Memorandum № 123. – С. 124136.
3. Sodhi D.S. Vertical penetration of floating ice sheets / D.S. Sodhi // Int. J. Solid Structures. – 1998. – № 35 (31–32). – С. 4275–4294.
4. Бычковский Н.Н. Ледовые строительные площадки, дороги и переправы / Н.Н. Бычковский, Б.А. Гурьянов. – Саратов: Министерство образования и науки Российской Федерации: Федеральное агентство по образованию: Саратовский государственный технический университет, 2005.
5. Squire V.A. Moving loads on ice plates / V.A. Squire, R.J. Hosking, A.D. Kerr, et al. – Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1996. – 230 с.
6. Козин В.М. Ледоразрушающая способность изгибно-гравитационных волн от движения объектов / В.М. Козин, А.В. Онищук, Б.Н. Марьин и др. – Владивосток: Дальнаука, 2005. – 191 с.
7. Timoshenko S. Theory of plates and shells / S. Timoshenko, S. Woinowsky-Krieger. – 2nd ed. – New York, USA: McGraw-Hill, 1959.
8. Kolsky H. Stress waves in solids / Kolsky H. – Oxford, 1993.
9. Cole D.M. A model for the anelastic straining of saline ice subjected to cyclic loading / D.M. Cole // Philosophical Magazine A. – 1995. – № 72(1). – С. 231–248.
10. Schulson E.M. Creep and fracture of ice / E.M. Schulson, P. Duval. – Cambridge: University Press, 2009. – 401 с.
11. Ландау Л.Д. Теория упругости / Л.Д. Ландау, Е.М. Лифшиц. – М.: Наука, 1965. – 204 с.
12. Богородский В.В. Исследование внутреннего трения пластин льда со слоем снега при изгибных колебаниях / В.В. Богородский, Е.И. Галкин // Акустический журнал. – 1966. – Т. XII. – № 4. – С. 411–415.

13. Karulina M. Full-scale flexural strength of sea ice and freshwater ice in Spitsbergen Fjords and North-West Barents Sea / M. Karulina, A. Marchenko, E. Karulin, et al. // *Applied Ocean Research*. – 2019. – Т. 90. – С. 101853.
14. O'Connor D. A viscoelastic integral formulation and numerical implementation of an isotropic constitutive model of saline ice / D. O'Connor, B. West, R. Haehnel, et al. // *Cold Reg. Sci. Techn.* – 2020. – Т. 171. – С. 102983.
15. Sinha N. Elasticity of natural types of Polycrystalline ice / N. Sinha // *Cold Reg. Sci. Techn.* – 1989. – № 17. – С. 127–135.
16. Dantl G. Elastic moduli of ice / G. Dantl // *Physics of Ice* / editors: R.N. Riehl, B. Builemer, H. Engelhardt. – New York: Plenum Press, 1969. – С. 223–230.
17. Voight W. *Lehrbuch Der Krystallphysik* / W. Voight. – Berlin: Feubner, 1910.
18. Langleben M.P. Elastic parameters of sea ice / M.P. Langleben, E.R. Pounder // *Ice and snow* / W.D. Kingery (ed.). – Cambridge, Massachusetts: M.I.T. Press, 1963. – С. 69–78.
19. Frankenstein G.E. Equations for determining the brine volume of sea ice from 0.5 to 22.9 °C / G.E. Frankenstein, R. Garner // *J. Glaciology*. – 1967. – № 6(48). – С. 943–944.
20. Assur A. Forces in moving ice fields / A. Assur // *POAC-1971*. – 1971. – Т. 1. – С. 112–118.
21. Slesarenko Yu.E. Comparison of elasticity and strength characteristics of sal-water ice / Yu.E. Slesarenko, A.D. Frolov // *Proc. of the IAHR Symp. on Ice*. – 1972. – Т. 2. – С. 85–87.
22. Vaundrey K. Ice engineering – study of related properties of floating sea ice sheets and summary of elastic and viscoelastic analysis: Rep. TR860 / K. Vaundrey. – Port Huenem, CA: U.S. Naval Civil Engineering Lab., 1977.
23. Sinha N. Short-term rheology of polycrystalline ice / N. Sinha // *J. Glaciology*. – 1978. – № 21(85). – С. 457–472.
24. Tabata T. Studies on mechanical properties of sea ice. II: Measurement of elastic modulus by the lateral vibration method / T. Tabata // *Low Temperature Science, Series A*. – 1958. – № 17. – С. 147–166.
25. Tabata T. Studies on mechanical properties of sea ice. III: Measurement of elastic modulus by the lateral vibration method. IV: Measurement of internal friction / T. Tabata // *Low Temperature Science, Series A*. – 1959. – № 18. – С. 115–148.
26. *River and lake ice engineering* / G.D. Ashton (ed.). – Littleton, Colorado: Water Resources Publications, 1986. – 485 c.
27. Lingren S. Effect of temperature increase on ice pressure / S. Lingren. – Stockholm: Institute of Hydraulic Engineering: Royal Institute of Technology, 1968.
28. Timco G.W. A review of the engineering properties of sea ice / G.W. Timco, W.F. Weeks // *Cold Reg. Sci. Techn.* – 2010. – Т. 60. – С. 107–129.

Experimental studies of sea ice elastic behavior

A.V. Marchenko^{1,2*}, Ye.B. Karulin³, P.V. Chistyakov⁴

¹ The University Centre in Svalbard (UNIS), P.O. Box 156, N-9171 Longyearbyen, Norway

² Zubov State Oceanographic Institute, Bld. 6, Kropotkinskiy pereulok, Moscow, 119034, Russian Federation

³ Krylov State Research Centre, Bld. 44, Moskovskoye shosse, St. Petersburg, 196158, Russian Federation

⁴ M.V. Lomonosov Moscow State University, Bld. 1, Leninskiye Gory, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: Aleksey.Marchenko@unis.no

Abstract. To work out guidelines for experimental determination of elastic constants participating in a sea ice visco-elastic model which is represented by a linear combination of Maxwell & Vogt bodies, authors examine properties of the named model. This paper describes laboratory experiments with the anchored and free columns cut of natural sea ice. Numerical values of ice elastic modules in the temperature range of $-20...-5$ °C have been determined after processing of the results of acoustic measurements, as well as vibration and bend tests. All the tests have been carried out in the UNIS cold laboratory, but they could be easily repeated in the field conditions. Those studies will help to design an adequate pattern of a physical medium, and to estimate loads of engineering installations and bearing strength of ice.

Keywords: sea ice, experimental studying of ice rheology, visco-elastic model, Maxwell and Vogt bodies, elastic modulus, bending tests, vibration tests, acoustic measurements.

References

1. NEVEL, D.E. *Creep theory of a floating ice sheet*. Special Report 764. Hanover, New Hampshire: U.S. Army Cold Regions Research and Engineering Laboratory, 1976.
2. BELTAOS, S., A.W. LIPSETT. An empirical analysis of the floating ice sheets: Technical Memorandum no. 123. In: *Proc., Workshop on the Bearing Capacity of Ice Covers*. Winnipeg, Manitoba, Canada: National Research Council of Canada, 1979, pp. 124–136.
3. SODHI, D.S. Vertical penetration of floating ice sheets. *Int. J. Solid Structures*, 1998 Vol. 35 (31–32), pp. 4275–4294. ISSN 0020-7683.
4. BYCHKOVSKIY, N.N., B.A. GURYANOV. *Ice construction sites, roads, and bridges* [Ledovyye stroitelnyye ploshchadki, dorogi i perepravy]. Saratov, Russia: Minobrnauki of Russia, Rosobrazovaniye, Saratov State Technical University, 2005. (Russ.).
5. SQUIRE V.A., R.J. HOSKING, A.D. KERR, et al. *Moving loads on ice plates*. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1996.
6. KOZIN, V.M., A.V. ONISHCHUK, B.N. MARIN, et al. *Icebreaking capacity of flexural-gravitational waves rized by motion of objects* [Ledorazrushayushchaya sposobnost izgibno-gravitatsionnykh voln ot dvizheniya obyektov]. Vladivostok: Dalnauka, 2005. (Russ.).
7. TIMOSHENKO, S., S. WOINOWSKY-KRIEGER. *Theory of plates and shells*. 2nd ed. New York, USA: McGraw-Hill, 1959.
8. KOLSKY, H. *Stress waves in solids*. Oxford, 1953.
9. COLE, D.M., A model for the anelastic straining of saline ice subjected to cyclic loading. *Philosophical Magazine A*, 1995, vol. 72, no. 1, pp. 231–248. ISSN 0141-8610.
10. SCHULSON, E.M., P. DUVAL. *Creep and fracture of ice*. Cambridge: University Press, 2009.
11. LANDAU, L.D., Ye.M. LIFSHITS. *Theory of elastic strength* [Teoriya uprugosti]. Moscow: Nauka, 1965. (Russ.).
12. BOGORODSKIY, V.V., Ye.I. GALKIN. Study of internal friction of ice plates with snow layer at bending oscillations [Issledovaniye vnutrennego treniya plastin lda so sloyem snega pri izgibnykh kolebaniyakh]. *Akusticheskiy Zhurnal*, 1966, vol. XII, no. 4, pp. 411–415. ISSN 0320-7919. (Russ.).
13. KARULINA, M., A. MARCHENKO, E. KARULIN, et al. Full-scale flexural strength of sea ice and freshwater ice in Spitsbergen Fjords and North-West Barents Sea. *Applied Ocean Research*, 2019, vol. 90, p. 101853. ISSN 0141-1187.
14. O'CONNOR, D., B. WEST, R. HAEHNEL, et al. A viscoelastic integral formulation and numerical implementation of an isotropic constitutive model of saline ice. *Cold Reg. Sci. Techn.*, 2020, vol. 171, p. 102983. ISSN 0165-232X.
15. SINHA, N. Elasticity of natural types of Polycrystalline ice. *Cold Reg. Sci. Techn.*, 1989, no. 17, pp. 127–135. ISSN 0165-232X.
16. DANTL, G. Elastic moduli of ice. In: RIEHL, N., B. BUILEMER, H. ENGELHARDT (eds.). *Physics of ice*. New York: Plenum Press, 1969, pp. 223-230.
17. VOIGHT, W. *Lehrbuch Der Krystallphysik*. Berlin: Feubner, 1910. (Germ.).
18. LANGLEBEN, M.P., E.R. POUNDER. Elastic parameters of sea ice. In: KINGERY, W.D. (ed.). *Ice and Snow*. Cambridge, Mass.: M.I.T. Press, 1963, pp. 69–78.
19. FRANKENSTEIN, G.E., R. GARNER. Equations for determining the brine volume of sea ice from 0.5 to 22.9 °C. *J. Glaciology*, 1967, no. 6(48), pp. 943–944. ISSN 0022-1430.
20. ASSUR, A.. Forces in moving ice fields. In: *POAC-1971*, vol. 1, pp. 112–118.
21. SLESARENKO, Yu.E., A.D. FROLOV. Comparison of elasticity and strength characteristics of sal-water ice. In: *Proc. of the IAHR Symp. on Ice*, 1972, no. 2, pp. 85–87.
22. VAUNDREY, K. *Ice engineering – study of related properties of floating sea ice sheets and summary of elastic and viscoelastic analysis*. Port Huenem, CA: U.S. Naval Civil Engineering Lab., 1977. Rep. TR860.
23. SINHA, N. Short-term rheology of polycrystalline ice. *J. Glaciology*, 1978, no. 21(85), pp. 457–472. ISSN 0022-1430.
24. TABATA, T. Studies on mechanical properties of sea ice. II: Measurement of elastic modulus by the lateral vibration method. *Teion-kagaku* (Low Temperature Science), *Series A*, 1958, vol. 17, pp. 147–166. (Jap.).
25. TABATA, T., 1959. Studies on mechanical properties of sea ice. III: Measurement of elastic modulus by the lateral vibration method. IV: Measurement of internal friction. *Teion-kagaku* (Low Temperature Science), *Series A*, vol. 18, pp. 115–148.
26. ASHTON, G.D. (ed.). *River and lake ice engineering*. Littleton, Colorado: Water Resources Publications, 1986.
27. LINGREN, S. Effect of temperature increase on ice pressure. Stockholm: Institute of Hydraulic Engineering, Royal Institute of Technology, 1968.
28. TIMCO, G.W., W.F. WEEKS. A review of the engineering properties of sea ice. *Cold Reg. Sci. Techn.* 2010, vol. 60, pp. 107–129. ISSN 0165-232X.

УДК 551.321.8

Экспериментальное определение неупругих характеристик морского ледяного покрова

А.В. Марченко^{1,2*}, Е.Б. Карулин³, П.В. Чистяков⁴

¹ Университетский центр на Свальбарде (ЮНИС), п/я 156, г. Лонгйир, Свальбард, N-9171, Норвегия

² Государственный океанографический институт им. Н.Н. Зубова, Российская Федерация, 119034, г. Москва, Кропоткинский пер., д. 6

³ Крыловский государственный научный центр, Российская Федерация, 196158, г. Санкт-Петербург, Московское ш., д. 44

⁴ Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинские горы, д. 1

* E-mail: Aleksey.Marchenko@unis.no

Тезисы. В работе исследуются свойства вязко-упругой модели морского льда, состоящей из линейной комбинации тел Максвелла и Фохта с целью разработки методики экспериментального определения реологических постоянных модели. Описаны лабораторные эксперименты с керном столбчатого морского льда. Получены численные значения реологических постоянных, характеризующих неупругие свойства морского льда при температуре минус 20 °С. Показано, что изменение температуры приводит к изменению реологических характеристик льда, что связано, по-видимому, с его структурными изменениями. Проведенные исследования важны для построения адекватной модели физической среды, а также для оценки нагрузок на инженерные сооружения и несущей способности ледяного покрова.

В естественных условиях морской лед находится в состоянии, весьма близком к точке плавления, по сравнению с другими материалами. Поэтому, несмотря на кристаллическую структуру, лед проявляет свойства жидкости при достаточно небольших и продолжительных нагрузках. Связь вязких свойств льда с его несущей способностью отмечалась многими исследователями [1–7]. Поскольку лед имеет кристаллическую структуру, то проявление им вязких свойств, свойственных жидкостям, вызывало также и чисто научный интерес. Макконнел экспериментально продемонстрировал пластическую деформацию льда и наглядно проиллюстрировал этот эффект при помощи листовой модели [8]. Хейес и Вебб объясняли смещение слоев кристаллического льда движением дислокаций вдоль базисных плоскостей [9]. Басс [10] связывал энергетические потери при деформации монокристаллов льда с движением протонов внутри кристаллической решетки. Куройава [11] рассматривал энергетические потери, возникающие при колебаниях пластин поликристаллического льда, как связанные с движением протонов, относительным смещением зерен и наличием химических примесей.

В поликристаллическом льду неупругая деформация складывается из деформации отдельных зерен и деформации, обусловленной относительным смещением и поворотом зерен. Линейная комбинация тел Максвелла и Фохта описывает наблюдающиеся эффекты ползучести, релаксации напряжений и упругого последействия [12]. Подробное описание эффектов ползучести льда дано Войткунским [13]. Лавров [14] отмечает важность влияния пластической деформации льда на уменьшение его изгибной прочности при повторной нагрузке.

Одним из первых нелинейный закон ползучести льда рассмотрел Глен [15]. Синха моделировал свойства деформации льда при циклической нагрузке без учета эффекта упругого последействия [16]. Модель Мичела [17] описывала ползучее течение и упругое последействие вследствие включения в реологическую схему тела Фохта. Зарецкий и Чумичев [18] сформулировали пластическую модель льда, в которой условие текучести функционально зависело от накопления и залечивания дефектов во льду. Влияние динамики дислокаций на деформацию льда при циклических нагрузках учтено в модели Кола [19]. О'Коннор обобщил эту модель для деформации произвольного типа [20].

Ключевые слова:

столбчатый и брызговый морской лед, реологические постоянные, неупругая деформация, вязко-упругая модель морского льда, лабораторные эксперименты с керном.

С целью оценки реологических постоянных, описывающих неупругие свойства морского льда, авторы настоящей работы провели экспериментальные исследования, содержание и методика анализа результатов которых излагаются ниже.

Характерные значения неупругих характеристик льда

Полагается, что связь между деформацией ε и напряжением σ выражает реологическое уравнение, соответствующее линейной комбинации тел Максвелла и Фохта [21]:

$$\ddot{\varepsilon}\tau_2 + \dot{\varepsilon} = \frac{\dot{\sigma}}{E_{\text{эфф}}} + \ddot{\sigma} \frac{\tau_2}{E_1} + \frac{\sigma}{\eta_1} + e_{\text{полз}} + \dot{e}_{\text{полз}} \tau_2; \quad (1)$$

$$e_{\text{полз}} = K |\sigma|^{n-1} \sigma, \quad \tau_2 = \frac{\eta_2}{E_2},$$

$$\frac{1}{E_{\text{эфф}}} = \frac{1}{E_1} + \frac{\tau_2}{\eta_1}; \quad \eta = \frac{\eta_1 \eta_2}{\eta_1 + \eta_2}, \quad (2)$$

где $e_{\text{полз}}$ – скорость деформации при развитии ползучем течении. Уравнения модели содержат 5 постоянных E_1 , E_2 , η_1 , η_2 и K . Показатель степени n в законе ползучести полагается равным 3. Постоянные E_1 и E_2 описывают упругие свойства модели, постоянные η_1 , η_2 и K – ее неупругие свойства (вязкость, упругое последствие и ползучесть).

Коэффициент линейной ползучести η_1 определяется [22] формулой

$$\frac{1}{\eta_1} = \frac{1}{\eta_0} \exp\left[-\frac{Q}{kT}\right];$$

$$\frac{1}{\eta_0} = \beta \rho_d \Omega^{3/2} b^2 B_0^{-1}, \quad (3)$$

где $\beta \approx 1$; $\rho_d \approx 10^9 \text{ м}^{-2}$ – плотность дислокаций; $\Omega = 0,5$ – коэффициент направленности (характеризует отклонение оптических осей зерен кристаллов от направления приложенной нагрузки); $b = 4,52 \cdot 10^{-10} \text{ м}$ – амплитуда вектора Бюргерса; $B_0 = 1,205 \cdot 10^{-9} \text{ Па} \cdot \text{с}$; энергия активации $Q = 0,55 \dots 0,9 \text{ эВ}$; $k = 8,617 \cdot 10^{-5} \text{ эВ} \cdot \text{К}^{-1}$ – постоянная Больцмана; $\eta_0 \approx 4,166 \text{ Па} \cdot \text{с}$. Температура T исчисляется в кельвинах, при $T = -10 \text{ }^\circ\text{C} = 263 \text{ К}$ значения $\exp[Q/kT]$ составляют $2,88 \cdot 10^{-11}$ и $5,66 \cdot 10^{-18}$ при Q , равном 0,55 и 0,9 эВ соответственно. Таким образом, коэффициент η_1 изменяется в пределах $1,45 \cdot 10^{11} \dots 0,74 \cdot 10^{18} \text{ Па} \cdot \text{с}$.

Согласно Колу [19] плотность дислокаций увеличивается при ползучести пропорционально σ^2 , что приводит к закону течения (2) с $n = 3$.

Плотность дислокаций в морском льду достаточно велика и может превышать 10^{10} м^{-2} . При развитии ползучем течении (ползучесть 2-го рода) из формулы (2) вытекает оценка

$$K = \frac{e_*}{\sigma_*^3}, \quad (4)$$

где e_* и σ_* – характерные значения скорости деформаций и напряжения при ползучести. Полагая $\sigma_* = 1 \text{ МПа}$ и $e_* = 10^{-6} \text{ с}^{-1}$, находим оценку $K = 10^{-24} \text{ Па}^{-3} \cdot \text{с}^{-1}$.

При выполнении операций на плавающем льду полагается, что нагрузка не должна вызывать напряжений во льду, превышающих его прочность на изгиб [21]. Изгибная прочность морского льда, составляющая примерно 0,3 МПа [23, 24], существенно ниже напряжений, при которых реализуется развитое ползучее течение льда с нелинейной зависимостью скорости деформаций от напряжений. Поэтому линейная модель тела Фохта с $K = 0$ может использоваться при оценке деформации плавающего льда под влиянием нагрузки. Вместе с тем при изгибе льда наиболее опасны растягивающие напряжения на нижней поверхности льда, температура которой равна температуре замерзания воды. Ползучесть теплого морского льда при растяжении не исследовалась, и предположение, сделанное выше, нуждается в серьезном обосновании.

Значение коэффициента вязкости η_2 оценивается для морского льда в диапазоне $6 \cdot 10^{10} \dots 43 \cdot 10^{10} \text{ Н} \cdot \text{с} / \text{м}^2$ в области $T = -5 \dots -2,3 \text{ }^\circ\text{C}$ [25, 26]. Полагая $E_2 = 1 \text{ ГПа}$, находим оценку времени $\tau_2 = 60 \dots 430 \text{ с}$.

Время релаксации напряжений при прекращении деформаций вытекает из решения уравнения (1), полученного при $\varepsilon = \text{const}$ в области небольших напряжений, при которых нелинейным членом в уравнении (2) можно пренебречь. Решение, удовлетворяющее начальным условиям $\sigma = \dot{\sigma} = 0$ при $t = 0$, записывается в следующем виде:

$$\sigma = \frac{\sigma_0}{\tau_{1,+} - \tau_{1,-}} \left(\tau_{1,+} e^{-\frac{t}{\tau_{1,+}}} - \tau_{1,-} e^{-\frac{t}{\tau_{1,-}}} \right); \quad (5)$$

$$\tau_{1,\pm} = \frac{\eta_1}{2E_{\text{эфф}}} \pm \Delta,$$

$$\Delta = \sqrt{\left(\frac{\eta_1}{E_{\text{эфф}}}\right)^2 - \frac{4\tau_2\eta_1}{E_1}}. \quad (6)$$

Полагая $E_1 = 5$ ГПа, $E_{эфф} = 1$ ГПа, $\tau_2 = 200$ с и $\eta_1 = 10^{12}$ Па·с, находим, что $\tau_{1,-} \ll \tau_{1,+}$, и получаем оценку

$$\tau_{1,+} \approx \eta_1 E_{эфф}^{-1} \approx 1000 \text{ с.} \quad (7)$$

Эта оценка близка к времени релаксации пресного льда [14].

Экспериментальное определение вязких характеристик льда

Вертикальный керн столбчатого морского льда (СМЛ). Вязкие свойства льда определялись из эксперимента, в котором вертикальный керн (длина – 175 мм, диаметр – 72,5 мм) морского льда подвергался ступенчатой нагрузке и разгрузке. Анализ шлифов показал, что лед имеет столбчатую структуру. Вертикальный размер зерен существенно больше их горизонтальных размеров, которые составляют 1...2 см. Соленость льда 4 ‰. Сила, приложенная к керну, измерялась динамометром (НТТ, 10 т). Измерение деформации проводилось с помощью датчика деформаций Epsilon Tech (осевой усредняющий датчик удлинения 3542RA2-050M-500M-ST). Датчик деформаций крепился в центральной части керна с помощью четырех стержней, отстоящих друг от друга в вертикальном направлении на 5 см (рис. 1).



Рис. 1. Керн льда в прессе для одноосевого сжатия. Датчик силы установлен на керне. Датчик деформаций прикреплен в средней части керна

В ходе эксперимента керн сжимался постоянной нагрузкой в течение некоторого времени, потом нагрузка повышалась один-два раза и затем полностью снималась. Предполагалось, что разрушения керна в эксперименте не происходит, т.е. напряжение сжатия в керне меньше его прочности на сжатие. Для определения прочности на сжатие предварительно проводились тесты на одноосевое сжатие вертикальных кернов СМЛ при постоянной скорости деформации ($\dot{\epsilon} = \text{const}$) (табл. 1). Обращает на себя внимание достаточно большой разброс значений модуля упругости $E_{эфф}$, хотя все керны были вертикальными и отобраны в одном месте. При $T = -20$ °С произошло взрывное разрушение одного образца с мгновенным спадом нагрузки до нуля и результат измерения прочности на сжатие (σ_c) оказался очень высоким (см. табл. 1). Разрушение остальных кернов было более вязким и характеризовалось плавным уменьшением нагрузки после достижения максимума.

Результаты эксперимента по 3-ступенчатому сжатию керна льда с последующим снятием нагрузки показаны на рис. 2, 3. Тест проводился при температуре минус 20 °С. Керн последовательно нагружался до 2,41; 3,63 и 4,82 МПа и выдерживался при постоянной нагрузке в течение 50, 70 и 240 с соответственно. Предполагалось, что на этих интервалах времени t , обозначенных через C_1 , C_2 и C_3 (см. рис. 2), наблюдалось вязкое течение льда. Стадии упругой деформации льда обозначены через E_1 , E_2 и E_3 (см. рис. 2, рис. 3). Авторы полагают, что значения $E_{эфф}$ в табл. 1 и 2 соответствуют значению $E_{эфф}$ в модели льда (см. третью формулу (2)).

Две постоянные η_1 и K в законе ползучего течения (см. первую формулу (2)) могут быть определены по скоростям деформации и напряжениям на любых двух интервалах

Таблица 1

Реологические характеристики льда, измеренные в тестах на одноосевое сжатие кернов с постоянной скоростью деформации

T , °С	-5	-10	-15	-20
S , ‰	2,51	4,4	2,8	–
$E_{эфф}$, ГПа	2,06	1,3	4,82	9,4
$\dot{\epsilon} \cdot 10^4$, с ⁻¹	4,9	2,6	3,9	3,7
σ_c , МПа	4,41	5,9	12,48	19,62

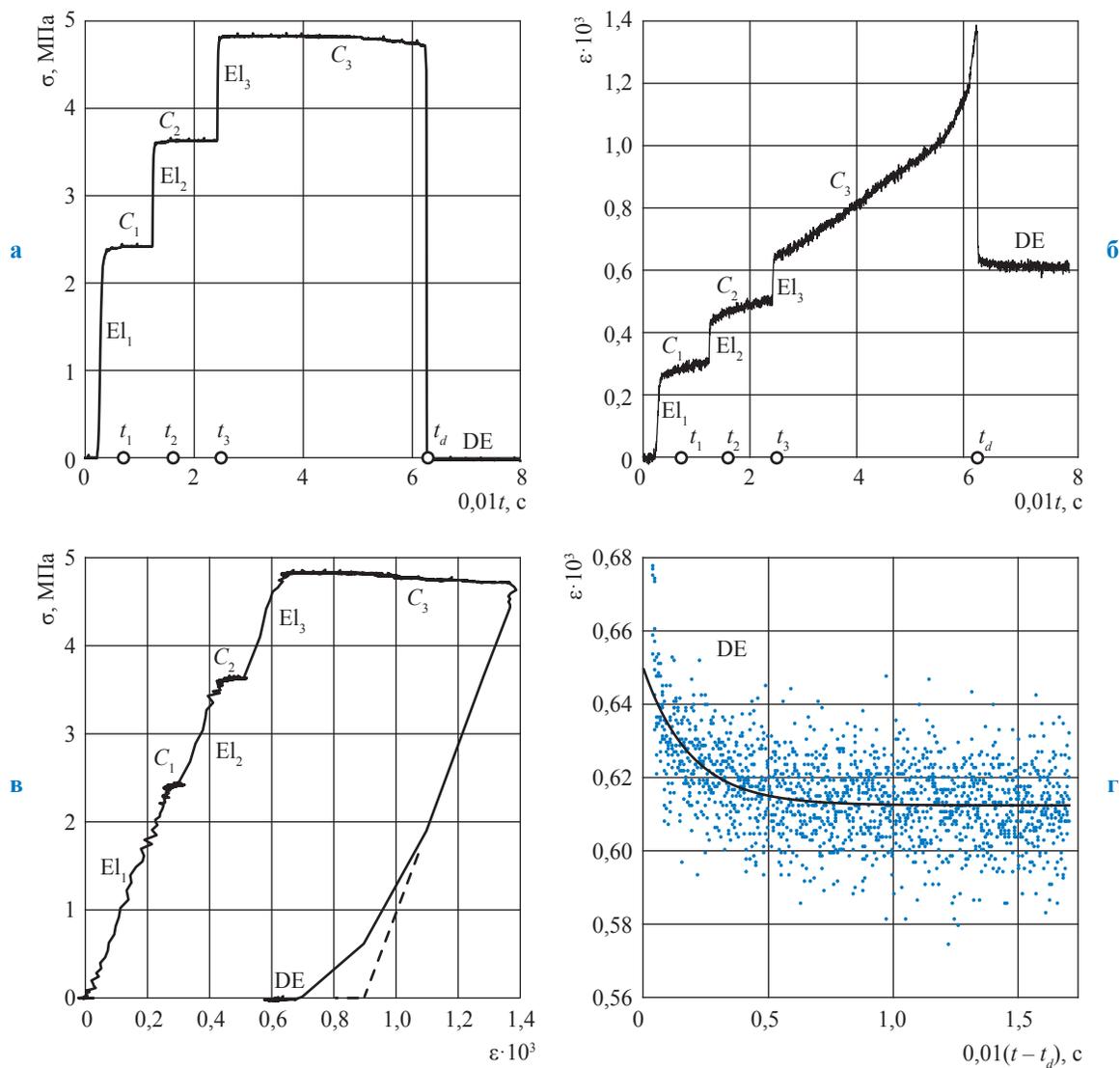


Рис. 2. Трехступенчатое сжатие (а, б) керн СМЛ с последующим снятием нагрузки (в, г):
 t_i – момент начала отсчета времени при ползучести, $i = 1, 2, 3$;
 DE – интервал времени, на котором реализуется эффект задержанной упругости

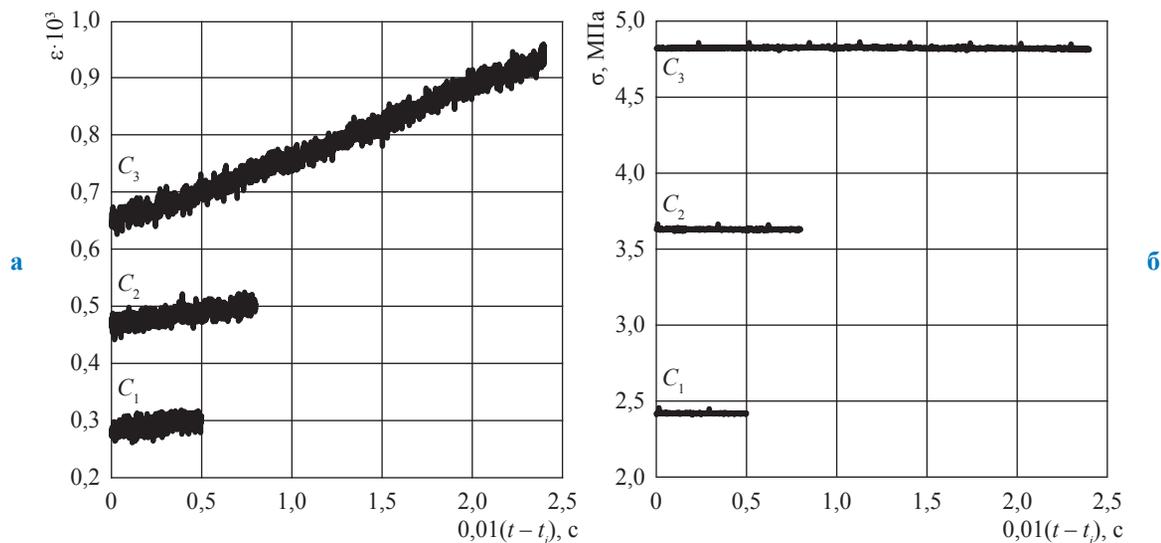


Рис. 3. Зависимость деформации (а) и напряжений (б) СМЛ от времени на трех ступенях ползучести: t_i см. на рис. 2

Таблица 2

Реологические характеристики льда на стадиях упругой деформации керна при $T = -20$ °С: эксперимент 3-ступенчатого сжатия керна

Стадия упругой деформации	E_{I_1}	E_{I_2}	E_{I_3}
$\dot{\varepsilon} \cdot 10^3, \text{c}^{-1}$	3,46	7,2	11,4
$E, \text{ГПа}$	8,1	8,7	7,87

Примечание: модуль упругости $E_{\text{эфф}}$ равен тангенсу угла наклона графика зависимости напряжения от деформации (см. рис. 2в) на отрезках E_{I_1} , E_{I_2} и E_{I_3} .

из C_1 , C_2 и C_3 (табл. 3). Обычно при первом приложении нагрузки реализуется линейно вязкое течение, а при повторных приложениях нагрузки – нелинейный закон ползучести [27]. Это предположение можно использовать при выборе значений η_1 и K из табл. 3. Рис. 2б показывает существование точки перегиба на интервале C_3 . В окрестности точки перегиба реализуется вторичная ползучесть с нелинейной зависимостью скорости деформаций от напряжений.

Рис. 2в показывает нелинейную зависимость напряжений от деформаций при снятии нагрузки. Причем нелинейность проявилась при малых значениях нагрузки. Этот эффект объясняется возможным небольшим перекосом плиты динамометра при малых нагрузках. Если бы положение плиты динамометра было горизонтальным, верхняя грань керна была бы горизонтальна и сила была бы приложена точно по центру керна, то разгрузка произошла бы по пунктирной линии на рис. 2в.

После обращения силы в нуль часть деформации продолжает возвращаться вследствие эффекта задержанной упругости, описываемого телом Фохта (см. DE на рис. 2б). Непрерывная линия на рис. 2г показывает экспоненциальную аппроксимацию зависимости деформации от времени. Показатель экспоненты равен¹ минус 5,28, что соответствует значению $\tau_2 = 19$ с.

Вертикальный керн брызгового морского льда (БМЛ). Испытывался горизонтальный керн БМЛ, выбуренный в вертикальном

¹ См. здесь же: Экспериментальное определение упругих характеристик морского ледяного покрова / А.В. Марченко, Е.Б. Карулин, П.В. Чистяков. – С..., формула (11).

Таблица 3

Реологические характеристики льда на временных интервалах вязкого течения льда при $T = -20$ °С: эксперимент 3-ступенчатого сжатия керна

Интервал	C_1	C_2	C_3
$\sigma, \text{МПа}$	2,41	3,63	4,82
$\dot{\varepsilon} \cdot 10^7, \text{c}^{-1}$	4,1	4,6	12,2
$\eta_1 \cdot 10^{-12}, \text{Па} \cdot \text{c}$	5,84	7,87	3,97
$K \cdot 10^{27}, \text{Па}^{-3} \cdot \text{c}^{-1}$	29,2	9,6	10,8

Примечание: значения постоянных η_1 и K рассчитаны по формулам $\eta_1 = \sigma \dot{\varepsilon}^{-1}$, $K = \dot{\varepsilon} \sigma^{-3}$.

направлении из наледи на берегу фиорда. Наледь формируется при систематическом подтоплении береговой зоны приливами и вследствие заплеска волн на берег. Стенка наледи с мористой стороны была практически вертикальна и имела высоту около 1,5 м. Анализ шлифов показал, что БМЛ имеет зернистую структуру с размером зерна порядка 1 мм и менее. Соленость БМЛ находилась в интервале от 3 до 5 ‰. При температуре минус 20 °С керн подвергался однократному нагружению приблизительно в течение 10 мин и последующей разгрузке (рис. 4).

Расчет проводился в безразмерных переменных σ' , ε' , t' , определяемых формулами

$$\sigma' = \frac{\sigma}{\sigma_*}; \quad \varepsilon' = \frac{\varepsilon}{\varepsilon_*}; \quad t' = \frac{t}{t_*}, \quad (8)$$

где характерные значения скорости деформаций, напряжения и времени при ползучести задаются как $\sigma_* = 1$ МПа, $\varepsilon_* = 0,001$ и $t_* = 100$ с. Уравнение (1) в безразмерных переменных записывается в следующем виде (штрихи опущены):

$$c\ddot{\varepsilon} + \dot{\varepsilon} = \frac{c}{e_1\varepsilon_*} \ddot{\sigma} + \frac{1}{\varepsilon_*} (e_{\text{эфф}}^{-1} + \mu + n\gamma c^{-1} \sigma^{n-1}) \dot{\sigma} + \frac{\mu}{c\varepsilon_*} \sigma + \frac{\gamma}{\varepsilon_*} \sigma^n, \quad (9)$$

$$c = \frac{\tau_2}{t_*}; \quad e_{\text{эфф}} = \frac{E_{\text{эфф}}}{\sigma_*}; \quad \mu = \frac{\sigma_* \tau_2}{\eta_1}; \quad \gamma = t_* \sigma_*^3 K.$$

Безразмерные напряжения рассчитывались по формуле

$$\sigma = \frac{F}{\pi \sigma_* \frac{d^2}{4}}, \quad (10)$$

где F – результат измерения нагрузки; $d = 72,5$ мм – диаметр керна.

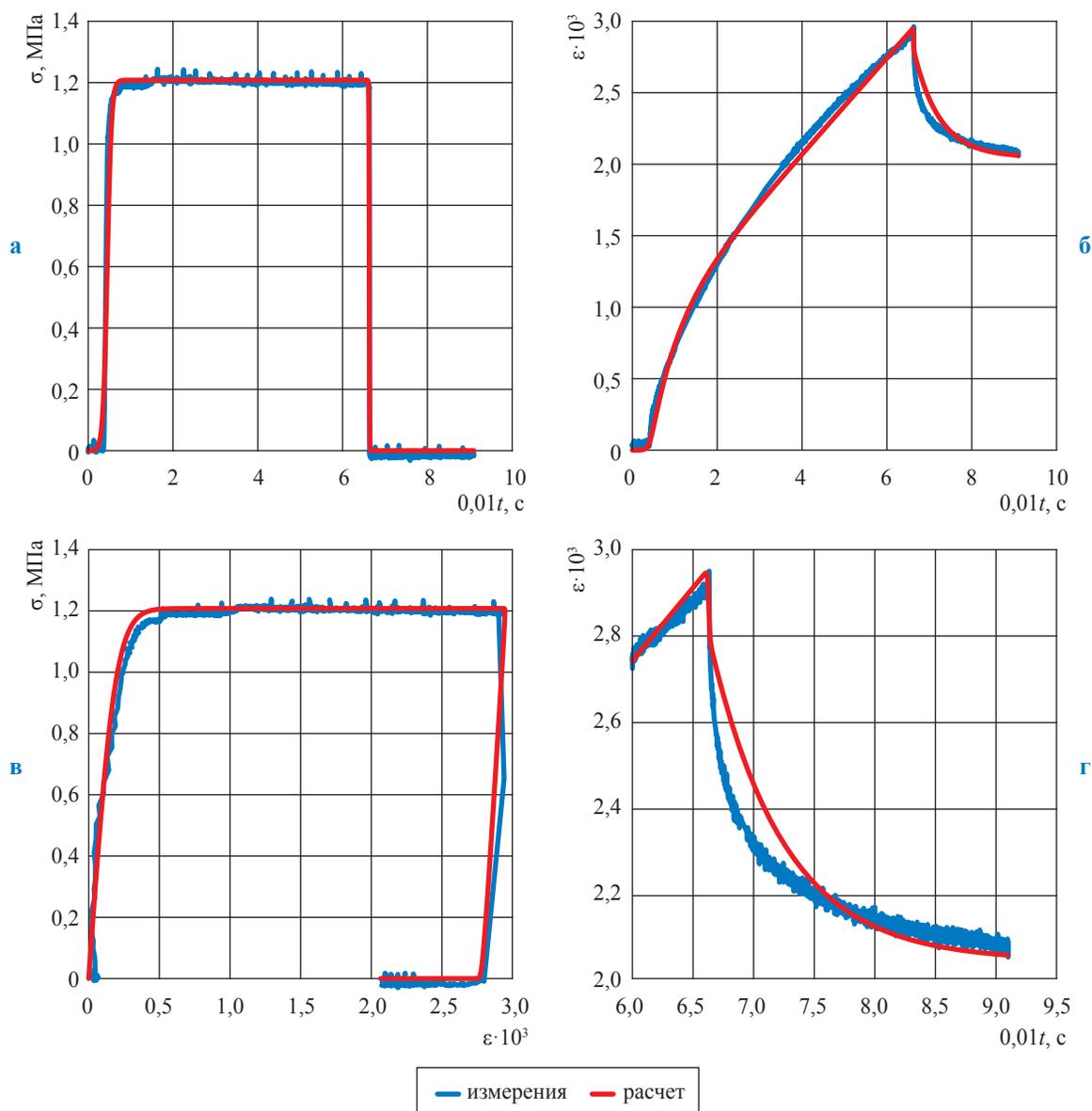


Рис. 4. Сжатие (а, б) и разгрузка (в, г) ядра БМЛ

Зависимость напряжений от времени (см. синюю линию на рис. 4а) аппроксимировалась формулой

$$\sigma_{\text{апп}}(t) = \sigma(t=2)[\theta_1(t-0,45) - \theta_2(t-6,63)], \quad (11)$$

где $2\theta_1(t) = 1 + \tanh 10t$ и $2\theta_2(t) = 1 + \tanh 100t$. Формула (11) описывает красную линию на рис. 4а. Формула (11) подставлялась в уравнение (9), которое затем решалось численно в программе Mathematica 12 с использованием процедуры NDSolve. Расчеты проводились для различных численных значений коэффициентов уравнения (9), выбранных итерационным образом с целью наилучшего приближения к измеренным значениям ϵ . На первой итерации коэффициенты выбирались с учетом

их характерных значений (см. выше). Красные линии на рис. 4 построены для $c = 0,61$; $e_{\text{эфф}} = 2128$, $\mu = 0,5 \cdot 10^{-5}$, $\gamma = 1,85 \cdot 10^{-4}$. Это приводит к размерным значениям реологических постоянных $E_{\text{эфф}} = 2,128$ ГПа, $\tau_2 = 61$ с, $\eta_1 = 1,22 \cdot 10^{13}$ Па·с, $K = 1,85 \cdot 10^{-24}$ Па $^{-3}$ ·с $^{-1}$. Модуль упругости E_2 и коэффициент вязкости η_1 находятся из формулы (2), если известно значение E_1 . Например, полагая $E_1 = 5$ ГПа, находим, что $\eta_1 \approx \eta = 2,26 \cdot 10^{11}$ Па·с и $E_2 = 3,7$ ГПа. Значения этих постоянных соответствуют характерным значениям (см. ранее).

Рис. 4г показывает расхождение между измеренной и рассчитанной деформациями в области упругого последействия. Расхождение является следствием использования упрощенной реологической модели льда.

Использование модели, включающей наследственный интеграл с ядром, характеризующим порядок возврата деформации в области упругого последствия [20], позволит получить более точное соответствие расчетных данных и измеренных зависимостей.

Зависимость диссипации энергии от температуры и структуры льда

Тесты с вибрирующими ледяными балками использовались для определения модуля упругости льда по первой собственной частоте колебаний балок. Пример записи ускорения вибрирующей балки с закрепленными концами показан на рис. 5. Длина балки – 43,3 см, поперечный размер квадратного сечения – 5 см. Балка выпилена в вертикальном направлении из СМЛ соленостью 3,5 ‰. На рис. 5 видно, что амплитуда колебаний уменьшается со временем.

Декремент затухания колебаний (α) является характеристикой диссипации энергии, связанной с неупругими свойствами льда [28], и рассчитывался по формуле

$$\alpha = \frac{\ln \frac{A_0}{A_f}}{\Delta t}, \quad (12)$$

где A_0 и A_f – амплитуды колебаний соответственно в начальный момент времени и по прошествии отрезка времени Δt , по окончании которого амплитуда колебаний была существенно меньше. На рис. 4а $A_0 = 10 \text{ м/с}^2$, $A_f = 1 \text{ м/с}^2$

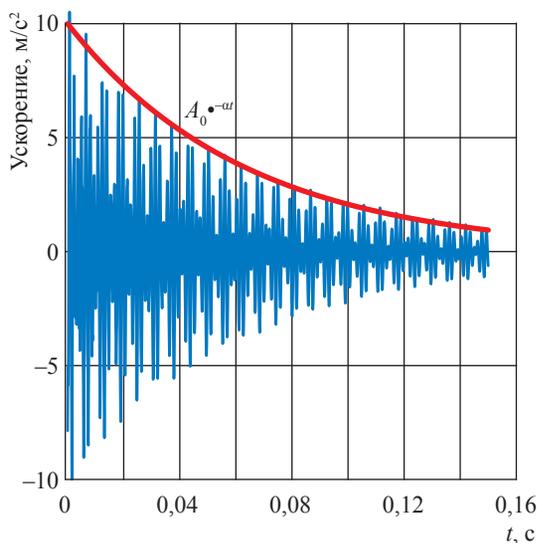


Рис. 5. Пример записи ускорений при колебаниях балки с закрепленными концами

и $\Delta t = 0,14 \text{ с}$. (Геометрический смысл декремента затухания иллюстрирует рис. 5.)

Расчет α выполнялся по результатам испытаний одной и той же балки при разных температурах. Температуру в лаборатории переключали дважды в день. Каждый тест проводился спустя несколько часов после изменения температуры в лаборатории. Рис. 6 показывает зависимость декремента затухания от температуры льда. Очевидно, что декремент затухания увеличивается со временем. Причем градиент его изменения существенно увеличивается при смене знака изменения температуры в области температур ниже $-10 \text{ }^\circ\text{C}$. Возможно, это связано с изменением структуры морского льда при изменении его температуры, а именно с вытеканием рассола и появлением новых дефектов по причине термической деформации льда.

Заключение

В статье описана методика проведения тестов для определения неупругих характеристик вязко-упругой модели льда, описываемой линейной комбинацией тел Максвелла и Фохта. Рассмотрен пример теста со ступенчатой нагрузкой керна, выбуренного из морского льда в вертикальном направлении, и приведены результаты обработки полученных данных. Показано, что найденные значения реологических характеристик СМЛ и БМЛ зернистой структуры существенно отличаются, хотя

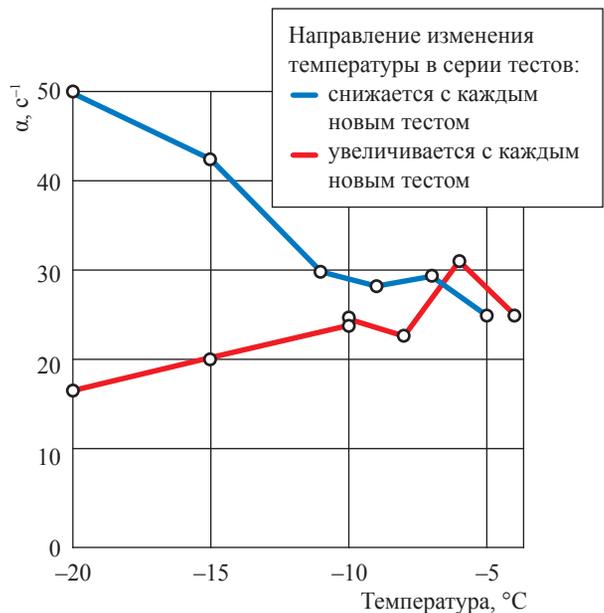


Рис. 6. Изменение декремента затухания колебаний балки с закрепленными концами в зависимости от температуры

Таблица 4

**Реологические постоянные СМЛ и БМЛ
зернистой структуры**

Тип льда	Постоянная			
	$E_{эфф}$, ГПа	τ_2 , с	$\eta_1 \cdot 10^{-12}$ Па·с	$K \cdot 10^{26}$, Па ⁻³ ·с ⁻¹
СМЛ	8...9	19	5,84	1
БМЛ	2,1	61	12,2	185

лежат в диапазоне опубликованных ранее значений (табл. 4).

Вязкая деформация БМЛ при вызванном ползучем течении достигла 0,3 % в течение 10 мин при напряжении сжатия 1,2 МПа. При этом упругая деформация оказалась много меньше неупругой деформации. При упругом последствии произошел возврат примерно трети вязкой деформации (0,1 %). В СМЛ вязкая деформация при ползучем течении составила примерно 0,14 %, а упругая деформация – примерно 0,06 %. Скорость деформации при ползучем течении была очень маленькой при напряжениях сжатия 2,4 и 3,6 МПа и существенно возросла при $\sigma_c = 4,8$ МПа.

Различия в поведении СМЛ и БМЛ связаны с их структурой. СМЛ деформировался в направлении, перпендикулярном оптическим осям зерен, соответствующим направлению его максимальной прочности. Зернистая структура БМЛ дает возможность смещения зерен вдоль базальных плоскостей и приводит

к возможности реализации вязкого течения льда. Тесты с горизонтальными кернами СМЛ могли бы показать его большую способность к вязким деформациям в горизонтальном направлении. Вязкие свойства льда в горизонтальном направлении наиболее важны при оценке долговременной несущей способности льда.

Исследование зависимости декремента затухания колебаний балки с закрепленными концами от температуры показало, что изменение температуры морского льда приводит к изменениям в его структуре, которые, возможно, связаны с накоплением дефектов вследствие миграции рассола и термических деформаций. Это привело к увеличению α в 2,5 раза при изменении температуры льда от минус 20 до минус 5 °С и обратно в течение 5 дней.

Все описанные в статье тесты выполнены в холодной лаборатории Университетского центра на Свальбарде. Однако не представляет сложности провести аналогичные тесты в натуральных условиях с использованием тех же датчиков и мобильного пресса для сжатия кернов льда, допускающего проведение тестов при постоянных нагрузке и скорости деформаций. Полученная информация полезна для оценки длительной и кратковременной несущих способностей ледяного покрова. При этом тесты должны проводиться с балками и кернами морского льда горизонтального направления.

Список литературы

1. Зубов Н.Н. Льды Арктики / Н.Н. Зубов. – М.: Главсевморпуть, 1944. – 360 с.
2. Кобеко П.П. Пластическая деформация и вязкость льда / П.П. Кобеко, Н.Т. Шишкин, Ф.И. Марей // Журнал технической физики. – 1946. – Т. XVI. – Вып. 3. – С. 257–268.
3. Gold L.W. Use of ice covers for transportation / L.W. Gold // Canadian Geotechnical Journal. – 1971. – Т. 8. – С. 170–181.
4. Nevel D.E. Creep theory of a floating ice sheet: Special report 764 / D.E. Nevel. – Hanover, New Hampshire: U.S. Army Cold Regions Research and Engineering Laboratory, 1976.
5. Beltaos S. An empirical analysis of the floating ice sheets / S. Beltaos, A.W. Lipsett // Proc., Workshop on the Bearing Capacity of Ice Covers. – Winnipeg, Manitoba, Canada: National Research Council of Canada, 1979. – Technical Memorandum № 123. – С. 124136.
6. Sodhi D.S. Vertical penetration of floating ice sheets / D.S. Sodhi // Int. J. Solid Structures. – 1998. – № 35 (31–32). – С. 4275–4294.
7. Бычковский Н.Н. Ледовые строительные площадки, дороги и переправы / Н.Н. Бычковский, Б.А. Гурьянов. – Саратов: Министерство образования и науки Российской Федерации: Федеральное агентство по образованию: Саратовский государственный технический университет, 2005
8. McConnel J.C. On the plasticity of an ice crystal / J.C. McConnel // Proc. Roy. Soc. of London. – 1891. – Т. 49. – Вып. 323. – DOI: 10.1098/rsp1.1890.0099
9. Hayes C.E. Dislocations in ice / C.E. Hayes, W.W. Webb // Science. – 1965. – Т. 147. – № 3653. – С. 44–45. – DOI: 10.1126/science.147.3653.44

10. Bass R. Zur Theorie der mechanischen Relaxation des Eises / R. Bass // *Zeitschrift für Physik*. – 1958. – Т. 153. – № 1. – С. 16–37.
11. Kuroiwa D. Internal friction of ice. I: The internal friction of H₂O and D₂O ice, and the influence of chemical impurities on mechanical damping / D. Kuroiwa // *Contributions from the Institute of Low Temperature Science*. – Hokkaido, Japan: Institute of Low Temperature Science, Hokkaido University, 1964. – Т. A18. – С. 1–37. – <http://hdl.handle.net/2115/20227>
12. Jellinek H.H. Viscoelastic properties of ice / H.H. Jellinek, R. Brill // *J. Appl. Physics*. – 1956. – Т. 27. – С. 1198–1209.
13. Войткунский К.Ф. Механические свойства льда / К.Ф. Войткунский. – М.: АН СССР, 1960. – 100 с.
14. Лавров В.В. Деформация и прочность льда. – Л.: Гидрометеоздат, 1969. – 206 с.
15. Glen J.W. The creep of polycrystalline ice // *Proc. Roy. Soc. London*. – 1955. – Т. 228A. – С. 519–538.
16. Sinha N. Short-term rheology of polycrystalline ice / N. Sinha // *J. Glaciology*. – 1978. – № 21(85). – С. 457–472.
17. Michel B. Mechanical model of creep of polycrystalline ice / B. Michel // *Canadian geotechnical journal*. – 1978. – Т. 15. – № 2. – С. 155–170.
18. Зарецкий Ю.К. Кратковременная ползучесть льда / Ю.К. Зарецкий, Б.Д. Чумичев. – Новосибирск: Наука, 1982. – 120 с.
19. Cole D.M. A model for the anelastic straining of saline ice subjected to cyclic loading / D.M. Cole // *Philosophical Magazine A*. – 1995. – № 72(1). – С. 231–248.
20. O'Connor D. A viscoelastic integral formulation and numerical implementation of an isotropic constitutive model of saline ice / D. O'Connor, B. West, R. Haehnel, et al. // *Cold Reg. Sci. Techn.* – 2020. – Т. 171. – С. 102983.
21. River and lake ice engineering / G.D. Ashton (ed.). – Littleton, Colorado: Water Resources Publications, 1986. – 485 с.
22. Cole D.M. A dislocation-based analysis of strain history effects in ice / D.M. Cole, G.D. Durell // *Philosophical Magazine A*. – 2001. – Т. 81. – № 7. – С. 1849–1872.
23. Timco G.W. A review of the engineering properties of sea ice / G.W. Timco, W.F. Weeks // *Cold Reg. Sci. Techn.* – 2010. – Т. 60. – С. 107–129.
24. Karulina M. Full-scale flexural strength of sea ice and freshwater ice in Spitsbergen Fjords and North-West Barents Sea / M. Karulina, A. Marchenko, E. Karulin, et al. // *Applied Ocean Research*. – 2019. – Т. 90. – С. 101853.
25. Tabata T. Studies on mechanical properties of sea ice. II: Measurement of elastic modulus by the lateral vibration method / T. Tabata // *Low Temperature Science, Series A*. – 1958. – № 17. – С. 147–166.
26. Tabata T. Studies on mechanical properties of sea ice. III: Measurement of elastic modulus by the lateral vibration method. IV: Measurement of internal friction / T. Tabata // *Low Temperature Science, Series A*. – 1959. – № 18. – С. 115–148.
27. Schulson E.M. Creep and fracture of ice / E.M. Schulson, P. Duval. – Cambridge: University Press, 2009. – 401 с.
28. Богородский В.В. Внутреннее трение льда: обзор / В.В. Богородский, В.П. Гаврило, В.С. Григорьев // *Акустический журнал*. – 1973. – Т. XIX. – № 4. – С. 473–485.

Experimental studies of inelastic behavior of sea ice

A.V. Marchenko^{1,2*}, Ye.B. Karulin³, P.V. Chistyakov⁴

¹ The University Centre in Svalbard (UNIS), P.O. Box 156, N-9171 Longyearbyen, Norway

² Zubov State Oceanographic Institute, Bld. 6, Kropotkinskiy pereulok, Moscow, 119034, Russian Federation

³ Krylov State Research Centre, Bld. 44, Moskovskoye shosse, St. Petersburg, 196158, Russian Federation

⁴ M.V. Lomonosov Moscow State University, Bld. 1, Leninskiye Gory, Moscow, 119991, Russian Federation

* E-mail: Aleksey.Marchenko@unis.no

Abstract. To work out guidelines for experimental determination of rheological constants participating in a sea ice visco-elastic model, which is represented by a linear combination of Maxwell & Vogt bodies, authors examine properties of the named model. The paper contains description of the laboratory testing of the core samples of columnar sea ice, which have provided numerical values of the rheological constants characterizing the inelastic properties of sea ice at a temperature of minus 20 °C. Authors show that temperature changes remodel ice rheology probably due to its structural changes. The named studies are important with regard to adequate simulation of a physical medium, as well as assessment of loads impact to engineering constructions and bearing capacity of ice.

Keywords: columnar sea ice, spray sea ice, rheological constants, inelastic deformation, visco-elastic model of sea ice, laboratory tests with core samples.

References

- ZUBOV, N.N. *Arctic ice* [Ldy Arktiki]. Moscow: Glavsevmorput, 1944. (Russ.).
- KOBEKO, P.P., N.T. SHISHKIN, F.I. MAREY. Plastic flow and viscosity of ice [Plasticheskaya deformatsiya i vyazkost l'da]. *Zurnal Tekhnicheskoy Fiziki*, 1946, vol. XVI, no. 3, pp. 257–268. ISSN 0044-4642. (Russ.).
- GOLD, L.W. Use of ice covers for transportation. *Canadian Geotechnical Journal*, 1971, vol. 8, pp. 170–181. ISSN 0008-3674.
- NEVEL, D.E. *Creep theory of a floating ice sheet*: Special Report 764. Hanover, New Hampshire: U.S. Army Cold Regions Research and Engineering Laboratory, 1976.
- BELTAOS, S., A.W. LIPSETT. An empirical analysis of the floating ice sheets: Technical Memorandum no. 123. In: *Proc., Workshop on the Bearing Capacity of Ice Covers*. Winnipeg, Manitoba, Canada: National Research Council of Canada, 1979, pp. 124136.
- SODHI, D.S. Vertical penetration of floating ice sheets. *Int. J. Solid Structures*, 1998 Vol. 35 (31–32), pp. 4275–4294. ISSN 0020-7683.
- BYCHKOVSKIY, N.N., B.A. GURYANOV. *Ice construction sites, roads, and bridges* [Ledovyye stroitelnyye ploshchadki, dorogi i perepravyy]. Saratov, Russia: Minobrnauki of Russia, Rosobrazovaniye, Saratov State Technical University, 2005. (Russ.).
- McCONNEL, J.C. On the plasticity of an ice crystal. *Proc. Roy. Soc. London*, 1891, vol. 49, is. 323. ISSN 0370-1662. DOI: 10.1098/rspl.1890.0099
- HAYES, C.E., W.W. WEBB. Dislocations in ice. *Science*, 1965, vol. 147, is. 3653, pp. 44–45. DOI: 10.1126/science.147.3653.44
- BASS, R. Zur Theorie der mechanischen Relaxation des Eises. *Zeitschrift für Physik*, 1958, vol. 153, no. 1, pp. 16–37. ISSN 0722-3277. (Germ.).
- KUROIWA, D. Internal friction of ice. I: The internal friction of H₂O and D₂O ice, and the influence of chemical impurities on mechanical damping. In: *Contributions from the Institute of Low Temperature Science*. Hokkaido, Japan: Institute of Low Temperature Science, Hokkaido University, 1964, vol. A18, pp. 1–37. Available from: <http://hdl.handle.net/2115/20227>
- JELLINEK, H.H., R. BRILL. Viscoelastic properties of ice. *J. Appl. Physics*, 1956, no. 27, pp. 1198–1209. ISSN 0021-8979.
- VOYTKUNSKIY, K.F. *Mechanical properties of ice* [Mekhanicheskiye svoystva l'da]. Moscow: USSR Academy of Sciences AN SSSR, 1960. (Russ.).
- LAVROV, V.V. *Deformation and strength of ice* [Deformatsiya i prochnost l'da]. Leningrad, USSR: Gidrometeoizdat, 1969. (Russ.).
- GLEN, J.W. The creep of polycrystalline ice. *Proc. Roy. Soc. London*, 1955, vol. 228A, pp. 519–538.
- SINHA, N. Short-term rheology of polycrystalline ice. *J. Glaciology*, 1978, no. 21(85), pp. 457–472. ISSN 0022-1430.
- MICHEL, B. Mechanical model of creep of polycrystalline ice. *Canadian Geotechnical Journal*, 1978, vol. 15, no. 2, pp. 155–170. ISSN 0008-3674.
- ZARETSKIY, Yu.K., B.D. CHUMICHEV. *Short creep of ice* [Kratkovremennaya polzuchest l'da]. Novosibirsk: Nauka, 1982. (Russ.).
- COLE, D.M., A model for the anelastic straining of saline ice subjected to cyclic loading. *Philosophical Magazine A*, 1995, vol. 72, no. 1, pp. 231–248. ISSN 0141-8610.
- O'CONNOR, D., B. WEST, R. HAEHNEL, et al. A viscoelastic integral formulation and numerical implementation of an isotropic constitutive model of saline ice. *Cold Reg. Sci. Techn.*, 2020, vol. 171, p. 102983. ISSN 0165-232X.
- ASHTON, G.D. (ed.). *River and lake ice engineering*. Littleton, Colorado: Water Resources Publications, 1986.
- COLE, D.M., G.D. DURELL. A dislocation-based analysis of strain history effects in ice. *Philosophical Magazine A*, 2001, vol. 81, no. 7, pp. 1849–1872. ISSN 0141-8610.
- TIMCO, G.W., W.F. WEEKS. A review of the engineering properties of sea ice. *Cold Reg. Sci. Techn.* 2010, vol. 60, pp. 107–129. ISSN 0165-232X.
- KARULINA, M., A. MARCHENKO, E. KARULIN, et al. Full-scale flexural strength of sea ice and freshwater ice in Spitsbergen Fjords and North-West Barents Sea. *Applied Ocean Research*, 2019, vol. 90, p. 101853. ISSN 0141-1187.
- TABATA, T. Studies on mechanical properties of sea ice. II: Measurement of elastic modulus by the lateral vibration method. *Teion-kagaku* (Low Temperature Science), *Series A*, 1958, vol. 17, pp. 147–166. (Jap.).
- TABATA, T., 1959. Studies on mechanical properties of sea ice. III: Measurement of elastic modulus by the lateral vibration method. IV: Measurement of internal friction. *Teion-kagaku* (Low Temperature Science), *Series A*, vol. 18, pp. 115–148.
- SCHULSON, E.M., P. DUVAL. *Creep and fracture of ice*. Cambridge: University Press, 2009.
- BOGORODSKIY, V.V., V.P. GAVRILO, V.S. GRIGORYEV. Internal friction of ice [Vnutrenneye treniye l'da]: review. *Akusticheskii Zhurnal*, 1973, vol. XIX, no. 4, pp. 473–485. ISSN 0320-7919. (Russ.).

УДК 551.321.8(98)

Характеристики баренцевоморского льда в районе западной кромки, определенные в ходе экспедиционных наблюдений

Н.А. Марченко^{1,2}¹ Университетский центр на Свальбарде (ЮНИС), Норвегия, N-9171, Свальбард, г. Лонгйир, п/я 156,² Государственный океанографический институт имени Н.Н. Зубова, Российская Федерация, 119034, г. Москва, Кропоткинский пер., д. 6

E-mail: natalym@unis.no

Тезисы. Знания о состоянии морского льда (распределение, характеристики и движение) интересны как с практической точки зрения, так и для фундаментальной науки. Соответствующие сведения востребованы, в частности, для Баренцева моря, так как непосредственно характеризуют возможные риски для рыболовства, транспорта, добычи и разведки углеводородов. В западной части Баренцева моря лед, спускающийся до 75° с.ш., представляет собой весьма примечательное природное явление, которое имеет место даже на фоне наблюдающегося потепления. Экспедиции, проведенные в 2017–2019 гг. Университетским центром на Шпицбергене, показали, что отличительной особенностью льда в этом регионе является наличие сравнительно небольших (шириной 15...30 м) льдин толщиной до 5 м, содержащих консолидированные торосы. Несколько таких льдин были исследованы с помощью бурения, лазерного сканирования и различных механических тестов. В статье обобщаются данные трехлетних исследований, в частности, приводятся результаты сравнения наблюдаемой ледовой обстановки с картами посредством описания льдин с торосами, плоских льдин и встреченных айсбергов. Полученные данные отражают реальные характеристики морского льда в регионе и могут служить значимым дополнением к многолетним исследованиям, проводимым различными институтами как в норвежской, так и в российской частях шельфа Баренцева моря.

Ключевые слова: морской лед, Баренцево море, ледовые карты, айсберги, торосы.

Расположение кромки льда на западе Баренцева моря стало предметом широких дискуссий в Правительстве Норвегии в 2017 и 2020 гг. в связи с возможным расширением зоны добычи углеводородов на север – в район о. Медвежий, где предполагается выделение новых лицензионных участков [1]. Действительное положение кромки льда меняется и в течение года, с максимумом ледовитости обычно в конце апреля, и от года к году, отражая климатические тренды и особенности циркуляции вод, связанные с течениями. В прошлом граница льда реконструировалась на основе сообщений мореплавателей о встречах со льдом [2, 3]. В настоящее время, в период доступности аэрокосмической информации границу льда определяют по 15%-ной сплоченности льда – так называемому пороговому значению, которое соответствует современному пределу обнаружения при дистанционном зондировании льда.

На основании этого определения в Норвежском полярном институте (*норв.* Norsk Polarinstitut) были обобщены имеющиеся сведения и различные подходы к определению границы льда в западной части Баренцева моря [4]. Возможные варианты расположения границы льда представлены на рис. 1, где также показаны наиболее экономически значимые объекты освоения в прилегающей части российского шельфа.

Традиционные ледовые карты характеризуют наличие и сплоченность льда, однако что представляет собой лед (его толщина и свойства) в большинстве случаев остается за кадром. Экспедиции ЮНИС 2017–2019 гг. частично проливают свет на этот сложный вопрос.

Ледовые условия баренцевоморского региона

Режим морского льда в Баренцевом море широко исследовался различными институтами [5–9] как для обеспечения развития региональной промышленности, так и с целью постижения закономерностей глобальных процессов. В Арктике в последние

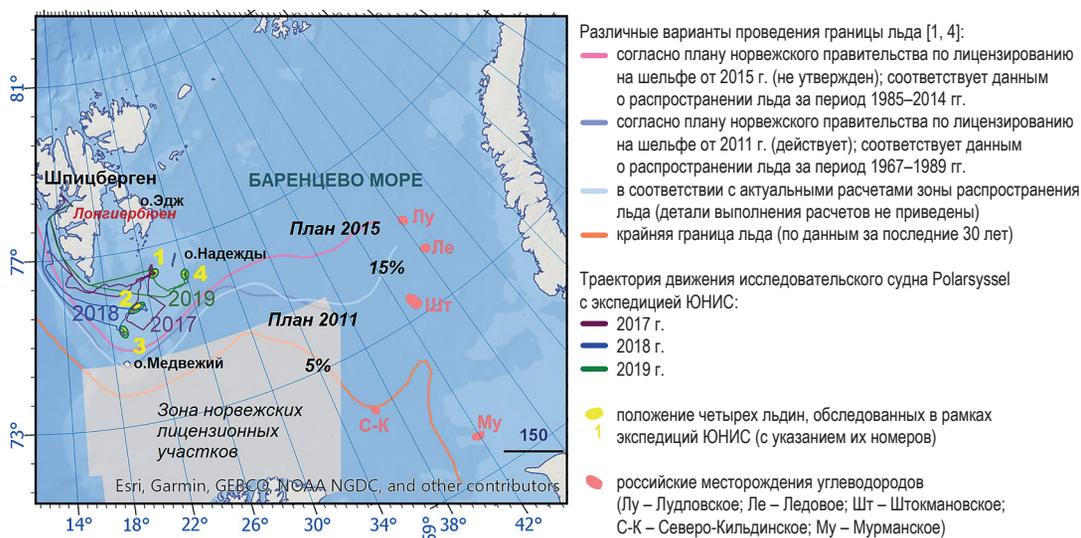


Рис. 1. Варианты проведения границы льда в западной части Баренцева моря [1, 4] и районы работы экспедиций, осуществленных ЮНИС в 2017–2019 гг.

десятилетия наблюдается значительное повышение температуры, особенно в северной части Баренцева моря, что связано со снижением «импорта» морского льда [10]. Баренцево море, расположенное на пути поступления атлантической воды в Арктику, является местом сопряженных процессов взаимодействия, которые влияют на изменчивость всей арктической системы «воздух – лед – океан». Когда воды Атлантики протекают через Баренцево море, они теряют тепло, отдавая его атмосфере. Теплые периоды, в том числе наблюдающиеся сейчас, связаны с высокой теплопередачей на север, уменьшением арктического морского ледяного покрова и высокими температурами приземного воздуха [11].

Последнее время особое внимание уделялось центральной части Баренцева моря в связи с возможной добычей углеводородов: западному региону между островами¹ Медвежий (*норв.* Vjõtmøya) и Надежды (*норв.* Noreen) и району Штокмановской группы месторождений на востоке (см. рис. 1). На этих акваториях также активно развиваются рыболовство и транспорт. На западе, где встречаются и взаимодействуют атлантические и арктические воды, наблюдается интересное природное явление – язык льда, простирающийся здесь на юг до 75° с.ш. и иногда окружающий о. Медвежий. Это регулярно наблюдаемое скопление льда появляется

в марте-апреле и видно на спутниковых снимках и ледовых картах даже в нынешний теплый период. Т. Винье оценивал вероятность наблюдения многолетнего льда у о. Медвежий в 1970–1981 гг. в размере 1 % от общего числа наблюдений за льдом в этот период [2]. Согласно российским данным ледовой разведки из архивов воздушных и ледовых карт, распространение старого льда вдоль Шпицбергена в более южные районы (о. Медвежий) является более частым явлением [12].

С. Герланд и соавторы [13] на основе более чем 40-летнего мониторинга припайного льда в районе о. Надежды обнаружили тенденцию к снижению толщины льда – около 0,11 м за десятилетие (уменьшение сезонной максимальной толщины льда), отражающую увеличение приземных температур воздуха и воды.

Измерение толщины льда с помощью электромагнитной антенны на ледяном поле к востоку от Шпицбергена [14] показало диапазон возможных распределений толщины льда. В холодные годы, как в 2003 г., возраст доминирующего льда составлял более двух лет; его толщина в пределах региона изменялась от 0,6 до 1,4 м, причем более тонким льдом являлся либо однолетний, либо многолетний лед, который вступал в контакт с теплой атлантической водой. В 2014 г. ледяной покров преимущественно имел местное происхождение, возраст менее месяца и толщину 0,5...0,8 м.

Расчеты, проведенные на основе анализа космической информации, показывают,

¹ Здесь расположены норвежские лицензионные участки.

что лед из Арктического бассейна (из района к западу от Земли Франца-Иосифа) способен достигать о. Медвежий, как это было в 2003 г., и может включать многолетние льды и айсберги [15, 16]. В конце мая 2020 г. о. Медвежий был плотно окружен льдом, это видно на ледовых картах и фотографиях [17].

Натурные наблюдения за льдом в районе о. Медвежий редки и особенно ценны. В ходе трех морских экспедиций, проведенных ЮНИСом в 2017–2019 гг., решение задач учебного характера удалось эффективно совместить с научными исследованиями, которые были нацелены на определение свойств морского льда в этом регионе.

Организация экспедиций

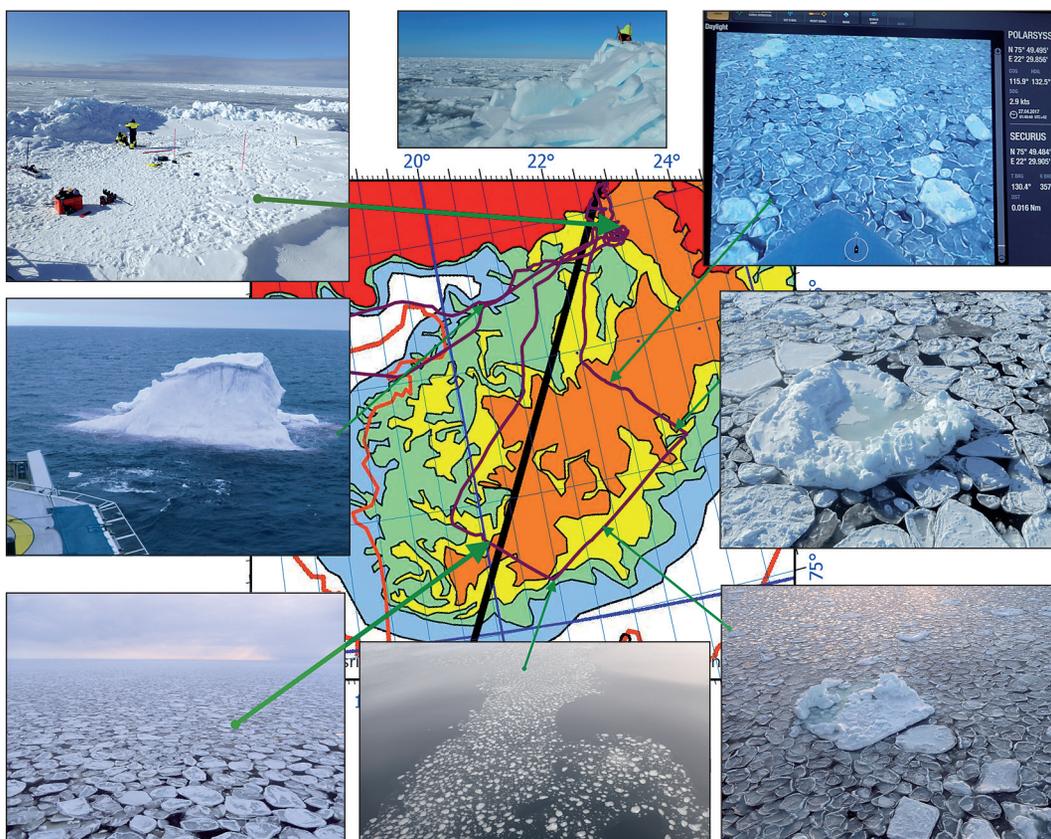
Отдел арктических технологий Университетского центра на Свальбарде (AT UNIS) осуществляет полевые исследования морского льда в западной части Баренцева моря в рамках регулярных экспедиций и с помощью установленных на льду дрейфующих буев с 2003 г. [18]. Круизы на судах в рамках университетского бакалаврского курса АТ-211 «Ледовая механика, нагрузки на конструкции и контрольно-измерительные приборы» в конце апреля позволяют собирать интересные данные в этой редко посещаемой с научными целями части Баренцева моря [19]. Участие ученых из различных институтов и стран (NTNU, C-Coge, UCL, Кембриджский университет, Институт океанологии им. П.П. Ширшова) способствует постановке новых экспериментов, оживляет научные дискуссии. Во время круизов изучаются различные свойства морского льда и выполняются океанографические измерения.

До 2017 г. круизы проводились на исследовательском судне «Лансе» (Lance) в основном в зоне сплоченного льда. Последние три года круизы выполнялись на судне «Поларсиссель» (MS Polarsysse), рис. 2, см. а) в краевой ледовой зоне между островами Надежды и Медвежий (см. рис. 1). «Поларсиссель» – противопожарное судно, построенное в 2014 г. (ИМО: 9690949, валовой тоннаж – 4324 т, дедвейт – 3700 т, длина – 88,5 м, ширина – 18,3 м). Губернатор Шпицбергена использует судно для спасательных операций и повседневных нужд. «Поларсиссель» имеет ледовый класс 1В, но из-за необходимости быть в постоянной готовности к спасательным операциям обычно не работает во льдах.

Из 8–10 дней, предназначенных для экспедиции, несколько дней занимает переход из Лонгьербиена в район исследований и поиск подходящего для исследований участка. В краевой зоне необходимо найти подходящую льдину – достаточно толстую (не менее 50 см) и большую (не менее 20 м в диаметре). В 2017–2018 гг. судно непосредственно швартовалось к льдине (см. рис. 2а). В 2019 г. группы высаживались на льдину с небольших моторных лодок (см. рис. 2б). При работе на льдинах проводятся бурение с целью измерения толщины льда и лазерное сканирование для определения размеров и формы поверхности, выполняются испытания для определения механических характеристик льда, устанавливаются дрейфующие буи. В разные годы к этому «стандартному набору» добавляются исследования проницаемости льда, проникновения и затухания волн в ледяном поле, влияния приливов на дрейф льда и др. В 2017 г. своеобразной



Рис. 2. Исследования на льдинах:
а – швартовка к льдине; б – «десантирование» с лодки



- очень сплоченный лед (*англ.* very close drift ice), сплоченность 9...10 баллов
- сплоченный лед (*англ.* close drift ice), сплоченность 7...9 баллов
- разреженный лед (*англ.* open drift ice), сплоченность 4...7 баллов
- редкий лед (*англ.* very open drift ice), сплоченность 1...4 балла
- отдельные льдины (*англ.* open water), сплоченность менее 1 балла

Рис. 3. Ледовая карта от 27 апреля 2017 г. и фотографии реально наблюдаемой ледовой обстановки при пересечении языка льда, тянущегося к о. Медвежий: траектория движения судна показана темно-фиолетовой линией

новой темой в составе экспедиционных работ явилось пересечение языка льда и сопоставление результатов натурных наблюдений с данными ледовых карт, в 2018 г. – исследование льда на мели и южном пределе, в 2019 г. – исследование плоских льдин.

Результаты натурных наблюдений

Три экспедиции, проведенные в краевой (прикромочной) зоне, позволили выявить характеристики морского льда в исследуемом районе.

Сравнение с ледовыми картами. Во время экспедиции в конце апреля 2017 г. судно дважды пересекало ледяное поле – язык, простирающийся до о. Медвежий. При этом проводились наблюдения за морским льдом, чтобы выяснить, как реальная ситуация

была отражена на ледовой карте (рис. 3)². Выполнено описание проявлений морского льда в различных зонах ледовой карты, соответствующих цветовым категориям, отвечающих той или иной сплоченности льда, в краевой зоне на южных границах распространения льда в западной части Баренцева моря [20].

Наблюдения в апреле 2018 и 2019 гг. подтвердили полученные выводы и позволили охарактеризовать соответствующие зоны следующим образом (табл. 1).

Айсберги. Все упомянутые в табл. 1 категории льда могут включать айсберги. В 2017 г. айсберг высотой 10 м наблюдался в «синей» зоне (см. рис. 3) на 76° с.ш. В 2018 г. путем

² Такие карты публикуются ежедневно (кроме выходных и праздников) в 15:00 по норвежскому времени на портале Норвежского метеорологического института.

Таблица 1

Соответствие наблюдаемой ситуации категориям льда, показанным на карте

Цветовое обозначение зоны на карте (см. рис. 3)	Характеристика наблюдаемой ледовой обстановки
Красная	Сплощенное ледяное поле, состоящее из небольших (5...10 м в диаметре) угловатых плоских льдин и повторяющихся более крупных льдин (20...30 м в диаметре) с торосами, возвышающимися над поверхностью воды до 2 м и килем до 4 м, и округлыми обломками (менее 1 м) между ними
Оранжевая	В северной части ледяного языка преимущественно круглые мелкие льдины (диаметром 2...4 м) с частыми вкраплениями более крупных льдин (диаметром от 10...15 до 25 м), содержащих торосы (с парусом высотой до 2 м и килем с осадкой до 4 м); в южной части ледяного языка сплощенный и толстый блинчатый лед, довольно равномерной овальной формы (шириной 25...30 см и длиной 35...45 см) с редкими вкраплениями всторошенных льдин
Желтая	В северной части ледяного языка зона похожа по составу на «оранжевую», но характеризуется меньшей сплоченностью и меньшим количеством льдин с торосами; в южной части ледяного языка присутствует тонкий блинчатый лед (диаметром 20 см) среди ниласа
Зеленая	Ледяной покров состоит из ледяных полос шириной от десятков до сотен метров того же состава, что и лед в «желтой» зоне

лазерного сканирования надводной части изменен айсберг, встреченный в «оранжевой» зоне между $75,11^\circ$ и $75,26^\circ$ с.ш. Во время наблюдения ледяное поле вместе с судном и айсбергом совершало приливные петли овальной формы размером 10×14 км (рис. 4). Айсберг имел причудливую форму с пятью холмами высотой до 4,2 м, прудом посередине и подводной частью значительных размеров.

В «красной» зоне айсберги, включенные в обширное всторошенное поле, наблюдались в 2016 г. к северо-востоку от о. Эдж [19]. В 2019 г. на границе «желтой» и «оранжевой» зон на $75^\circ 11'$ с.ш. наблюдался айсберг сложной формы размером 23×23 км, возвышающийся над поверхностью воды на 3,4 м и плотно окруженный льдинами самой разнообразной формы (рис. 5).

Крупные льдины с торосами. Одной из ключевых особенностей краевой зоны ледяного покрова Баренцева моря является присутствие крупных льдин с торосами, которые, очевидно, представляют опасность как для мореплавания, так и для морских нефтегазопромысловых сооружений (платформ). Поэтому они были выбраны в качестве главного объекта исследования. Рис. 6 иллюстрирует ход работы на одной из исследованных в 2018 г. льдин и демонстрирует трехмерную модель этой льдины.

Для построения трехмерного облака точек, моделирующего геометрию надводной поверхности льдин, использовался лазерный сканер

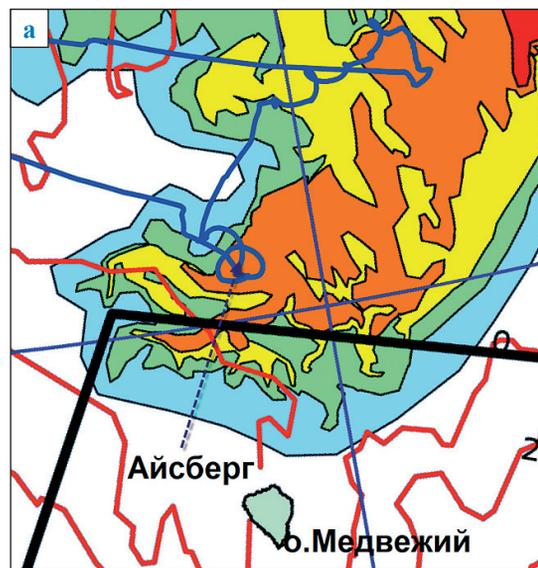


Рис. 4. Наблюдение и измерение айсберга 28 апреля 2018 г.: а – ледовая карта (условные обозначения см. на рис. 3); б – фотография айсберга с мостика

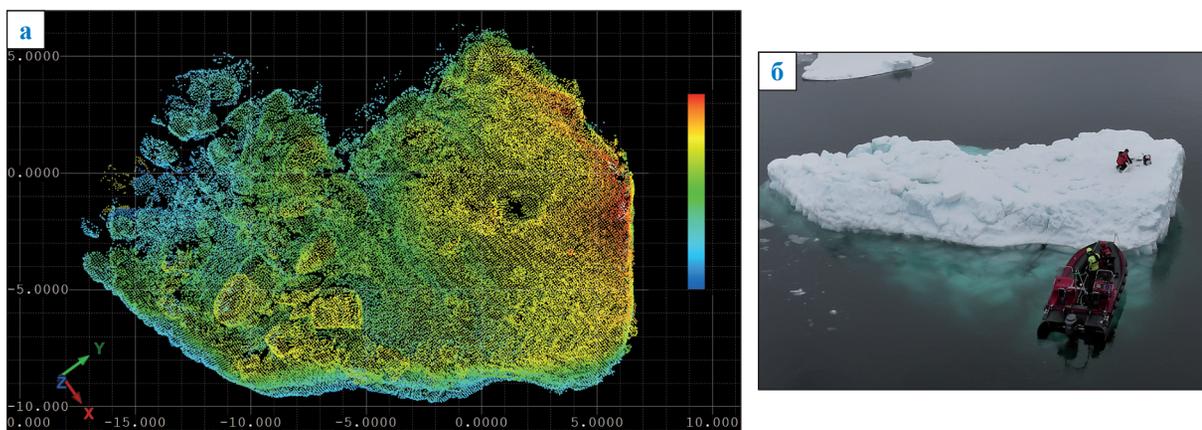


Рис. 5. Наблюдение и измерение айсберга 27 апреля 2019 г.:

а – поле высот по результатам лазерного сканирования; б – фотография, сделанная с борта судна

РИГЛ (Riegl VZ1000) (пример моделирования показан на рис. 6а: расстояние между точками – несколько миллиметров). Бурение по регулярной сетке давало информацию о профиле подводной части. В 2018 и 2019 гг. для верификации результатов бурения использовалась подводная видеосъемка. С целью получения дополнительной информации о характеристиках большого кия тороса, измеренного бурением в 2018 г., камеру GoPro закрепили на длинном шесте и опустили в пробуренное отверстие, чтобы увидеть подводную часть льдины (см. рис. 6д). В 2019 г. коллеги из университета Осло использовали автономный подводный аппарат.

Объединение данных сканирования и бурения и определение численных характеристик льдин осуществили с использованием пакета программ Rhinoceros 3D для трехмерного моделирования; сводные результаты представлены в табл. 2.

Плоские льдины. Лед в краевой части Баренцева моря представляет собой сочетание относительно крупных плоских льдин, льдин с торосами и обломков, заполняющих пространство между ними (см. рис. 2, 3). Сплоченность льда довольно хорошо отражается ледовыми картами, а соотношение льдин разных типов меняется при движении на юг. В 2017–2018 гг. основные работы проводились на льдинах с торосами как наиболее примечательных и представляющих наибольшую опасность.

В 2019 г. по просьбе капитана судна были исследованы плоские льдины, которые он выбрал исходя из соображений повышения безопасности мореплава-

ния³ (рис. 7). Исследования выполнялись следующим образом. Группа из трех человек переправлялась на льдину на моторной лодке, высаживалась и производила бурение в трех точках, измеряя толщину льда, высоту надводной части льдины и мощность снежного покрова. Чтобы обеспечить безопасность проведения работ, выбирали относительно крупные льдины. Одновременно производилась съемка с беспилотного летательного аппарата с фиксацией точек бурения (см. точки А, В, С на рис. 7в) и лазерное сканирование. Осредненные по трем точкам результаты для семи льдин представлены в табл. 3.

Практические соображения на основе наблюдений

Непосредственно через о. Медвежий проходит граница полярных вод, поэтому ледовый режим исследованного района, как находящегося в приграничной зоне и потенциально доступного для судов, не отвечающих требованиям Полярного кодекса⁴, заслуживает особого внимания [21].

³ Следует упомянуть, что в 2017 г. капитан весьма скептически отнесся к предложению приблизиться к участку, отображенному на ледовой карте в качестве «оранжевой» зоны, и был весьма удивлен тому, как легко судно пересекло язык льда. В то же время результаты бурения восторошенных льдин, показавшие высокие значения толщины льда, вызвали опасение в части толщины и ровного льда, и поэтому информация о толщине плоских льдин представляла большой интерес.

⁴ 1 января 2017 г. вступил в силу Полярный кодекс [22], принятый Международной морской организацией с целью повышения безопасности судоходства в Арктике. Документ определяет требования к конструкции, оборудованию и навыкам экипажей судов, входящих в полярные воды.

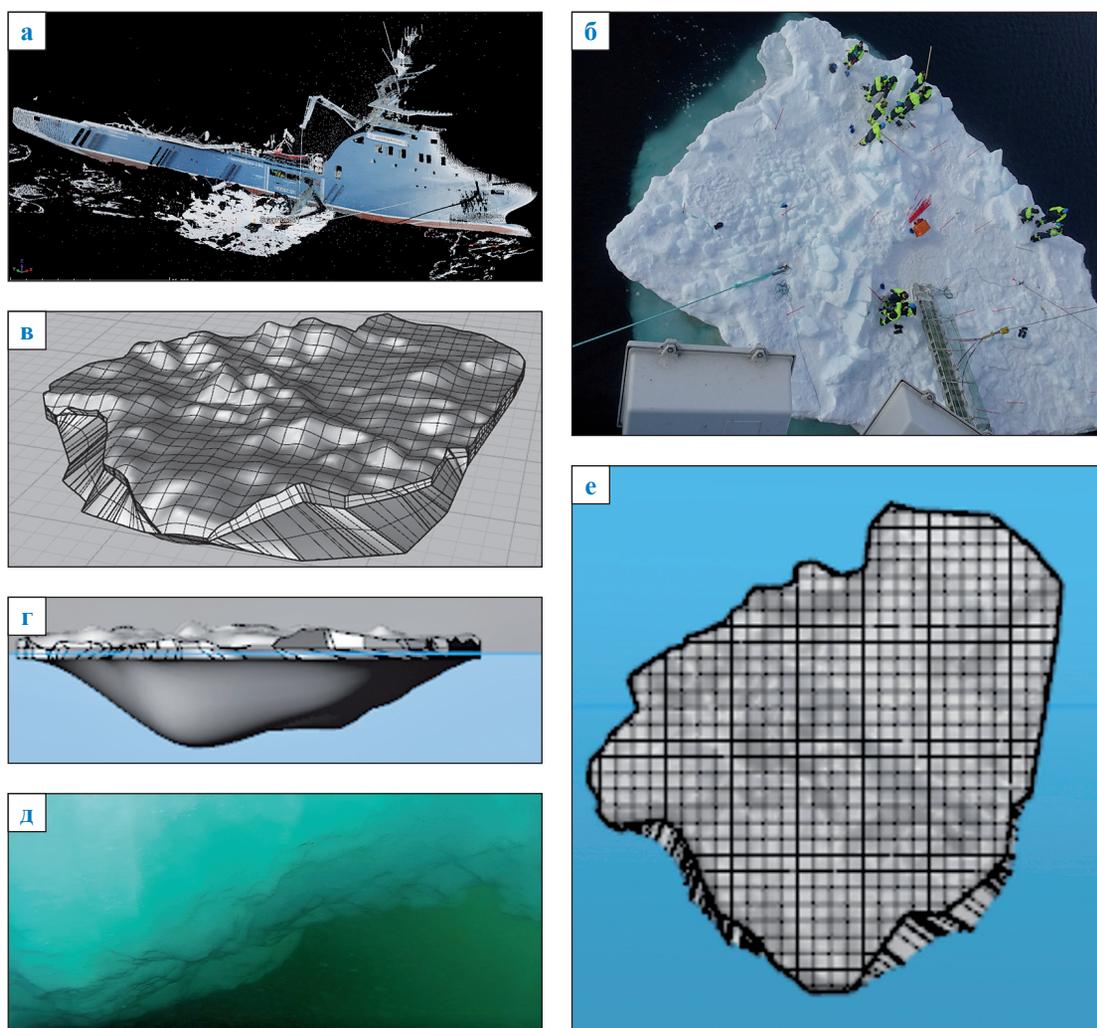


Рис. 6. Исследование параметров модельных льдин (см. льдину номер 3 в табл. 2 и на рис. 1): а – изображение льдины с пришвартованным к ней судном, построенное по трехмерному облаку точек (раскраска выполнена естественными цветами по фотографиям, полученным при сканировании); б – процесс работ (вид сверху); в – 3D-модель льдины (надводная поверхность и боковая стенка); г – вид льдины сбоку на уровне ватерлинии; д – изображение льдины, полученное в ходе подводной съемки; е – вид льдины сверху

Таблица 2

Характеристики льдин (измерения и морфология)

Номер льдины, год наблюдения	1_2017	2_2018	3_2018	4_2019
Координаты	76,394° с.ш. 22,865° в.д.	75,587° с.ш. 21,578° в.д.	75,182° с.ш. 19,205° в.д.	76,190° с.ш. 25,905° в.д.
Глубина моря в районе высадки на льдину, м	90	45	22	105
Средняя температура воздуха, °С	-7	-8	-5	-2
Средняя соленость льда, ‰	7,7	4,5	4,5	3,1
Горизонтальный размер льдины, м	43×30	26,9×26,5	22,6×22,8	35,5×31,3
Максимальная высота паруса / осадка, м	2,16 / 3,82	2,2 / 2,94	1,6 / 4,56	2,2 / 7,85
Подводный / общий объем льда, м ³	2655 / 3270	942 / 1469	752 / 1000	
Площадь льдины, м ²	934	613	343	730
Объем льда над поверхностью воды, м ³	615	527	247	1066

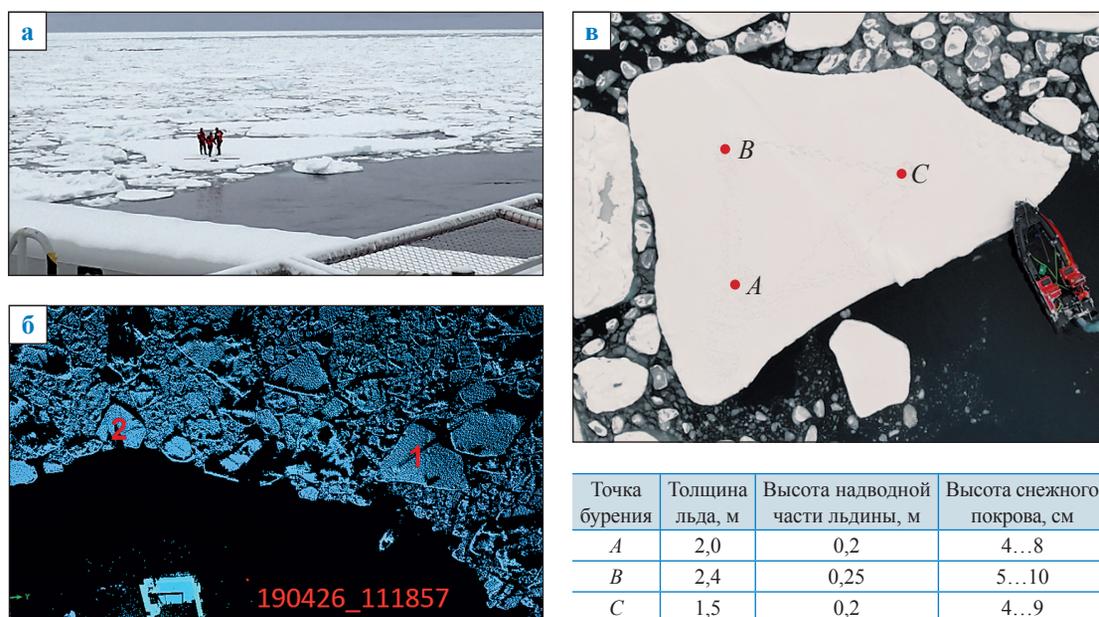


Рис. 7. Исследование двух плоских льдин 26 апреля 2019 г.:
а – процесс бурения на льдине 1 (вид с вертолетной площадки); б – трехмерное облако точек, полученное при сканировании ледяного покрова (показаны льдины 1 и 2);
в – фотография льдины 1, выполненная с дрона, и результаты ее измерений в точках бурения A, B, C

Таблица 3

Результаты измерения плоских льдин, м

Номер льдины	Толщина льда	Высота надводной части льдины	Высота снежного покрова	Длина льдины	Ширина льдины
1	2,0	0,22	0,06	27	20
2	1,6	0,11	0,05	11	11
3	0,8	0,05	0,05	16	9
4	1,5	0,15	0,05	14	10
5	1,8	0,20	0,07	23	12
6	1,8	0,15	0,06	17	11
7	1,3	0,07	0,04	20	16
Среднее	1,5	0,14	0,05	18,3	12,7

Во время экспедиций 2017–2019 гг. проводилась таймлапс-съемка с использованием камер GoPro, установленных на судне «Поларсиссель». На ледовых станциях выполнялось лазерное сканирование с мостика. Полученная информация была использована для «калибровки камеры» (сопоставления параметров изображения на экране с реальными размерами элементов ледяного покрова), что позволило непосредственно в ходе движения судна эффективно определять размеры льдин и оценивать структуру ледяного покрова.

По результатам выполненных наблюдений и измерений получен большой массив натуральных данных, которые свидетельствуют о том, что на границе полярных вод в прикромочной

зоне в составе ледяного покрова даже низкой сплоченности могут встречаться ледяные образования, включая льдины, имеющие значительную толщину и представляющие поэтому серьезную угрозу для плавания судов.

Примером того, что может произойти при небрежном отношении к морскому льду, служит широко обсуждаемая сегодня в научных кругах и прессе на фоне стремительно развивающегося полярного туризма авария круизного лайнера «Максим Горький», произошедшая 19 июня 1989 г. в Гренландском море в 230 км к западу от Шпицбергена и в 290 км от ближайшего населенного пункта (г. Лонгиербюена).

Имея на борту 953 человека (575 пассажиров и 378 членов экипажа), лайнер получил

пробоину при столкновении с льдиной и быстро начал тонуть [23]. Как сообщалось по результатам расследования [24], главная причина аварии заключалась в том, что не имеющий должного опыта в плавании во льдах капитан Марат Галимов (это был его первый рейс в полярных водах) спешил вовремя доставить туристов в фьорд Магдалена и держал высокую скорость. Увидев 19 июня 1989 г. в 23:02 кромку льда на расстоянии примерно 2...2,5 мили, капитан посчитал его молодым, тонким и поэтому неопасным. Соответственно Галимов сохранил высокую скорость судна (18,5 узла) и начал маневрировать, пытаясь следовать развоям во льду [24]. В 23:19 «Максим Горький» ударил льдину по левому борту.

«По показаниям очевидцев, дрейфующий лед состоял из обломков многолетнего арктического (пакового) льда сплоченностью 6...7 баллов со степенью разрушенности 2...3 балла с вкраплением мелких айсбергов. Толщина льда достигала 5 м» ([24], с. 306). После того как был зарегистрирован поток воды в кабины третьей палубы, в 23:50 пассажиров начали собирать на палубе спасательных шлюпок. Сигнал SOS был отправлен 20 июня в 00:15, а в 04:00 на место прибыло норвежское судно береговой охраны «Сенья».

Капитан «Сенья» Сигурд Кляйвен отмечал, что на пути его судна к «Максиму Горькому» находился ледяной пояс шириной около 1,5 морских миль, включающий льдины толщиной 1 м [25]. На крупных льдинах стояли в ожидании спасения пассажиры и члены экипажа, между льдинами маневрировали спасательные шлюпки (рис. 8а). Люди были

высажены на льдины, поскольку это было расценено как более безопасный вариант по сравнению с их нахождением в шлюпках, которые могли быть раздавлены льдами. Судно «Максим Горький» оказалось существенно погружено в воду. Благодаря слаженной работе экипажей судов и прибывших вертолетов удалось избежать жертв и спасти поврежденный лайнер.

Данные, полученные в ходе экспедиций ЮНИС, позволяют сделать вывод, что ледовую обстановку в момент аварии судна «Максим Горький» не следует рассматривать как некое экстремальное и редко встречающееся стечение обстоятельств. Визуальные наблюдения и измерения параметров льда показывают, что состояние ледяного покрова в районе экспедиционных работ в 2017–2019 гг. (см. рис. 7, 8б) вполне соответствует тому, которое было зафиксировано в 1989 г. (см. рис. 8а).

Необходимо отметить, что уже в ходе спасательной операции ледовая обстановка быстро менялась (анализ фотографий убедительно это подтверждает [23, 25]), и через несколько часов судно было окружено свободной ото льда водой. Это позволяет предположить, что скопление льда, при попытке пересечения которого произошла авария, имело незначительные размеры в плане и на ледовых картах подобная ситуация могла отображаться как область с низкой сплоченностью льда («зеленая» или «желтая» зоны). При этом в условиях Арктики всегда существует риск встречи фрагментов многолетнего или восторошенного однолетнего льда, которые могут быть не отражены на ледовых картах вследствие их малого размера. Поэтому

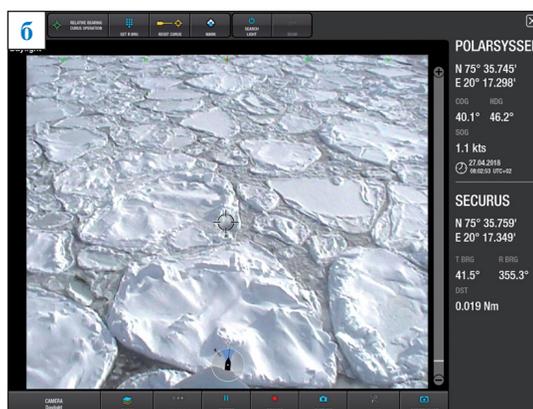


Рис. 8. Сравнение ледовой обстановки в районе о. Медвежий во время аварии судна «Максим Горький» в июне 1989 г. (а, фото Одд Мидленд [25]) и в апреле 2018 г. (б, скриншот камеры судна «Полярсиссел»)

даже незначительные по площади скопления льда в данном районе потенциально представляют существенную опасность как для судов с низким ледовым классом, так и для морских нефтегазопромысловых сооружений.

Экспедиции на судне «Поларсиссел» в апреле 2017–2019 гг. позволили охарактеризовать состояние льда на самом южном пределе его распространения в Баренцевом море в районе между островами Медвежий и Хопен. Морской лед здесь показан на ледовых картах как язык, простирающийся с северо-востока на юго-запад и характеризующийся динамичным сочетанием всех категорий льда сплоченностью

от 1 до 10 баллов. Отличительной особенностью всех категорий льда в этом районе являются наличие небольших айсбергов и льдин с торосами диаметром до 30 м и толщиной до 5 м. С продвижением на юг частота появления и размеры льдин уменьшаются. Такие льдины и айсберги могут быть потенциально опасными для навигации и эксплуатации морских платформ, поэтому указанные ледяные образования должны приниматься во внимание при проектировании сооружений и планировании транспортных и других морских операций.

Исследование поддержано проектом АОСЕС (№ 274951), финансируемым научным консульством Норвегии.

Список литературы

- Rommetveit A. Derfor er iskanten politisk sprengstoff. Nok en gang diskuterer politikkerne is så bustene fyker [Кромка льда как политическая мина. В очередной раз политики спорят до хрипоты] / A. Rommetveit, R.C. Topdahl // NRK [Норвежская вещательная корпорация]. – 22.04.2020 [cited 30.05.2020]. – <https://www.nrk.no/klima/xl/derfor-er-iskanten-politisk-sprengstoff-1.14985643>
- Vinje T. Drift, composition, morphology and distribution of the sea ice fields in the Barents Sea / T. Vinje // Norsk Polarinstitutt Skrifter. – Oslo, 1985. – Т. 179С. – С. 26.
- Vinje T. Anomalies and trends of sea-ice extent and atmospheric circulation in the Nordic Seas during the period 1864–1998 / T. Vinje // Journal of Climate. – 2001. – Т. 14. – № 3. – С. 255–267.
- The marginal ice zone / Norwegian Polar Institute. – 2020 [cited 03.06.2020]. – <https://www.npolar.no/en/themes/the-marginal-ice-zone>
- Ледяные образования морей Западной Арктики / под ред. Г.К. Зубакина. – СПб.: ААНИИ, 2006. – 272 с.
- Vinje T. Barents Sea drift ice characteristics / T. Vinje, A.S. Kvambekk // Polar Research. – 1991. – Т. 10. – № 1. – С. 59–68.
- Бузин И.В. Айсберги и ледники Баренцева моря: исследования последних лет. Ч. 1: Основные продуцирующие ледники, распространение и морфометрические особенности айсбергов / И.В. Бузин, А.Ф. Глазовский, Ю.П. Гудошников и др. // Проблемы Арктики и Антарктики. – 2008. – № 1 (78). – С. 66–80.
- Årthun M. Quantifying the influence of Atlantic heat on Barents Sea ice variability and retreat / M. Årthun, T. Eldevik // Journal of Climate. – 2012. – Т. 25. – С. 4736–4743.
- Koenigk T. Sea ice in the Barents Sea: seasonal to interannual variability and climate feedbacks in a global coupled model / T. Koenigk, et al. // Climate Dynamics. – 2009. – Т. 32. – С. 1119–1138.
- Lind S. Arctic warming hotspot in the northern Barents Sea linked to declining sea-ice import / S. Lind, R.B. Ingvaldsen, T. Furevik // Nature Climate Change. – 2018. – Т. 8. – С. 634–639.
- Smedsrud L.H. The role of the Barents Sea in the arctic climate system / L.H. Smedsrud, A.M. Omar, B. Risebrobakken, et al. // Reviews of Geophysics. – 2013. – Т. 51. – № 3. – С. 415–449.
- Buzin I.V. On the spreading of old ice in the Barents Sea / I.V. Buzin // Int. J of Offshore and Polar Engineering. – 2009. – Т. 19. – № 4. – С. 1–7.
- Gerland S. Decrease of sea ice thickness at Hopen, Barents Sea, during 1966–2007 / S. Gerland, A.H.H. Renner, F. Godtlielsen, et al. // Geophysical Research Letters. – 2008. – Т. 35. – № L06501. – <http://www.aari.ru/docs/pub/080404/Gerland8.pdf>
- King J. Sea ice thickness from field measurements in the northwestern Barents Sea / J. King, et al. // Journal of Geophysical Research: Oceans. – 2017. – Т. 122. – № 2. – С. 1497–1512.

15. Marchenko N.A. Ice at its southern limit in the Barents Sea: field investigation near Bear Island in April 2017–2018 / N.A. Marchenko // 25th International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions. – 2019. – С. 9.
16. Марченко Н.А. Изучение особенностей дрейфа льда в Баренцевом море / Н.А. Марченко // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения месторождений российского шельфа. – С. 166–179.
17. Archived ice charts. – Oslo: Norwegian Meteorological Institute, 2020.
18. Marchenko N.A. Sea currents and ice drift in western part of Barents Sea. A comparison of data from floating and fixed on ice buoys / N.A. Marchenko, A.V. Marchenko // The 23rd Int. Conf. on Port and Ocean Eng. under Arctic Conditions (POAC 2015). – Trondheim, 2015.
19. Marchenko N. Investigation of large ice rubble field in the Barents Sea / N. Marchenko, A. Marchenko // Proc. of the 24th International conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions (POAC 2015). – Busan, Korea, 2017.
20. Marchenko N. Sea ice observation and comparison with ice maps during the cruise in the Western Barents Sea in April 2017 / N. Marchenko // Proc. of the IAH International Symposium on ice. – 2018. – С. 8.
21. Marchenko N. Russian Arctic Seas: navigational conditions and accidents / N. Marchenko. – Heidelberg: Springer, 2012. – 274 с.: ил.
22. International code for ships operating in polar waters (polar code). Annex. – London: IMO, 2014. – 54 с.
23. Hovden S.T. Redningsdåden: om Maksim Gorkiy-havariet utenfor Svalbard i 1989 [Служба спасения: о гибели судна «Максим Горький» под Шпицбергом в 1989 году] / S.T. Hovden. – Sandnes: Commentum, 2012. – 186 с.: ил.
24. Смирнов А.П. Безопасность плавания во льдах / А.П. Смирнов, Б.С. Майнагашев, В.А. Голохвастов и др. – М.: Транспорт, 1993. – 335 с.
25. Kleiven S. Redning av det sovjetiske cruiseskipet MS “Maksim Gorkiy” vest av Svalbard / S. Kleiven. – 19.06.89 [cited on 05.11.2012]. – <https://www.sintef.no/globalassets/upload/konsern/media/sintef-seminar-foredrag/foredrag-sigurd-kleiven-5-nov-2012.pdf>

Expeditionary observed characteristics of western ice edge in the Barents Sea

N.A. Marchenko^{1,2}

¹ The University Centre in Svalbard (UNIS), P.O. Box 156, N-9171 Longyearbyen, Norway
² Zubov State Oceanographic Institute, Bld. 6, Kropotkinskiy pereulok, Moscow, 119034, Russian Federation
 E-mail: natalym@unis.no

Abstract. Knowledge of sea ice behavior (distribution, characteristics and transitions) is important both in practical and theoretical aspects. In particular, such information is actual in respect of the Barents Sea, as it directly describes possible risks for fishery, transport vehicles and hydrocarbon production. At the western part of the Barents Sea, the ice which descends down to 75° N is a notable environmental phenomenon existing even on the background of temperature rise. The expeditions organized by the UNIS in 2017–2019 showed that the ice in this region is notable for presence of the relatively small floes (width – 15...30 m, thickness – up to 5 m) containing consolidated hummocks. Few floes have been examined using drilling, laser scanning and mechanical tests.

This article summarizes the results of triennial studies. In particular, the observed field ice situations are compared with the ice maps by description of the ice floes with hummocks, the flat floes and the icebergs. The acquired data reflect the real behavior of the sea ice in the named region, and can serve as a significant addition to the results of explorations being carried out by various scientific institutions in both the Norwegian and Russian parts of the Barents Sea continental shelf.

Keywords: sea ice, Barents Sea, ice maps, icebergs, hummocks.

References

1. ROMMETVEIT, A., R.C. TOPDAHL. Derfor er iskanten politisk sprengstoff. Nok en gang diskuterer politikerne is så bustene fyker [Ice edge as a political mine. Politicians again argues ad nauseam] [online]. In: *NRK*. 22.04.2020 [cited 30.05.2020]. Available from: <https://www.nrk.no/klima/xl/derfor-er-iskanten-politisk-sprengstoff-1.14985643>. (Norw.).

2. VINJE, T. Drift, composition, morphology and distribution of the sea ice fields in the Barents Sea. *Norsk Polarinstittutt Skrifter*. Oslo, 1985, vol. 179C, p. 26. ISSN 0369-5417.
3. VINJE, T. Anomalies and trends of sea-ice extent and atmospheric circulation in the Nordic Seas during the period 1864–1998. *Journal of Climate*, 2001, vol. 14, no. 3, pp. 255–267. ISSN 0894-8755.
4. NORWEGIAN POLAR INSTITUTE. *The marginal ice zone* [online]. 2020 [cited 03.06.2020]. Available from: <https://www.npolar.no/en/themes/the-marginal-ice-zone/>
5. ZUBAKIN, G.K. (ed.). *Ice bodies at seas of Western Arctic* [Ledyanye obrazovaniya morey Zapadnoy Arktiki]. St. Petersburg: Arctic and Antarctic Research Institute, 2006. (Russ.).
6. VINJE, T., A.S. KVAMBEKK. Barents Sea drift ice characteristics. *Polar Research*, 1991, vol. 10, no. 1, pp. 59–68. ISSN 0800-0395.
7. BUZIN, I.V., A.F. GLAZOVSKIY, Yu.P. GUDOSHNIKOV, et al. Icebergs and glaciers of Barents Sea: recent studies [Aysbergi i ledniki Barentseva moray: issledovaniya poslednikh let]. Pt. 1: Prime producing glaciers, coverage and morphometric features of icebergs [Osnovnyye produtsiruyushchiye ledniki, rasprostraneniye i morfometricheskiye osobennosti aysbergov]. *Problemy Arktiki i Antarktiki*, 2008, no. 1(78), pp. 66–80. ISSN 0555-2648.
8. ÅRTHUN, M., T. ELDEVIK. Quantifying the influence of Atlantic heat on Barents Sea ice variability and retreat. *Journal of Climate*, 2012, vol. 25, pp. 4736–4743. ISSN 0894-8755.
9. KOENIGK, T., et al. Sea ice in the Barents Sea: seasonal to interannual variability and climate feedbacks in a global coupled model. *Climate Dynamics*, 2009, vol. 32, pp. 1119–1138. ISSN 0930-7575.
10. LIND, S., R.B. INGVALDSEN, T. FUREVIK. Arctic warming hotspot in the northern Barents Sea linked to declining sea-ice import. *Nature Climate Change*, 2018, vol. 8, pp. 634–639. ISSN 1758-678X.
11. SMEDSRUD, L.H., A.M. OMAR, B. RISEBROBARKEN, et al. The role of the Barents Sea in the arctic climate system. *Reviews of Geophysics*, 2013, vol. 51, no. 3, pp. 415–449. ISSN 8755-1209.
12. BUZIN, I.V. On the spreading of old ice in the Barents Sea. *Int. J of Offshore and Polar Engineering*, 2009, vol. 19, no. 4, pp. 1–7. ISSN 1053-5381.
13. GERLAND, S., A.H.H. RENNER, F. GODTLIEBSEN, et al. Decrease of sea ice thickness at Hopen, Barents Sea, during 1966–2007 [online]. *Geophysical Research Letters*, 2008, vol. 35, no. L06501. ISSN 0094-8276. Available from: <http://www.aari.ru/docs/pub/080404/Gerland8.pdf>
14. KING, J., et al. Sea ice thickness from field measurements in the northwestern Barents Sea. *Journal of Geophysical Research: Oceans* [online], 2017, vol. 122, no. 2, pp. 1497–1512. ISSN 2169-9291.
15. MARCHENKO, N.A. Ice at its southern limit in the Barents Sea: field investigation near Bear Island in April 2017–2018. In: *25th International Conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions*, 2019, p. 9.
16. MARCHENKO, N.A. Special study of ice drifting in Barents Sea [Izucheniye osobennostey dreyfa lda v Barentsevom more]. *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. 166–179. ISSN 2306-9849. (Russ.).
17. *Archived ice charts*. Oslo: Norwegian Meteorological Institute, 2020.
18. MARCHENKO, N.A., A.V. MARCHENKO. Sea currents and ice drift in western part of Barents Sea. A comparison of data from floating and fixed on ice buoys. In: *The 23rd Int. Conf. on Port and Ocean Eng. under Arctic Conditions (POAC 2015)*, Trondheim, 2015.
19. MARCHENKO, N., A. MARCHENKO. Investigation of large ice rubble field in the Barents Sea. In: *Proc. of the 24th International conference on Port and Ocean Engineering under Arctic Conditions (POAC 2017)*, Busan, Korea, 2017.
20. MARCHENKO, N. Sea ice observation and comparison with ice maps during the cruise in the Western Barents Sea in April 2017. In: *Proc. of the IAHR International Symposium on ice*, 2018, p. 8.
21. MARCHENKO, N. *Russian Arctic Seas: navigational conditions and accidents*. Heidelberg: Springer, 2012.
22. *International code for ships operating in polar waters (polar code). Annex*. London: IMO, 2014.
23. HOVDEN, S.T. *Redningsdåden: om Maksim Gorkiy-havariet utenfor Svalbard i 1989* [Rescue Council: about Maksim Gorkiy casualty outside Svalbard in 1989]. Sandnes: Commentum, 2012. (Norw.).
24. SMIRNOV, A.P., B.S. MAYNAGASHEV, V.A. GOLOKHAVASTOV, et al. *Safety of ice navigation* [Bazopasnost plavaniya vo ldakh]. Moscow: Transport, 1993. (Russ.).
25. KLEIVEN, S. *Redning av det sovjetiske cruiseskipet MS "Maksim Gorkiy" vest av Svalbard* [online]. 19.06.89 [cited on 05.11.2012]. Available from: <https://www.sintef.no/globalassets/upload/konsern/media/sintef-seminar-foredrag/foredrag-sigurd-kleiven-5-nov-2012.pdf>

УДК 536.4+53.023+53.092+53.096+665.7

Прогнозирование плотности сложных углеводородных систем на основе уравнения состояния PC-SAFT

Б.А. Григорьев^{1,2}, Д.В. Болдырев^{2*}

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская область, Ленинский район, пос. Развилка, Проектируемый проезд № 5537, вл. 15, стр. 1

² Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, Российская Федерация, 119991, г. Москва, Ленинский пр-т, д. 65

² Северо-Кавказский федеральный университет, Российская Федерация, 355017, г. Ставрополь, ул. Пушкина, д. 1

* E-mail: d.bpltd@yandex.ru

Тезисы. На основе надежных экспериментальных данных о плотности жидких нефтепродуктов, существенно отличающихся физико-химическими свойствами и групповым углеводородным составом, получено новое уравнение состояния PC-SAFT. Расчет плотности проводился в рамках «квазиодножидкостной» модели. Нефтепродукт рассматривался как вещество с известными молярной массой и относительной плотностью при 20 °С. Тестирование нового уравнения состояния в широком интервале температур при давлениях до 10 МПа показало, что отклонение прогнозируемых значений плотности от экспериментальных данных сопоставимо с погрешностью измерения плотности. Применение разработанной методики признано целесообразным в условиях отсутствия эмпирической информации о плотности нефтепродуктов.

Ключевые слова: нефтепродукты, уравнение состояния, плотность.

Для успешного развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности в условиях постоянно меняющейся сырьевой базы необходимо постоянное совершенствование технологических процессов с целью получения новых продуктов, свойства которых отвечают современным требованиям. Решение этой задачи невозможно без надежной информации о теплофизических свойствах нефтяного сырья и продуктов его переработки в широком диапазоне параметров состояния. Так, одним из важнейших свойств нефти является плотность. Знать ее необходимо для научно обоснованного проектирования эффективных процессов и аппаратов нефтепереработки, нефтехимии и транспорта нефтепродуктов.

В настоящее время теория жидкого состояния не может прогнозировать плотность нефтепродуктов с приемлемой для практических целей точностью. Основным источником информации о плотности остается эксперимент. Серьезные недостатки этой практики очевидны. При расширении номенклатуры промышленно важных веществ их комплексное экспериментальное исследование невозможно из-за сложности и трудоемкости. Поэтому важно разрабатывать надежные методы прогнозирования плотности.

Для расчета плотности нефтепродуктов могут использоваться аналитические уравнения состояния [1], однако точность их обычно низка. Многоконстантные уравнения состояния обычно более точны [2, 3]. Однако в силу эмпирического характера возможности этих уравнений прогнозировать поведение плотности сложных углеводородных систем, отличающихся большим разнообразием физико-химических свойств, ограничены. В связи с этим решено особое внимание уделить теоретически обоснованным уравнениям состояния, полученным на основе статистической теории ассоциированного флюида (SAFT) [4]. Одним из наиболее точных вариантов таких уравнений является уравнение состояния PC-SAFT [5, 6].

Для прогнозирования плотности по уравнению состояния PC-SAFT необходимо рассматривать нефтепродукт как смесь идентифицированного состава, что на практике неосуществимо. При этом возникает проблема нахождения коэффициентов парного взаимодействия компонентов смеси, не имеющая однозначного решения

(например, одни исследователи принимали их равными нулю [7], другие рассчитывали через потенциал ионизации или молярную массу компонентов [8, 9]), что ставит под сомнение универсальность подобных методик.

И.С. Александров и Б.А. Григорьев рассматривали нефтепродукт в качестве трехкомпонентной смеси парафиновых, нафтеновых и ароматических углеводородов [10]. Такой подход справедлив только при наличии надежного метода оценивания группового углеводородного состава нефтепродукта, разработка которого является предметом самостоятельного исследования.

Наиболее перспективным для практических расчетов плотности признано рассмотрение нефтепродукта как сложной смеси неидентифицированного состава, свойства которой оцениваются посредством макропараметров, таких как молярная масса, относительная плотность и т.п. [11–19], что соответствует «одножидкостной» модели. Использование этой модели для прогнозирования плотности нефтепродукта признано наиболее оправданным с точки зрения трудоемкости ее получения и применения.

Экспериментальные данные

Для разработки уравнения состояния PC-SAFT использованы данные о физико-химических свойствах и плотности продуктов переработки западносибирской и мангышлакской нефтей (табл. 1, 2) [2, 20]. Погрешность экспериментальных данных о плотности составляет 0,05 %.

Очевидно, что отобранные образцы достаточно представительны с точки зрения физико-химических свойств и группового углеводородного состава, поэтому полученные при их исследовании результаты можно обоснованно использовать для формулирования выводов общего характера. Данные о плотности образцов являются достаточно надежными и могут служить основой для разработки уравнения состояния PC-SAFT.

Вычислительная схема

Использование «одножидкостной» модели позволяет упростить вычислительную схему метода PC-SAFT, согласно которой избыточная часть свободной энергии Гельмгольца \tilde{a}^{res} , выраженная в мольных единицах, может быть представлена в виде [6]

$$\tilde{a}^{res} = \tilde{a}^{hs} + \tilde{a}^{chain} + \tilde{a}^{disp}. \quad (1)$$

Таблица 1

Диапазон исследования свойств образцов

Образец	Количество образцов	Диапазон исследований	
		температура T , °С	давление P , МПа
Вакуумный дистиллят смеси западносибирских нефтей и его фракции	12	30...270	0,1...10,0
Фракции катализата вакуумного дистиллята смеси западносибирских нефтей	9	20...250	0,1...10,0
Продукты пиролиза	8	20...180	0,1...10,0
Продукты каталитического крекинга	6	30...300	0,1...10,0
Прямогонные фракции мангышлакской нефти	5	30...180	0,1...10,0

Таблица 2

Диапазоны изменения свойств образцов

Образец	Молекулярная масса (M), г/моль	Относительная плотность по воде (ρ_4^{20})	Температура кипения ($T_{кип}$), °С	Фактор Ватсона (K_w) [2]
Вакуумный дистиллят смеси западносибирских нефтей и его фракции	195...455	0,88...0,93	335,6...499,4	11,5...12,0
Фракции катализата вакуумного дистиллята смеси западносибирских нефтей	160...386	0,88...0,97	213,6...470,2	10,6...11,3
Продукты пиролиза	94...161	0,85...0,94	96,3...224,4	9,7...10,7
Продукты каталитического крекинга	190...565	0,83...0,99	206,0...614,9	11,4...12,0
Прямогонные фракции мангышлакской нефти	116...287	0,74...0,84	125,0...325,0	12,0...12,3

Примечание: в качестве $T_{кип}$ принята среднеобъемная температура кипения.

Вклад во взаимодействие систем твердых сфер (\tilde{a}^{hs}) и твердых цепей (\tilde{a}^{chain}) для несферических молекул может быть найден по формулам

$$\tilde{a}^{\text{hs}} = m \frac{4\eta - 3\eta^2}{(1-\eta)^2}; \quad (2)$$

$$\tilde{a}^{\text{chain}} = (1-m) \ln \frac{1 - \frac{1}{2}\eta}{(1-\eta)^2}, \quad (3)$$

где m – количество сегментов в молекуле; η – приведенная плотность.

Вклад в свободную энергию дисперсионных сил может быть найден по формуле

$$\tilde{a}^{\text{disp}} = -2\pi\hat{\rho}I_1(\eta, m)m^2 \left(\frac{\varepsilon}{kT}\right)\sigma^3 - \pi\hat{\rho}mC_1I_2(\eta, m)m^2 \left(\frac{\varepsilon}{kT}\right)^2\sigma^3, \quad (4)$$

где ε – энергетический параметр сегмента молекулы, Дж; k – постоянная Больцмана, Дж/К; T – абсолютная температура, К; σ – диаметр сегмента молекулы, Å; $\hat{\rho}$ – числовая плотность молекул; I_1 и I_2 – интегралы радиальной функции распределения.

$$\hat{\rho} = \frac{6\eta}{\pi m} \left\{ \sigma \left[1 - 0,12 \exp\left(-3\frac{\varepsilon}{kT}\right) \right] \right\}^{-3}; \quad (5)$$

$$I_1(\eta, m) = \sum_{i=0}^6 \left(a_{0i} + \frac{m-1}{m} a_{1i} + \frac{m-1}{m} \frac{m-2}{m} a_{2i} \right) \eta^i; \quad (6)$$

$$I_2(\eta, m) = \sum_{i=0}^6 \left(b_{0i} + \frac{m-1}{m} b_{1i} + \frac{m-1}{m} \frac{m-2}{m} b_{2i} \right) \eta^i, \quad (7)$$

где универсальные коэффициенты a_{ij} и b_{ij} определены эмпирическим путем [5–7].

Коэффициент C_1 вычисляется по формуле

$$C_1 = \left[1 + m \frac{8\eta - 2\eta^2}{(1-\eta)^4} + (1-m) \frac{20\eta - 27\eta^2 + 12\eta^3 - 2\eta^4}{(1-\eta)^2(2-\eta)^2} \right]^{-1}. \quad (8)$$

Фактор сжимаемости Z может быть найден из соотношения

$$Z = 1 + \eta \left(\frac{\partial \tilde{a}^{\text{res}}}{\partial \eta} \right)_T. \quad (9)$$

Используя формулы (2)–(8), производную $\left(\frac{\partial \tilde{a}^{\text{res}}}{\partial \eta} \right)_T$ в уравнении (9) можно определить аналитически.

литически.

Плотность ρ по уравнению PC-SAFT можно найти следующим образом:

1) задать параметры состояния: T , К; P , Па;

2) задать параметры модели PC-SAFT: m ; σ , Å; ε/k , К;

3) задать начальное приближение для η в диапазоне от 10^{-10} (для паровой фазы) до $\frac{\pi}{3\sqrt{2}}$

(для жидкой фазы) и изменять значение η до тех пор, пока расчетное значение давления

$$P^{\text{calc}} = ZkT\hat{\rho} \left(10^{10} \frac{\text{Å}}{\text{м}} \right)^3, \text{ Па}, \quad (10)$$

не станет равным P ;

4) используя найденное значение η , определить $\hat{\rho}$ по формуле (5) и рассчитать плотность при заданных параметрах состояния:

$$\rho = \hat{\rho} \frac{M}{N_A} \left(10^{10} \frac{\text{Å}}{\text{м}} \right)^3, \text{ кг/м}^3, \quad (11)$$

где N_A – число Авогадро, моль $^{-1}$.

Определение параметров модели PC-SAFT

Для чистых веществ и их смесей параметры модели PC-SAFT получают на основе информации о давлении насыщенных паров и PVT¹-свойствах [6, 12, 13]. Применительно к нефтепродуктам их значения рассчитывают по эмпирическим уравнениям.

Анализ результатов прогнозирования плотности образцов по уравнению состояния PC-SAFT показал, что при нахождении значений m , σ , и ε/k по однопараметрическим уравнениям вида $\Psi(M)$, где Ψ – один из факторов m , σ , и ε/k [7, 9–14, 16–19], среднее отклонение расчетных значений от экспериментальных данных составило 20 % и более. Средняя погрешность определения плотности при использовании двухпараметрических уравнений вида $\Psi(M, \rho_4^{20})$ [8, 11, 15] составила 2...3 %, систематическая погрешность – более 1 %, что говорит о необходимости структурной и параметрической модификации расчетных моделей. Включение в уравнения для определения параметров уравнения PC-SAFT дополнительных факторов, таких как индекс рефракции RI [15], к повышению точности прогнозирования плотности не привело, поэтому усложнение вычислительных схем признано неоправданным.

Значения m , σ , и ε/k для исследуемых образцов найдены по экспериментальным данным о плотности путем минимизации функции невязки:

$$Q\left(m, \sigma, \frac{\varepsilon}{k}\right) = \sum_{i=1}^{N^{\text{prod}}} \sum_{j=1}^{N_i^{\text{exp}}} \left\{ \frac{\rho_{i,j}^{\text{exp}} - \rho^{\text{calc}}\left[T_{i,j}, P_{i,j}, m, \sigma, \left(\frac{\varepsilon}{k}\right)_i\right]}{\rho_{i,j}^{\text{exp}}}\right\}^2 \rightarrow \min_{m, m\sigma^3, m\varepsilon/k}, \quad (12)$$

где N^{prod} – количество исследуемых продуктов; N_i^{exp} – количество экспериментальных значений плотности ρ^{exp} для i -го продукта; ρ^{calc} – расчетное значение плотности при заданных параметрах состояния T и P . Минимум функции (12) находили методом сопряженных направлений [21], использующим линейный интерполяционный поиск [22].

Для определения параметров уравнения PC-SAFT использована двухфакторная модель. В качестве фактора, учитывающего влияние физико-химических свойств нефтепродукта, выбрана молярная масса M , так как зависимость $\Psi(M)$ является достаточно простой. В качестве фактора, учитывающего влияние углеводородного состава нефтепродукта, выбрана относительная плотность ρ_4^{20} , так как для зависимости $\Psi(\rho_4^{20})$ характерно сильное расслоение рядов данных. Графики функций $\Psi(M)$ и $\Psi(\rho_4^{20})$ показаны на рисунке.

Параметры модели PC-SAFT определены как квадратичные функции молярной массы и относительной плотности:

$$m = k_{10} + k_{11}M + k_{12}\rho_4^{20} + k_{13}M\rho_4^{20} + k_{14}M^2 + k_{15}(\rho_4^{20})^2; \quad (13)$$

$$m\sigma^3 = k_{20} + k_{21}M + k_{22}\rho_4^{20} + k_{23}M\rho_4^{20} + k_{24}M^2 + k_{25}(\rho_4^{20})^2; \quad (14)$$

$$m\frac{\varepsilon}{k} = k_{30} + k_{31}M + k_{32}\rho_4^{20} + k_{33}M\rho_4^{20} + k_{34}M^2 + k_{35}(\rho_4^{20})^2. \quad (15)$$

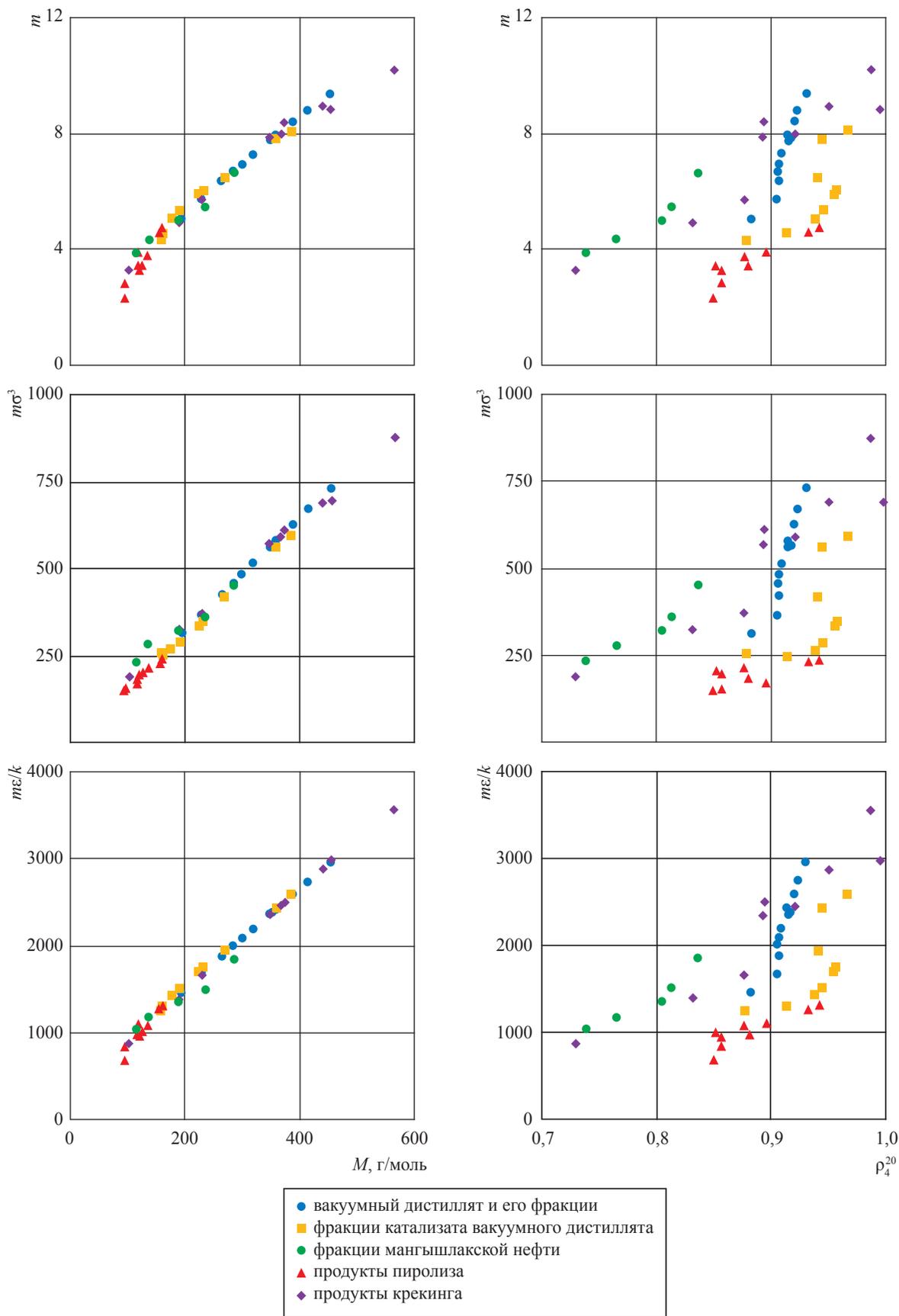
Значения коэффициентов k_{ij} приведены в табл. 3.

Коррекция значений универсальных констант a_{ij} и b_{ij} уравнения PC-SAFT позволила уменьшить максимальную погрешность прогнозирования плотности. Их скорректированные значения приведены в табл. 4.

Результаты прогнозирования плотности

Разработанное уравнение PC-SAFT протестировано в исследованном диапазоне температур при давлениях до 10 МПа. Качество прогнозирования плотности оценивалось с помощью интегрированных показателей: средней по абсолютному значению погрешности (AAD); средней по абсолютному значению максимальной погрешности (AMD); линейной вероятной погрешности (LEP); систематической погрешности (BIAS) (табл. 5).

¹ PVT – акроним от *англ.* pressure, volume, temperature (давление, объем, температура).



Зависимости параметров модели PC-SAFT от физико-химических свойств нефтепродукта

Таблица 3

Коэффициенты k_{ij} уравнений (13)–(15)

i	j					
	0	1	2	3	4	5
1	33,902919	0,090121	-92,344115	-0,079496	-2,426537·10 ⁻⁷	62,476906
2	109,420051	2,938307	-200,149902	-1,498230	2,071614·10 ⁻⁴	72,585619
3	4827,112164	13,223441	-12688,065195	-8,220501	1,576748·10 ⁻⁴	8519,921368

Таблица 4

Универсальные константы уравнений (6) и (7)

i	a_{0i}	a_{1i}	a_{2i}	b_{0i}	b_{1i}	b_{2i}
0	0,900837	-0,299100	-0,071654	0,735830	-0,603217	-0,121978
1	0,629027	0,166458	0,448613	2,357946	0,798392	0,359351
2	2,698197	-2,482600	0,606359	-3,098723	4,856419	-11,257290
3	-26,555178	21,407475	-1,707191	-13,415909	-15,684932	22,889654
4	97,736938	-65,249519	-4,140494	26,453283	191,010489	-40,300144
5	-159,568366	83,368050	13,708734	205,813406	-160,657139	92,720418
6	91,274664	-33,816312	-8,498224	-353,973300	-164,949620	-27,847142

Таблица 5

Показатели качества прогнозирования плотности

Образец	AAD, %	AMD, %	LEP, %	BIAS, %
Вакуумный дистиллят смеси западносибирских нефтей и его фракции	0,28	0,72	0,24	-0,02
Фракции катализата вакуумного дистиллята смеси западносибирских нефтей	0,45	1,47	0,41	-0,06
Продукты пиролиза	0,44	0,99	0,36	0,04
Продукты каталитического крекинга	0,39	1,34	0,38	0,13
Прямогонные фракции мангышлакской нефти	0,74	1,48	0,62	0,00

Об адекватности полученной модели PC-SAFT говорит то, что значение BIAS мало отличается от нуля. Наибольшая погрешность расчета плотности обычно приходится на область высоких температур, где абсолютное значение плотности меньше.

Отмечено, что на погрешность расчетного определения плотности физико-химические свойства нефтепродуктов влияют значительно слабее, чем их групповой углеводородный состав. Качество прогнозирования для тяжелых и легких нефтепродуктов практически одинаковое. Наименьшие погрешности расчета наблюдались у образцов, в составе которых преобладали углеводороды нафтеновой и ароматической группы. Наибольшие погрешности расчета наблюдались у образцов с повышенным содержанием парафиновых углеводородов, что можно объяснить более высокой погрешностью экспериментальных данных.

В ходе вычислительного эксперимента по усовершенствованию уравнений (13)–(15) установлено, что качество прогнозирования

плотности не повышается при: а) замене в уравнениях параметров M или ρ_4^{20} на $T_{кнп}$ или K_w ; б) при включении в уравнения дополнительного фактора – $T_{кнп}$ или K_w ; в) при сужении диапазона приведенных температур, в котором идентифицируются коэффициенты уравнений, до 0,4...0,7. Можно сделать вывод, что уравнения (13)–(15) являются оптимальными с точки зрения простоты формы и точности. Входящие в них параметры M и ρ_4^{20} экспериментально определяются с наименьшей по сравнению с другими свойствами погрешностью.

На основе «одножидкостной» модели разработано уравнение состояния PC-SAFT, использующее новые правила определения параметров m , σ и ε/k и новые значения универсальных констант a_{ij} и b_{ij} . В качестве исходных данных для определения плотности при заданных параметрах состояния используются значения молярной массы M и относительной плотности ρ_4^{20} . Результаты контрольных

расчетов плотности нефтепродуктов, существенно отличающихся физико-химическими свойствами и групповыми углеводородными составами, подтвердили надежность разработанной методики.

Работа выполнена при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований, договор № 20-08-00438/20 от 21.02.2020.

Список литературы

1. Рид Р. Свойства газов и жидкостей: справ. пособие / Р. Рид, Дж. Праусниц, Т. Шервуд. – Л.: Химия, 1982. – 592 с.: ил.
2. Григорьев Б.А. Теплофизические свойства нефти, нефтепродуктов, газовых конденсатов и их фракций / Б.А. Григорьев, Г.Ф. Богатов, А.А. Герасимов; под ред. Б.А. Григорьева. – М.: МЭИ, 1999. – 373 с.: ил.
3. Yan W. Equations of state for the calculation of fluid-phase equilibria / W. Yan, R.J. Sadus // *AIChE Journal*. – 2000. – Т. 46. – № 1. – С. 169–96.
4. Александров И.С. Моделирование термодинамических свойств и фазовых равновесий углеводородов и сложных углеводородных смесей на основе фундаментальных уравнений состояния: дис. ... докт. техн. наук: 01.04.14: защищена 25.03.2020 / И.С. Александров. – Казань, 2020. – 504 с.
5. Gross J. Application of perturbation theory to a hard-chain reference fluid: an equation of state for square-well chains / J. Gross, G. Sadowski // *Fluid Phase Equilibria*. – 2000. – Т. 168. – С. 183–199.
6. 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.
7. Григорьев Б.А. Моделирование термодинамических свойств и фазовых равновесий нефтяных и газоконденсатных систем на основе уравнения состояния PC-SAFT / Б.А. Григорьев, И.С. Александров, А.А. Герасимов // *Газовая промышленность*. – 2018. – № 6 (769). – С. 52–57.
8. Khoshnamvand Y. Phase behavior modeling for gas condensate fluids with PC-SAFT and an improved binary interaction coefficient model / Y. Khoshnamvand, M. Assareh, B.M. Davoudi // *Fluid Phase Equilibria*. – 2017. – Т. 444. – С. 37–46.
9. Liang X. Modeling the liquid–liquid equilibrium of petroleum fluid and polar compounds containing systems with the PC-SAFT equation of state / X. Liang, W. Yan, K. Thomsen, et al. // *Fluid Phase Equilibria*. – 2015. – Т. 406. – С. 147–155.
10. Александров И.С. Моделирование термодинамических свойств и фазового поведения углеводородов и сложных углеводородных смесей на основе нового PC-SAFT-уравнения состояния / И.С. Александров, Б.А. Григорьев // *Вести газовой науки*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 4 (36): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения месторождений российского шельфа. – С. 237–248.
11. Assareh M. PC-SAFT modeling of petroleum reservoir fluid phase behavior using new correlations for petroleum cuts and plus fractions / M. Assareh, C. Ghotbi, M. Tavakkoli, et al. // *Fluid Phase Equilibria*. – 2016. – Т. 408. – С. 273–283.
12. Perez A.G. Comparative study of vapour-liquid equilibrium and density modelling of mixtures related to carbon capture and storage with the SRK, PR, PC-SAFT and SAFT-VR Mie equations of state for industrial uses / A.G. Perez, C. Coquelet, P. Paricaud, et al. // *Fluid Phase Equilibria*. – 2017. – Т. 440. – С. 19–35.
13. Yan W. PVT modeling of reservoir fluids using PC-SAFT EoS and Soave-BWR EoS / W. Yan, F. Varzandeh, E.H. Stenby // *Fluid Phase Equilibria*. – 2015. – Т. 386. – С. 96–124.
14. Burgess W.A. Experimental and predictive PC-SAFT modeling results for density and isothermal compressibility for two crude oil samples at elevated temperatures and pressures / W.A. Burgess, B.A. Bamgbade, I.K. Gamwo // *Fuel*. – 2018. – Т. 218. – С. 385–395.
15. Hosseini P. Developing a new model for the determination of petroleum fraction PC-SAFT parameters to model reservoir fluids / P. Hosseini, M. Assareh, C. Ghotbi // *Fluid Phase Equilibria*. – 2016. – Т. 412. – С. 145–157.
16. Liang X. On petroleum fluid characterization with the PC-SAFT equation of state / X. Liang, W. Yan, K. Thomsen, et al. // *Fluid Phase Equilibria*. – 2014. – Т. 375. – С. 254–268.
17. Panuganti S.R. PC-SAFT characterization of crude oils and modeling of asphaltene phase behavior / S.R. Panuganti, F.M. Vargas, D.L. Gonzalez, et al. // *Fuel*. – 2012. – Т. 93. – С. 658–669.

18. Punnapala S. Revisiting the PC-SAFT characterization procedure for an improved asphaltene precipitation prediction / S. Punnapala, F.M. Vargas // *Fuel*. – 2013. – Т. 108. – С. 417–429.
19. Masoudi M. Modified PC-SAFT characterization technique for modeling asphaltic crude oil phase behavior / M. Masoudi, R. Miri, H. Hellevang, et al. // *Fluid Phase Equilibria*. – 2020. – Т. 513. – С. 112545.
20. Керамиди А.С. Экспериментальное исследование коэффициента динамической вязкости жидких парафиновых углеводородов и нефтепродуктов: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 01.053 / А.С. Керамиди; Одес. технол. ин-т холодильной пром-сти. – Одесса, 1972. – 33 с. : ил.
21. Химмельблау Д. Прикладное нелинейное программирование / Д. Химмельблау. – М.: Мир, 1974. – 534 с.: ил.
22. Boldyrev D. An approach to multidimensional nonlinear optimization // 2018 International multi-conference on industrial engineering and modern technologies (FarEastCon) / D. Boldyrev, A. Pashkovskiy. – 2018. – Т. 1. – С. 1–5. – DOI:10.1109/fareastcon.2018.8602486

Prediction of density values for complex hydrocarbon systems using PC-SAFT equation of state

B.A. Grigoryev^{1,2}, D.V. Boldyrev^{2*}

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

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

² North-Caucasus Federal University, Bld. 1, Pushkina street, Stavropol, 355017, Russian Federation

* E-mail: d.bpltd@yandex.ru

Abstract. Following the reliable experimental data about the density values of the oil products which considerably differ in physical-chemical properties and hydrocarbon-type content, authors derived a new PC-SAFT equation of state. Densities were calculated using a “quasi-one-fluid” model. An oil product was described as a substance with known molar mass and relative density ratio at 20 °C. Testing of the new equation of state within a wide temperature interval and under the pressures up to 10 MPa showed that deviation of the predicted density values from the experimental ones matched the error of density measurements. Application of this procedure was acknowledged as being feasible in case of lack of the empiric information on densities of the oil products.

Keywords: oil products, equation of state, density.

References

1. REID, R.C., J.M. PRAUSNITZ, TH.K. SHERWOOD. *The properties of gases and liquids* [Svoystva gazov i zhidkostey]. Translated from Engl. Leningrad, USSR: Khimiya, 1982. (Russ.).
2. GRIGORYEV, B.A., G.F. BOGATOV, A.A. GERASIMOV. *Thermophysical properties of oil, oil products, gas condensates and their fractions* [Teplofizicheskiye svoystva nefi, nefteproduktov, gazovykh kondensatov i ikh fraktsiy]. Moscow: Moscow Power Engineering Institute, 1999. (Russ.).
3. YAN, W., R.J. SADUS. Equations of state for the calculation of fluid-phase equilibria. *AIChE Journal*, 2000, vol. 46, no. 1, pp. 169–96. ISSN 0001-1541.
4. ALEKSANDROV, I.S. *Simulation of thermodynamical properties and phase equilibria of hydrocarbons and complex hydrocarbon mixtures using fundamental equations of state* [Modelirovaniye termodinamicheskikh svoystv i fazovykh ravnovesiy uglevodorodov i slozhnykh uglevodorodnykh smesey na osnove fundamentalnykh uravneniy sostoyaniya]. Doctoral thesis (Engineering). Kazan National Research Technical University named after A. N. Tupolev, 2020. (Russ.).
5. GROSS, J., G. SADOWSKI. Application of perturbation theory to a hard-chain reference fluid: an equation of state for square-well chains. *Fluid Phase Equilibria*, 2000, vol. 168, pp. 183–199. ISSN 0378-3812.
6. 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.
7. GRIGORYEV, B.A., I.S. ALEKSANDROV, A.A. GERASIMOV. Modelling of thermodynamic properties and phase equilibria of oil and gas-condensate systems basing on the PC-SAFT equation of state [Modelirovaniye termodinamicheskikh svoystv i fazovykh ravnovesiy neftyanykh i gazokondensatnykh sistem na osnove uravneniya sostoyaniya PC-SAFT]. *Gazovaya Promyshlennost*, 2018, no. 6(769), pp. 52–57. ISSN 0016-5581.

8. KHOSHNAMEVAND, Y., M. ASSAREH, B.M. DAVOUDI. Phase behavior modeling for gas condensate fluids with PC-SAFT and an improved binary interaction coefficient model. *Fluid Phase Equilibria*, 2017, vol. 444, pp. 37–46. ISSN 0378-3812.
9. LIANG, X., W. YAN, K. THOMSEN, et al. Modeling the liquid–liquid equilibrium of petroleum fluid and polar compounds containing systems with the PC-SAFT equation of state. *Fluid Phase Equilibria*, 2015, vol. 406, pp. 147–155. ISSN 0378-3812.
10. ALEKSANDROV, I.S., B.A. GRIGORYEV. Modeling of thermodynamic properties and phase behavior of hydrocarbons and complex hydrocarbon mixtures based on the new PC-SAFT equation of state [Modelirovaniye termodinamicheskikh svoystv i fazovogo povedeniya uglevodorodov i slozhnykh uglevodorodnykh smesey na osnove novogo PC-SAFT-uravneniya sostoyaniya]. *Vesti Gazovoy Nauki*, 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. 237–248. ISSN 2306-9849. (Russ.).
11. ASSAREH, M., C. GHOTBI, M. TAVAKKOLI, et al. PC-SAFT modeling of petroleum reservoir fluid phase behavior using new correlations for petroleum cuts and plus fractions. *Fluid Phase Equilibria*, 2016, vol. 408, pp. 273–283. ISSN 0378-3812.
12. PEREZ, A.G., C. COQUELET, P. PARICAUD, et al. Comparative study of vapour-liquid equilibrium and density modelling of mixtures related to carbon capture and storage with the SRK, PR, PC-SAFT and SAFT-VR Mie equations of state for industrial uses. *Fluid Phase Equilibria*, 2017, vol. 440, pp. 19–35. ISSN 0378-3812.
13. YAN, W., F. VARZANDEH, E.H. STENBY. PVT modeling of reservoir fluids using PC-SAFT EoS and Soave-BWR EoS. *Fluid Phase Equilibria*, 2015, vol. 386, pp. 96–124. ISSN 0378-3812.
14. BURGESS, W.A., B.A. BAMGBADE, I.K. GAMWO. Experimental and predictive PC-SAFT modeling results for density and isothermal compressibility for two crude oil samples at elevated temperatures and pressures. *Fuel*, 2018, vol. 218, pp. 385–395. ISSN 0016-2361.
15. HOSSEINIFAR, P., M. ASSAREH, C. GHOTBI. Developing a new model for the determination of petroleum fraction PC-SAFT parameters to model reservoir fluids. *Fluid Phase Equilibria*, 2016, vol. 412, pp. 145–157. ISSN 0378-3812.
16. LIANG, X., W. YAN, K. THOMSEN, et al. On petroleum fluid characterization with the PC-SAFT equation of state. *Fluid Phase Equilibria*, 2014, vol. 375, pp. 254–268. ISSN 0378-3812.
17. PANUGANTI, S.R., F.M. VARGAS, D.L. GONZALEZ, et al. PC-SAFT characterization of crude oils and modeling of asphaltene phase behavior. *Fuel*, 2012, vol. 93, pp. 658–669. ISSN 0016-2361.
18. PANUGANTI, S.R., F.M. VARGAS. Revisiting the PC-SAFT characterization procedure for an improved asphaltene precipitation prediction. *Fuel*, 2013, vol. 108, pp. 417–429. ISSN 0016-2361.
19. MASOUDI, M., R. MIRI, H. HELLEVANG, et al. Modified PC-SAFT characterization technique for modeling asphaltenic crude oil phase behavior. *Fluid Phase Equilibria*, 2020, vol. 513, pp. 112545. ISSN 0378-3812.
20. KERAMIDI, A.S. *Experimental examination of dynamic viscosity coefficient for liquid paraffin hydrocarbons and oil products* [Eksperimentalnoye issledovaniye koeffitsiyenta dinamicheskoy vyazkosti zhidkikh parafinovykh uglevodorodov i nefteproduktov]. Synopsis of candidate's thesis (engineering). Odessa Technological Institute of Refrigeration Industry, 1972. (Russ.).
21. HIMMELBLAU, D.M. *Applied nonlinear programming* [Prikladnoye nelineynoye programmirovaniye]. Translated from Engl. Moscow: Mir, 1974. (Russ.).
22. BOLDYREV, D., A. PASHKOVSKIY. An approach to multidimensional nonlinear optimization. In: *2018 International multi-conference on industrial engineering and modern technologies (FarEastCon)*, 2018, vol. 1, pp. 1–5. DOI:10.1109/fareastcon.2018.8602486a

Сведения об авторах

<i>Агапов Александр Анатольевич</i>	к.т.н., директор Расчетно-аналитического центра ЗАО НТЦ ПБ. Тел.: +7(495)620-47-47. E-mail: inform@safety.ru
<i>Астафьев Дмитрий Александрович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории геологического обеспечения морских проектов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-45. E-mail: DAAstafiev@yandex.ru
<i>Басин Александр Борисович</i>	к.б.н., научный сотрудник Института океанологии им. П.П. Ширшова РАН. Тел.: +7(499)124-79-96. E-mail: ioran@mail.ru
<i>Болдырев Дмитрий Владимирович</i>	к.т.н., доцент Северо-Кавказского федерального университета. Тел.: +7(938)345-47-97. E-mail: d.bpltd@yandex.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>Вольгемут Эрнест Алексеевич</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-49-15. E-mail: ernestwohlgemuth@gmail.com
<i>Галкин Сергей Владимирович</i>	д.б.н., главный научный сотрудник Института океанологии им. П.П. Ширшова РАН. Тел.: +7(499)124-85-10. E-mail: galkin@ocean.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>Греков Сергей Вячеславович</i>	заместитель начальника Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-45. E-mail: SGrekov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Грешняков Михаил Иванович</i>	начальник отдела ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)413-74-65. E-mail: m.greshnjakov@adm.gazprom.ru
<i>Григорьев Борис Афанасьевич</i>	д.т.н., начальник Отдела ученого совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-35. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ермаков Александр Иванович</i>	д.т.н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Тел.: +7(910)057-48-08. E-mail: alexanderie@yandex.ru
<i>Жиров Алексей Владимирович</i>	научный сотрудник Лаборатории проектирования и научного сопровождения разработки морских месторождений Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-43. E-mail: A_Zhirov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Зайнетдинов Сулейман Хамисович</i>	младший научный сотрудник ЗАО НТЦ ПБ. Тел.: +7(495)620-47-47. E-mail: zaynet@safety.ru
<i>Зак Владимир Борисович</i>	главный конструктор Лаборатории подводных и плавучих технических средств добычи Отделения инжинирингового обеспечения морских проектов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-49-15. E-mail: valzak41@mail.ru

<i>Запевалов Дмитрий Николаевич</i>	к.т.н., 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>Зиновкин Сергей Владимирович</i>	к.т.н., заместитель начальника Лаборатории геологического обеспечения морских проектов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-43. E-mail: S_Zinovkin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ибатуллин Константин Анатольевич</i>	к.х.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории защиты от атмосферной и внутренней коррозии Корпоративного научно-технического центра коррозионного мониторинга и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-45-48. E-mail: K_Ibatullin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Иксанов Камиль Наилевич</i>	главный специалист Лаборатории проектирования и научного сопровождения разработки морских месторождений Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-43. E-mail: K_Iksanov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Кабалин Максим Юрьевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории геологического обеспечения морских проектов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-45. E-mail: M_Kabalin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Каминская Юлия Викторовна</i>	ведущий инженер Отдела по разработке месторождений ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск». Тел.: +7(4242)39-33-00. E-mail: y_kaminskaya@shelf-dobycha.gazprom.ru
<i>Карулин Евгений Борисович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник ФГУП «Крыловский государственный научный центр». Тел.: +7(812)415-46-17. E-mail: e_karulin@ksrc.ru
<i>Лисанов Михаил Вячеславович</i>	д.т.н., директор Центра анализа риска ЗАО НТЦ ПБ. Тел.: +7(495)620-47-47. E-mail: risk@safety.ru
<i>Максимова Ольга Викторовна</i>	старший научный сотрудник Института океанологии им. П.П. Ширшова РАН. Тел.: +7(499)124-79-96. E-mail: ovmaximova@mail.ru
<i>Мансуров Марат Набиевич</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-43-43. E-mail: M_Mansurov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Марченко Алексей Валерьевич</i>	д.ф.-м.н., профессор Университетского центра на Свальбарде (ЮНИС). Тел.: +47(790)23-365. E-mail: Aleksey.Marchenko@unis.no
<i>Марченко Наталья Адольфовна</i>	к.г.н., научный сотрудник Университетского центра на Свальбарде (ЮНИС). Тел.: +47(941)72-282. E-mail: natalym@unis.no
<i>Мельников Сергей Александрович</i>	к.г.-м.н., заместитель начальника Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-73. E-mail: S_Melnikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Мельникова Елена Викторовна</i>	научный сотрудник Лаборатории технологий эксплуатации скважин и сопровождения ГТМ Центра технологий добычи газа ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-44-73. E-mail: E_Melnikova@vniigaz.gazprom.ru

<i>Мокиевский Вадим Олегович</i>	д.б.н., руководитель Лаборатории экологии прибрежных донных сообществ, ведущий научный сотрудник Института океанологии им. П.П. Ширшова РАН. Тел.: +7(499)124-79-96. E-mail: vadim@ocean.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)657-46-45. E-mail: L_Naumova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Нифантов Виктор Иванович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории повышения продуктивности и ремонта скважин месторождений и ПХГ Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-96-67. E-mail: V_Nifantov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Осипенко Николай Михайлович</i>	к.т.н., старший научный сотрудник Института проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН. Тел.: +7(495)434-43-14. E-mail: osipnm@mail.ru
<i>Парфёнов Алексей Михайлович</i>	заместитель начальника Департамента по геологии и разработке месторождений – начальник Управления предпроектных изысканий и сопровождения буровых работ ЗАО «Сахалин Энерджи». Тел.: +7(4242)66-24-51. E-mail: alexey.parfenov@sakhalinenergy.ru
<i>Пищухин Василий Михайлович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Отделения экспериментальных исследований Опытного-экспериментального центра (п. Развилка) ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-4894. E-mail: V_Pischukhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Самсоненко Наталья Владимировна</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории разработки технологий строительства скважин Центра технологий строительства и ремонта скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-40-16. E-mail: N_Samsonenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Симакова Ульяна Вадимовна</i>	к.б.н., старший научный сотрудник Института океанологии им. П.П. Ширшова РАН. Тел.: +7(499)124-79-96. E-mail: yankazeisig@gmail.com
<i>Сингуров Александр Александрович</i>	к.т.н., заместитель директора по производству – начальник производственного комплекса «Пригородное» ЗАО «Сахалин Энерджи». Тел.: +7(4242)66-55-05. E-mail: Alexander.Singurov@sakhalinenergy.ru
<i>Сокотущенко Вадим Николаевич</i>	к.т.н., доцент, старший научный сотрудник РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Тел.: +7(498) 657-44-38. E-mail: sokotushenko@mail.ru
<i>Софьин Антон Сергеевич</i>	к.т.н., заведующий отделом ЗАО НТЦ ПБ. Тел.: +7(495)620-47-47. E-mail: toxi@safety.ru
<i>Староконь Иван Викторович</i>	к.т.н., доцент, заведующий кафедрой автоматизации проектирования сооружений нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. Тел.: +7(926)373-63-08. E-mail: Starokon79@mail.ru
<i>Сумской Сергей Иванович</i>	к.т.н., доцент НИЯУ МИФИ. Тел.: +7(495)620-47-47. E-mail: sumskoi@mail.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)657-46-45. E-mail: A_Tolstikov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Чава Александра Ивановна</i>	младший научный сотрудник Института океанологии им. П.П. Ширшова РАН. Тел.: +7(499)124-85-10. E-mail: cribrilina@gmail.com
<i>Чистяков Петр Владимирович</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник НИИ механики МГУ им. М.В. Ломоносова. Тел.: +7(916)505-24-58. E-mail: Chist206@yandex.ru
<i>Шаров Сергей Александрович</i>	главный специалист Лаборатории геологического обеспечения морских проектов Корпоративного научно-технического центра освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: +7(498)657-46-45. E-mail: S_Sharov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шевелев Михаил Борисович</i>	к.т.н., главный технолог ПАО «Газпром». Тел.: +7(812)413-74-49. E-mail: M.Shevelev@adm.gazprom.ru
<i>Штейн Ян Игоревич</i>	к.г.-м.н., заместитель начальника отдела ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект». Тел.: +7(495)966-25-50. E-mail: y.shtejn.krskgazprom-ngp.ru

Information about the authors

<i>Agapov Aleksandr Anatolyevich</i>	candidate of engineering, director of the Center for computational analysis at the CJSC «Scientific technical center of industrial safety problems research». Tel.: +7(495)620-47-47. E-mail: inform@safety.ru
<i>Astafyev Dmitriy Aleksandrovich</i>	candidate of geology and mineralogy, leading 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)657-46-45. E-mail: DAAstafiev@yandex.ru
<i>Basin Aleksandr Borisovich</i>	candidate of biology, research associate of the P.P. Shirshov Institute of Oceanology of the Russian Academy of Sciences. Tel.: +7(499)124-79-96. E-mail: ioran@mail.ru
<i>Boldyrev Dmitriy Vladimirovich</i>	candidate of engineering, assistant professor at North-Caucasus Federal University. Tel.: +7(938)345-47-97. E-mail: d.bpltd@yandex.ru
<i>Chava Aleksandra Ivanovna</i>	junior research associate of the P.P. Shirshov Institute of Oceanology of the Russian Academy of Sciences.. Tel.: +7(499)124-85-10. E-mail: cribrilina@gmail.com
<i>Chistyakov Petr Vladimirovich</i>	candidate of physics and mathematics, leading research associate of the Scientific Research Institute for Mechanics at M.V. Lomonosov Moscow State University. Tel.: +7(916)505-24-58. E-mail: Chist206@yandex.ru
<i>Galkin Sergey Vladimirovich</i>	doctor of biology, major research associate of the P.P. Shirshov Institute of Oceanology of the Russian Academy of Sciences. Tel.: +7(499)124-85-10. E-mail: galkin@ocean.ru
<i>Gekov Sergey Vyacheslavovich</i>	deputy 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: SGrekov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Geresh Galina Mikhaylovna</i>	chief geologist in 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>Greshnyakov Mikhail Ivanovich</i>	head of a Gazprom PJSC division. Tel.: +7(812)413-74-65. E-mail: m.greshnjakov@adm.gazprom.ru
<i>Grigoryev Boris Afanasyevich</i>	doctor of engineering, head of the Academic Board division at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-46-35. E-mail: B_Grigoriev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ibatullin Konstantin Anatolyevich</i>	candidate of chemistry, leading research associate 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: K_Ibatullin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Iksanov Kamil Nailevich</i>	chief specialist of the Laboratory for design and scientific support of development of marine fields in the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-43. E-mail: K_Iksanov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Kabalin Maksim Yuryevich</i>	senior 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)657-46-45. E-mail: M_Kabalin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kaminskaya Yulia Viktorovna</i>	leading engineer of the Division for field development at the Gazprom Dobycha Shelf Yuzhno-Sakhalinsk LLC. Tel.: +7(4242)39-33-00. E-mail: y_kaminskaya@shelf-dobycha.gazprom.ru
<i>Karulin Yevgeniy Borisovich</i>	candidate of engineering, leading research associate at the Krylov State Research Centre. Tel.: +7(812)415-46-17. E-mail: e_karulin@ksrc.ru
<i>Lisanov Mikhail Vyacheslavovich</i>	doctor of engineering, director of the CJSC «Scientific technical center of industrial safety problems research». Tel.: +7(495)620-47-47. E-mail: risk@safety.ru
<i>Maksimova Olga Viktorovna</i>	senior research associate of the P.P. Shirshov Institute of Oceanology of the Russian Academy of Sciences. Tel.: +7(499)124-79-96. E-mail: ovmaximova@mail.ru
<i>Mansurov Marat Nabiyevich</i>	doctor of engineering, professor, chief research associate in the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-43. E-mail: M_Mansurov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Marchenko Aleksey Valeryevich</i>	doctor of physics and mathematics, professor at the University Centre in Svalbard. Tel.: +47(790)23-365. E-mail: Aleksey.Marchenko@unis.no
<i>Marchenko Nataliya Adolfovna</i>	candidate of geography, research associate at the University Centre in Svalbard. Tel.: +47(941)72-282. E-mail: natalym@unis.no
<i>Melnikov Sergey Aleksandrovich</i>	candidate of geology and mineralogy, deputy head of the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-73. E-mail: S_Melnikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Melnikova Yelena Viktorovna</i>	research associate of the Laboratory for well operation technologies and support of geological-technical arrangements in the Center for gas production technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-44-73. E-mail: E_Melnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Mokiyevskiy Vadim Olegovich</i>	doctor of biology, leading research associate, head of the Laboratory for ecology of littoral benthonic communities at the P.P. Shirshov Institute of Oceanology of the Russian Academy of Sciences. Tel.: +7(499)124-79-96. E-mail: vadim@ocean.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)657-46-45. E-mail: L_Naumova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nifantov Viktor Ivanovich</i>	doctor of engineering, chief research associate of the Laboratory for well productivity improvement and repair at fields and underground gas storages in the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-96-67. E-mail: V_Nifantov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Osipenko Nikolay Mikhaylovich</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>Parfenov Aleksy Mihaylovich</i>	deputy head of the Department for geology and development of fields – head of the Administration for front-end engineering and support of drilling operations at the Sakhalin Energy CJSC. Tel.: +7(4242)66-24-51. E-mail: alexey.parfenov@sakhalinenergy.ru
<i>Pishchukhin Vasily Mihaylovich</i>	candidate of engineering, leading research associate of the Division for experimental studies in the Center for pilot tests (Razvilka) at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-4894. E-mail: V_Pishchukhin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Samsonenko Natalya Vladimirovna</i>	candidate of engineering, leading research associate of the Laboratory for development of well construction technologies in the Center for well construction and repair technologies at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-40-16. E-mail: N_Samsonenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sharov Sergey Aleksandrovich</i>	chief specialist 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)657-46-45. E-mail: S_Sharov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Shevelev Mikhail Borisovich</i>	candidate of engineering, chief technologist of the Gazprom PJSC. Tel.: +7(812)413-74-49. E-mail: M.Shevelev@adm.gazprom.ru
<i>Simakova Ulyana Vadimovna</i>	candidate of biology, senior research associate of the P.P. Shirshov Institute of Oceanology of the Russian Academy of Sciences. Tel.: +7(499)124-79-96. E-mail: yankazeisig@gmail.com
<i>Singurov Aleksandr Aleksandrovich</i>	candidate of engineering, deputy operations director – head of the “Prigorodnoye” manufacturing facility of the Sakhalin Energy CJSC. Tel.: +7(4242)66-55-05. E-mail: Alexander.Singurov@sakhalinenergy.ru
<i>Sofin Anton Sergeevich</i>	candidate of engineering, head of a division at the CJSC «Scientific technical center of industrial safety problems research». Tel.: +7(495)620-47-47. E-mail: toxi@safety.ru
<i>Sokotushchenko Vadim Nikolayevich</i>	candidate of engineering, assistant professor, senior research associate at National University of Oil and Gas «Gubkin University». Tel.: +7(498) 657-44-38. E-mail: sokotushenko@mail.ru
<i>Starokon Ivan Viktorovich</i>	candidate of engineering, assistant professor, head of the Chair for automation of construction design at oil and gas industry in National University of Oil and Gas «Gubkin University». Tel.: +7(926)373-63-08. E-mail: Starokon79@mail.ru
<i>Steyn Yan Igorevich</i>	candidate of geology and mineralogy, deputy head of a division at the Krasnoyarskgazprom Neftegazproyekt LLC. Tel.: +7(495)966-25-50. E-mail: y.shtejn.krskgazprom-ngp.ru
<i>Sumskoy Sergey Ivanovich</i>	candidate of engineering, assistant professor at National Research Nuclear University MEPhI. Tel.: +7(495)620-47-47. E-mail: sumskoi@mail.ru
<i>Tolstikov Aleksy 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)657-46-45. 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 VNIIGZ LLC. Tel.: +7(498)657-45-48. E-mail: R_Vagapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Volgemut Ernest Alekseyevich</i>	candidate of engineering, leading research associate of the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-49-15. E-mail: ernestwohlgemuth@gmail.com
<i>Yermakov Aleksandr Ivanovich</i>	doctor of engineering, professor in National University of Oil and Gas «Gubkin University». Tel.: +7(910)057-48-08. E-mail: alexanderie@yandex.ru
<i>Zak Vladimir Borisovich</i>	chief designer of the Laboratory for subsea and floating production facilities in the Division for 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)657-49-15. E-mail: valzak41@mail.ru
<i>Zapevalov Dmitriy Nikolayevich</i>	candidate of engineering, head of the Corporate scientific research center for corrosion monitoring and rust prevention at the Gazprom VNIIGZ LLC. Tel.: +7(498)657-96-91. E-mail: D_Zapevalov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zaynetdinov Suleyman Khamisovich</i>	junior research associate at the CJSC «Scientific technical center of industrial safety problems research». Tel.: +7(495)620-47-47. E-mail: zaynet@safety.ru
<i>Zhirov Aleksey Vladimirovich</i>	research associate of the Laboratory for design and scientific support of development of marine fields in the Corporate scientific and technical center for development of marine oil-and-gas resources at the Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: +7(498)657-43-43. E-mail: A_Zhirov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zinovkin Sergey Vladimirovich</i>	candidate of engineering, deputy 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)657-43-43. E-mail: S_Zinovkin@vniigaz.gazprom.ru

В 38

Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. – № 3 (45): Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа. – 179 с. – ISSN 2306-8949.

Выпуск этого сборника осуществлен с целью поиска технологий, критически важных для ведения хозяйственной деятельности в арктических условиях. В сборник включены 18 статей по вопросам геологоразведки, доразведки, проектирования и обустройства морских арктических месторождений, бурения скважин на шельфе, обеспечения безопасности газодобывающих сооружений и судов в морях Северного Ледовитого океана.

Издание будет интересно широкому кругу специалистов нефтегазовой и сопряженных отраслей, занятых проектированием и эксплуатацией сооружений и технических средств, предназначенных для работы в Арктике, а также учащимся вузов с соответствующей специализацией.

Vesti Gazovoy Nauki: collected scientific technical papers. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2020, no. 3(45): Modern approach and promising technologies within the projects for development of oil-and-gas fields at Russian continental shelf, 179 pp. ISSN 2306-8949. (Russ.).

This issue integrates 18 articles and seeks for new pivotal technologies aimed at provision of economic activities in the Arctic region. The named articles highlight questions of geological prospecting, additional exploration, design and development of the offshore Arctic hydrocarbon fields including matters of well drilling and safety provision for installations and vehicles.

The suggested collection will be interesting for specialists of gas and related industries, who are engaged in designing and operating facilities and machines applied in situation of northern seas.