



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

DESIGN AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

**Строительство
скважин,
оборудование
и технологии**

Освоение шельфа

**Защита окружающей
среды от загрязнения**

Информация

№1. 2024



Адреса и телефоны офисов ООО «Газпром морские проекты»:

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

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

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

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

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

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

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

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

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Научно-технический журнал

Редакционный совет

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

Редакционная коллегия

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

УЧРЕДИТЕЛЬ:
ООО «Газпром морские
проекты»

Издается с 2017 г.
Выходит 4 раза в год

РЕДАКЦИЯ:

Научный редактор
Н.Е. Игнатьева

Компьютерная верстка
Т.В. Мальцева

Корректор
Я.В. Ткачева

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

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

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

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

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

Подписано в печать 18.03.2024.
Формат 60×90^{1/8}
Офсетная печать.
Усл. печ. л. 9,75.
Уч.-изд. л. 8,5.
Тираж 350 экз.

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

© «Проектирование и разработка
нефтегазовых месторождений»

СОДЕРЖАНИЕ

СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ

- 3 *Оганов Г.С., Прохоренко В.В., Ветров И.Р., Оганов А.Г.*
Расчет величины выталкивающей силы при спуске обсадных колонн
- 10 *Головин В.В., Пищухин В.М., Бобылев М.И.*
Адаптивные алгоритмы цифрового спектрального анализа вибраций и шума в задачах нефтяной и газовой промышленности

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА

- 15 *Костин А.А.*
Анализ методик расчета напряженно-деформированного состояния морского трубопровода при укладке S-методом
- 20 *Староконь И.В., Булаева К.В.*
Планирование оптимального освоения групп газовых месторождений

ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ

- 27 *Каштанова И.Е., Жуков Д.В., Митрофанова М.А., Сорокин Ю.В.*
Оценка эффективности подходов к производственному экологическому мониторингу при строительстве скважин в морских акваториях Северного Ледовитого океана
- 39 *Маричев А.В., Попова Е.А., Червякова А.Е.*
Обзор мирового опыта по захоронению диоксида углерода в водоносных пластах

ИНФОРМАЦИЯ

- 48 Подведены итоги сотрудничества ООО «Газпром морские проекты» с Губкинским университетом за 2023 г.
- 50 Покорение шельфа: ООО «Газпром морские проекты» выступило с лекцией на ВДНХ
- 52 Перечень мероприятий нефтегазовой отрасли, рекомендованных к посещению в 2024 г.
- 58 Список статей, опубликованных в научно-техническом журнале «Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений» в 2023 г.

УДК 622.24

РАСЧЕТ ВЕЛИЧИНЫ ВЫТАЛКИВАЮЩЕЙ СИЛЫ ПРИ СПУСКЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Г.С. Оганов, главный инженер – заместитель генерального директора, д-р техн. наук, профессор,

ООО «Газпром морские проекты»,

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

В.В. Прохоренко, руководитель инженерно-технологической группы, канд. техн. наук,

И.Р. Ветров, инженер

ООО «Газпром морские проекты»;

А.Г. Оганов, специалист отдела проектирования

ООО «Арктический Научный Центр»

E-mail: v.prokhorenko@gazprom-seaprojects.ru

Ключевые слова: флотация; расчет выталкивающей силы; обсадная колонна.

Аннотация. В статье представлен расчет выталкивающей силы при спуске обсадной колонны в режиме флотации. Актуальность методов флотации обусловлена необходимостью обеспечения возможности беспрепятственного спуска обсадных колонн для скважин с большим отходом от вертикали. В результате расчета сделаны выводы о целесообразности применения спуска обсадных колонн методом флотации.

Начало использования технологии флотации – плавучести обсадных труб – при их спуске в скважину было положено в 1989 г. в связи с невозможностью спуска обсадных колонн с использованием стандартных технологий для целого ряда скважин с большим отходом от вертикали [1].

В последние годы в связи с увеличивающимся объемом бурения скважин с большим отклонением от вертикали возникает необходимость спуска тяжелых обсадных колонн диаметром 339,7 и 244,5 мм на значительные глубины (от 1500 до 8000 м). Доведе-

ние обсадных колонн до проектной глубины сопряжено с определенными трудностями, связанными с силами трения, возникающими при спуске колонн. Поэтому одним из способов, позволяющих уменьшить

отрицательное влияние сил сопротивления, может служить способ спуска обсадной колонны в режиме флотации. В этом случае нижняя часть обсадной колонны заполняется воздухом или буровым рас-

Метод флотации необходимо применять тогда, когда расчетная нагрузка на крюке при спуске обсадной колонны имеет отрицательное значение.

Таблица 1

Проектный профиль и конструкция наклонной скважины с большим отклонением ствола от вертикали

Интервал по вертикали, м	Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град		Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м		Радиус искривления скважины, м	Диаметр обсадной колонны, мм; глубина спуска, м
		в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая		
0-300	300	0	0	0	0	300	300	-	$\Phi_1 = 508$ мм; $l_1 = 250$ м
300-855	555	0	75,66	432	432	757	1057	573	-
855-2385	1530	75,66	75,66	5988	6420	6194	7251	-	$\Phi_2 = 339,7$ мм; $l_2 = 2859$ м
2385-2400	15	75,66	82,5	80	6500	82	7333	688	$\Phi_3 = 244,5$ мм; $l_3 = 7333$ м
2400-2410	10	82,5	90,0	149	6649	150	7483	1146	-
2410-2410	0	90,0	90,0	1000	7649	1000	8483	-	$\Phi_4 = 177,8$ мм; $l_4 = 8483$ м

Одним из способов, позволяющих уменьшить отрицательное влияние сил сопротивления, может служить способ спуска обсадной колонны в режиме флотации.

твором меньшей плотности, а верхняя – буровым раствором. Обе части колонны отделены друг от друга специальным клапаном (флотационной муфтой).

Существует четыре способа спуска колонн методом флотации [2]:

1. Полная флотация (с буровым раствором в скважине и воздухом внутри обсадной колонны).

2. Раствор над воздухом (нижняя часть обсадной колонны заполнена воздухом, а верхняя – буровым раствором).

3. «Воздушная камера» (самая нижняя часть и верхняя заполнены буровым раствором, а между ними – воздухом).

4. Тяжелый раствор над легким раствором (нижняя часть обсадной колонны заполнена более легким по плотности буровым раствором, а верх-

няя – раствором с большей плотностью).

Расчет величины выталкивающей силы

Профиль и информация о конструкции скважины, для которой будет приведен пример спуска обсадной колонны диаметром 244,5 мм на глубину 7333 м по второму способу, представлены в табл. 1.

Диаметр скважины равен 311,1 мм, плотность бурового раствора $\rho_{бр} = 1300$ кг/м³. Параметры профиля скважины: глубина точка резки $h_0 = 300$ м, интервал набора зенитного угла (ЗУ) – 300...1057 м. Радиус искривления $R_1 = 573$ м (интенсивность искривления $i_1 = 1^\circ/10$ м), зенитный угол в конце первого интервала набора ЗУ

Таблица 2

Нагрузка на крюке при подъеме (спуске) обсадной колонны диаметром 244,5 мм в наклонной скважине с большим отклонением ствола от вертикали (при различных значениях коэффициента трения)

Технологический процесс	Усилие T_p , действующее на обсадную колонну, кН					Суммарная нагрузка на крюке, ΣT_k (точка O), кН
	μ	T_3	T_2	T_1	T_0	
		Точка приложения усилия T_i				
		С (2385 м по стволу)	В (855 м по стволу)	А (300 м по стволу)	О (вертикальный участок ствола)	
Подъем обсадной колонны	0,35	485,3	2982,9	5332,7	206,2	5538,9
	0,25	478,2	2563,8	4093,5	206,2	4299,7
	0,15	472,7	2145,3	3057,5	206,2	3263,7
Спуск обсадной колонны	0,35	444,3	547,8	275,3	206,2	481,5
	0,25	450,8	473,7	655,3	206,2	861,5
	0,15	456,1	891,6	1052,2	206,2	125,8

Примечание.

1. Параметры профиля скважины представлены в табл. 1.
2. Усилие T_0 – это вес вертикального участка ОК, а осевые усилии T_1, T_2, T_3 приведены для ОК в точках А, В, С соответственно.
3. Коэффициент трения μ в интервале открытого ствола – 0,35, внутри обсадной колонны $\mu = 0,25$, $\mu = 0,15$ – при обработке раствора смазочными добавками или при применении низкотоксичного раствора на углеводородной основе.

Таблица 3

Расчет выталкивающей силы при спуске обсадной колонны диаметром 244,5 мм на глубину 7333 м (в зависимости от длины нижней части колонны, заполненной воздухом, и от плотности бурового раствора в скважине)

Длина нижней части колонны, заполненной воздухом, м	Плотность бурового раствора в скважине, кг/м ³	Наружный объем погруженной части обсадной колонны, заполненной воздухом, м ³	Выталкивающая сила $G_{\text{выт}}$, кН	Длина обсадной колонны (от устья) заполнения буровым раствором, м	Объем бурового раствора внутри обсадной колонны, м ³	Масса бурового раствора внутри обсадной колонны, кг
1000	1150	47	540,5	6333	240	276000
	1200		564,0			288000
	1250		587,5			300000
	1300		611,0			312000

Таблица 3 (продолжение)

Длина нижней части колонны, заполненной воздухом, м	Плотность бурового раствора в скважине, кг/м ³	Наружный объем погруженной части обсадной колонны, заполненной воздухом, м ³	Выталкивающая сила $G_{\text{выт}}$, кН	Длина обсадной колонны (от устья) заполнения буровым раствором, м	Объем бурового раствора внутри обсадной колонны, м ³	Масса бурового раствора внутри обсадной колонны, кг
2000	1150	94	1081,0	5333	202	232300
	1200		1128,0			242400
	1250		1175,0			252500
	1300		1222,0			262600
4000	1150	188	2162,0	3333	127	146000
	1200		2256,0			152400
	1250		2350,0			158750
	1300		2444,0			165100
6000	1150	283	3254,5	1333	51	58650
	1200		3396,0			61200
	1250		3537,5			63700
	1300		3679,0			66300
7333	1150	345	3967,5	-	-	-
	1200		4140,0			
	1250		4312,5			
	1300		4485,0			

$\alpha_1 = 75,66^\circ$. Интервал стабилизации ЗУ по стволу – 1057...7251 м, второй интервал набора ЗУ – 7251...7333 м. Радиус искривления $R_2 = 668$ м ($i_2 = 0,83^\circ/10$ м). Глубина кровли продуктивного пласта по вертикали $H_b = 2400$ м, глубина спуска обсадной колонны по вертикали $H_{ок} = 2400$ м, отклонение ствола от вертикали на глубине кровли пласта $A_{кр} = 6500$ м.

Коэффициент трения между обсадной колонной и стенками ствола скважины μ

принимается равным 0,35. Параметры обсадной трубы: наружный диаметр $d_{н/ок} = 0,2445$ м, внутренний диаметр трубы $d_{вн/ок} = 0,2205$ м. Толщина стенки трубы $\delta = 11,99$ мм; масса 1 м трубы $q_{ок} = 68,73$ кг/м; марка стали – Р110.

Результаты расчета нагрузки на крюке составляют при подъеме обсадной колонны с глубины 7333 м $\sum T_{кр}^n = 5538,9$ кН; при спуске колонны $\sum T_{кр}^c = 481,5$ кН (табл. 2).

Последовательность расчета выталкивающей силы

при спуске обсадной колонны в режиме флотации следующая:

1. Определяется объем (по наружной поверхности) $W_{ок}^H$ погруженной в буровой раствор части длины $l_{воз}^n$ обсадной колонны, заполненной в нижней части воздухом, по формуле:

$$W_{ок}^H = 0,785 d_{н/ок}^2 l_{воз}^n \quad (1)$$

где $l_{воз}^n$ принимается равной 1000 м.

Тогда

$$W_{ок}^H = 0,785 \cdot 0,2445^2 \cdot 1000 = 46,92 \text{ м}^3.$$

Принимаем $W_{ок}^H = 47 \text{ м}^3$.

2. Выталкивающая сила $G_{выт}$ определяется по формуле

$$G_{выт} = W_{ок}^H \rho_{бр}. \quad (2)$$

При плотности бурового раствора $\rho_{бр}$, равной 1300 кг/м^3 , имеем

$$G_{выт} = 47 \cdot 1300 = 611 \text{ кН}.$$

Результаты расчета величины $G_{выт}$ при различных значениях $\rho_{бр}$ и длины части обсадной колонны, заполненной воздухом, представленные в табл. 3 и на рисунке, показывают, что по мере увеличения $l_{воз}^n$ возрастает $G_{выт}$.

Из сравнения данных табл. 3 видно, что при спуске

данной обсадной колонны значение $l_{воз}^n$ не может превышать 2000 м , так как $G_{выт} = 1222,0 \text{ кН}$, а $\sum T_k^c$ даже при $\mu = 0,15$ равно $125,8 \text{ кН}$. Следовательно, в любом случае применения режима флотации необходимо обеспечить условие, при котором остаточный вес – разница между $\sum T_k^c$ и $G_{выт}$ – имеет положительное значение.

Это означает, что метод флотации необходимо применять тогда, когда величина $\sum T_k^c$ (расчетная нагрузка на крюке при спуске обсадной колонны) имеет отрицательное значение.

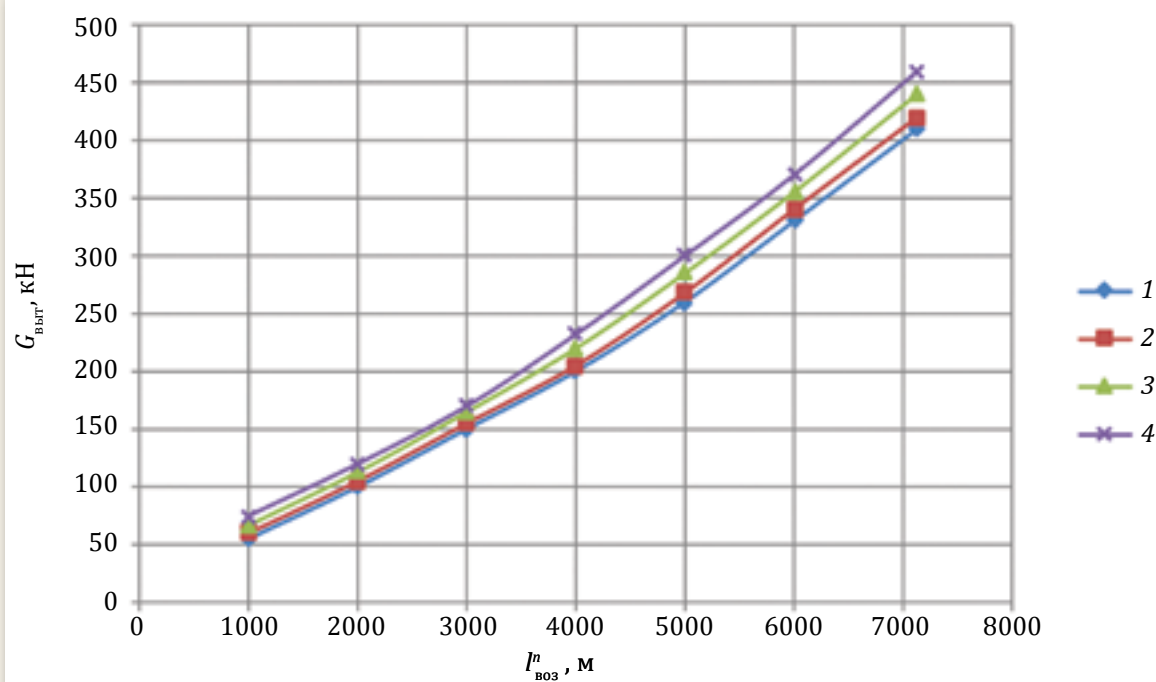
В данной скважине $\sum T_k^c = 481,5 \text{ кН}$ имеет положительное значение даже при неблагоприятных условиях, когда $\mu = 0,35$, т. е. спуск колонны под собственным весом возможен. Однако при других условиях (табл. 4), в частности

при спуске обсадной колонны в скважину глубиной 8684 м и отклонении ствола от вертикали – 7778 м , $\sum T_k^c = 49,2 \text{ кН}$, что близко к значению, при котором спуск колонны под действием собственного веса прекращается.

В наклонной скважине с большим отходом (табл. 5) глубиной 9457 м и 10784 м с величинами отхода А соответственно 8638 м и 10093 м $\sum T_k^c$ (расчетная величина нагрузки на крюке при спуске обсадной колонны) имеет отрицательное значение [3].

Выводы

Результаты расчетов, приведенных в настоящей статье, совпадают с данными работы [4], авторы которой установили,



Зависимость величины выталкивающей силы при спуске обсадной колонны в наклонную скважину с большим отклонением ствола от вертикали от длины нижней части колонны, заполненной воздухом:

1, 2, 3, 4 – соответственно плотности бурового раствора 1150 кг/м^3 ; 1200 кг/м^3 ; 1250 кг/м^3 ; 1300 кг/м^3 . Диаметр обсадной колонны – $244,5 \times 11,99 \text{ мм}$. Глубина спуска – 7333 м . График построен по данным табл. 3

Таблица 4

Нагрузка на крюке при подъеме (спуске) обсадной колонны диаметром 244,5 мм в наклонной (пологой) скважине с большим отклонением ствола от вертикали (при различных значениях радиуса искривления скважины)

Глубина спуска колонны $L_{ок}$, м	Отклонение ствола от вертикали A , м	Интенсивность искривления i , °/10 м	Зенитный угол скважины в конце интервала набора кривизны α , градус	Усилие, действующее на обсадную колонну, кН							
				при подъеме				при спуске			
				T_3^n	ΣT_2^n	T_1^n	ΣT_k^n	T_3^c	ΣT_2^c	T_1^c	ΣT_k^c
6312	5351	0,66	75	2000,3	4122,4	206,2	4328,6	-26562	194,1	206,2	400,3
6745	5865	0,83	75	2274,7	4370,3	206,2	457652	-303,1	96,7	206,2	302,9
7488	6743	1,5	75	2743,6	4795,5	206,2	500171	-364,3	-69,2	206,2	137,0
8684	7778	0,66	80	2554,9	5122,1	206,2	532826	-843,4	-157,0	206,2	49,2
9457	8638	0,83	80	2920,0	5518,7	206,2	572484	-963,9	-311,8	206,2	-105,6
10784	10093	1,5	80	3537,7	6263,8	206,2	647002	-1167,8	-551,1	206,2	-344,9

Примечание.

1. Параметры трехинтервального профиля приведены в табл. 5.
2. Коэффициент трения $\mu = 0,35 = \text{const}$.

Таблица 5

Параметры профиля наклонной (пологой) скважины с большим отклонением ствола от вертикали (при различных радиусах искривления)

Интервал по вертикали, м	Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, градус		Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м		Радиус искривления скважины, м
		в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая	
0-300	300	0	0	0	0	300	300	—
300-1138	838	0	75	643	643	1136	1436	868
1138-2400	1262	75	75	4708	5351	4876	6312	—
0-300	300	0	0	0	0	300	300	—

Таблица 5 (продолжение)

Интервал по вертикали, м	Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, градус		Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м		Радиус искривления скважины, м
		в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая	
300–965	665	0	75	510	510	900	1200	688
965–2400	1435	75	75	5355	5865	5545	6745	—
0–300	300	0	0	0	0	300	300	—
300–669	369	0	75	283	283	500	800	382
669–2400	1731	75	75	6460	6743	6688	7488	—
0–300	300	0	0	0	0	300	300	—
300–1155	855	0	80	717	717	1212	1512	868
1155–2400	1245	80	80	7061	7778	7172	8684	—
0–300	300	0	0	0	0	300	300	—
300–977	677	0	80	568	568	960	1260	688
977–2400	1423	80	80	8067	8635	8197	9457	—
0–300	300	0	0	0	0	300	300	—
300–676	376	0	80	316	316	553	853	382
676–2400	1724	80	80	9776	10092	9931	10784	—

что отрицательное значение $\sum T_k^c$ имеет место в скважинах, в которых коэффициент отклонения K_a , равный отношению отклонения ствола от вертикали к глубине скважины по вертикали, $K_a = A/H_v \geq 3,5$.

В представленных расчетах K_a находится в пределах от 3,6 до 4,2, т.е. для этих скважин целесообразно применять спуск колонн в режиме флотации. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Мимс М., Крепп Т., Вильямс Х. Проектирование и ведение бурения для скважин с большим отклонением от вертикали и сложных скважин. – K&M Текнолоджи Груп, ЛЛК, 1999. – 227 с.
2. Шахова А.Ю., Бочкарев В.В. и др. Отечественная нефтяная компания успешно внедряет метод частичной флотации для спуска эксплуатационного хвостовика 244,5 мм в скважину с экстремальным отходом от вертикали на Сахалине / А.Ю. Шахова, В.В.Бочкарев [и др.] – SPE-201868-RU, 2020.
3. Оганов Г.С. Методы проектирования строительства наклонно-направленных, горизонтальных и многозабойных скважин с большим отклонением ствола от вертикали: дис.... д-ра техн. наук. – ОАО НПО «Буровая техника» – ВНИИБТ, 2004. – 370 с.
4. Extended Reach Drilling at the uttermost part of the earth / M. Naegel [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – SPE-48944-MS, 1998.

УДК 622.24:622.276

АДАПТИВНЫЕ АЛГОРИТМЫ ЦИФРОВОГО СПЕКТРАЛЬНОГО АНАЛИЗА ВИБРАЦИЙ И ШУМА В ЗАДАЧАХ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

В.В. Головин, главный эксперт ПАО «Газпром»,

В.М. Пищухин, ведущий научный сотрудник, канд. техн. наук,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»;

М.И. Бобылев, начальник отдела

ООО «Газпром инвест» филиал «Газпром реконструкция»

E-mail: basil1960@yandex.ru

Ключевые слова: спектральный анализ; методы «сверхразрешения»; метод Кейпона; корреляционная матрица процесса.

Аннотация. В статье рассмотрены характеристики разрешения-обнаружения гармоник шумоподобных процессов при известной корреляционной матрице. Определены числовые характеристики на примере двух близко расположенных по частоте равномоощных гармоник. Определены предельные возможности алгоритма Кейпона.

Развитие информационных технологий на современном этапе позволяет реализовывать адаптивные измерительные системы в составе автоматизированных комплексов при решении различных задач нефтегазовой отрасли.

К таким задачам относятся:

- контроль глубинных параметров бурения скважин по акустическим шумам и вибрациям колонн бурильных труб;
- исследование вибраций буровых машин и оборудования для определения их прочности и виброустойчивости;
- акустическая пеленгация забоя наклонно-направленных скважин;

- контроль параметров пульсации давления бурового раствора в нагнетательной линии скважин;

- контроль за техническим состоянием погружных электроцентробежных насосов в процессе добычи нефти;

- измерение дебита газ-лифтных скважин и др. [1, 2].

В процессе бурения нефтяных и газовых скважин используется сложный комплекс производственных агрегатов, машин и механизмов: системы подъема, спуска и подачи инструмента, буровые насосы, ротор, установки для приготовления и очистки бурового раствора, воздушный компрессор,

а также колонны бурильных труб с буровым двигателем и долотом на забое. При эксплуатации оборудование создает различные вибрации, исследование спектра которых имеет значение для диагностики их технического состояния и оценки различных динамических нагрузок силовых агрегатов на металлоконструкции оснований в морских условиях бурения.

Пример спектра вибрации шасси дизель-генератора ТМЗ-ДЭ-Ш с двигателем У1Д6-С2 [2] приведен на рис. 1.

Отмечено [3], что несвоевременная регистрация показаний высокой вибрации и отсут-

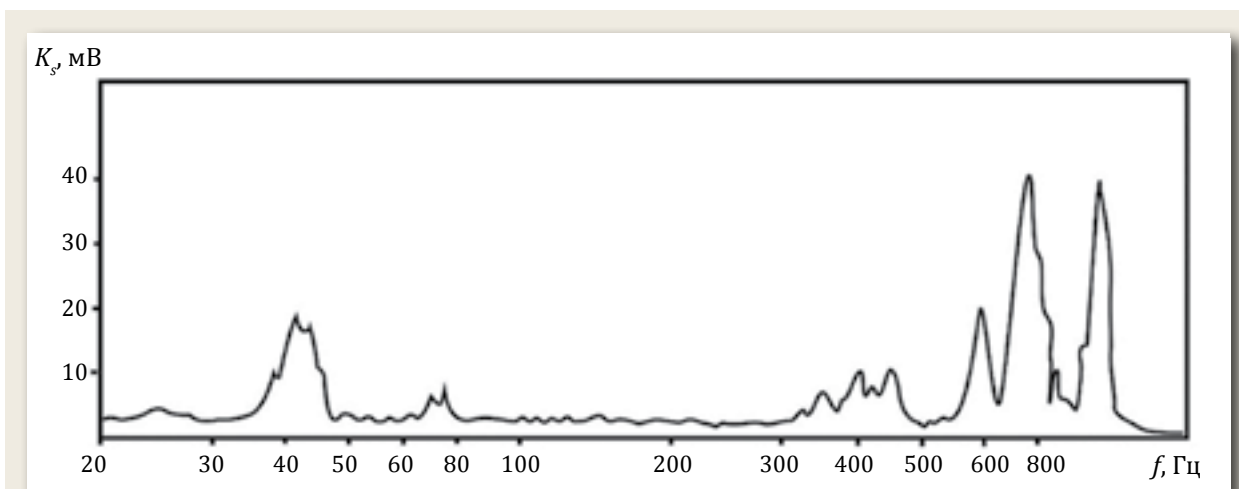


Рис.1. Спектрограмма вибрации шасси дизель-генератора ТМЗ-ДЭ-Ш: K_s – отношение величины напряжения к натуральной величине измеренных физических сил, мВ; f – частота, Гц

ствии мер по предотвращению высоких вибраций бурильной колонны приводят к авариям и осложнениям при бурении. Эти задачи решаются методом спектрального анализа. Классический пример – стандартное изменение резонансной частоты фильтра и измерение мощности на выходе. По максимуму выходного эффекта оценивается частота гармоники источника, и, если гармоника единственная и помехой выступает собственный шум измерительного устройства, метод безупречен. Картина меняется, когда гармоник становится две. Пока они разнесены на расстояние больше ширины полосы пропускания фильтра, можно по положению уже двух максимумов оценить их частоты. Но, как только разность частот составляет менее ширины полосы пропускания фильтра, их оценка невозможна. Огромные усилия мировой науки за последние годы были направлены на повышение разрешающей способности не за счёт сужения полосы пропускания фильтра, а за счёт изменения принципов обработки. В силу актуальности этой тематики написано огромное количество

научной литературы, например [1, 4]. Рассмотрим некоторые алгоритмы, позволяющие презойти рэлеевский предел разрешения. Такие алгоритмы называют сверхразрешающими, или сверхрэлеевскими.

Математической моделью исследуемого процесса является дискретизированный эргодический гауссовый случайный процесс с нулевым средним и корреляционной матрицей

$$\Phi_{\text{сн}}(\alpha) = \mathbf{I} + \Phi_c(\alpha). \quad (1)$$

Здесь $\Phi_{\text{сн}}(\alpha)$ – корреляционная матрица смеси внутреннего шума измерительного устройства и гармоник вибраций размера MN ;

\mathbf{I} – корреляционная матрица внутреннего шума измерительного устройства (единичная матрица);

$$\Phi_c(\alpha) = \sum_{i=1}^N h_i \dot{\mathbf{X}}(\alpha_i) \dot{\mathbf{X}}^{*T}(\alpha_i) -$$

корреляционная матрица гармоник вибраций.

Здесь h_i – интенсивность i -й гармоники; $\dot{\mathbf{X}}(\alpha_i)$ – вектор комплексных амплитуд i -й гармоники частоты α_i ; T – символ транспонирования; $*$ – символ комплексного сопряжения.

Основным этапом рассматриваемых алгоритмов гармонического спектрального анализа является сканирование – вычисление спектральной функции $S(\alpha)$ в интервале значений $\alpha \in (\alpha_{\text{min}}, \alpha_{\text{max}})$. Затем проводится отыскание локальных максимумов $S(\alpha)$ на этом интервале. Количество гармоник на интервале сканирования далее отождествляется с числом локальных максимумов, а их частоты и интенсивности – с частотами и значениями максимумов соответственно [4, 5].

При этом математическое сканирование проводится весовым вектором с помеховой составляющей

$$R_{\text{п}}(\alpha) = c(\alpha) R_{\text{сн}}(\alpha). \quad (2)$$

Здесь $c(\alpha)$ – корректирующая функция;

$R_{\text{сн}}(\alpha) = \Phi_{\text{сн}}^{-1} X(\alpha)$ – весовой вектор смеси.

Коэффициент передачи полезного сигнала по мощности этой схемы

$$k_c = |c(\alpha)|^2 R_{\text{сн}}^{*T}(\alpha) \Phi_c R_{\text{сн}}(\alpha) = |c(\alpha)|^2 S_c^2(\alpha). \quad (3)$$

где $S_c(\alpha)$ – спектральная функция гармоник вибрации.

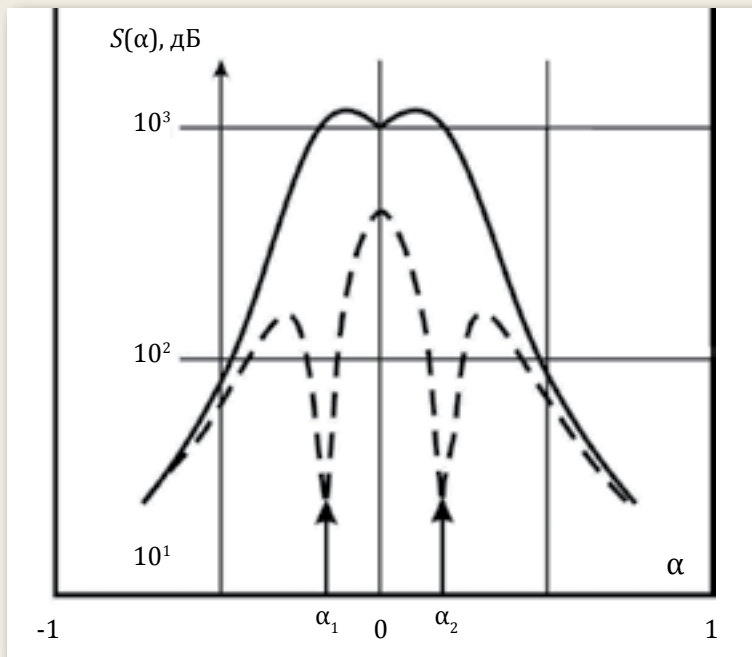


Рис. 2. Спектральная функция метода максимального правдоподобия (метода Кейпона) для двух равномоощных гармоник α_1 и α_2 интенсивности $q=20$ дБ, числа отсчётов $M=10$, разнесенных на расстояние $\Delta=0,4$ ширины полосы пропускания фильтра;
 — спектральная функция;
 - - - - шумовая составляющая спектральной функции

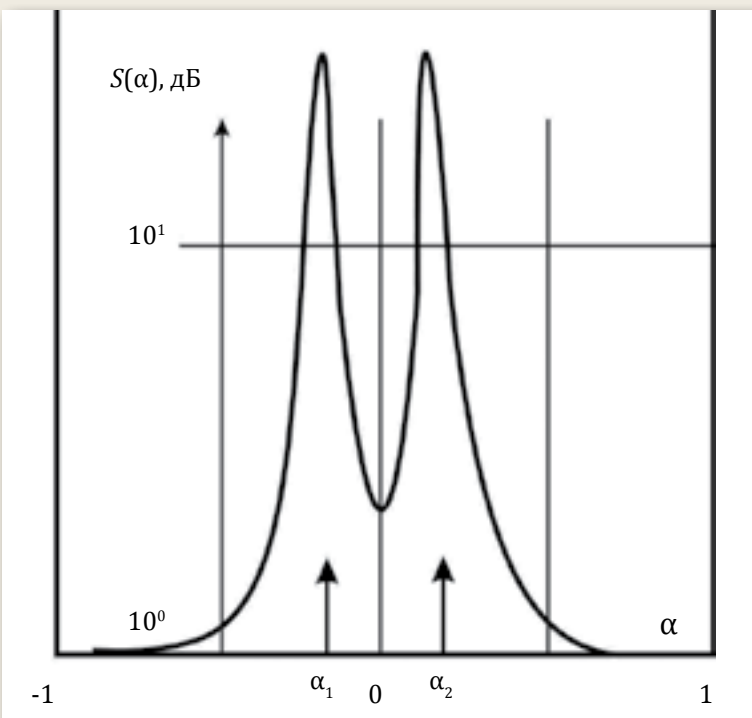


Рис. 3. Спектральная функция метода Борджотти – Лагунаса для двух равномоощных гармоник α_1 и α_2 интенсивности $q=20$ дБ, числа отсчётов $M=10$, разнесенных на расстояние $\Delta=0,4$ ширины полосы пропускания фильтра

Основное отличие методов состоит в выборе корректирующей функции $c(\alpha)$, которая определяется из различных условий, например правильного воспроизведения уровней полезного сигнала выравниванием выходной мощности помех независимо от частоты сканирования и т.д.

Если выбрать функцию $c(\alpha)$ из условия $k_s(\alpha)$, то в этом случае $c(\alpha) = 1/S_0(\alpha_i)$. $S_0(\alpha_i)$ – спектральная функция гармоник вибрации на частоте α_i

Выходная величина

$$S(\alpha) = \frac{1}{X^{*T}(\alpha) \Phi_{\text{сн}}^{-1} X(\alpha)} \quad (4)$$

при известной матрице $\Phi_{\text{сн}}$ представляют собой максимально правдоподобную (МП) оценку спектральной плотности мощности или интенсивности полезного сигнала. Основанный на анализе такого выходного эффекта алгоритм предложен Кейпоном и часто называется методом максимального правдоподобия. Это название следует относить именно к оценке интенсивности гармоник, но не их частот. Основным достоинством рассматриваемого метода является малая ошибка оценки интенсивности, хотя по другим параметрам он может и уступать другим методам группы. Примерный вид спектральной функции для двух равномоощных гармоник приведен на рис. 2 [3].

Из условия постоянства дисперсии шума на выходе устройства обработки

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{ш}}^2 &= |c(\alpha)|^2 R_{\text{сн}}^{*T}(\alpha) R_{\text{сн}}(\alpha) = \\ &= |c(\alpha)|^2 X^{*T}(\alpha) \Phi_{\text{сн}}^{-2} X(\alpha) = \\ &= 1, \end{aligned}$$

в этом случае

$$c(\alpha) = (X^{*T}(\alpha) \Phi_{\text{сн}}^{-2} X(\alpha))^{-1/2}.$$

Спектральная функция метода Борджотти – Лагунаса (МБЛ) запишется в виде

$$S_{\text{МБЛ}}(\alpha) = \frac{X^T(\alpha) \Phi_{\text{сп}}^{-1} X(\alpha)}{X^T(\alpha) \Phi_{\text{сп}}^{-2} X(\alpha)}. \quad (5)$$

Данный метод несколько сложнее метода Кейпона. К основным его достоинствам можно отнести постоянство порога для заданной вероятности ложной тревоги. Кроме того, МБЛ обладает более высокой разрешающей способностью и точностью измерения угловых координат, но несколько меньшей точностью измерения интенсивности, чем метод Кейпона. Вид спектральной функции при тех же условиях моделирования приведён на рис. 3.

Разновидностью МБЛ является метод теплового шума, при котором выходной эффект устройства обработки определяется как

$$S_{\text{ТШ}}(\alpha) = \frac{1}{X^T(\alpha) \Phi_{\text{сп}}^{-2} X(\alpha)}. \quad (6)$$

Это соответствует выбору

$$c(\alpha) = (X^T(\alpha) \Phi_{\text{сп}}^{-1} X(\alpha) X^T(\alpha) \Phi_{\text{сп}}^{-2} X(\alpha))^{-1/2}.$$

Виды спектральной функции и шумовой составляющей приведены на рис. 4.

При таком упрощении могут быть потеряны некоторые достоинства МБЛ, хотя разрешающая способность остается лучше, чем в методе Кейпона. Переписав знаменатель (6) в виде

$$S_{\text{ТШ}}^{-1}(\alpha) = X^T(\alpha) \Phi_{\text{сп}}^{-1} \mathbf{I} \Phi_{\text{сп}}^{-1} X(\alpha) \quad (7)$$

и используя для единичной матрицы представление

$$\mathbf{I} = \sum_{i=1}^M e_i e_i^T,$$

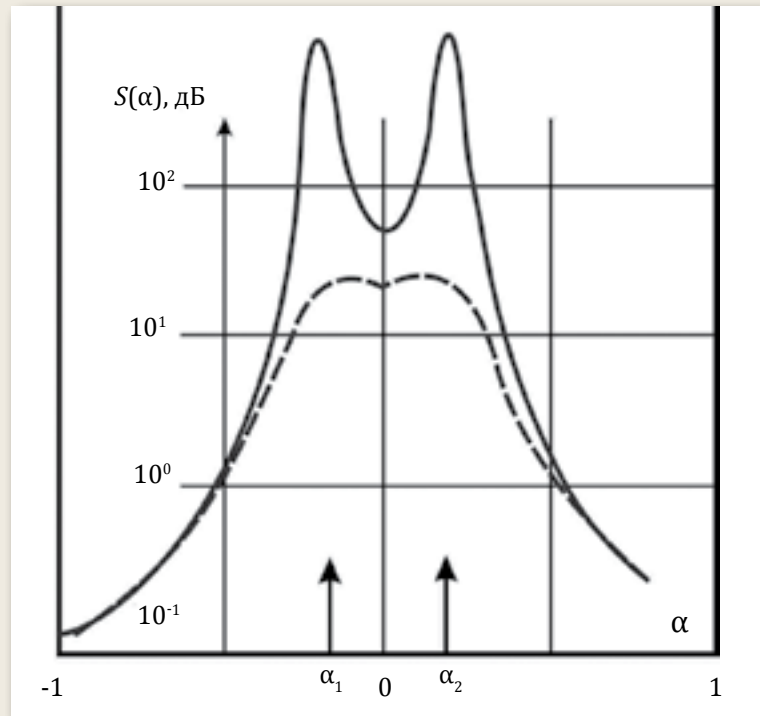


Рис. 4. Спектральная функция метода теплового шума для двух равномогных гармоник α_1 и α_2 интенсивности $q=20$ дБ, числа отсчётов $M=10$, разнесенных на расстояние $\Delta=0,4$ ширины полосы пропускания фильтра. Условные обозначения см. рис. 2.

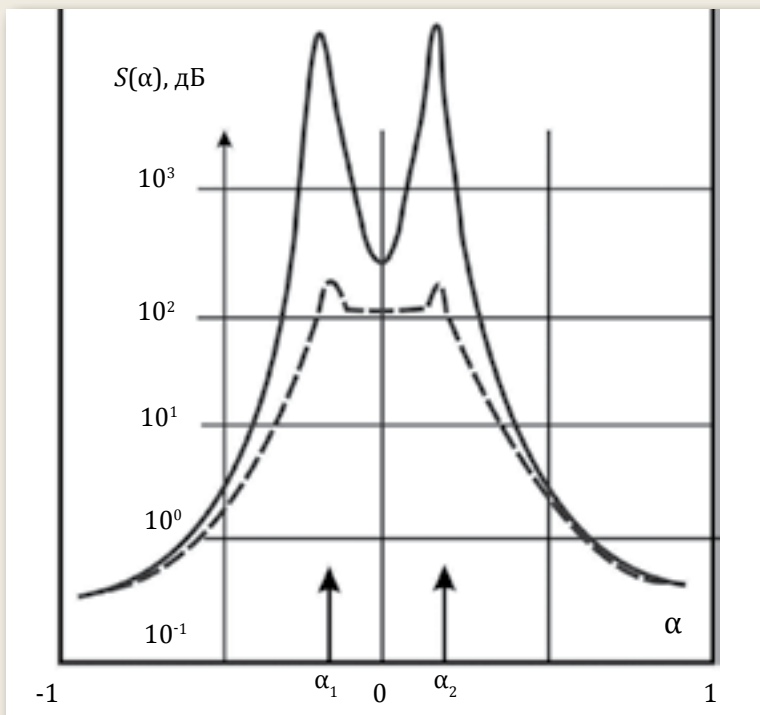


Рис. 5. Спектральная функция метода линейного предсказания для двух равномогных гармоник α_1 и α_2 интенсивности $q=20$ дБ, числа отсчётов $M=10$, разнесенных на расстояние $\Delta=0,4$ ширины полосы пропускания фильтра. Условные обозначения см. рис. 2.

где e_i – вектор-столбец нулей и единицы в i -й строке, получим

$$S_{\text{ТШ}}(\alpha) = \sum_{i=1}^M \frac{w_i}{s_i(\alpha)}. \quad (8)$$

Здесь $w_i = e_i^T \Phi_{\text{СП}}^{-1} e_i$ – i -й диагональный элемент матрицы $\Phi_{\text{СП}}^{-1}$;

$$s_i(\alpha) = \frac{w_i}{(e_i^T \Phi_{\text{СП}}^{-1} X(\alpha))^2}. \quad (9)$$

Здесь $s_i(\alpha)$ – функция, используемая при анализе методом линейного предсказания (ЛП).

Она также относится к методам рассматриваемой группы, поскольку $s_i(\alpha)$ является выходящим эффектом при

$$c(\alpha) = \frac{w_i^{1/2}}{(X^T(\alpha) \Phi_{\text{СП}}^{-1} X(\alpha))^{-1/2} e_i^T R_{\text{СП}}(\alpha)}. \quad (10)$$

Виды спектральной функции и шумовой составляющей приведены на рис. 5.

В процессе изменения знаменатель $s_i(\alpha)$ описывает квадрат модуля нормированной частотной характеристики фильтра, весовой вектор которой совпадает с i -й строкой матрицы $\Phi_{\text{СП}}^{-1}$. При обработке колебаний приемных элементов с таким весовым вектором обеспечивается условная минимизация дисперсии выходного колебания. Условие сводится к фиксации отличной от нуля i -й компоненты весового вектора (коэффициента передачи в i -м ($i \in 1, M$) элементе обработки). В этом случае взвешенная сумма колебаний остальных элементов "предсказывает" колебание i -го с минимальной ошибкой, дисперсия которого равна w_{ii} , что и объясняет название метода. Физически такая минимизация сопровождается формированием провалов в частотной характеристике адаптивного фильтра на частотах, близких к частотам гармоник. В связи с этим при $\alpha \approx \alpha_0$ ($i = 1, 2, \dots, M$) и ма-

лом знаменателе сама функция в окрестности этих точек может иметь острые пики, использующиеся для оценки числа частот гармоник. По сравнению с методом Кейпона в этом методе более высокие характеристики по разрешению и точности определения частоты, но хуже точность измерения интенсивности. Поэтому метод линейного предсказания используют в условиях, когда оценка интенсивности не требуется. Из-за сходства функции $s_i(\alpha)$ со спектральной плотностью мощности авторегрессионного (АР) процесса этот метод часто называют методом максимальной энтропии (ММЭ). Последнее название связано с тем, что к функции $s_i(\alpha)$ (при $i = 1$ или $i = M$) можно прийти, поставив задачу максимизации энтропии случайного процесса, заданного своими M отсчетами комплексных амплитуд, что было показано Бергом, предложившим ММЭ для спектрального анализа гауссовских стационарных временных рядов. Обратим внимание, что с формальной точки зрения знаменатель функции $s_i(\alpha)$ (9) представляет собой квадрат модуля i -й компоненты вектора $R_{\text{СП}}(\alpha)$, обеспечивающего безусловную максимизацию отношения сигнал/помеха+шум на выходе системы спектрального анализа при произвольном $c(\alpha)$ (10).

Предлагаемые методы планируются использовать при анализе спектра низкочастотных вибраций, где разрешение по частоте требует значительного времени наблюдения.

Выводы

1. Рассмотренные алгоритмы адаптивного измерения частоты гармоник используют весовой вектор, безусловно максимизирующий отношение сигнал/помеха+шум. Характе-

ристики измерения-разрешения определяются выбором нормирующего множителя $c(\alpha)$. Наибольшую точность оценки интенсивности обеспечивают МП-алгоритм и метод Кейпона. Но разрешающая способность у этих алгоритмов ниже, чем у остальных алгоритмов этой группы. Методы Борджотти – Лагунаса, линейного предсказания и теплового шума обладают более высокими характеристиками разрешения-измерения угловой координаты, но интенсивность источников они измеряют хуже МП-алгоритма и метода Кейпона.

2. При нахождении в зоне обзора не более трех гармоник, конечном объеме выборки оценки $\Phi_{\text{СП}}$ и не полностью идентичных каналах приема предпочтительнее применять методы пеленгации без предварительного оценивания числа источников. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Мирзаджанзаде А.Х., Керимов З.Г., Допейкис М.Г. Теория колебаний в нефтепромысловом деле. – Баку: Маариф, 1976. – 363 с.
2. Гасанов И.Ф. Многоканальные измерительные системы для спектрального анализа вибраций машин, агрегатов и сооружений: применительно к задачам нефтяной промышленности и гидроэнергетики: дис. ... канд. техн. наук : 05.11.16. – Баку, 1984. – 214 с.
3. Анализ возникновения вибраций в процессе бурения / К.О. Щербакова, Б.А. Овезов, Л.Р. Календарова, Д.А. Кузнецова // Neftegaz.ru. – 2022. – №11(131). – С. 88–93.
4. Радиоэлектронные системы: основы построения и теория. Справочник / Я.Д. Ширман, Ю.И. Лосев, Н.Н. Минервин и др. : под ред. Я.Д. Ширмана. – М.: МАКВИС, 1998. – 828 с.
5. Марпл С.Л. Цифровой спектральный анализ и его приложения: пер. с англ. – М.: Мир, 1990. – 584 с.

УДК 621.644.073

АНАЛИЗ МЕТОДИК РАСЧЕТА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ МОРСКОГО ТРУБОПРОВОДА ПРИ УКЛАДКЕ S-МЕТОДОМ

А.А. Костин, инженер

ООО «Газпром морские проекты»

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

Ключевые слова: морской трубопровод; укладка морских трубопроводов; методики расчета укладки S-методом.

Аннотация. В статье рассмотрены существующие методики расчета напряженно-деформированного состояния морского трубопровода при укладке S-методом. Выявлены достоинства и недостатки каждой из существующих методик. Сформулированы проблемы расчетов.

S-метод укладки является одним из первых и самым популярным методом укладки морских трубопроводов. Изогнутый участок трубопровода, находящийся между точкой касания морского дна и натяжным устройством на трубоукладочном судне (ТУС), принимает форму S-образной кривой (рис. 1), отчего метод и получил соответствующее название. Метод позволяет укладывать в зависимости от условий строительства от 3 до 7 км трубопроводов в день (125–300 м/ч). Современные ТУС со стингером осуществляют укладку трубопровода диаметром до 1420 мм на глубину моря до 300 м и диаметром до 810 мм на глубину до 700 м [1, 2]. Стингеры могут достигать в длину 90 м. На некоторых баржах установлены складные

стингеры, что позволяет менять их размер, регулируя траекторию спуска трубы. Однако увеличение радиуса кривизны и общей длины стингера осложняет управление и делает его уязвимым к воздействию волн и течений.

Достоинствами S-метода являются возможность сварки толстостенных труб, использование сварки на нескольких постах, отсутствие пластических деформаций и возможность укладки труб с

бетонным покрытием. Главный недостаток метода – ограничение глубины укладки из-за требуемого удлинения размеров стингера для снижения напряжений в трубе и увеличения натяжения, которое нужно прикладывать к плети строящегося трубопровода для поддержания его безопасного напряженно-деформированного состояния. Кривизну и длину стингера, а также силу натяжения подбирают таким образом, чтобы напряжения в

При строительстве морских трубопроводов широко используются трубы с бетонным утяжеляющим покрытием для придания трубопроводу отрицательной плавучести и механической защиты трубопровода от повреждения падающим грузом.

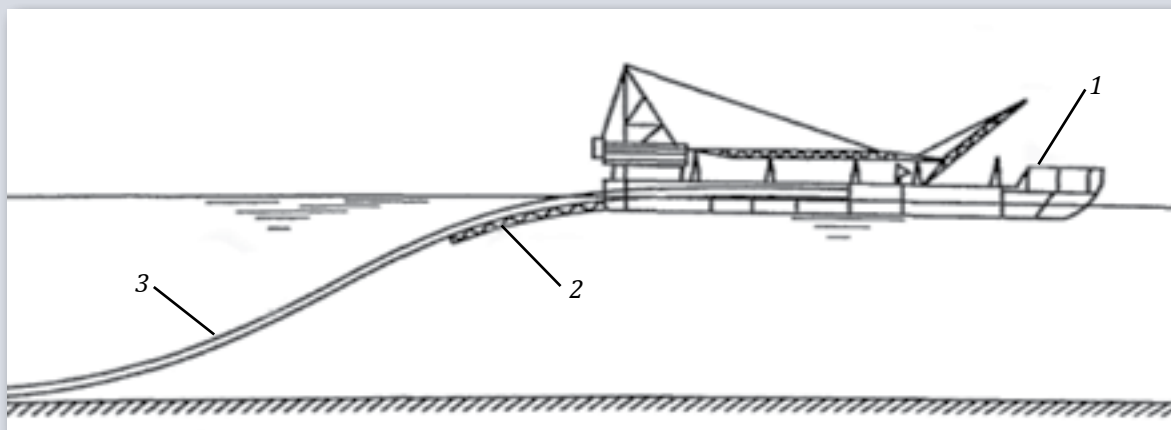


Рис. 1. Укладка подводного трубопровода на дно моря S-методом: 1 – трубоукладочное судно; 2 – стингер; 3 – трубопровод

любой точке трубопровода не превосходили допустимые.

При строительстве морских трубопроводов широко используются трубы с бетонным утяжеляющим покрытием для придания трубопроводу отрицательной плавучести и механической защиты трубопровода от повреждения падающим грузом (якоря, сетевая оснастка рыболовных судов

и др.). Укладка морских трубопроводов с бетонным утяжеляющим покрытием, как правило, осуществляется с криволинейного стингера при помощи специализированных ТУС (рис. 2), т.е. S-методом. В Российской Федерации существуют несколько подобных трубоукладочных судов, например трубоукладочное судно МРТС «Дефендер».

Научные основы в области проектирования, сооружения и эксплуатации подводных трубопроводов были заложены и получили развитие в работах широкого круга ученых. Среди них как отечественные ученые: В.Л. Березин, П.П. Бородавкин, И.А. Искандеров, М.А. Камышев, В.Ф. Кожин, И.П. Кулиев, И.Л. Бошкова, К.Я. Капустин, Б.И. Ким, С.И. Ле-



Рис. 2. Трубоукладочная баржа с криволинейным стингером МРТС «Дефендер»

вин, Ф.М. Мугаллимов, так и зарубежные исследователи: Yunum Douglas, G. Clauss, R.T. Igland, S. Kyriakides, C.D. Babcock, Lam Quang Chien, T. Moan, A.H. Mousseli, Reifel Michael D., Rapp Ira H., J.R. Wilkins и др.

Актуальность исследования напряженно-деформированного состояния при укладке морского трубопровода

Морской трубопровод – трубопровод, который прокладывается на дне моря или же в траншее под морским дном. Строительство и укладка под водой – сложная задача, которую необходимо тщательно рассчитывать и решать. Для этого необходимо провести анализ множества факторов.

На протяжении последних лет всё чаще практикуют усовершенствованные способы прокладки трубопровода в морских акваториях. При проектировании и строительстве надежность и безопасность морских трубопроводов обеспечиваются повышенными требованиями по сравнению с требованиями, предъявляемыми к трубопроводам, проложенным на суше, в связи с большими рисками экологических катастроф. Они должны быть уложены на дно моря таким образом, чтобы была обеспечена их работоспособность в течение длительного времени.

Строительство и проектирование морских трубопроводов ПАО «Газпром» в настоящее время выполняются в соответствии с требованиями морского стандарта СТО Газпром 2-3.7-050-2006 (DNV-OS-F101) и СП 378.1325800.2017 [3, 4], согласно которым расчёт на-

пряженно-деформированного состояния (НДС) трубопровода для всех режимов укладки при строительстве является обязательным элементом проектных работ. По результатам такого расчёта определяется проектная толщина стенок трубопровода, рассчитываются технологические карты укладки. Однако методы и алгоритмы требуемого расчёта НДС при укладке как необетонированных трубопроводов, так и трубопроводов с бетонным утяжеляющим покрытием данными стандартами не регламентированы.

Методики расчета напряженно-деформированного состояния морского трубопровода при укладке S-методом

Существующие методы расчёта укладки морских трубопроводов можно условно разделить на три категории [2].

Методы первой категории основаны на использовании уравнений балочного изгиба, учитывающих большие перемещения и углы поворота оси трубопровода при укладке. Однако следует отметить, что класс задач, для которых может быть получено аналитическое решение, ограничен простейшими случаями геометрии и нагружения конструкции. На практике при расчёте процесса укладки морских трубопроводов, особенно на большие глубины, требуется численно решать двухточечную задачу Коши в условиях высокой жесткости полученной системы дифференциальных уравнений, а также в условиях неединственности и неавтономности получаемого решения. Кроме того, этот

метод решения неэффективен для учета особенностей деформирования трубопровода на роликовых опорах стингера и практически непригоден для учета механизма деформирования необетонированных участков трубопровода с бетонным утяжеляющим покрытием. Для методов данной категории возможно применение среды Mathematica [5] или Mathcad.

Методы расчёта укладки морских трубопроводов второй категории основаны на применении метода конечных элементов. Это направление представляется более перспективным по сравнению с первым методом расчёта в силу своей универсальности, вычислительной эффективности, возможности учета геометрической и физической нелинейности задачи, а также наличия механизма решения контактных задач достаточно общего вида. Наиболее подходящими для моделирования данной задачи являются универсальные конечно-элементные пакеты Ansys и Abaqus, обладающие большой библиотекой конечных элементов и широкой возможностью расширения функциональных возможностей.

Методы расчёта укладки морских трубопроводов третьей категории основаны на применении узкоспециализированного программного обеспечения (ПО). К программным комплексам такого типа относятся, например, программы OFFPIPE и PipeLay, основанные на применении стержневых конечных элементов. Программы такого типа не могут быть модифицированы пользователем, ограниченно учитывают влияние бетонного покрытия (через коэффициент концентрации) и непригодны для исследования влияния бетонного покрытия на НДС необетонированных участков трубопровода с бетонным утяжеляющим покрытием.

На протяжении последних лет всё чаще практикуют усовершенствованные способы прокладки трубопровода в морских акваториях.

Наиболее опасные места трубопровода при укладке S-методом с точки зрения прочности

При укладке S-методом плеть трубопровода испытывает значительные изгибные напряжения (рис. 3), наибольшие значения которых возникают на участке трубы, находящейся между точкой схода с баржи и дном моря, а именно на выпуклом или вогнутом участке кривой. Напряжения на вогнутом участке регулируют с помощью натяжных устройств, а

на выпуклом ограничиваются стингером. С увеличением диаметра трубопровода или глубины моря применяют более мощные системы натяжения и увеличивают габариты стингера (радиус кривизны и длину).

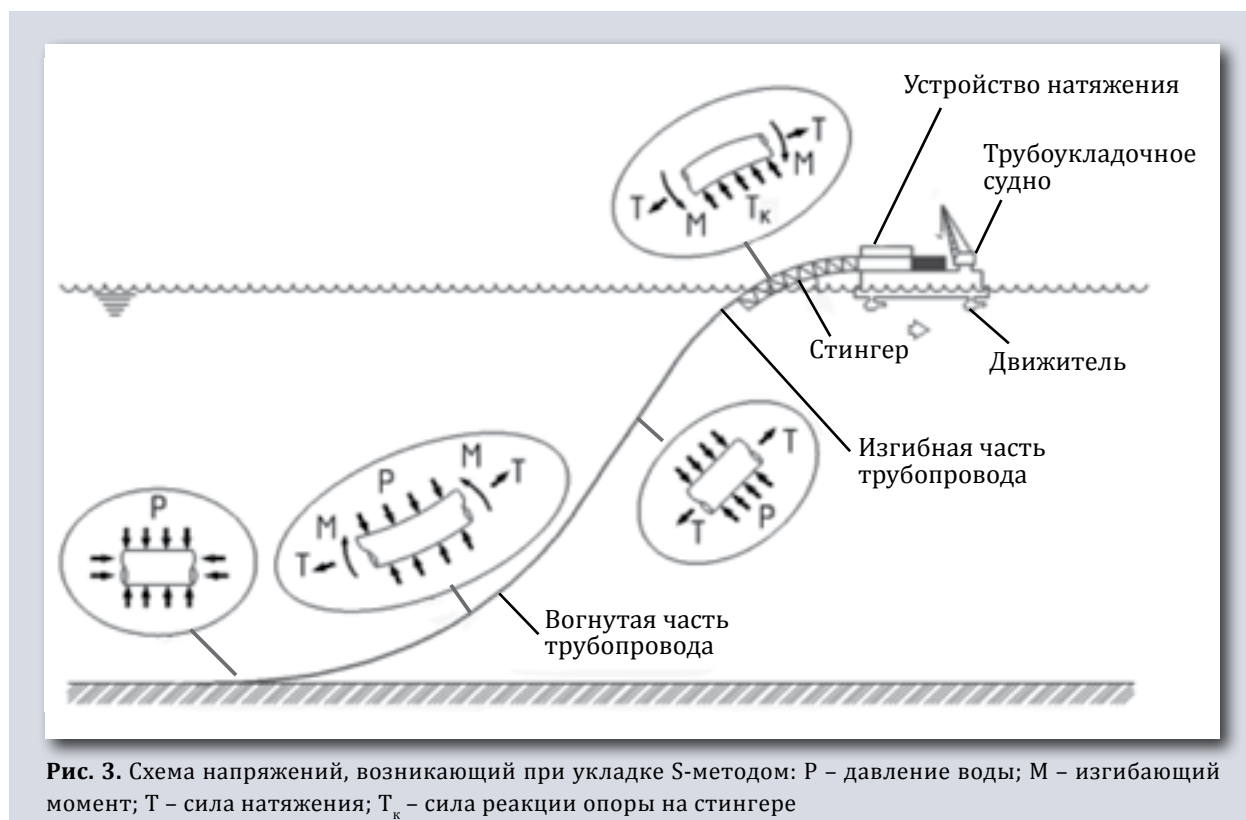
На участке трубопровода, расположенном на стингере, возникают наибольшие напряжения по всей длине кривой вследствие того, что этот участок является самым контролируемым участком плети.

Отсюда можно сделать вывод, что параметры стингера при укладке имеют важное значение при проектировании и строительстве морского трубопровода.

Особенности учета влияния бетонного утяжеляющего покрытия при расчёте укладки морских трубопроводов

Анализ научных публикаций и нормативной литературы по учету влияния бетонного утяжеляющего покрытия при расчёте укладки морских трубопроводов [1,2,5-7] показал, что в настоящий момент эта проблема недостаточно проработана. Среди значимых научных статей по рассматриваемой тематике отметим работы следующих исследователей: А.Б. Айнбиндер, Н.М. Гусейнов, Г.А. Мехтиев, G.L. Archer, J. Adams, Н.Т. Atken, S. Lund, D.M. Miller, R. Verley, O.B. Ness, G. Endal, N. Nourpanah, F. Taheri.

Бетонное покрытие оказывает следующее дополнительное



влияние на НДС укладываемого морского трубопровода [8]:

- изменяет изгибную жесткость трубы и делает ее переменной по длине трубопровода;

- вызывает концентрацию деформаций на необетонированных участках трубы;

- изменяет расположение оси изгиба трубы;

- может изменять НДС необетонированных участков трубы в случае отслаивания покрытия при недостаточности адгезионных свойств.

В настоящее время бетонное покрытие при укладке учитывается как изменение жесткости трубопровода и как дополнительный вес. В процессе укладки S-методом бетон растрескивается, и в нём образуются микротрещины, которые, в свою очередь, не распространяются критически из-за конструкции железобетонных покрытий.

Применение программ, использующих метод конечных элементов

Автор в работе [9] приводит возможный метод использования комплексов МКЭ для расчета укладки S-методом, в частности программу Ansys. Результаты данной работы показали, что моделирование в Ansys дает схожие со специализированными ПО результаты, но только в случае несложных ситуаций, например когда морское дно относительно ровное и отсутствует значительное волнение, укладка происходит по прямой линии.

Помимо этого, при использовании программных комплексов МКЭ необходимы дополнительные расчеты, предусмотренные нормативными

документами [10]. Подобное моделирование в программах МКЭ занимает гораздо больше времени, чем в специализированном ПО, и имеет большой риск неточностей.

Вывод

Таким образом, расчет НДС укладки трубопровода и в том числе определения параметров стингера является важной и нетривиальной задачей при проектировании морского трубопровода.

Проанализировав существующие методики расчета напряженно-деформированного состояния морского трубопровода при укладке S-методом, можно прийти к выводу, что в данный момент не существует идеального метода расчета. Каждый из подходов имеет свои недостатки и требует доработок.

Узкоспециализированное программное обеспечение позволяет выполнять расчеты более точно. Универсальные программные комплексы, использующие метод конечных элементов (МКЭ), также подходят для решения данной задачи, но имеют ряд ограничений и неточностей.

Следует отметить, что специализированные программные комплексы, такие как OFFPIPE, PipeLay, менее доступны в Российской Федерации. Доступ к зарубежным конечно-элементным программам Ansys и Abaqus также ограничен.

В связи с вышеизложенным, актуальным вопросом является создание отечественных подобных специализированных программных систем для расчета напряженно-деформированного состояния морского трубопровода при укладке S-методом, учитывающих опыт и недостатки существующих расчетных методик. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Горяинов Ю.А., Федоров А.С., Васильев Г.Г. Морские трубопроводы. – М.: Недра, 2001 – 131 с.
2. Лаптева Т.И. Разработка методов обеспечения работоспособности морских нефтегазопроводов в сложных инженерно-геологических условиях Арктического шельфа дис... д-ра техн. наук. – М.: ООО Газпром ВНИИГАЗ, 2019.
3. СТО Газпром 2–3.7–050–2006. Морской стандарт DNV-OS-F101 Подводные трубопроводные системы. – М.: ИРЦ Газпром, 2006. – 430 с.
4. СП 378.1325800.2017. Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства. – М.: Стандартиформ, 2017. – 46 с.
5. Папуша А.Н. Проектирование морского подводного трубопровода: расчет на прочность, изгиб и устойчивость морского трубопровода в среде Mathematica. – М.:, 2006. – 328 с.
6. Васильев Г.Г., Горяинов Ю.А., Беспалов А.П. Сооружение морских трубопроводов: учеб. для вузов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – 200 с.
7. Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения: учеб. для вузов. Ч. 2. Технология строительства. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2007. – 408 с.
8. Руководство по технологии укладки и заглубления трубопроводов через водохранилища и крупные реки. Р 537-84. – М.: ВНИИСТ, 1984.
9. Костин А.А. Исследование напряженно-деформированного состояния морского трубопровода при укладке S-методом с помощью программного комплекса Ansys. Методика расчета // Аллея Науки. – 2023. – № 6(81). – URL: [https://alley-science.ru/tehnika_i_obshestvo_v_xxi_veke6812023/\(дата_обращения_15.01.2024\)](https://alley-science.ru/tehnika_i_obshestvo_v_xxi_veke6812023/(дата_обращения_15.01.2024)).
10. НД № 2-090601-007. Рекомендации по проектированию, постройке и эксплуатации морских подводных трубопроводов. – СПб: Российский морской регистр судоходства, 2020.

УДК 622.276.012

ПЛАНИРОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ОСВОЕНИЯ ГРУПП ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

И.В. Староконь, канд. техн. наук, заведующий кафедрой,

К.В. Булаева, инженер

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

E-mail: bulaeva_rgu@mail.ru

Ключевые слова: оптимальное освоение групп газовых месторождений; комплексное обустройство морских месторождений; генетический алгоритм; технико-экономические показатели; моделирование морских проектов в Matlab; методы оптимизации; алгоритм Прима.

Аннотация. Статья посвящена методике комплексного обустройства группы морских газовых месторождений, позволяющей на ранней стадии проектирования освоения региона в условиях недостатка исходных данных определить оптимальные составляющие проекта: сроки ввода месторождений в эксплуатацию, темпы отбора газа для каждого месторождения, продолжительность разработки месторождения, эффективную сеть трубопроводов. Рассмотрена обобщенная методика оптимизации освоения групп газовых месторождений в сложных природно-климатических условиях.

Потребности человечества в сырье и энергии растут, в то же время материковые запасы углеводородов значительно истощены, поэтому вовлечение в разработку шельфовых месторождений – важное направление компенсации падения добычи газа и нефти на суше. Разработка углеводородов на шельфе России является одним из основных направлений развития топливно-энергетического комплекса РФ.

Затраты на освоение морских ресурсов измеряются огромными суммами, при этом требуются стратегии, отличные от таковых на суше. Около 80 % всех затрат приходится на обустройство месторождений.

Одним из способов снижения затрат и более рационального использования морских ресурсов является комплексный подход, предусматривающий согласованное обустройство групп месторождений [1].

Авторами рассмотрена обобщенная методика оптимизации освоения групп газовых месторождений в тяжёлых природно-климатических условиях. Речь идёт об обустройстве акватории (одной области), в которой открыто N месторождений, расположенных на расстоянии l_1, l_2, \dots, l_N друг от друга, для которых известны лишь наиболее общие параметры: запасы q_1, q_2, \dots, q_N ; начальные пластовые давления P_0 ; глубины залегания пластов; глубина моря; данные

испытаний разведочных скважин или оценки продуктивности пластов (коэффициенты A_i и B_i); эмпирические зависимости для оценки капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

Требуется создать оптимальную схему комплексного обустройства месторождений, расположенных в одной акватории, исходя из условий достижения максимальной эффективности, под которой понимается чистый дисконтированный доход.

Для решения задачи необходимо определить для каждого месторождения следующие параметры:

- время ввода месторождения в эксплуатацию t_N ;

- продолжительность периода растущей и постоянной добычи T_N .

При этом вводятся следующие ограничения и допущения:

- максимальный уровень добычи газа по региону;
- максимально допустимый темп бурения скважин;
- минимально допустимое пластовое давление;
- минимальное давление в газопроводе;
- фиксированная депрессия на пласт.

Реализация методики

Задача выбора рациональной схемы освоения группы газовых месторождений может быть разбита на несколько подзадач (рис. 1):

- расчет показателей разработки отдельного месторождения;
- построение оптимальной сети трубопроводов с точки зрения протяженности;
- выбор оптимальных параметров разработки, таких

как уровень добычи и время ввода.

Расчет показателей разработки месторождения

Для определения основных показателей разработки применяется модель «средней скважины» [2].

Типичная динамика добычи газа для месторождения состоит из периодов: нарастающей,

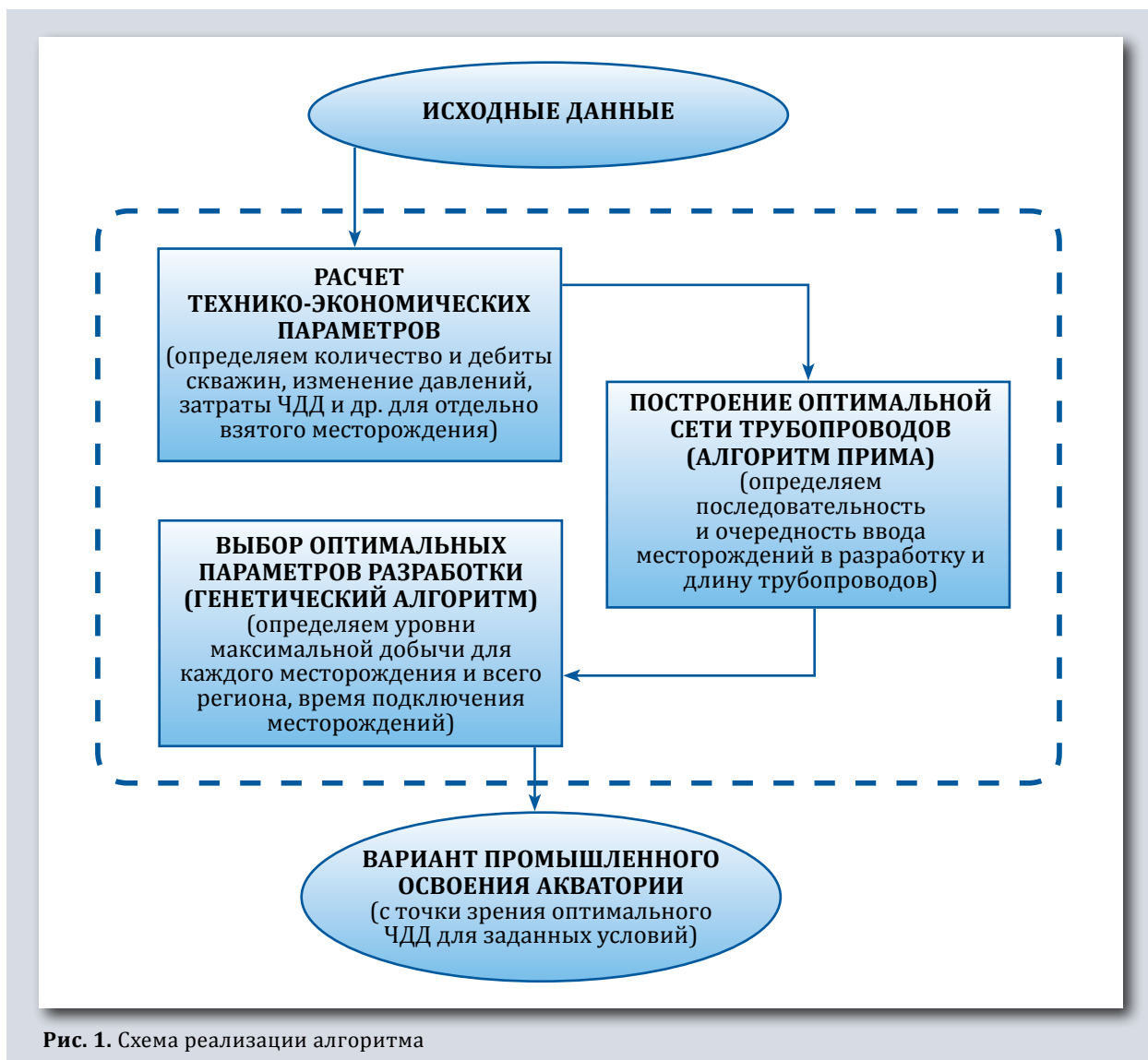


Рис. 1. Схема реализации алгоритма

постоянной и снижающейся добычи. В течение растущей добычи в эксплуатацию вводятся максимально возможное число скважин. В период постоянной добычи скважины вводятся в количестве, необходимом для поддержания темпа отбора. При падающей добыче новые скважины не вводятся.

Необходимое число скважин рассчитывается по формуле

$$n = \frac{Q_{\text{год}}}{q_{\text{ср}}} K_p, \quad (1)$$

где $Q_{\text{год}}$ – годовой уровень добычи газа, млрд м³; $q_{\text{ср}}$ – средний дебит скважины, млрд м³; K_p – коэффициент резерва (для новых скважин принят 0,95, для старых – 0,5).

Особые технологические условия и дороговизна строительства добывающих скважин накладывают жесткие ограничения на их число. Вследствие этого широкое распространение в практике морской нефтегазодобычи получило строительство наклонно-направленных скважин с горизонтальным заканчиванием и протяженными горизонтальными участками, а также многозбойных скважин. Это влечет увеличение срока строительства каждой скважины и ее стоимости [3].

Динамика пластового давления рассчитывается по уравнению материального баланса без учета физико-химических свойств газа

$$\bar{P}_{\text{пл}}(t) = \bar{P}_0(1 - Q_{\text{доб}}(t)/Q_0), \quad (2)$$

где $\bar{P}_{\text{пл}}$ – средневзвешенное текущее пластовое давление, МПа; \bar{P}_0 – средневзвешенное начальное пластовое давление, МПа; $Q_{\text{доб}}(t)$ – накопленная добыча газа за время t с начала разработки залежи, млрд м³; Q_0 – начальные запасы газа, млрд м³.

Модель материального баланса используется со следующими допущениями:

- при разработке месторождений не происходит притока воды в залежь;
- $\Delta P(t) = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} = \text{const}$ (данный критерий используется при известном значении пластового давления и постоянной депрессии).

Забойное давление определяется из уравнения притока к средней скважине

$$\bar{P}_{\text{пл}}^2 - \bar{P}_{\text{заб}}^2 = \bar{A}\bar{q} + \bar{B}\bar{q}^2, \quad (3)$$

где \bar{A} , \bar{B} – средневзвешенные коэффициенты фильтрационного сопротивления, МПа²/(м³/сут) и МПа²/(м³/сут²) соответственно; \bar{q} – начальный дебит, млрд м³/сут; $\bar{P}_{\text{заб}}$ – средневзвешенное текущее забойное давление, МПа.

Число платформ с точки зрения их технической реализуемости принимается в зависимости от запасов месторождения.

Построение оптимальной сети трубопроводов и определение последовательности ввода месторождений в эксплуатацию

Используемый алгоритм Прима – алгоритм построения минимального островного дерева – реализуется следующим образом:

1. Задается точка сбора продукции: это может быть завод сжиженного газа или врезка в магистральный трубопровод, к которой транспортируется добываемый газ.
2. На первом шаге подключается месторождение, которое находится на наимень-

шем расстоянии от точки сбора (в данном случае месторождение N).

3. На следующем шаге подсоединяется месторождение ближайшее к месторождению N , или точке сбора.
4. Таким образом, на каждом шаге достраивается ветвь трубопровода к новому месторождению по кратчайшему расстоянию от уже соединенных месторождений (рис. 2).

Таким образом, строится оптимальная сеть трубопроводов (минимизация протяженности) и определяется последовательность ввода в эксплуатацию месторождений.

Определение времени ввода месторождений в эксплуатацию

Время ввода месторождений в эксплуатацию определяется в ходе оптимизации на основе очередности ввода месторождения в эксплуатацию, которая была определена на предыдущем этапе как время, прошедшее с момента ввода предыдущего месторождения до ввода нового месторождения. Соответственно, для первого по очередности месторождения $\Delta t_1 = 0$.

В работе использовалась следующая целевая функция чистого дисконтированного дохода для всех месторождений региона

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{(B_t - Z_t)}{(1+i)^t}, \quad (5)$$

где t – период планирования, год; B_t – выручка, млн долл.; Z_t – затраты (капитальные вложения, эксплуатационные расходы и налоги), млн долл.; T – срок жизни проекта, год; i – норма дисконта 10 %.

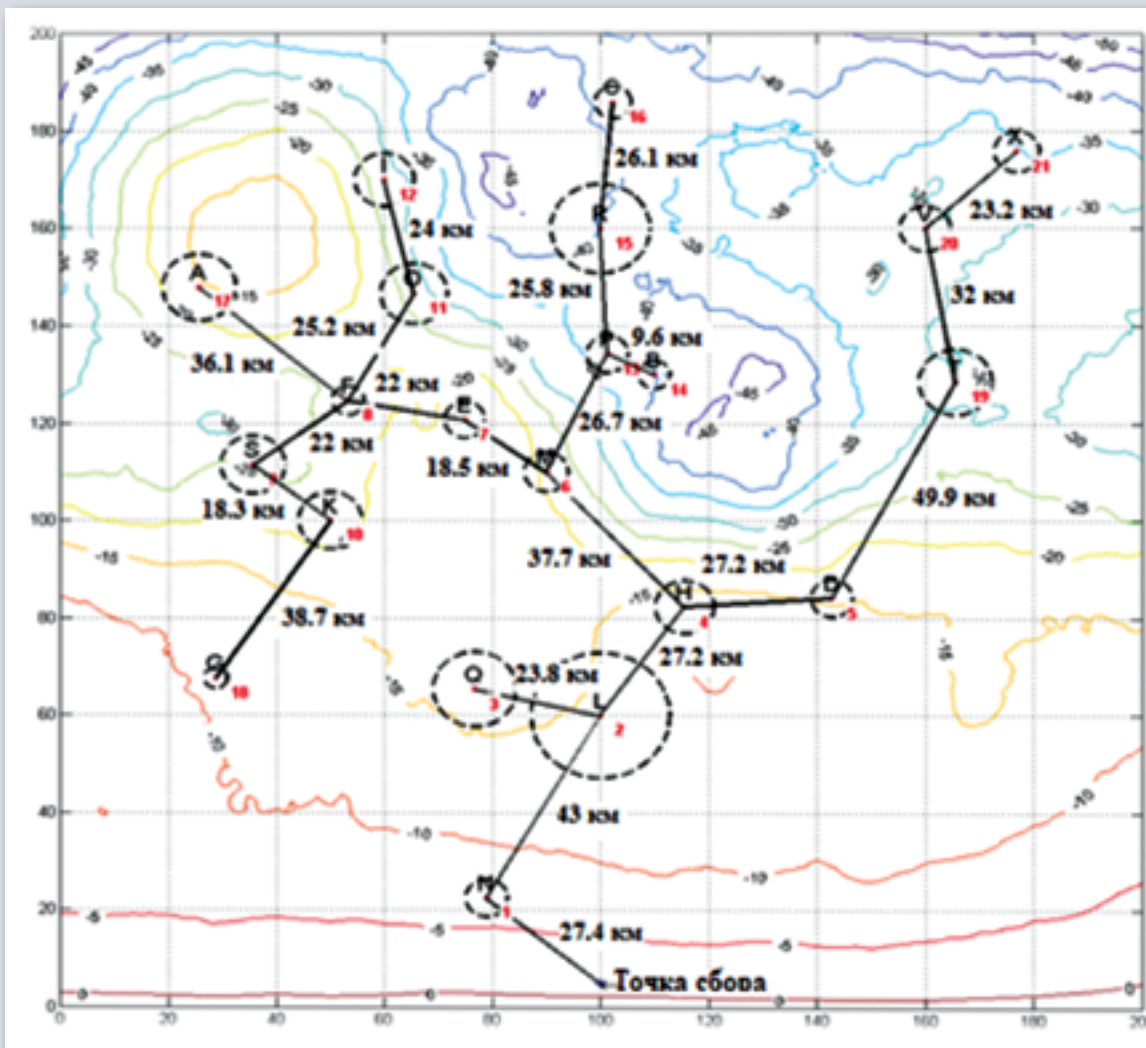


Рис. 2. Схема трубопроводов месторождений, построенная по алгоритму Прима

$$V_i = \text{Ц}Q_{\text{доб}}, \quad (5)$$

где Ц – цена от реализации продукции в t -м году, долл./1000 м³; $Q_{\text{доб}}$ – годовой отбор газа, млрд м³.

Модель реализована в программной среде MatLab, которая позволяет сократить время и ошибки при вычислении. Главное преимущество системы в том, что в ней реализованы многочисленные эффективные математические алгоритмы, в том числе генетический.

Оптимизация обустройства месторождений проводилась

по следующим управляющим переменным для каждого месторождения:

- уровень постоянной добычи месторождения $(q_N)_{\text{max}}$;
- продолжительность периодов T_N растущей и постоянной добычи для месторождения N ;
- продолжительность интервала времени, прошедшего с момента подключения предыдущего месторождения.

Схема алгоритма приведена на рис. 3.

Таким образом, каждому месторождению ставится в соответствие набор из трех управляющих переменных, опреде-

ляющих время ввода и параметры его профиля добычи.

Для оптимизации выбран генетический алгоритм по следующим причинам, вытекающим из специфики задачи:

- достаточная устойчивость к локальным экстремумам;
- возможность использования разных типов оптимизируемых параметров (бинарные, целочисленные, непрерывные);
- удобство реализации разнообразных ограничений.

Для реализации генетического алгоритма проводится

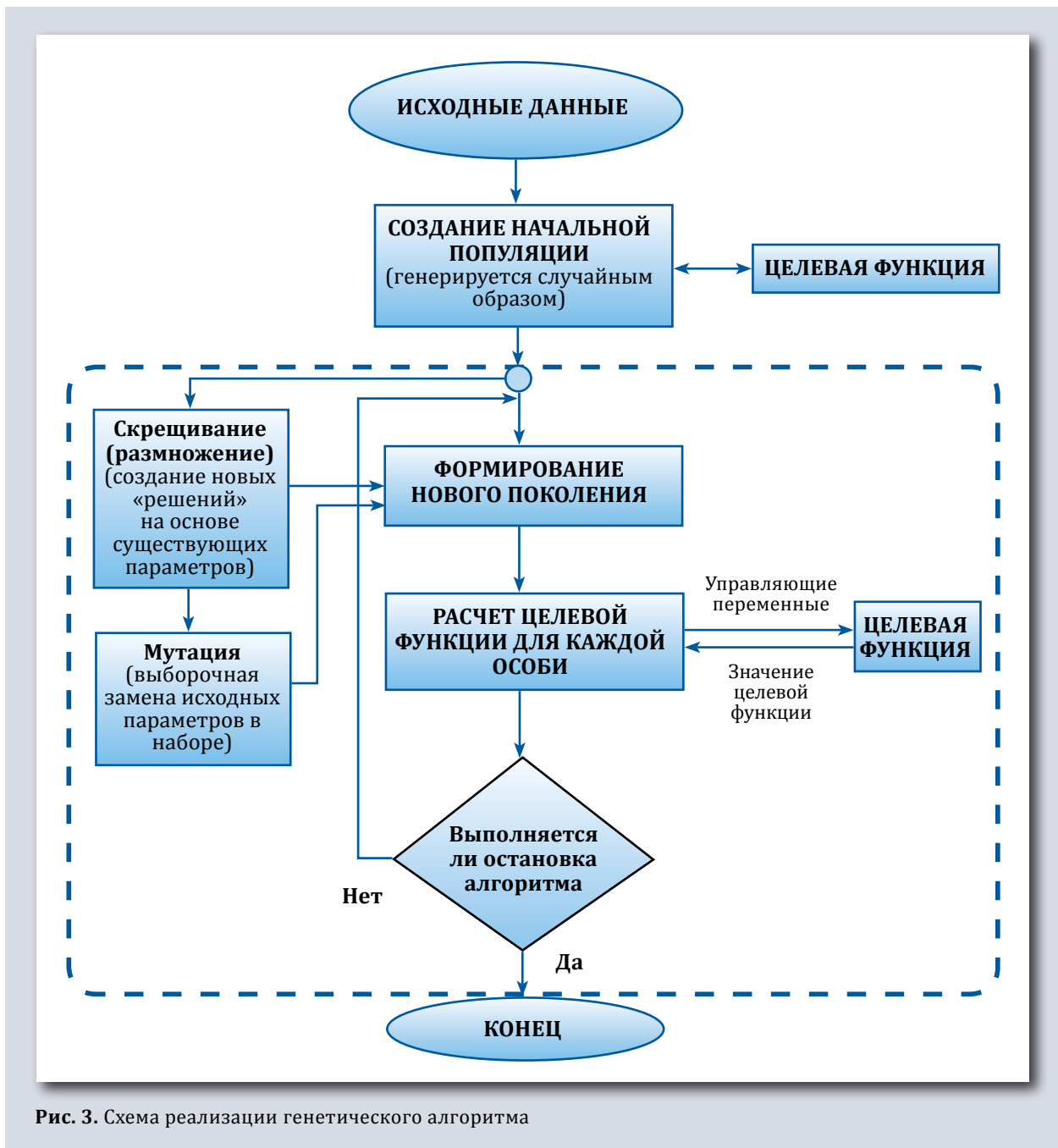


Рис. 3. Схема реализации генетического алгоритма

кодирование управляющих переменных в код Грея бинарной строкой вида:

$$[T_1, T_2, \dots, T_N; (q_1)_{\max}, \dots, (q_N)_{\max}; \Delta t_1, \dots, \Delta t_N].$$

T_N кодировалось пятью битами, для того чтобы задать продолжительность растущей и постоянной добычи в диа-

пазоне целых чисел от 1 до 32 лет;

$(q_N)_{\max}$ кодировалось четырьмя битами, для того чтобы задать ежегодный темп отбора газа в диапазоне от 3 до 19 %;

Δt_N кодировалось четырьмя битами, что позволяет задать его в интервале целых чисел от 0 до 15.

Экономические и технологические ограничения в рамках данной методики могут быть реализованы двумя способами:

- Жесткие ограничения (например, число платформ или максимальная длина трубопроводов, которые могут быть введены в течение года) могут быть учтены про-

стым исключением варианта из эволюционного отбора при нарушении какого-либо условия.

- Более гибкий подход предполагает учет ограничений при помощи штрафов целевой функции варианта, т.е. величина отклонения какого-либо параметра (абсолютная или относительная) от граничного значения используется как аргумент штрафной функции, уменьшающей функцию цели.

Принцип действия генетических алгоритмов заключается в том, что алгоритм действует путем перебора множества возможных вариантов решений и упорядочивания их согласно тому, насколько хороши их результаты, какими бы целевыми функциями они ни определялись. Далее, по аналогии с теорией естественного отбора, выживают наиболее приспособленные и репродуцируются в следующем поколении вариантов решений, которое наследует как свойства родительских решений, так и свойства предшествующих поколений. Средняя приспособленность популяции за многие поколения будет возрастать и приближаться к оптимуму [4].

Пример применения методики

Алгоритм был использован для создания оптимального варианта освоения для группы месторождений, показанной на рис. 2. Схема трубопроводов месторождений, построенная по алгоритму Прима.

На выбор нефтегазового сооружения наряду с общими факторами (глубина залегания продуктивных пластов, фильтрационные свойства пласта и т.д.) влияет глубина моря, уда-

лённость от берега, волновой и ледовый режимы и др.

Условно можно выделить три основных способа обустройства месторождений: надводный; подводный; комбинированный.

При надводном и комбинированном способах необходимо выбрать конструкцию, тип морских нефтегазовых сооружений (МНГС), при подводном – тип и характеристики подводно-добычного комплекса, причем основанием для этого будут глубина моря и гидрометеорологические условия. В международной практике при бурении скважин в районах мелководья применяются самоподъёмные установки, их применение можно распространить и на большие глубины при неблагоприятных климатических условиях. Там, где глубина моря не позволяет применять самоподъёмные буровые установки (более 80 м), скважины можно бурить с помощью полупогружных буровых платформ или использовать законченные подводные скважины.

Другая концепция заключается в использовании плавучей эксплуатационной системы (суда), осуществляющей, помимо добычи, подготовку и хранение. На участках морей с глубиной 50–100 м эффективнее применять стационарные платформы со свайными, а также конус-гравитационными фундаментами. На участках морей с глубиной более 100 м возможно использовать ледостойкие платфор-

мы или подводные комплексы по добыче [5].

Для расчета капитальных вложений используется следующая формула:

$$K = nK_{\text{пл}} + mK_{\text{скв}} + K_{\text{труб}}, \quad (6)$$

где n – число платформ, шт.; m – число скважин, шт.; $K_{\text{пл}}$ – стоимость платформы, млн долл. (принято $K_{\text{пл}} = 500$ млн долл.); $K_{\text{скв}}$ – средняя стоимость морской скважины (принято $K_{\text{скв}} = 30$ млн долл. при глубине 1500 м для арктических морей); $K_{\text{труб}}$ – стоимость строительства трубопровода.

$$K_{\text{труб}} = LK_{\text{pipe}} \quad (7)$$

где L – длина трубопровода, км; K_{pipe} – стоимость 1 км трубопровода ($K_{\text{pipe}} = 3$ млн долл./км).

Эксплуатационные затраты принимаются как постоянная величина, равная 40 долл./1000 м³ (усреднённая себестоимость газа, полученная на основе анализа зарубежных проектов освоения морских месторождений).

Все платежи государству за пользование ресурсами и налоги составляют 45 % от прибыли.

Критерий экономической эффективности – чистый дисконтированный доход – рассчитывается по формуле (4).

Были заданы ограничения на максимальный уровень добычи газа для акватории, которые не должны превышать 20 млрд м³ газа, и допустимый уровень отклонения не более 5 %.

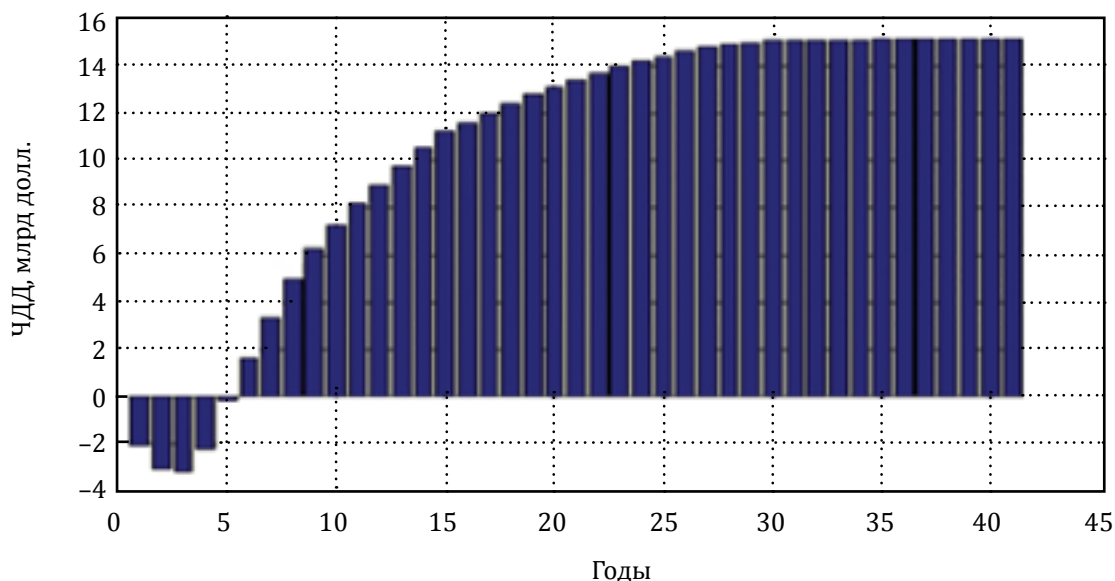


Рис. 4. Результаты оптимизации освоения групп газовых месторождений

Выводы

Использование данной методики позволяет получить оптимальный с точки зрения ЧДД план освоения региона, определяющий время и очередность ввода месторождений, наиболее долго поддерживать максимальный уровень добычи, не допуская работы оборудования вхолостую и увеличивая коэффициент газоотдачи (за счёт ввода в разработку новых месторождений, «истощённые» месторождения эксплуатируются более длительный период). При данной постановке задачи критерий экономической эффективности (ЧДД) оптимальный (рис. 4).

Предложенный алгоритм не гарантирует нахождения максимума, отвечающего критериям оптимизации. Однако такой подход позволяет получать на ранних стадиях проекта не только оценку экономической эффективности освоения ак-

ватории, но также определять очередность и время ввода месторождений с точки зрения наиболее рационального способа обустройства. На основе расчётов можно принять управленческие решения о целесообразности освоения региона и сделать прогноз. К тому же алгоритм достаточно универсален и может быть использован на любых стадиях проекта, при отсутствии точных данных используются аналитические методы для расчёта, чтобы получить предварительные оценки, при наличии более полной информации можно получить более точные оценки. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Мирзоев Д.А. Основы морского нефтегазопромыслового дела. Т. 1 – Обустройство и эксплуатация морских нефтегазовых месторождений. – М.: День Серебра, 2009. – 288 с.
2. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. – М.: Недра, 1974. – 376 с.
3. Назаров В.И., Григорьев Г.А., Краснов О.С., Медведева Л.В. «Экономическая оценка углеводородной сырьевой базы Арктического шельфа», Нефтегазовая геология. Теория и практика 2021. – Т.16. – №1 – 23 с. – URL: <http://www.ngtrp.ru> (дата обращения 20.09.2022).
4. Гладков Л.А., Курейчик В.В., Курейчик В.М. Генетические алгоритмы. – М.: Физматлит, 2006. – 321 с.
5. Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике: учеб. пособие / А.Б. Золотухин, О.Т. Гудмestad, А.И. Ермаков [и др.] – М.: Нефть и газ, 2000. – 770 с.
6. Корниенко О.А. Разработка рациональных методов обустройства углеводородных месторождений арктического шельфа РФ: дис...канд. техн. наук. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2007. – 99 с.

УДК 504.062

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДХОДОВ К ПРОИЗВОДСТВЕННОМУ ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ МОНИТОРИНГУ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН В МОРСКИХ АКВАТОРИЯХ СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА

И.Е. Каштанова, начальник управления,
Д.В. Жуков, начальник отдела, канд. хим. наук,
М.А. Митрофанова, главный специалист,
Ю.В. Сорокин, ведущий специалист
ООО «Газпром морские проекты»
E-mail: y.sorokin@gazprom-seaprojects.ru

Ключевые слова: производственно-экологический мониторинг; инженерно-экологические изыскания; буровая платформа; макрозообентос; планктон; оценка воздействия; Баренцево море; Ледовый ЛУ; морские воды; гидробиология.

Аннотация. Проведен сравнительный анализ результатов инженерно-экологических изысканий, производственного экологического мониторинга и прогнозируемого воздействия на морскую экосистему на примере экологических исследований при строительстве разведочной скв. 3 Ледового месторождения. Даны рекомендации для корректировки существующих подходов к проведению полного комплекса экологического сопровождения проектов строительства разведочных и поисково-оценочных скважин.

ООО «Газпром морские проекты» реализует полный комплекс экологического сопровождения проектов строительства разведочных и поисково-оценочных скважин в акваториях Северного Ледовитого океана, который включает инженерно-экологические изыскания (ИЭИ), оценку воздействия на компоненты окружающей среды (ОВОС) и производственный экологический мониторинг (ПЭМ).

В 2022–2023 гг. ООО «Газпром морские проекты» и подрядными организациями проведены мониторинговые исследования при строительстве скв. 6 Ленинградского ГКМ и поисково-оценочной скв. 5 Русановского ЛУ в акватории Карского моря, а также разведочных скв. 3, 4 Ледового месторождения в акватории Баренцева моря [1–4].

В статье рассмотрены основные итоги сравнения мате-

риалов ИЭИ [5], ПЭМ и прогнозируемого воздействия [6] на примере анализа результатов ПЭМ при строительстве разведочной скв. 3 Ледового месторождения.

Цель исследований – оценка эффективности существующих подходов проведения ИЭИ, ОВОС и ПЭМ при строительстве скважин в морских акваториях.

Основные задачи работ:

- сравнительный анализ результатов ИЭИ и ПЭМ абиио-

тических и биотических компонентов окружающей среды (ОС);

- установление воздействия последствий хозяйственной деятельности на трансформацию контролируемых компонентов ОС;
- разработка рекомендаций для корректировки существующих подходов к проведению ИЭИ, ОВОС и ПЭМ.

Описание участка работ

Ледовое месторождение расположено в исключительной экономической зоне Российской Федерации, в центральной части континентального шельфа Баренцева моря. Участок работ находится на расстоянии около 220 км от северо-западного побережья архипелага Новая Земля. Глубины моря в пределах месторождения колеблются от 200 до 280 м.

Строительство скважины. Строительство разведочной скв. 3 Ледового месторождения проводилось в мае-июне 2023 г. для геологического изучения недр, поиска и оценки залежей углеводородов. Бурение разведочной скв. 3 Ледового месторождения осуществлялось с помощью полупогружной плавучей буровой установки (ППБУ) «Северное сияние». Это установка шестого поколения со стабилизирующими колоннами, предназначенная для эксплуатации в зимних и суровых климатических условиях (рис. 1). Полупогружная плавучая буровая установка предназначена для бурения разведочных и добывающих нефтяных и газовых наклонно-горизонтальных скважин с подводным заканчиванием, с максимальной длиной по стволу до 7500 м, при глубине акватории от 70 до 500 м.

Организация работ по ПЭМ

Экспедиционные работы по проведению ПЭМ выполнялись в ходе строительства скважины с борта научно-исследовательского судна «Дальние Зеленцы» в два этапа: с 27.05 по 1.06.2023 г. во время бурения скважины и с 12.06 по 18.06.2023 г. после завершения буровых работ.

Мониторинг характеристик морской среды проводится для выявления, прогнозирования и уменьшения негативных процессов, а также для оценки возможных изменений качественных и количественных показателей абиотических факторов – атмосферного воздуха, морской воды, донных отложений – и биологических характеристик – сообществ планктона, бентоса, нектона, орнитофауны и морских млекопитающих,



Рис. 1. ППБУ «Северное сияние»

связанных с деятельностью буровой установки.

Для отбора комплексных проб (морской воды, донных отложений и биоты) разработана схема расположения станций на расстоянии 0,5, 1,0 и 1,5 км от ППБУ (рис. 2). Мониторинг атмосферного воздуха и гидрометрических показателей в период бурения дополнительно проводился на удалении 2 км от ППБУ, а на этапе завершения работ – на пяти станциях по условной оси факела.

Учет морских птиц и млекопитающих осуществлялся посредством непрерывного визуального контроля на всем протяжении ПЭМ и включал фиксацию видового разнообразия, плотности, характера распределения и особенностей поведения.

Результаты исследований

Морские воды. В качестве основных источников воздействия на морскую воду при строительстве скважины по результатам ИЭИ подразумевались: вынос выбуренного шлама из устья скважины при бурении пилотного ствола и первых интервалов скважин, забор воды на нужды платформы. Прогнозировалось, что вынос шлама из устья скважины при бурении будет сопровождаться образованием зон повышенной мутности и переотложением взвешенных веществ на дно. Увеличение количества взвешенных частиц в свою очередь должно привести к снижению прозрачности и, следовательно, изменению условий обитания планктонных сообществ, их численности.

В материалах ОВОС в качестве основных источников воздействия на водные ресурсы указаны: забор воды на производственные нужды, сброс нормативно-чистых (си-

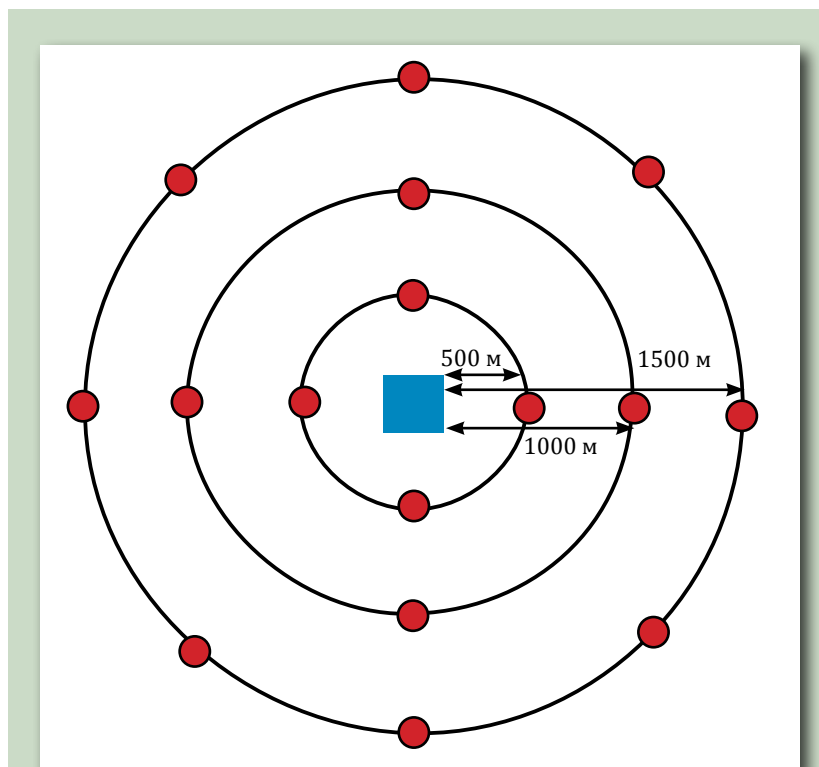


Рис. 2. Схема размещения станций отбора проб морской воды, донных отложений и биоты при бурении и после его завершения

стемы охлаждения и пр.) и нормативно-очищенных (хозяйственно-бытовые) сточных вод, использование участков акватории, присутствие искусственных объектов, ограниченные водопользования. Предполагалось, что строительство скважины не повлечет за собой неблагоприятных изменений качества поверхностных вод. В целом воздействие на поверхностные воды оценивалось как кратковременное (продолжительность бурового сезона ~ 3 мес), незначительное (отсутствует сброс неочищенных хозяйственно-бытовых сточных вод) и допустимое (сброс сточных вод должен осуществляться в соответствии с МАРПОЛ и ГОСТ Р 53241-2008).

На этапе ПЭМ отбор проб морских вод осуществлялся на 16 станциях с последующим комплексным химическим анализом (КХА). Результаты ла-

бораторных исследований образцов морских вод показали, что прогнозируемое на этапе ИЭИ изменение кислотности не произошло. Морские воды обследуемого участка акватории по водородному показателю (рН) относятся к слабощелочным, как и по данным ИЭИ. Однако при проведении ПЭМ зафиксирован рост количества взвешенных веществ (рис. 3) относительно данных ИЭИ. Подобное распределение, вероятно, обусловлено проведением исследований в разные гидрометеорологические сезоны (ИЭИ – август, ПЭМ – май-июнь), что определяет роль интенсивного материкового стока в момент весеннего половодья, разнонаправленных преобладающих течений, штормов, сезонной цикличности биохимических процессов синтеза и минерализации органического вещества. Водная толща одно-

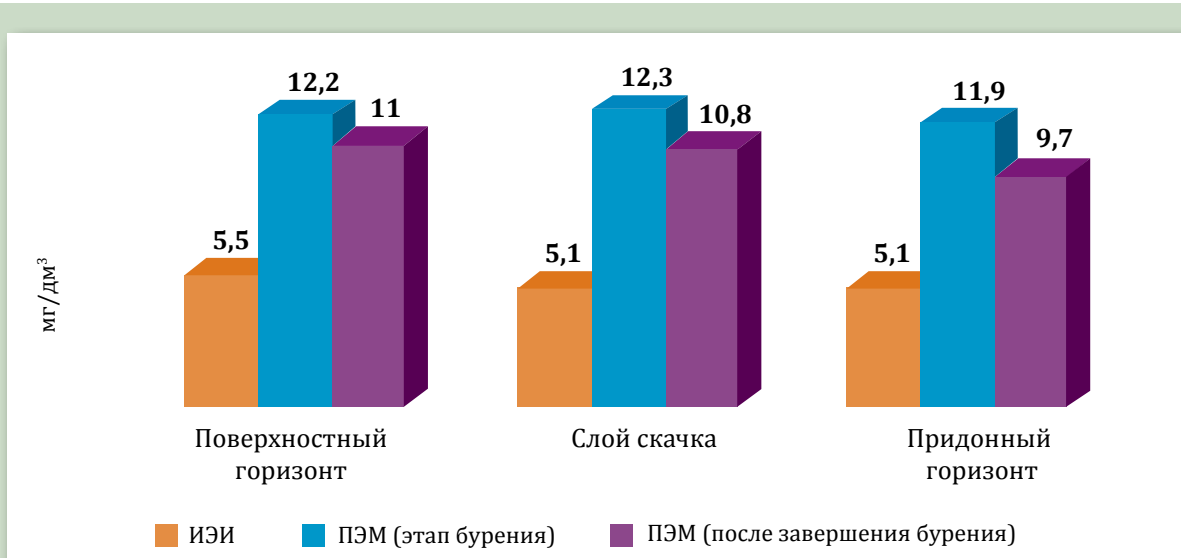


Рис. 3. Гистограмма распределения средних концентрации (мг/дм³) взвешенных веществ

родна по содержанию взвесей на всех этапах исследований.

По сведениям, содержащимся в информационном бюллетене мониторинга состояния окружающей среды на лицензионных участках в акватории Баренцева моря в 2021 г. (Бюллетень [7]), в период 2018–2021 гг. исследований вод Баренцева моря в границах Ледового ЛУ концентрация взвешенных веществ изменялась в диапазоне 5–33,8 мг/дм³. По результатам ИЭИ прогнозировалось взмучивание донного осадка на начальных стадиях бурения, при этом мониторинг проведен на завершающих стадиях буровых работ и позже. По данным двух этапов мониторинга отмечается тенденция к незначительному снижению количества взвесей после завершения бурения.

На каждом этапе ПЭМ фиксировались единичные случаи высоких значений БПК₅, равных величине ПДК, что аналогично результатам ИЭИ.

Программой ПЭМ предусмотрены исследования загрязненности морских вод тяжелыми металлами и мышьяком,

результаты которых позволяют констатировать следующее.

1. Повсеместно на этапах ПЭМ и при ИЭИ в морских водах фиксировались сверхнормативные концентрации Fe и Cu.

2. В образцах вод, обследованных в рамках ПЭМ, выявлено превышение рыбохозяйственных ПДК Al и Ni, при этом на этапе ИЭИ таких высоких концентраций металлов не отмечалось.

3. При мониторинге во время буровых работ в пробах выявлены сверхнормативные концентрации Hg, а при ПЭМ после завершения бурения в большинстве образцов содержание Hg было сверхнормативным. В ходе изысканий отмечен единичный случай незначительного превышения рыбохозяйственной ПДК. Более высокие концентрации Hg отмечались в открытой части акватории Баренцева моря при исследованиях «ПИНРО» им. Н.М. Книповича в 2009 г.

4. Во всех пробах морских вод, проанализированных в рамках ПЭМ, фиксировались завышенные относительно рыбохозяйственного норматива

концентрации As, при этом на стадии ИЭИ выявлены лишь единичные сверхнормативные концентрации металла на южных станциях исследуемого участка акватории.

5. По данным Бюллетеня, в котором представлены фондовые данные о загрязненности морских вод акватории Ледового ЛУ тяжелыми металлами и мышьяком в период исследований 2015–2021 гг., концентрации Al, Ni, As варьировались в широких диапазонах – от нижних границ интервалов определений методик КХА до превышающих рыбохозяйственные ПДК.

6. Описываемый разброс концентраций тяжелых металлов и мышьяка в разные периоды исследований с учетом данных многолетних исследований, приведенных в Бюллетене, вероятно, обусловлен сезонной изменчивостью гидрометеорологических и гидрохимических параметров вод рассматриваемой акватории Баренцева моря.

Проанализировав результаты исследований содержания загрязняющих веществ органи-

ческого генезиса в морских водах рассматриваемого участка акватории, можно сделать следующие выводы:

- содержание нефтепродуктов в морской воде на этапе бурения выявлено в нешироком диапазоне ниже величины ПДК. Мониторинговые наблюдения после завершения бурения показали незначительный разброс концентраций нефтепродуктов как по вертикали водной толщи, так и по площади участка акватории, за исключением единичной станции на юге участка обследования, где в водах всех трех горизонтов опробывания количество нефтяных углеводородов было выше рыбохозяйственного норматива, незначительно возрастающая с глубиной. При проведении ИЭИ нарушений нормативных требований по содержанию нефтепродуктов не отмечено, однако их количество было существенно выше, чем при ПЭМ, и местами практически на уровне ПДК;

- количество СПАВ и ПАУ повсеместно ниже пределов определения;

- высокотоксичные фенолы при проведении ПЭМ не выявлены в значимых концентрациях.

Бактериопланктон. Количественные показатели бактериопланктона в 2021 г. при выполнении ИЭИ в районе лицензионного участка на станциях отбора составили в среднем 466 тыс. клеток в 1 мл в диапазоне от 175 до 1033 тыс. кл./мл в зависимости от станции отбора. При этом в поверхностном слое среднее значение составило 473, а в придонном – 459 тыс. кл./мл (рис. 4). Биомасса воды составляла (мг С/м³) в верхнем слое в среднем 23,6, а в придонном горизонте 21,9, при среднем значении по акватории 22,7. Сапротрофные бактерии лучше развивались в

поверхностном слое. Их плотность составляла около 2,4 тыс. кл./мл, когда у дна обилие составляло 0,2 тыс.кл./мл. Углекислородоокисляющие бактерии были обнаружены только в придонном горизонте.

По результатам ПЭМ разведочной скв. 3 Ледового месторождения микробиологические параметры двух съёмок были схожи и несколько возросли ко второму этапу ПЭМ. Так, в поверхностном и придонном слоях численность изменилась с 98,5 до 135 и с 87 до 134 тыс. кл./мл, а биомасса с 3,75 до 5,1 и с 3,3 до 5,2 мг С/м³ соответ-

ственно. Также возросли численные показатели сапротрофных и углеводородоокисляющих микроорганизмов до 10,8 и 0,0133 тыс. кл./мл. При этом все количественные показатели развития бактериопланктона в 2023 г. укладываются в диапазон значений, известных по литературным и фондовым данным.

Количественные характеристики микроорганизмов при выполнении ПЭМ были существенно ниже таковых при ИЭИ, в среднем около 5 раз, что характерно для гидрологической весны и не может быть сопо-

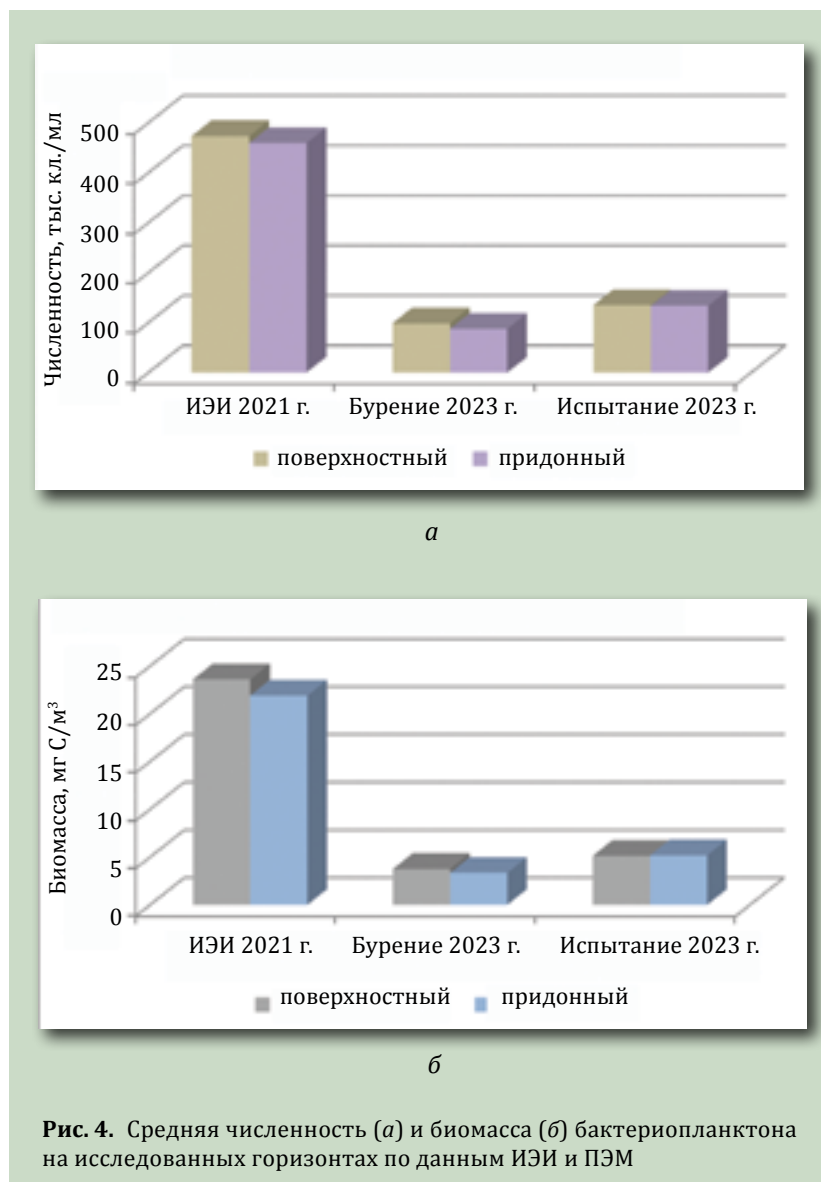


Рис. 4. Средняя численность (а) и биомасса (б) бактериопланктона на исследованных горизонтах по данным ИЭИ и ПЭМ

ставимо с поздним летом, когда трофический статус акватории значительно выше.

Фитопланктон. Альгофлора Ледового ЛУ при проведении ИЭИ в 2021 г. определялась 72 таксонами из семи отделов. Основу видового разнообразия фитопланктона составляли динофитовые и диатомовые водоросли. Ощутимый вклад в общую численность вносили представители отдела Chlorophyta *Pterosperma cristatum* и гаптофитовые водоросли *Emiliana huxleyi*. Глав-

ная роль в формировании общей биомассы принадлежала крупноклеточным динофитовым водорослям, таким как *Alexandrium ostenfeldii*, *Dinophysis acuminata*. Наибольшие количественные показатели отмечены в поверхностном горизонте – 48,5 млн кл./м³ и 63,2 мг/м³. В придонном слое плотность составляла 12,6 млн кл./м³, а биомасса 8,3 мг/м³.

В начале проведения ПЭМ было затронуто остаточное весеннее цветение фитопланктона. В результате численность альгофлоры на этапе бурения

была выше более чем в 10 раз относительно исследований после завершения работ, биомасса при этом изменилась незначительно (рис. 5). Таксономический состав на этапе бурения насчитывал 100 видов из восьми отделов. Планктонная альгофлора характеризовалась как диатомово-динофитовая с присутствием цианобактерий. Почти на всех станциях и горизонтах встречались диатомовые водоросли рода *Chaetoceros*, а большой вклад в общую численность принадлежал отделу Haptophyta за счет развития водоросли *Phaeocystis pouchetii*. На второй съемке ПЭМ фитопланктон определялся 86 таксонами из восьми отделов, альгофлора характеризовалась как динофито-диатомовая с присутствием цианобактерий. Почти на всех станциях встречались водоросли: динофитовые *Gyrodinium*, *Heterocapsa*, криптофитовая *Leucocryptos*, гаптофитовая *Gephyrocapsa* и диатомовые *Chaetoceros*. По фондовым и литературным данным во все исследованные периоды основу пелагического альгоценоза акватории Ледового месторождения в видовом отношении также составляли представители отделов Miozoa и Bacillariophyta. Полученные результаты согласуются с ранее опубликованными данными по Баренцеву морю.

Фитопланктон на акватории Ледового ЛУ за время всех исследований качественно не изменялся, структура сообщества независимо от года и сезона исследований также определялась динофитовыми и диатомовыми водорослями. При этом количественные значения испытывали существенные сезонные колебания от весеннего максимума, который застали при выполнении ПЭМ на этапе бурения, до летних значений во время выполнения ИЭИ и завершающего этапа по ПЭМ.

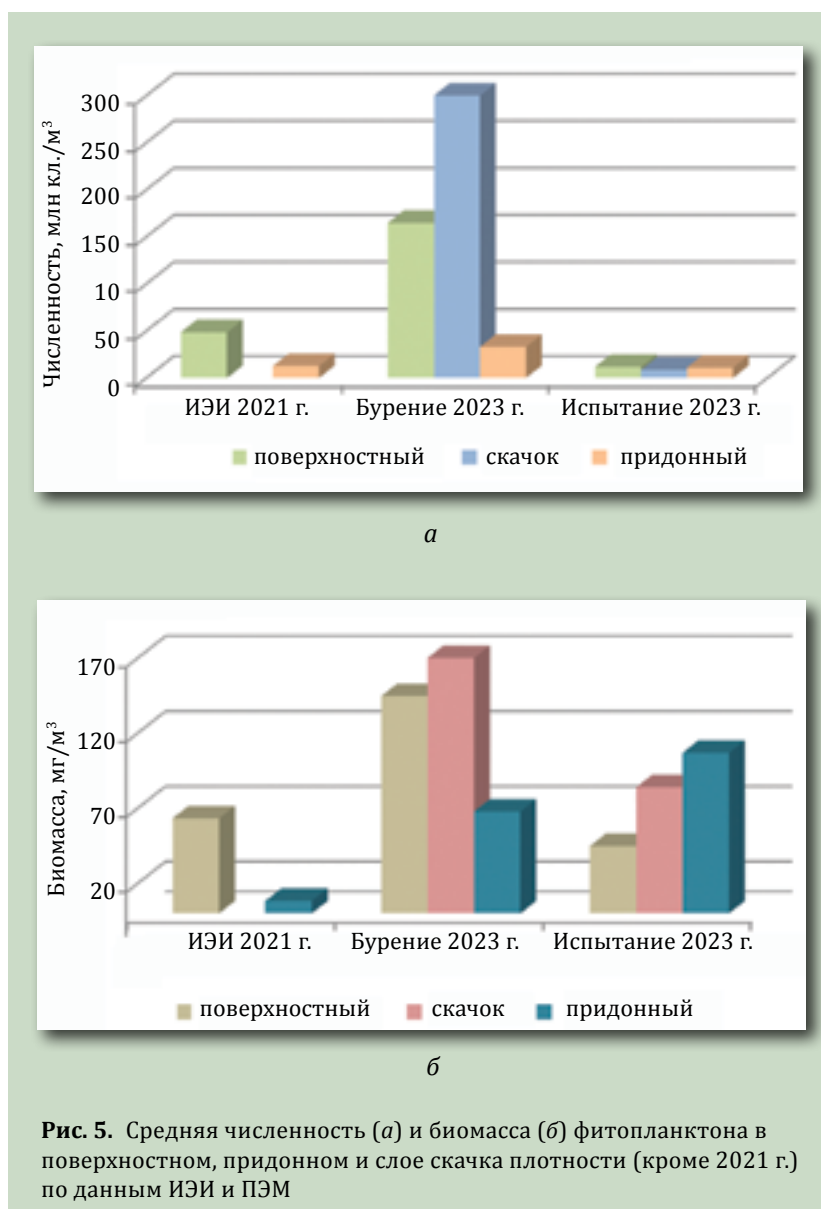
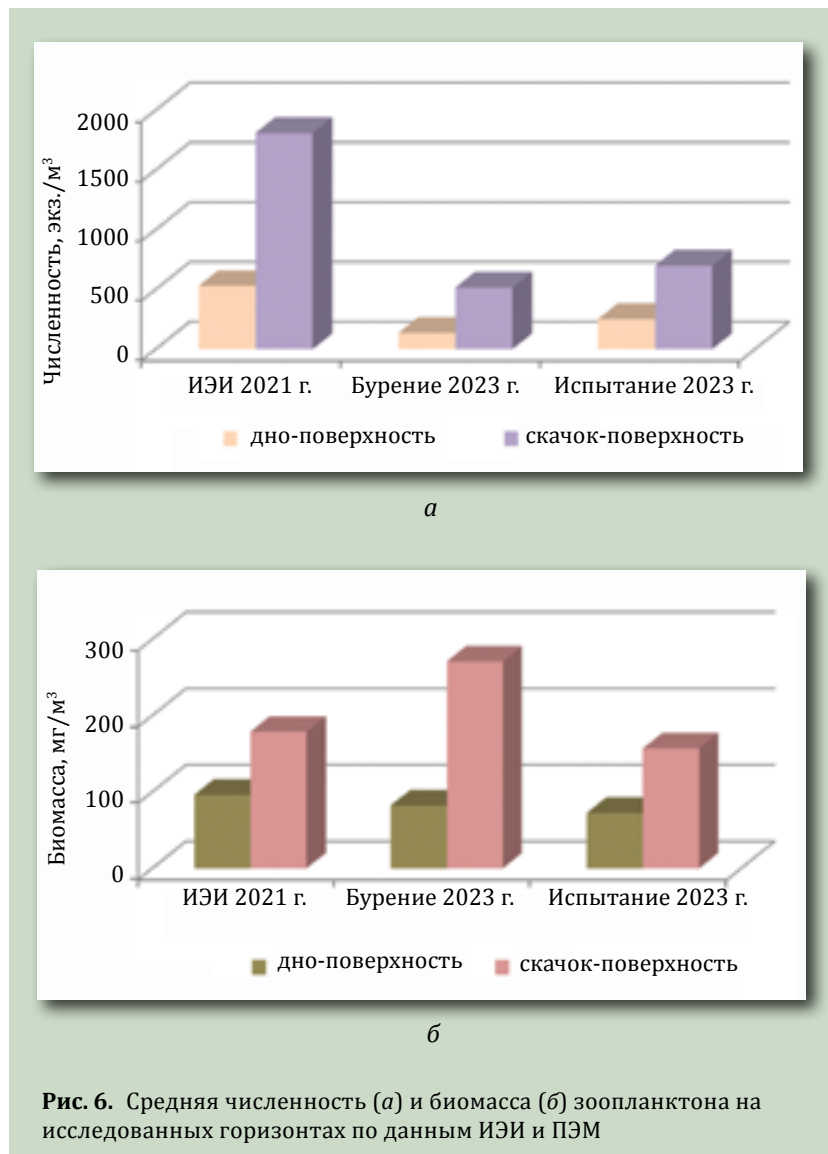


Рис. 5. Средняя численность (а) и биомасса (б) фитопланктона в поверхностном, придонном и слое скачка плотности (кроме 2021 г.) по данным ИЭИ и ПЭМ

Зоопланктон. По данным ОВОС, сообщество зоопланктона при строительстве скважины испытывает воздействие и прямой ущерб при заборе морской воды и срабатывании группы пневмоисточников во время бурения. Расчет влияния оценивался по биомассе за проведенные ИЭИ в 2021 г., где на 13 станциях был обнаружен 31 таксон зоопланктона, относящийся к восьми типам с преобладанием веслоногих рачков. Представители копепод *Oithona similis* составляли основу численности сообщества, биомассу определяли оболочники *Fritillaria borealis* и рачки *Calanus glacialis*, *Metridia longa*. Средние количественные значения численности и биомассы зоопланктона в верхнем слое (от поверхности до скачка) и во всей толще (от поверхности до дна) составили 1800 экз./м³, 180 мг/м³ и 530 экз./м³, 96 мг/м³ соответственно (рис. 6). При проведении ПЭМ в 2023 г. на этапе бурения зоопланктон был представлен 29 таксонами, преимущественно веслоногими ракообразными. Численность и биомасса в среднем составили около 515 экз./м³ и 270 мг/м³ в слое скачка, а во всей толще воды 135 экз./м³ и 82 мг/м³. На стадии ПЭМ по завершению бурения сообщество зоопланктона определялось 34 таксонами также преимущественно веслоногими ракообразными. Общие количественные показатели составляли около 700 экз./м³ и 160 мг/м³ в слое скачка, а во всей толще воды 250 экз./м³ и 72 мг/м³. На всех этапах строительства скважины абсолютно доминируют как по численности, так и по биомассе представители Copepoda, в частности *Calanus glacialis*, которые только увеличили свои численные показатели. Несмотря на некоторое снижение биомассы, численность, наоборот, возросла за счет развития наупли-



альных стадий ракообразных. Полученные данные по видовому составу, численности и биомассе, а также соотношению таксономических групп зоопланктона характеризуют фауну северной части Баренцева моря в весенне-летний период. Зоопланктон, по результатам ПЭМ, не испытывает очевидного воздействия от строительства скважины и развивается характерно сезону исследования. Исходные данные ИЭИ показывают, что основные таксоны, определяющие структуру сообщества, не изменяются,

при этом численность в 2021 г. была в несколько раз выше, что характерно для позднего лета, и плохо сравнима с сезоном проведения мониторинга. **Ихтиопланктон.** При расчете ущерба ихтиопланктону (пелагической икре, личинкам и ранней молоди менее 12 мм) предполагается, что 100%-я гибель произойдет во всем объеме забираемой морской воды. В уловах ихтиопланктона при проведении ИЭИ в августе 2021 г. на Ледовом ГКМ в поверхностном слое воды было выловлено около 700

Экспедиционные работы по проведению ПЭМ выполнялись в ходе строительства скважины с борта научно-исследовательского судна «Дальние Зеленцы» в два этапа: с 27.05 по 1.06.2023 г. во время бурения скважины и с 12.06 по 18.06.2023 г. после завершения буровых работ.

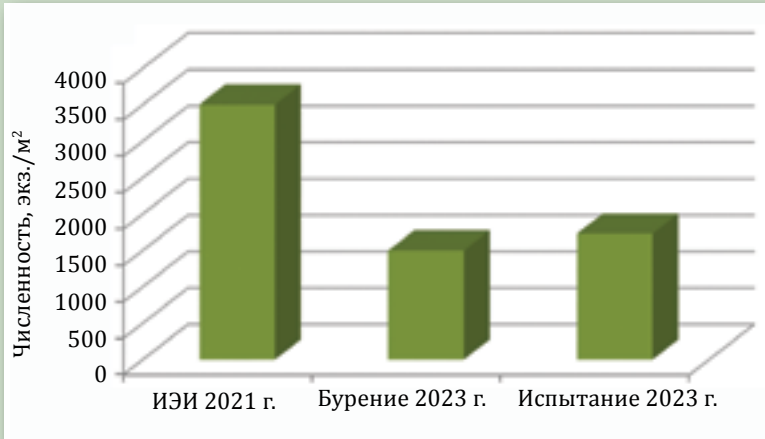
экз. мальков дальневосточной мойвы (*Mallotus villosus*). Средняя численность составила 0,173 экз./м³ при биомассе 27,7 мг/м³. Встреча ихтиоплан-

ктона в улове ИКС в этот период, по литературным данным, маловероятна, что, вероятно, связано с изменчивостью течений вод под влиянием ветро-

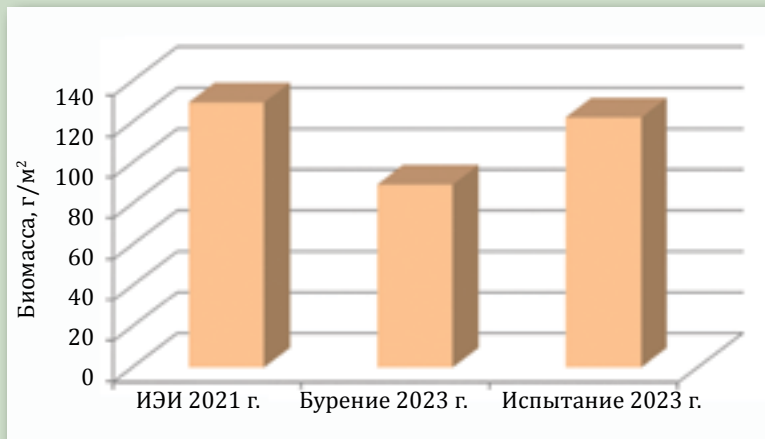
вого воздействия и, как результат, выносом мальков на акваторию ЛУ.

При выполнении ПЭМ на этапе бурения суммарно отмечено 435 икринок и одна ранняя личинка трех видов рыб. На циркуляции средняя численность икринок составляла 0,0492 экз./м³ при биомассе 0,7341 мг/м³. Доминантом выступала икра камбалы-ёрша – 0,0434 экз./м³ (88,3 % численности ихтиопланктона), а биомасса в среднем достигала 0,7227 мг/м³ (99,0 % общей массы). В тотальных обловах средняя численность икринок составляла 0,0753 экз./м³ при биомассе – 0,1616 мг/м³.

Общий вылов ихтиопланктона на этапе после бурения скважины составил 47 экз. икринок и личинок рыб. В уловах на циркуляции судна отмечено 26 экземпляров икры, средняя численность составляла 0,0052 экз./м³ при биомассе 0,0744 мг/м³. В уловах доминировала икра камбалы-ёрша – 0,0042 экз./м³ (80,3 % численности ихтиопланктона) при биомассе 0,0715 мг/м³ (96,1 % общей массы). По результатам обловов толщи воды в уловах отмечены 20 пелагических икринок и личинка европейской многопозвонковой песчанки. Средняя численность икринок составляла 0,0104 экз./м³ при биомассе 0,0468 мг/м³. От этапа бурения к стадии после его завершения численность и биомасса ихтиопланктона снизились в 9 раз, основная причина снижения показателей – выедание икры хищным зоопланктоном, численность которого в районе мониторинга была более чем на порядок выше ихтиопланктона. Традиционно максимум развития икры и личинок рыб (по видовому разнообразию и численности) наблюдается весной и летом. По фондовым и литературным данным, полученные



а



б

Рис. 7. Средняя численность (а) и биомасса (б) макрозообентоса по данным ИЭИ и ПЭМ

результаты мониторинга соответствуют сезонной динамике ихтиопланктонного сообщества.

Ихтиопланктон при проведении ИЭИ представлен в основном мальком дальневосточной мойвы (*Mallotus villosus*). Мониторинг 2023 г. выявил в составе ихтиопланктона икринки и личинки трех видов рыб. Результат исследований ихтиопланктона поздним летом в 2021 г. подтверждает невозможность сопоставления данных в разные сезоны.

Макрзообентос. Основное воздействие на макрзообентос при строительстве скважины заключается в отторжении части морского дна под всасывающим модулем на устье скважины, насосным модулем, а также кратковременном использовании донной поверхности при закреплении и снятии якорей. По результатам ИЭИ средняя численность и биомасса бентоса составляли 3500 экз./м² и 130 г/м² (рис. 7). Видовое разнообразие бентофауны определялось 96 таксонами, относящимися в основном к полихетам и двустворчатым моллюскам. На всех станциях численные показатели определяли черви *Spiochaetopterus typicus* и моллюски *Bathyarca glacialis*.

При проведении ПЭМ в начале бурения бентос был представлен 91 таксоном донных беспозвоночных животных. Средняя численность и биомасса за время съемки составляли около 1450 экз./м² и 90 г/м². На втором этапе ПЭМ бентосное сообщество было схоже. Разнообразие определялось 96 таксонами (рис. 8), а средние количественные характеристики незначительно возросли до 1730 экз./м² и 122 г/м². На всех этапах исследований по видовому разнообразию, численности и биомас-



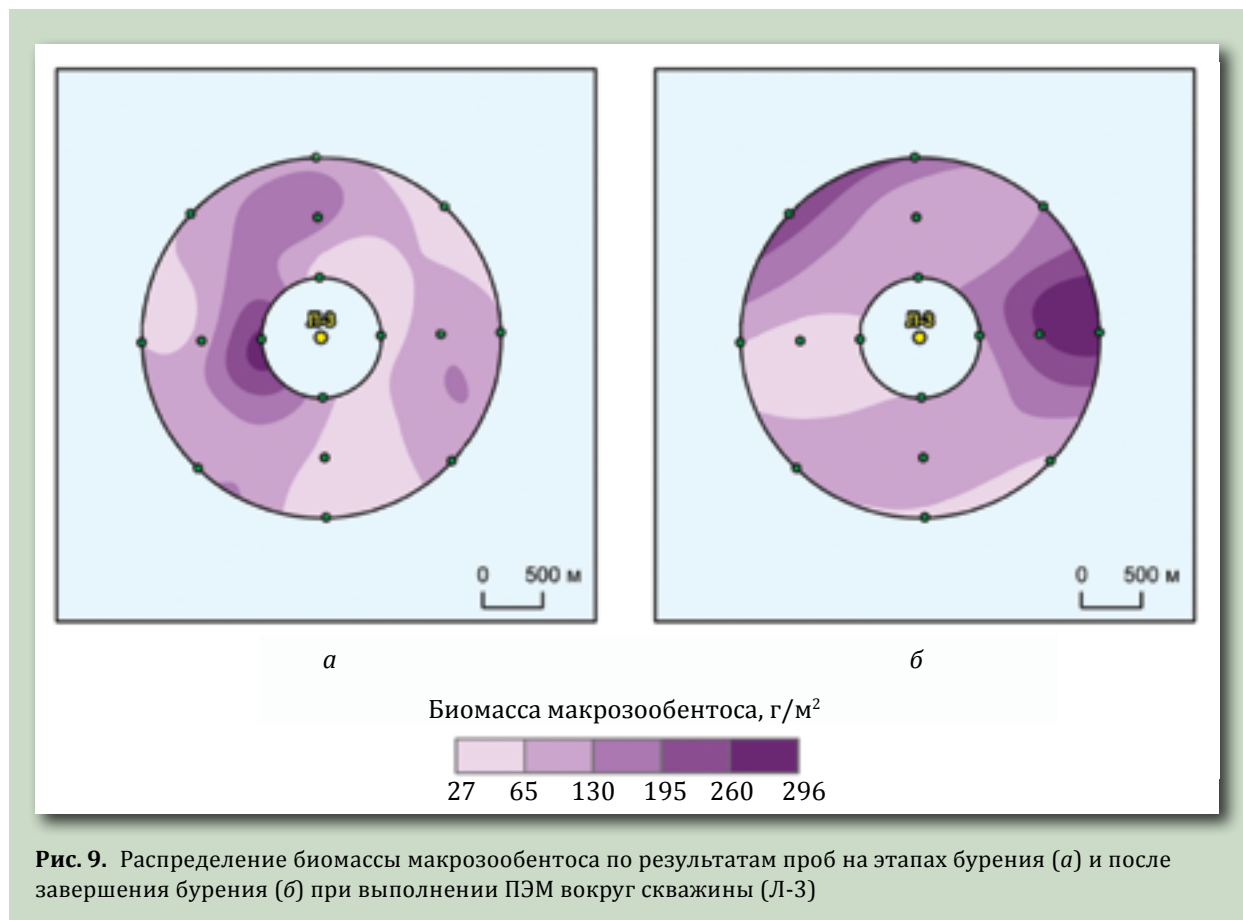
Рис. 8. Представитель бентофауны – морская лилия

се в сообществе значительно преобладали многощетинковые черви. Вся обследованная территория была занята смешанным сообществом многощетинковых червей с преобладанием *Spiochaetopterus typicus* и субдоминантами *Galathowenia oculata*, *Rhizomolgula globularis* и *Bathyarca glacialis*. В целом преобладали одни и те же формы в различных сочетаниях, очевидного изменения фауны в связи с антропогенным воздействием не выявлено. Количественные и качественные характеристики бентоса меняются в широких пределах от съемки к съемке, текущие данные укладываются

в среднемноголетний диапазон.

Относительно ИЭИ количественные характеристики несколько снизились, что может быть связано с межгодовой и сезонной изменчивостью. Также очевидна мозаичность распределения бентоса, отчетливо численные характеристики различаются между станциями в несколько раз независимо от других факторов. При постоянном ветровом сносе судна во время отбора проб невозможно придерживаться плотной сетки станций, а полученные данные не поддаются сравнительному анализу и детальному мониторингу (рис. 9).

В материалах ОВОС в качестве основных источников воздействия на водные ресурсы указаны: забор воды на производственные нужды, сброс нормативно-чистых (системы охлаждения и пр.) и нормативно-очищенных (хозяйственно-бытовые) сточных вод, использование участков акватории, присутствие искусственных объектов, ограничение водопользования.



Ихтиофауна. Исследования ихтиофауны за время мониторинга проведены с помощью придонного и пелагического тралений. Было поймано три экземпляра мойвы и один пинагор общей биомассой 650 г, или 10,02 кг/км².

Морские млекопитающие и птицы. По данным ИЭИ, среди млекопитающих была встречена 31 особь, принадлежащая к четырем видам: гор-

бач *Megaptera novaeangliae*, беломордый дельфин *Lagenorhynchus albirostris*, дельфин белобочка *Delphinus delphis*, обыкновенная морская свинья *Phocoena phocoena*. За время наблюдения за птицами отмечены 517 особей, или 39 ос./ч. В основном на акватории присутствовали глупыши, остальные виды встречались редко: средний поморник (рис. 10, а), короткохвостый поморник, озёрная чайка, моевка (рис. 10,

б), полярная чайка, толстоклювовая кайра.

При проведении ПЭМ видовой состав орнитофауны в периоды бурения и после его завершения существенно не изменялся. Постоянно на акватории присутствовали буреветникообразные – глупыши, ржанкообразные – моевки и толстоклювые кайры, реже или единично отмечены средний поморник, чистик, тупик и люрик. За каждый период наблюдений было зарегистрировано более 500 особей, или около 10 ос./ч. Среди морских млекопитающих на стадии бурения был единичный представитель усатых китов *Balaenoptera acutorostrata*. Также на подходе к платформе отмечена группа беломордых дельфинов (около 16 особей). По завершении бурения представители териофауны отмечены не были, что, скорее всего,

При проведении ИЗИ нарушений нормативных требований по содержанию нефтепродуктов не отмечено, однако их количество было существенно выше, чем при ПЭМ, и местами практически на уровне ПДК.

связано с небольшой продолжительностью работ и неблагоприятной погодой, ухудшающей видимость. Очевидного воздействия от строительной деятельности не отмечено. Встреченная фауна по плотности и разнообразию полностью согласуется с фондовыми и литературными данными.

Выводы

Статистически подтверждаемого воздействия строительства скважины на компоненты окружающей среды при выполнении ПЭМ в рамках существующих подходов не отмечено.

Бактериопланктон во время проведения ПЭМ существенно не изменялся. Обилие микроорганизмов по результатам ИЭИ было в несколько раз выше, что связано с сезонной изменчивостью.

Структура сообщества фитопланктона при ПЭМ не изменялась, сокращались количественные показатели, что связано с затуханием весеннего цветения воды. При выполнении ИЭИ численные значения фитопланктона были ниже и соответствовали летним значениям.

Зоопланктон за время проведения ПЭМ активно развивался и несколько увеличил количественные характеристики. В сравнении с данными ИЭИ структура сообщества зоопланктона была подобна, но численные показатели были выше, что ожидаемо для позднего лета.

Сообщество макрозообентоса на участке исследований развивается стабильно. Фактический отбор проб из-за дрейфа судна существенно сместился относительно намеченной сетки станций. Количественные характеристики при ИЭИ были несколько выше, но в рамках сезонной изменчивости.

Обилие ихтиопланктона при ПЭМ снижалось, что мо-

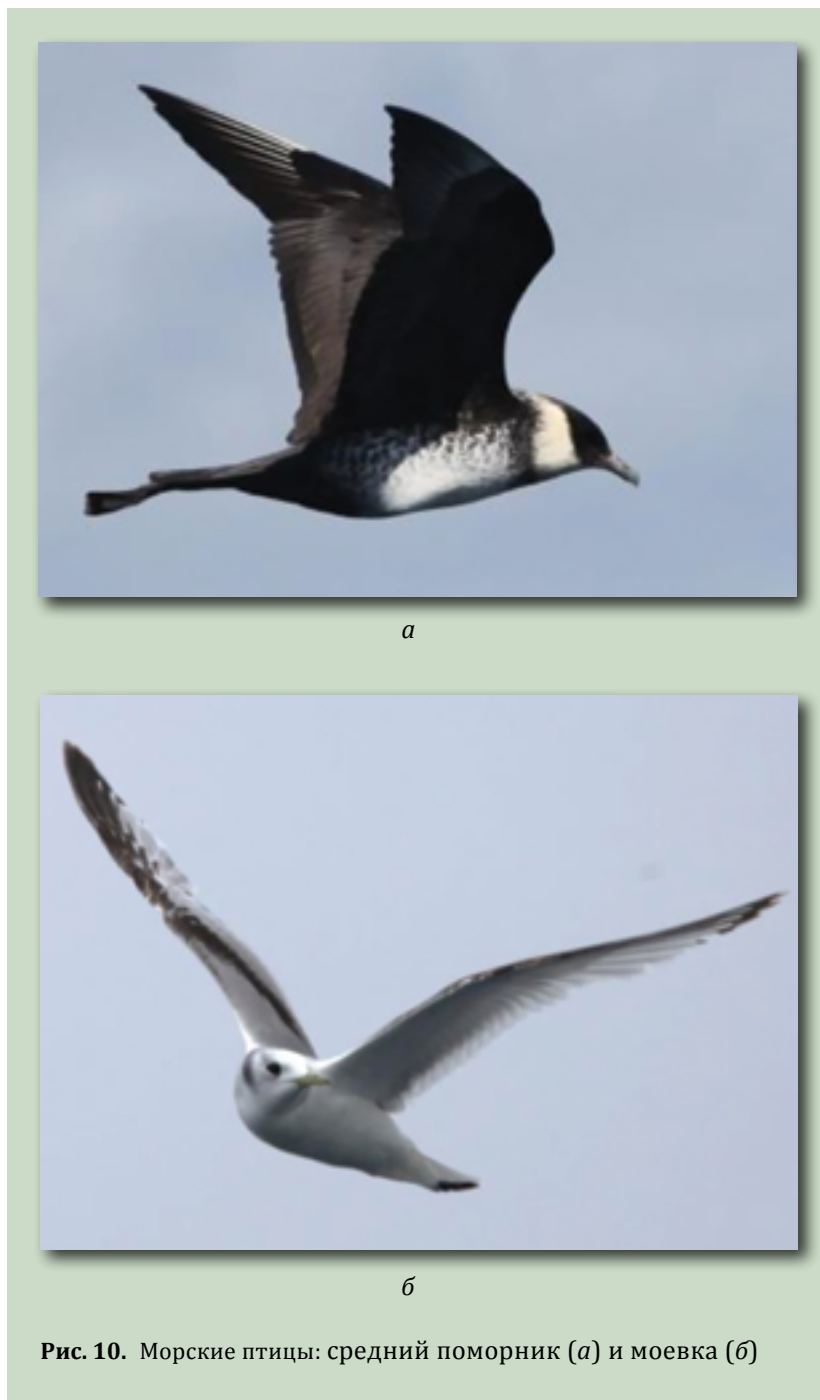


Рис. 10. Морские птицы: средний поморник (а) и моевка (б)

жет быть связано с выеданием активно развивающимся зоопланктоном. Результаты ИЭИ показали отсутствие икринок и личинок рыб и наличие в ловах только мальков, что характерно для конца лета.

Ихтиофауна по результатам обловов при ПЭМ была представлена двумя видами, при этом ихтиологическая характе-

ристика по многолетним данным, представленная в ИЭИ, описывает разнообразие более 200 видов. Исходя из приведенных данных – используемый метод исследований технически ограничен для вылова и описания большинства других видов рыб.

Количественный и видовой составы птиц при выполнении

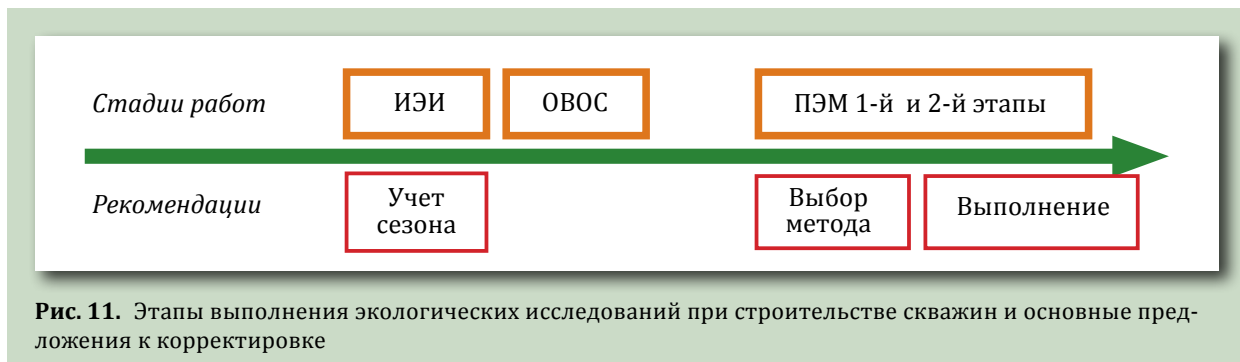


Рис. 11. Этапы выполнения экологических исследований при строительстве скважин и основные предложения к корректировке

ПЭМ существенно не изменялись. Подобно результатам ИЭИ на исследованной акватории основу орнитофауны также составляют исключительно морские птицы. Морские млекопитающие отмечались в районе буровой в период строительства скважины.

Рекомендации по выполнению ПЭМ при строительстве скважин в морских акваториях (рис. 11)

1. Корректное сопоставление результатов ПЭМ с данными ИЭИ, являющимися показателем фоновое состояние окружающей среды до осуществления хозяйственной деятельности, а также исключение сезонной изменчивости характеризующихся параметров требуют установления периода проведения ИЭИ с учетом предполагаемых периодов строительства скважин.

2. Перечень показателей, подлежащих рассмотрению на стадии ПЭМ в морских водах, рекомендуется пересмотреть с учетом многолетних фоновых данных о фоновом гидрохимическом составе вод, а также обосновывать при выполнении ОВОС.

3. Для установления влияния буровых работ на изменение количества взвешенных веществ и, соответственно, численности планктона рекомендуется проводить ПЭМ во вре-

мя бурения первых интервалов скважин.

4. Рекомендуется применять сопоставимые и эффективные методы описания ихтиофауны при ИЭИ и ПЭМ, оценивать видовой состав с помощью ловли жаберными сетями и дополнительно учитывать плотность и распространение рыб эхолотированием. Возможно, следует выделить ихтиологические исследования в отдельный вид работ по программе, разработанной совместно с профильной научной организацией.

5. В рамках выполнения задач, поставленных программами ПЭМ, в том числе фиксации максимально возможного влияния буровых работ на компоненты окружающей среды, рекомендуется: пересмотреть сетку станций, сократив расстояние между платформой и точками отбора до минимально допустимого; обеспечить фактическое производство работ по разработанной схеме станций, исключая дрейф судна. Выполнение указанных предложений потребует привлечения судов, способных удерживать свое положение в заданной точке.

6. Так как на всех этапах экологических исследований формируется значительный объем количественных данных о наблюдаемых компонентах среды, рекомендуется разработать и систематически наполнять реляционную базу данных с возможностью последующего создания ГИС на ее основе. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Итоговый отчет о проведении ПЭМ при строительстве поисково-оценочной скважины № 5 Русановского ЛУ в акватории Карского моря в 2023 г. Кн. 1-4. – М.: ООО «Газпром морские проекты», 2023.
2. Итоговый отчет о проведении ПЭМ при строительстве разведочной скважины № 4 Ледового месторождения в акватории Баренцева моря в 2022 г. Кн. 1-4. – М.: ООО «Газпром морские проекты», 2022.
3. Итоговый отчет о проведении ПЭМ при строительстве разведочной скважины № 6 Ленинградского ГКМ в акватории Карского моря в 2022 г. Кн. 1-4. – М.: ООО «Газпром морские проекты», 2022.
4. Итоговый отчет о проведении ПЭМ при строительстве разведочной скважины № 3 Ледового месторождения в акватории Баренцева моря в 2023 г. Кн. 1-4. – М.: ООО «Газпром морские проекты», 2023.
5. Технический отчет. Выполнение инженерных изысканий на объекте «Разведочная скважина № 3 Ледового месторождения». Этап 7.1. Инженерно-экологические изыскания. Книги 1-4. – М.: АО «МАГЭ», 2021.
6. Проектная документация на строительство разведочной скважины № 3 Ледового месторождения. Раз. 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды». Т. 8.1. М.: ООО «Газпром морские проекты», 2021.
7. Мониторинг состояния окружающей среды на лицензионных участках в акватории Баренцева моря в 2021 г. Кн.1,2. – М.: МГУ им. М.В. Ломоносова, 2022.

УДК 622.691.24

ОБЗОР МИРОВОГО ОПЫТА ПО ЗАХОРОНЕНИЮ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА В ВОДОНОСНЫХ ПЛАСТАХ

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

Е.А. Попова, начальник отдела,

А.Е. Червякова, специалист

ООО «Газпром морские проекты»

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

Ключевые слова: захоронение; утилизация; углекислый газ; водоносный пласт; подземное хранилище.

Аннотация. В статье представлен обзор возможных способов захоронения CO_2 для утилизации, рассмотрены геологические и технологические показатели подземных хранилищ CO_2 , а также сопутствующие физико-химические процессы. Приведено описание крупных проектов по захоронению CO_2 : Слейпнир, Смеахейя, Лэндшип, представлена оценка инвестиционных и эксплуатационных затрат на улавливание и захоронение CO_2 .

Одним из эффективных способов снижения выбросов парниковых газов и борьбы с изменением климата является захоронение углекислого газа в водоносных пластах. Данный метод может быть использован на объектах энергетики, металлургических предприятиях, цементных и нефтехимических заводах. Вопросами утилизации диоксида углерода занимается множество исследовательских институтов и организаций, включая Global CCS Institute, World Resource Institute WRI, International Energy Agency (США), US-China CERC (Китай), UK CCS (Великобритания), Peter Cook Center (Австралия), NCCS (Норвегия) [1]. В России отдельные исследования по данной тематике ведутся ин-

ститутом ВНИГРИ, компаниями «Интер РАО», «НОВАТЕК», «СИБУР», «Газпром нефть», «Татнефть», «Сургутнефтегаз».

Существует два направления по утилизации углекислого газа:

- улавливание и захоронение;
- использование в качестве агента метода увеличения нефтеотдачи (МУН).

Захоронение можно осуществлять в следующие объекты (рис. 1):

- выработанные месторождения нефти и газа;
- водоносные пласты;
- соляные каверны.

При использовании CO_2 в качестве МУН действует несколько механизмов, позволяющих дополнительно извлечь до 15 % запасов нефти:

- снижение вязкости нефти в пластовых условиях и ее набухания;
- смешиваемость CO_2 с углеводородами широкой фракции;
- низкое межфазное натяжение на границе нефть- CO_2 ;
- подавление влияния капиллярных сил.

Для проекта улавливания и захоронения CO_2 определяющим является наличие источника CO_2 . К наиболее распространенным таким промышленным объектам относятся электростанции, работающие на угле или природном газе.

Для хранения CO_2 наиболее эффективно использовать выработанные месторождения нефти и газа, которые характеризуются высокой геологиче-

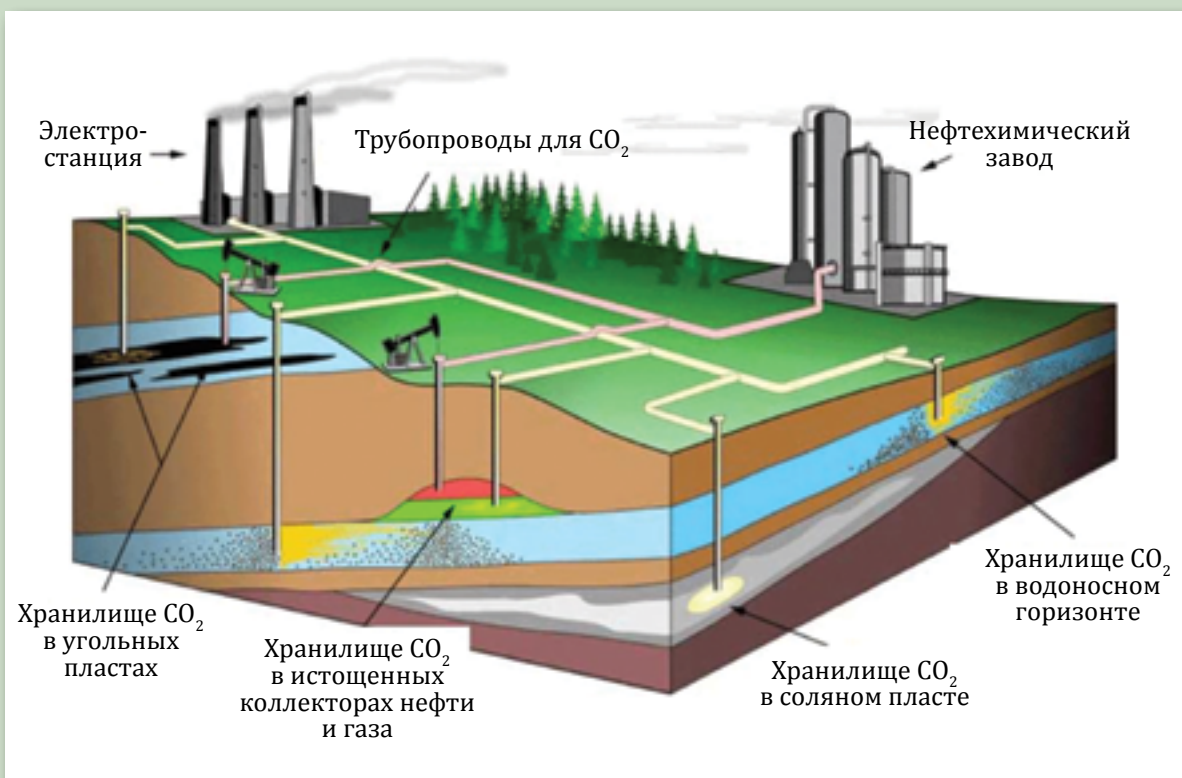


Рис. 1. Варианты захоронения CO₂ [2]

ской изученностью. Для хранения CO₂ в водоносных пластах и соляных кавернах необходимо проведение затратного комплекса геолого-разведочных работ. Часто экономически нерентабельные проекты улавливания и захоронения CO₂ направлены на улучшение экологических показателей производства.

В зарубежной научно-технической литературе представлены десятки обзоров проектов улавливания и захоронения CO₂ [3–7]. Во всех источниках подтверждается техническая реализуемость хранения CO₂ в водоносных пластах.

Водоносные пласты могут располагаться в песчаниках или известняках. Для создания хранилища CO₂ в водоносном пласте должны соблюдаться следующие требования [8]:

- достаточный объем хранилища для захоронения CO₂, образующегося на источнике в течение срока его эксплуатации;
- достаточно высокие пористость и проницаемость пласта для поглощения CO₂;
- наличие непроницаемых пластов (покрышки) над водоносными пластами, исключающих вертикальную миграцию CO₂;
- глубина пласта, обеспечивающая надежность хранения CO₂ в жидком состоянии.

В термобарических условиях, характерных для глубины более 600 м, CO₂ пребывает в жидком состоянии, занимая сравнительно малый объем (рис. 2, 3). Так, на глубине 1000 м при давлении 10,2 МПа и температуре 35 °С 1 т CO₂ занимает объем 1,39 м³. На поверхности земли это количество CO₂

в газообразном состоянии при температуре 0 °С соответствует 509 м³ [8].

После закачки в водоносный пласт возникают три основных процесса физико-химического преобразования CO₂, соотношение которых зависит от конкретных геологических условий:

- перемещение CO₂ в структурные ловушки;
- растворение CO₂ в воде;
- химическое преобразование CO₂, включая формирование минералов.

На конец 2008 г. в рамках реализуемых проектов улавливания и захоронения CO₂ суммарный объем закачки CO₂ составлял около 20 млн т [6]; максимальный годовой и суммарный накопленные объемы закачки CO₂ для одного проекта улавливания и захоронения CO₂ – 1 и 25 млн т

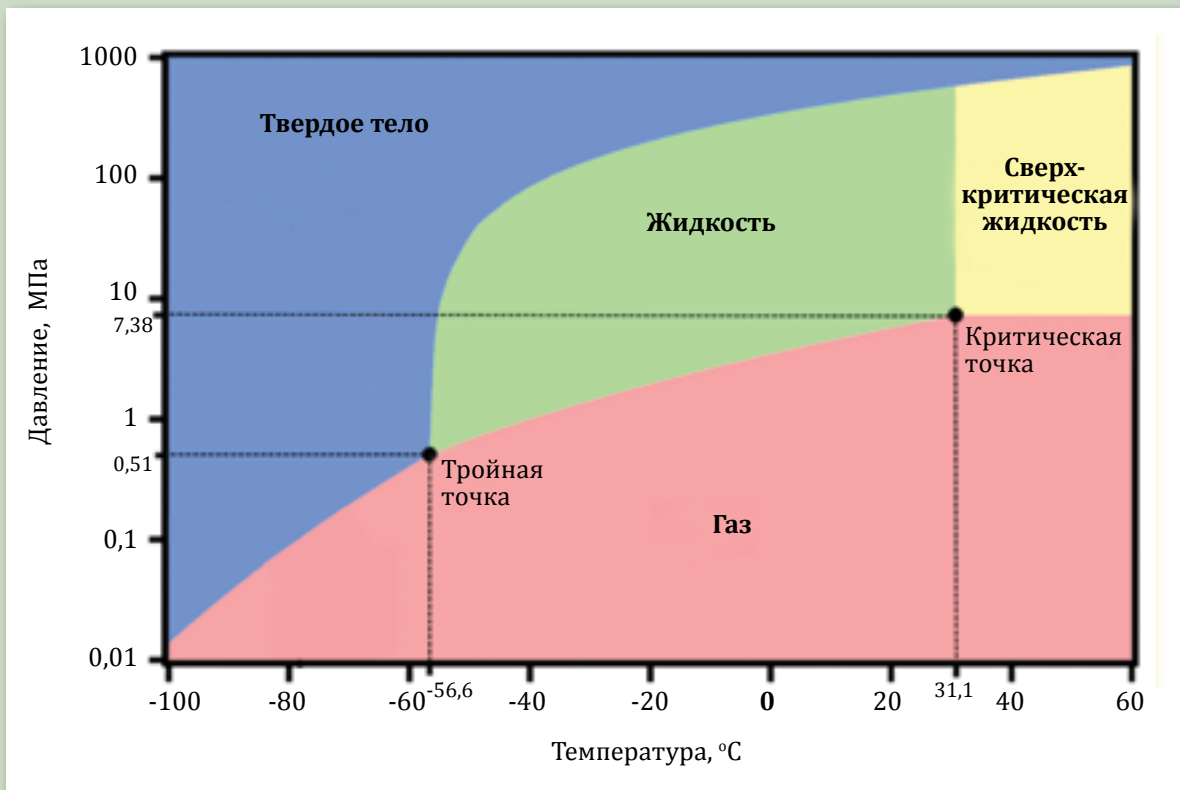


Рис. 2. Фазовые состояния CO₂

соответственно. Описание проектов улавливания и захоронения CO₂ по состоянию на декабрь 2009 г. приведено в табл. 1.

Как показано в табл. 1, в 2009 г. существовало четыре коммерческих хранилища CO₂, которые располагались на различной глубине (650–2800 м). Геологические свойства их коллекторов значительно отличаются. Реализация наиболее крупных проектов (Горгон, Слейпнир, Ин Салах и Сновит) подтверждает возможность закачки CO₂ в объеме от 1 млн т/год. При этом высокая проницаемость водоносных пластов на объектах Слейпнир и Сновит позволяет обходиться всего одной нагнетательной скважиной. Геологические свойства хранилищ CO₂ приведены в табл. 2.

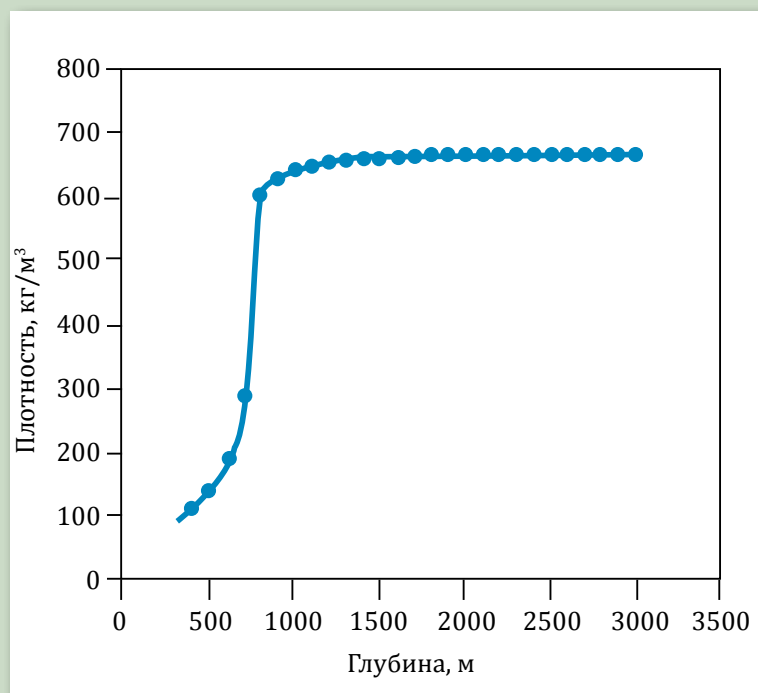


Рис. 3. Изменение плотности CO₂ при 30 °С при закачке в пласт [8]

Таблица 1

Описание проектов улавливания и захоронения CO₂
по состоянию на декабрь 2009 г. [6]

Проект	Регион	Масштаб	Состояние	Начало закачки	Завершение закачки	Объем закачки, т/сут	Общий объем хранения, тыс. т
Фрио	Либерти, штат Техас, США	Пилотный	Завершен	Фрио 1 2004 Фрио 2 2006	Фрио 1 2004 Фрио 2 2006	250	1,6
Нагаока	Нагаока, Япония	Пилотный	Завершен	2003	2005	40	10
Кецин	Кецин, Бранденбург, Германия	Пилотный	В процессе закачки	2008	2010	86	60
Бассейн Альберты	Альберта, Канада	Коммерческий	В процессе закачки	1990	–	5–190	–
Сновит	Баренцево море, Норвегия	Коммерческий	В процессе закачки	2008	–	2000	23000
Слейпнир	Северное море, Норвегия	Коммерческий	В процессе закачки	1996	–	2700	20000
Ин Салах	Алжир	Коммерческий	В процессе закачки	2004	–	3500	17000
Горгон	остров Барроу, Австралия	Коммерческий	Утвержден	2014	–	12300	129000
Декейтер	Декейтер, штат Иллинойс, США	Демонстрационный	В работе	2010	2012	1000	1000
Аппалачский бассейн	Шейдисайд, штат Огайо, США	Пилотный	Нет преимуществ	2008	2009	–	–
Арка Цинциннати	штат Кентукки, США	Пилотный	Мониторинг	2009	2009	500	1
Мичиганский бассейн	Гейлорд, штат Мичиган, США	Пилотный	Мониторинг	2008	2009	300–600	60
Миссисипи	Эскатопа, штат Миссисипи, США	Пилотный	Завершен	2008	2008	160	2,75
Эорли	Кранфилд, штат Миссисипи, США	Демонстрационный	В процессе закачки	2009	2010	2700	1500
Соляной пласт Росэтга-Калпин	Рио Виста, штат Калифорния, США	Пилотный	Закрыт	2009	2009	–	2
Аризона	Северная Аризона, США	Пилотный	Нет преимуществ	2009	2009	–	–

Таблица 2

Геологические свойства хранилищ CO₂ [6]

Проект	Водоносный горизонт	Литология	Пористость, %	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Глубина, м	Толщина, м	Соленость, мг/л	Литология уплотнения	Толщина, м	Температура, °С	Давление, кПа
Фрио	Верхний Фрио	Песчаник	30	1500	1546	24	92,633	Слабце глинистый	78	56	15,200
Нагаока	Азимута	Песчаник	-	6	1100	60	7113	Аргиллит	133	46	11,900
Кецин	Штутгарта	Песчаник	23	750	650	80	250,000	Аргиллит	210	34	7300
Бассейн Альберты	Разные	Разные	4-26	1-413	950-2814	15-343	23,750-340,000	Разные	15-218	26-103	6000-27,000
Сновит	Тубасен	Песчаник	13	450	2550	60	-	Слабце глинистый	30	-	28,500
Слейпнир	Утсира	Песчаник	37	5000	1000	250	35,000	Слабце глинистый	75	37	10,300
Ин Салах	Кречба	Песчаник	17	5	1850	29	-	Аргиллит	950	90	17,900
Горгон	Дюпюи	Песчаник	20	25	2300	-	7000	Слабце глинистый	250	100	22,000
Декейтер	Песчаник М Саймона	Песчаник	15	225	1980	300	120,000	Слабце глинистый	100	-	15,000
Аппалачский бассейн	Песчаник Клинтон	Песчаник	3,2	0,001-0,08	2170	20	-	Известняк	70	71	26,500
Арка Цинцинати	Песчаник М Саймона	Песчаник	12	10-200	1000	100	-	Слабце глинистый	1500	305	9720

Таблица 2 (продолжение)

Проект	Водоносный горизонт	Лито-логия	Пористость, %	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	Глубина, м	Толщина, м	Соленость, мг/л	Лито-логия уплотнения	Толщина, м	Температура, °С	Давление, кПа
Мичиганский бассейн	Доломиты Басовых о-вов / Буа Блан	Доломиты	13	22	1061	22	–	Известняк	76	28	10,170
Миссисипи	Тускалуса	Песчаник	21	1180	2595	64	150,000	Сланец глинистый	150	–	–
Эорли	Тускалуса	Песчаник	20	50–1000	3140	–	200,000	Сланец глинистый	150	–	–

Вопросами утилизации диоксида углерода занимается множество исследовательских институтов и организаций, включая Global CCS Institute, World Resource Institute WRI, International Energy Agency (США), US-China CERC (Китай), UK CCS (Великобритания), Peter Cook Center (Австралия), NCCS (Норвегия) [1].

Обзор проектов

Проект Слейпнир – первый полномасштабный проект захоронения CO₂ на континентальном шельфе Норвегии. В составе добываемого газа разрабатываемого с 1993 г. морского нефтегазового месторождения Слейпнир присутствует значительная доля CO₂ (около 9 %). Поскольку норвежским законодательством предусмотрены значительные выплаты за выброс CO₂ в атмосферу, оператор месторождения – норвеж-

ская компания Equinor (ранее – Statoil) – обеспечивает улавливание и захоронение CO₂ в водоносных пластах.

CO₂ закачивается в геологическую формацию Утсира на глубине 800–1000 м. Формация Утсира представляет пористый песчаник толщиной 200–250 м. Годовой объем захоронения CO₂ составляет около 1 млн т. Накопленный объем захоронения CO₂ составил в 2008 г. 10 млн т, в 2015 г. – 15,5 млн т. Стоимость закачки – 17 долл./ т [3].

Проект Смеахейя – перспективный проект захоронения CO₂ на континентальном шельфе Норвегии в Северном море [9].

Норвежский исследовательский центр улавливания и захоронения CO₂ (Norway CCS Centre) проводит исследования на объекте Смеахейя. По результатам интерпретации сейсмике 3D высокого разрешения выявлены два крупных субмеридианальных геологических разлома Ветте и Ойгарден. Между данными разломами находятся две крупные антиклинальные структуры (Альфа и Бета) в юрских отложениях, рассматриваемые в качестве ловушек, подходящих для захоронения CO₂.

Надежность хранения CO₂ на объекте Смеахейя будет зависеть от сохранности геологических свойств (прежде всего низкой проницаемости пород) при закачке под давлением.

Согласно текущим оценкам по результатам интерпретации сейсмике 3D высокого разрешения и геомеханического моделирования риск прорыва CO_2 из ловушек Альфа и Бета является низким, однако для уточнения геологических особенностей объекта Смеахейя требуются дополнительные исследования.

Проект Лэндшип – самый крупный норвежский проект в области захоронения CO_2 , реализуемый в партнерстве Equinor, Shell и Total.

Целями проекта являются разработка и совершенствование технологий в области захоронения CO_2 , а также создание коммерческого механизма по захоронению CO_2 , получаемого от третьей стороны, включая [4]:

- подтверждение безопасности и технологической возможности реализации

полномасштабного проекта улавливания и захоронения CO_2 ;

- исследование факторов повышения производительности при росте объемов CO_2 ;
- практическое исследование применения положений нормативных документов в рассматриваемой области;
- обеспечение промышленной и коммерческой реализации проектов улавливания и захоронения CO_2 .

В рамках проекта осуществляются (рис. 4):

Существует два направления по утилизации углекислого газа:

- улавливание и захоронение;
- использование в качестве агента метода увеличения нефтеотдачи (МУН).

- улавливание CO_2 на мусоросжигательном заводе в г. Осло (Норвегия);

- улавливание CO_2 на цементном заводе в г. Бревик (Норвегия);

- транспортировка судами сжиженного CO_2 на 600 км на береговой комплекс в районе Ойгарден (Норвегия);

- закачка сжиженного CO_2 в подземные водоносные пласты (геологический комплекс «Аврора»).

Суммарный годовой объем улавливания CO_2 на указанных

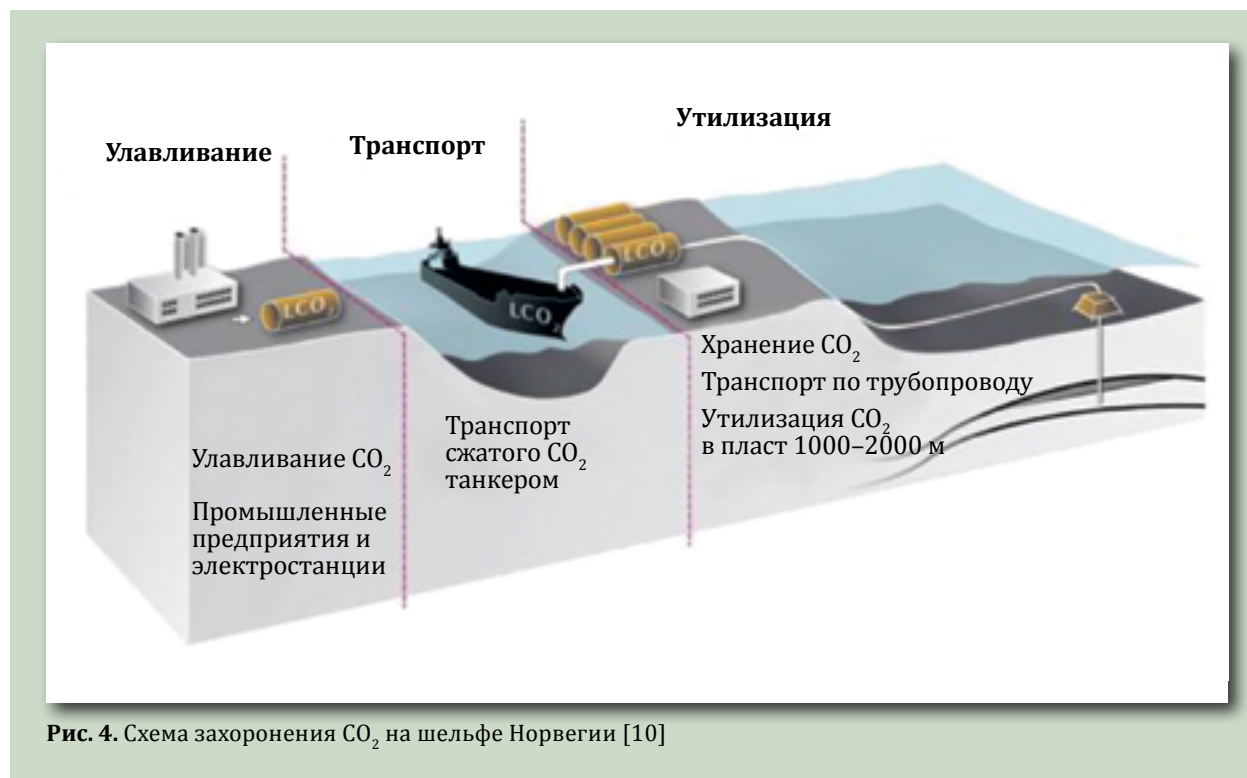


Рис. 4. Схема захоронения CO_2 на шельфе Норвегии [10]

Таблица 3

Затраты на улавливание и захоронение CO₂ [4]

Статья затрат	Затраты	
	млн норвежских крон	млн долл. США*
Инвестиционные затраты, в т.ч.	14 216	1 528,2
Хранилище CO ₂ (включая береговой комплекс)	5 475	588,5
Транспортировка CO ₂ (два судна)	929	99,9
Улавливание CO ₂ , мусоросжигательный завод	4 715	506,9
Улавливание CO ₂ , цементный завод	3 097	332,9
Эксплуатационные затраты (в год), в т.ч.	610	65,5
Хранилище CO ₂ (включая береговой комплекс)	167	17,9
Транспортировка CO ₂ (два судна)	84	9,0
Улавливание CO ₂ , мусоросжигательный завод	239	25,7
Улавливание CO ₂ , цементный завод	120	12,9

* Курс норвежской кроны к доллару США на 04.03.2020 – 1:0,1075 (рассматриваемый отчет [4] составлен 28.02.2020).

Для проекта улавливания и захоронения CO₂ определяющим является наличие источника CO₂. К наиболее распространенным таким промышленным объектам относятся электростанции, работающие на угле или природном газе.

двух норвежских предприятий составляет 400 тыс. т, что является средним показателем. Подземное хранилище CO₂ может принять гораздо более крупные объемы, не менее 100 млн т CO₂ в течение 25 лет, что демонстрирует ориентированность проекта на коммерческое захоронение CO₂.

Транспортировка осуществляется судами, перевозящими 7 500 м³ сжиженного CO₂ при давлении 1,3–1,8 МПа. Плотность сжиженного CO₂ при нормальных условиях (0 °С, 3,55 МПа) составляет 925 кг/м³. С берегового комплекса сжиженный CO₂ транспортируется в подземное хранилище по трубопроводу длиной 110 км

диаметром 324 мм. Закачка в подземное хранилище осуществляется через морские скважины с подводным расположением устья, мониторинг и управление скважинами проводятся удаленно при помощи шлангокабелей, содержащих электрические и гидравлические линии управления.

Глубина моря в районе подземного хранилища составляет около 300 м, само подземное хранилище расположено приблизительно на 3000 м ниже поверхности морского дна. На первом этапе для закачки CO₂ достаточно одной скважины.

В табл. 3 приведена оценка инвестиционных и эксплуатационных затрат на улавливание и захоронение CO₂.

Удельные затраты за хранение CO₂ в хранилище при ставке дисконтирования 8 % составляют 920 норвежских крон за 1 т (98,9 долл. США/т). Удельные затраты на транспортировку CO₂ судами составляют 218 норвежских крон за 1 т (23,4 долл. США/т).

Выводы

1. Захоронение в водоносных пластах является апробированным за рубежом методом утилизации CO₂, для реализации которого необходимо выполнение определенных требований к объему хранилища, пористости, проницаемости, глубине залегания, наличию непроницаемых пластов.

2. Существует три механизма, возникающих при закачке CO₂ в водоносный пласт, включая перемещение в структурные ловушки, растворение в воде, химические преобразования.

3. Существуют десятки проектов улавливания и захоронения CO₂, подтвердивших техническую реализуемость хранения CO₂ в водоносных пластах.

4. Захоронение CO₂ в водоносных пластах не является универсальным решением по утилизации CO₂ в связи с высокой стоимостью метода. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Сидорова К.И. Экономическая оценка использования технологии утилизации углекислого газа в нефтяных месторождениях для повышения нефтеотдачи: дис. ... канд. эконом. наук. – СПб: ФГБОУ ВПО НМСУ «Горный», 2016.
2. Мухин А.А. Улавливание хранения углекислого газа (CCS): наилучшие доступные технологии, текущие проекты

Для хранения CO₂ наиболее эффективно использовать выработанные месторождения нефти и газа, которые характеризуются высокой геологической изученностью. Для хранения CO₂ в водоносных пластах и соляных кавернах необходимо проведение затратного комплекса геолого-разведочных работ.

и глобальные перспективы: материалы конф. АЕВ «Реализация Киотского протокола в России: точка зрения бизнеса». 2009. – URL:<https://aebrus.ru/upload/iblock/4ab/4ab6540c0371af467e429ac892c68a30.pdf> (дата обращения 05.02.2024).

3. База данных проектов захоронения CO₂ (CO₂ DataShare) – URL:<https://co2datashare.org/dataset> (дата обращения 05.02.2024).

4. Полномасштабный демонстрационный проект по захоронению CO₂ в Норвегии. Возможность снижения стоимости улавливания, транспортировки и хранения CO₂: отчет DNV GL. (The Norwegian full-scale CCS demonstration project. Potential for reduced costs for carbon capture, transport and storage value chains) // Gassnova SF/ 2019-1092, Rev. 2 February 28, 2020, 2020.

5. Стоимость захоронения CO₂: отчет МЭА. – IEA GHG. The Costs of CO₂ Storage, 2010.

6. Захоронение CO₂ в минерализованных водоносных пластах. Обзор опыта эксплуатации действующих хранилищ / К. Майкл, Э. Голэб, В. Шулакова [и др.] Geological storage of CO₂ in saline aquifers – A review of the experience from existing storage operations / K. Michael, A. Golab, V. Shulakova [et al.] // International Journal of Greenhouse Gas Control. – July. – 2010. – URL:https://www.researchgate.net/publication/228077959_Geological_storage_of_CO2_in_saline_aquifers--A_review_of_the_experience_from_existing_storage_operations (дата обращения 05.02.2024).

7. Изменяя промышленность за счет улавливания, утилизации и захоронения углекислого газа: отчет МЭА. – IEA. Transforming Industry Through CCUS, 2019.

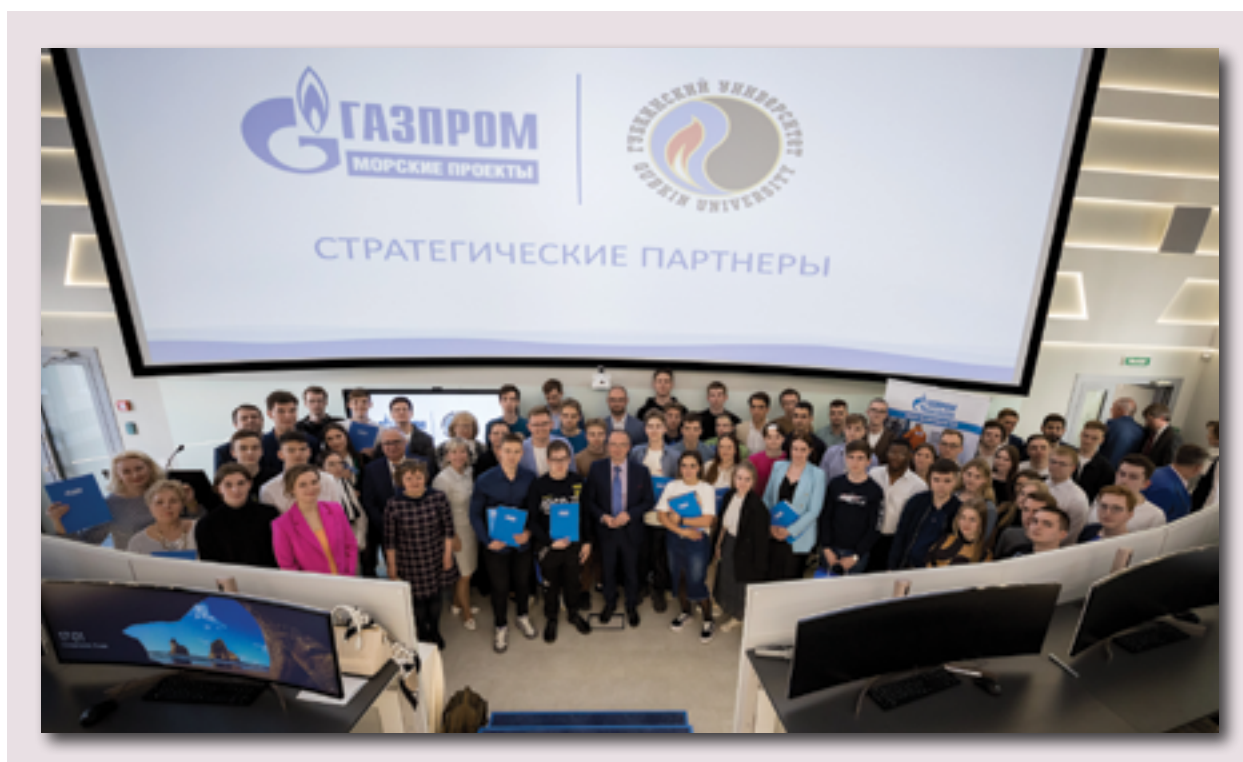
8. Бентэм М., Кирби Дж. Хранение в водоносных пластах // Нефтегазовая технология. – 2005. – Т.60, № 3. – С.559–567. – URL:https://www.researchgate.net/publication/239385665_CO2_Storage_in_Saline_Aquifers (дата обращения 05.02.2024).

9. Мулруни М., Осмонд Д., Скэртвейт Э. Смеахеия, потенциальный объект для захоронения CO₂ в норвежском секторе Северного моря. Описание геологической структуры, стратегия снижения геологических рисков. – 2019 : Conference Paper · Fifth CO₂ Geological Storage Workshop 21-23 November 2018, Utrecht, The Netherlands, 2018 – URL:https://www.researchgate.net/publication/329102257_Smeaheia_A_Potential_Northern_North_Sea_CO2_Storage_Site_Structural_Description_And_De-Risking_Strategies (дата обращения 05.02.2024).

10. Малов А.П. За дымовой завесой. Как утилизация углекислого газа изменит мир. – URL:<https://www.forbes.ru/biznes/352641-za-dymovoy-zavesoy-kakutilizaciya-uglekislogogaza-izmenit-mir>, 2019 (дата обращения 05.02.2024).

ПОДВЕДЕНЫ ИТОГИ СОТРУДНИЧЕСТВА ООО «ГАЗПРОМ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ» С ГУБКИНСКИМ УНИВЕРСИТЕТОМ ЗА 2023 Г.

Прошедший год стал для ООО «Газпром морские проекты» плодотворным в образовательной сфере. Компания установила долгосрочное сотрудничество с ведущими вузами России, в том числе с ключевым профильным университетом – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.



В 2022 г. между Обществом и Губкинским университетом заключено соглашение о взаимодействии до 2025 г. Его цели – установление долгосрочных связей по подготовке молодых специалистов профильных компетенций, внедрение инновационных достижений науки в производственный процесс, совместная

деятельность по различным направлениям: от образовательного процесса до культурно-массовых мероприятий.

Ключевым событием, организованным ООО «Газпром морские проекты» совместно с университетом, стало чтение курса лекций по теме «Реализация морских проектов по добыче нефти и газа», состоящего из

27 лекций. В проведении курса участвовали 12 лекторов, в том числе руководство Общества. На протяжении всей программы специалисты рассказывали о производственных практиках, проектировании, бурении и обустройстве нефтегазовых месторождений, а также о бизнес-процессах в отрасли. Лекторами выступили замести-

тель генерального директора по перспективному развитию ООО «Газпром морские проекты» **Б.А. Сердитов**, главный инженер – заместитель генерального директора **Г.С. Оганов**, начальники управлений и сотрудники организации.

По завершении курса лекций прошло торжественное закрытие, на котором более 100 студентов получили сертификаты о прохождении обучения.

В числе проведенных в Губкинском университете мероприятий стоит отметить организацию ярмарки вакансий ПАО «Газпром» с участием специалистов Общества. Лучшие студенты, проявившие инициативу и профессиональные навыки, получили возможность пройти практику на базе ООО «Газпром морские

проекты». Наиболее активные практиканты получили предложение продолжить работу в организации.

В течение года работники компании не только вели работу с будущим кадровым резервом, но и активно участвовали в международных и российских конференциях и выставках, организованных при участии РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, среди которых конференция, посвященная 25-летию кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений. А в сентябре выступили в качестве экспертов на международном форуме «Нефть и Газ» – крупнейшем отраслевом событии, в котором принимают участие лучшие специалисты.

Взаимодействие Общества и университета не ограничи-

лось этими событиями. При содействии ООО «Газпром морские проекты» в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина были проведены ремонтные работы в аудиториях кафедры освоения морских месторождений и факультета экономики и управления. Также компания подарила Губкинскому университету макет ледостойкой стационарной платформы «Каменномысская».

Для Общества сотрудничество с образовательными учреждениями является неотъемлемой и очень важной частью работы. В 2024 г. ООО «Газпром морские проекты» продолжит реализацию совместных проектов с Губкинским университетом в части научно-исследовательских работ и инновационных исследований. ■



**МОСКОВСКИЕ
НЕФТЕГАЗОВЫЕ
КОНФЕРЕНЦИИ**

ВСТРЕЧИ ЗАКАЗЧИКОВ И ПОДРЯДЧИКОВ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

НОВЫЕ ВСТРЕЧИ – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ!

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



29 МАЯ 2024 **НЕФТЕГАЗСТРОЙ**
Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли отечественных компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты выполненных работ. Награждение лучших нефтегазостроительных подрядчиков. Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.



25 СЕНТЯБРЯ 2024 **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА**
Модернизация производств для переработки нефти и газа

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

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

ПОКОРЕНИЕ ШЕЛЬФА: ООО «ГАЗПРОМ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ» ВЫСТУПИЛО С ЛЕКЦИЕЙ НА ВДНХ

3 февраля в павильоне ПАО «Газпром» на выставке-форуме «Россия» заместитель генерального директора ООО «Газпром морские проекты» Б.А. Сердитов прочитал лекцию в рамках образовательной программы по теме «Покоряя шельф. Проектная деятельность нефтегазовых компаний на шельфе».

В мероприятии приняли участие работники ООО «Газпром морские проекты», студенты РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина и посетители выставки. Лекция заинтересовала не только специалистов и профессионалов нефтегазовой отрасли, но

и людей, далеких от этой профессии.

Сегодня российский континентальный шельф становится центром притяжения предприятий нефтегазовой отрасли. Всего в периметре Группы «Газпром» зарегистрировано около 40 лицензионных

участков и месторождений на шельфе.

«За последние 30 лет доля морской добычи в мировом балансе не изменилась и составляет 30 %, в России – до 5 %. Это стратегический резерв нашей страны и огромные перспективы освоения месторождений.





Наша миссия как проектировщиков – найти оптимальное соотношение между высокими требованиями к безопасности, экологичности и доступностью реализации», – отметил Борис Сердитов.

Работа на арктическом шельфе технологически очень сложна: преобладание экстремальных климатических условий, ледовое покрытие акватории более полугода, сильные ветры и течения требуют новых подходов к реализации проектов. Для решения таких сверхсложных задач ООО «Газпром морские проекты» привлекает предприятия разных отраслей: научные институты, производственные компании судостроения, электроэнергетики, металлургии, машиностроения.

«Это новые вызовы, которые двигают нашу страну вперед и позволяют решать новые сложные задачи», – резюмировал лектор.

Опыт ООО «Газпром морские проекты» позволяет находить инновационные способы реализации шельфовых проектов и активно участвовать в освоении шельфовых месторождений. ■



ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, РЕКОМЕНДОВАННЫХ К ПОСЕЩЕНИЮ В 2024 Г.

Мероприятие	Дата проведения	Место проведения
Февраль		
Конференция ENERGON «Проектирование системы генерации и накопления энергии»	2 февраля	Москва, Стремянный переулок, д. 28, стр. 1 (Российский экономический университет имени Г.В. Плеханова, 1-й корпус, Главное цифровое пространство)
Ежегодная большая трехдневная конференция по связям с общественностью «SOCIAL MEDIA FEST 2024» Digital PR и продвижение в социальных сетях	13–15 февраля	Москва
7-й Конгресс «Гидротехнические сооружения и дноуглубление»	27–28 февраля	Москва
Март		
10-я Юбилейная Международная конференция и технический визит «Даунстрим Узбекистан и Центральная Азия 2024»	5–7 марта	Ташкент
Выставка Digital Energy Expo 2024	14–15 марта	Дубай, ОАЭ
Конгресс по цифровизации нефтегазовой отрасли России: NEFT 4.0	18–19 марта	Нижний Новгород
Сибирский промышленно-инновационный Форум «ПромтехЭКСПО»	19–20 марта	Омск

Мероприятие	Дата проведения	Место проведения
10-я юбилейная международная конференция и технический визит «Даунстрим России и СНГ 2024»	20–22 марта	Санкт-Петербург
Международная конференция и выставка Нефтяные и Нефтехимические Технологии 2024	25–27 марта	Пекин, Китай
Восемнадцатая Межрегиональная специализированная выставка « ГАЗ. НЕФТЬ.НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ »	27–28 марта	Новый Уренгой
XV Межотраслевая конференция « Антикоррозионная защита »	27 марта	Москва, ГК Измайлово
Апрель		
13-ая международная научно-практическая конференция Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов	1–6 апреля	Сочи
10-й юбилейный международный СПГ Конгресс	3–4 апреля	Москва
Atyrau Oil&Gas 2024 21-я Юбилейная Северо-Каспийская Региональная выставка «Атырау Нефть и Газ», Казахстан	3–5 апреля	Атырау, Казахстан просп. Абулхаир Хана, 79
« Санкт-Петербург 2024 », 11-я международная геолого-геофизическая конференция	8–11 апреля	Санкт-Петербург
23-ая Международная выставка « Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса » « Нефтегаз-2024 »	15–18 апреля	Москва, ЦВК «Экспоцентр»

Мероприятие	Дата проведения	Место проведения
Международная конференция «Нефть и газ»	22–26 апреля	Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
РМЭФ-2024 , Российский международный энергетический форум. Международная выставка «ЖКХ России» и Международная выставка-конгресс «Защита от коррозии»	24–26 апреля	Москва
31-я международная выставка энергетического, электротехнического и светотехнического оборудования и технологий	24–26 апреля	Санкт-Петербург
Международная онлайн-конференция «Управление рисками в энергетике - 2024»	25 апреля	Москва, Архангельский переулок, д. 7 (ст. метро «Китай-город» или «Тургеневская») Офис расположен на 2-м этаже
Май		
6-я научно-практическая конференция «Горизонтальные скважины 2024»	13–17 мая	Казань
Научно-практическая конференция «Инженерная и рудная геофизика 2024»	13–16 мая	Казань
22-я специализированная выставка «Энергетика ДВ региона-2024»	16–18 мая	Хабаровск
XXI Международная конференция «Освоение шельфа России и СНГ»	17 мая	Москва, «Балчуг»
24-я международная специализированная выставка «Оборудование, приборы и инструменты для металлообрабатывающей промышленности» МЕТАЛЛООБРАБОТКА-2024	20–24 мая	Москва
Российский Нефтегазохимический Форум и 32-я международная специализированная выставка «Газ. Нефть. Технологии»	21–24 мая	Москва

Мероприятие	Дата проведения	Место проведения
7-й ежегодный конгресс и выставка Азот Синтезгаз Россия и СНГ	22–23 мая	Москва
РНТК 2024 , Технический форум ГРП 2024 , Технологии внутрискважинных работ	22–23 мая	Москва, отель «Лесная Сафмар»
НФСТ РИМ-2024	24 мая	Санкт-Петербург, отель «Парк Крестовский»
Международная выставка IG China 2024 газовых технологий, оборудования и применения China International Exhibition on Gases Technology, Equipment and Application 2024	29–31 мая	Ханчжоу, Китай
Июнь		
12-ая международная научно-практическая конференция Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы	3–8 июня	Сочи
12-я Каспийская международная выставка энергетики и зеленой энергетики	4–6 июня	Баку, Азербайджан, Ваку Expo Center
29-й Бакинский Энергетический Форум	5–6 июня	Баку, Азербайджан, Ваку Expo Center
8-й ежегодный международный инвестиционный форум и выставка «Восточный нефтегазовый форум»	26–27 июня	Владивосток
XII Петербургский Международный юридический форум	26–28 июня	Санкт-Петербург
Август		
5-я научно-практическая конференция «Интеллектуальный анализ данных в нефтегазовой отрасли 2024»	20–23 августа	Калининград

Мероприятие	Дата проведения	Место проведения
Сентябрь		
ВЭФ Восточный экономический форум	3–6 сентября	Владивосток
26-я научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа « Геомодель 2024 »	9–12 сентября	Геленджик
8-я научно-практическая конференция «Тюмень 2024. Актуальные тренды научно-технологического и операционного развития нефтегазовой отрасли»	23–27 сентября	Тюмень
19-я Международная научно-практическая конференция Современные технологии строительства и капитального ремонта скважин. Перспективные методы увеличения нефтеотдачи пластов	9–12 сентября	Сочи
Октябрь		
28-й Дальневосточный энергетический форум « Нефть и газ Сахалина-2024 »	2–4 октября	Южно-Сахалинск
ПМГФ XIII петербургский международный газовый форум	8–11 октября	Санкт-Петербург, КВЦ «Экспофорум»
Выставка и конференция OMR 2024	8–11 октября	Санкт-Петербург, КВЦ «Экспофорум»
Международная научно-практическая конференция Инженерные изыскания. Современные технологии и перспективы развития	21–26 октября	Сочи
Российский нефтегазовый технический конгресс (РНТК)	22–24 октября	Москва, отель «Лесная Сафмар»

Мероприятие	Дата проведения	Место проведения
Международная выставка теплоэнергетического, электрогенерирующего, компрессорного оборудования для промышленных предприятий и муниципальных объектов «Heat & Electro Machinery»	29–31 октября	Москва Москва, ЦВК «Экспо-центр», Краснопресненская наб. 14, Павильон №1
Ноябрь		
7-я научно-практическая конференция «Углеродный потенциал Дальнего Востока 2024» – Российская отраслевая энергетическая конференция (РОЭК)	1 ноября	Москва
Выставка и конференция Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference 2024	11–14 ноября	Абу-Даби, ОАЭ
Декабрь		
3-й Международный конгресс и выставка «Нефть и газ Турции и Черного моря»	11–12 декабря	Турция, Стамбул

neftegaz.gubkin.ru

#НЕФТЕГАЗ_24

2024 22–26
АПРЕЛЯ

#OILGAS_24

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ФОРУМ

НЕФТЬ И ГАЗ 2024



300+
научных
докладов

90+
организаций
и вузов ТЭК

700+
участников



СПИСОК СТАТЕЙ, ОПУБЛИКОВАННЫХ В НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОМ ЖУРНАЛЕ «ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ» В 2023 Г.

Автор, название статьи	Номер журнала	Страница
СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ		
<i>Следков В.В.</i> Влияние процессов декарбонизации на развитие направления по строительству скважин	2	10
ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА		
<i>Харченко Ю.А., Григорьев О.Е.</i> Внутрипромысловый транспорт углеводородов на морских месторождениях с использованием технологий холодного потока	1	3
<i>Бобов Д.Г., Красильников Н.И., Гусейнов Ч.С.</i> О необходимости цифровизации строительства морских нефтегазовых платформ	1	10
<i>Безродный Ю.Г.</i> Проблемы освоения мелководной акватории и транзитной зоны Северного Каспия и пути их решения	2	3
<i>Крайнева О.В., Бурков Д.В., Губайдуллин М.Г., Крайнев В.Г., Артюшенко А.В.</i> Реализация проектов по освоению углеводородов в ледовых условиях арктического шельфа	3	4
<i>Маричев А.В., Мансуров М.Н.</i> Перспективы подводного диспергирования утечек углеводородов в ледовых условиях	3	13
<i>Харченко Ю.А., Беликова Д.А.</i> Стратегия инспекций подводно-добычного комплекса ГКМ на базе анализа рисков его отказов	3	21
<i>Обухов С.А., Наташкин И.И., Михайлова Е.А., Охотников Е.П., Загреков Р.А.</i> Импортозамещение при освоении шельфа РФ на примере оборудования системы очистки буровых растворов при эксплуатации морских буровых установок	4	4
ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ		
<i>Халидов И.А.</i> Критерии управления эффективным освоением морских нефтегазовых ресурсов и его регулирование	2	37

Автор, название статьи	Номер журнала	Страница
ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ		
<i>Куропаткин С.Ю., Городничева Е.Н., Маленкина И.Ф., Журкина Т.Н.</i> Проектные решения по аварийно-спасательному обеспечению ледостойкой платформы «Каменномысская»	3	27
ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ		
<i>Митрофанова М.А., Косинова И.И.</i> Методический подход к оценке почв арктической зоны на основе данных инженерно-экологических изысканий Уренгойского НГКМ	1	28
<i>Степаньян О.В.</i> Морские макрофиты в производственном экологическом мониторинге нефтегазовых компаний: новые подходы и решения	1	36
<i>Мещеряков С.В., Еремин И.С.</i> Особенности применения метода биоремедиации нефтезагрязнений в арктической зоне	4	21
НОРМАТИВНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ		
<i>Васин В.Д., Корниенко О.А., Мельник А.В.</i> Нормативное регулирование поиска и спасания людей на море при разведке, обустройстве и эксплуатации морских месторождений	4	29
ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ		
<i>Петров Н.Н., Цыб Е.И., Кукура Т.В., Шкабара Н.А., Горохов Р.В., Тиханович И.А.</i> Импортозамещение в современных средствах противообрастающей защиты при морской перевозке углеводородов	3	36
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ		
<i>Староконь И.В., Калашников П.К., Мазер А.А., Ильин М.И., Екимов Д.М.</i> Актуальные проблемы по экспертизе промышленной безопасности в нефтегазовом комплексе РФ и пути их преодоления	4	36
ЭКОНОМИКА		
<i>Мурдаев А.Р., Захарова Н.Г.</i> Ценообразование при обустройстве морских месторождений	2	29
ГЕОЛОГИЯ		
<i>Лобусев А.В., Гумерова А.Н., Лобусев М.А., Бочкарев А.В., Антипова Ю.А.</i> Сырьевая база и рациональное использование природного газа полуострова Ямал и прилегающей акватории	1	20
<i>Иванов А.Н., Рюмкин А.Г., Оганов Г.С., Рюмкин Д.А.</i> Геологическое строение шельфовых месторождений СП «Вьетсовпетро»	4	14

Автор, название статьи	Номер журнала	Страница
ГЕОЭКОЛОГИЯ		
<i>Аковецкий В.Г., Афанасьев А.В., Рамирес Суарес Х.А.</i> Геоинформационная среда в задачах оценки рисков аварийных разливов нефти	2	18
УТИЛИЗАЦИЯ ОТХОДОВ		
<i>Чигай С.Е., Куропаткин Г.Ю., Поморцева А.А.</i> Обращение с отходами бурения на арктическом шельфе с учетом действующего законодательства	1	43
ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ		
<i>Ваганов Р.К., Запезалов Д.Н.</i> Оценка степени коррозионной агрессивности сред и подбор защиты от внутренней углекислотной коррозии для морских газопроводов	4	42
ИНФОРМАЦИЯ		
Проектная документация и результаты инженерных изысканий ООО «Газпром морские проекты» прошли государственную экспертизу	1	52
Достигнутые результаты ООО «Газпром морские проекты» (ранее ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект») в части получения положительных заключений ФАУ «Главгосэкспертиза» и Государственной экологической экспертизы за период 2020–2023 гг.	1	54
<i>Шеханова Е.Г.</i> Общественные обсуждения: статистика вовлеченности населения за 2019–2022 годы	1	58
ООО «Газпром морские проекты» запустило курс лекций для студентов РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина	1	66
Список статей, опубликованных в научно-техническом журнале «Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений» в 2022 году	1	68
<i>Сердитов Б.А., Сторожева А.Е.</i> Курс лекций «Реализация морских проектов по добыче нефти и газа» ООО «Газпром морские проекты» для студентов РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина	2	42
<i>Богатырева Е.В., Мирзоев Д.А.</i> Кафедре «Освоение морских нефтегазовых месторождений» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина 25 лет	2	48
Итоги международной выставки «Нефтегаз-2023»	2	52
Достигнутые результаты ООО «Газпром морские проекты» в части получения положительных заключений ФАУ «Главное управление государственной экспертизы» и Государственной экологической экспертизы	3	48

Автор, название статьи	Номер журнала	Страница
Участие сотрудников ООО «Газпром морские проекты» в IX Международной научно-технической конференции «Освоение ресурсов нефти и газа российского шельфа: Арктика и Дальний Восток»	3	52
Петербургский международный газовый форум–2023	3	54
Перечень международных мероприятий нефтегазовой отрасли, проводимых во втором полугодии 2023 г.	3	58
Достигнутые результаты ООО «Газпром морские проекты» в части получения положительных заключений Главной государственной экологической экспертизы и негосударственных экспертиз и Государственной экологической экспертизы	4	52
<i>Шеханова Е.Г., Бушуева А.А.</i> Общественные обсуждения: итоги 2023 г.	4	57
ООО «Газпром морские проекты» запустило курс лекций для студентов НИУ «Высшая школа экономики»	4	60
ВНИМАНИЮ СПЕЦИАЛИСТОВ		
Книга В.С. Вовка, Ю.В. Евдошенко «Энергия высоких широт»	2	59
ЮБИЛЕЙНЫЕ ДАТЫ		
Ректору Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина Виктору Георгиевичу Мартынову 70 лет	3	41
<i>Джафаров К.И., Джафаров А.К.</i> Грозненской нефтяной промышленности 130 лет (1893–2023 гг.)	3	42
КОНФЕРЕНЦИИ. ФОРУМЫ. ВЫСТАВКИ		
RAO/CIS Offshore 2023	4	64
Специалисты ООО «Газпром морские проекты» выступили экспертами на международной научной конференции	4	68
<i>Лазько К.В., Бушуева А.А.</i> Молодежный технический форум «Шельфовый рубеж»	4	69
Делегация ООО «Газпром морские проекты» приняла участие в работе Международного газового форума–2023	4	73
Конференция, посвященная 25-летию кафедры «Освоение морских нефтегазовых месторождений»	4	74
ПАМЯТНЫЕ ДАТЫ		
К 100-летию Юрия Вячеславовича Вадецкого	1	50

XXIX МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА

XXIX INTERNATIONAL
SPECIALIZED
TECHNOLOGICAL EXHIBITION

**СУРГУТ.
НЕФТЬ И ГАЗ
2024**

**SURGUT.
OIL & GAS
2024**

25-27
СЕНТЯБРЯ

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ»
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ЮГ-ЭКСПО»
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА
EXPOTECH

ПРИГЛАШАЕМ ВАС И ВАШУ КОМПАНИЮ ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ
В 29-Й МЕЖДУНАРОДНОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ВЫСТАВКЕ ОБОРУДОВАНИЯ
И ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА
«СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ – 2024»

Мероприятие будет проходить в период с 25.09.2024 по 27.09.2024
в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре, г. Сургут

Участников и посетителей ждут демонстрации инновационных разработок, встречи с производителями оборудования и контрагентами, круглые столы, сессии, дискуссии, на которых будут обсуждаться актуальные проблемы отрасли. На выставке ожидаемо будет представлено более 100 компаний со всех регионов России и других стран мира. Деловая программа выставки будет сопровождаться различными мероприятиями в формате семинаров и презентаций, направленными на обсуждение актуальных тем и вопросов нефтегазового комплекса. Для обсуждения данных вопросов, программой будут предусмотрены разнообразные форматы коммуникации между участниками: заключительные сессии, технологические конференции, практические мастер-классы, b2b встречи. Выставка должна стать крупнейшим местом встречи бизнесменов, инвесторов, торгово-экономических организаций, предоставляя им отличную возможность расширить экспорт, укрепить торговлю, осуществить инвестиции и трансфер технологий, расширить экономическое сотрудничество.

Заявки на участие в Международной специализированной технологической выставке «Сургут. Нефть и Газ – 2024» принимаются до 13.09.2024 года включительно следующими способами:

- ▶ По номеру телефона: +7 (3462) 94-34-54
- ▶ На электронную почту: sales@yugcont.ru
- ▶ По форме обратной связи на официальном сайте: www.sngexpo.ru

Организатор: АО «Окружной Выставочный Центр «Югорские Конракты».
При поддержке: Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Администрации г. Сургута, градообразующего предприятия ПАО «Сургутнефтегаз».

С более подробной информацией Вы можете ознакомиться у организаторов выставки – количество выставочных площадей ограничено.

Правила оформления статей

При оформлении статей просим соблюдать следующие правила.

1. Материалы представляются в электронном виде (e-mail: *office-msk@krskgazprom-ngp.ru*) с указанием названия журнала.
2. Материал должен иметь сопроводительное письмо.
3. Объем статей не более 12 страниц (набор 12 шрифтом, через 1,5 интервала):
 - текст – в программе Word;
 - формулы – в программе Microsoft;
 - рисунки – в одной из графических программ: Illustrator, Adobe Photoshop, Microsoft Excel – как по тексту, так и отдельными файлами от текста. Фотографии, предоставляемые в электронном виде, должны иметь разрешение не менее 300 dpi.
4. Необходимо указать код УДК.
5. Список литературы составляется с учетом употребления источников в тексте, начиная с 1-го номера и далее по очереди, и оформляется по ГОСТ Р 7.05-2008. Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления. Обязательны ссылки на иностранные публикации.
6. При написании статьи используются общепринятые термины, единицы измерения и условные обозначения, единообразные по всей статье. Расшифровка всех используемых авторами обозначений дается при первом употреблении в тексте.

При наборе статьи на компьютере все латинские обозначения физических величин (A , I , d , h и т.п.) набираются курсивом, греческие обозначения, названия функций (β , \sin , \exp , \lim), химических элементов (H_2O) и единиц измерения ($MВт/см^2$) – прямым шрифтом.
7. Необходимо указать контактные телефоны для связи с авторами.
8. Статья оформляется следующим образом: УДК; название статьи, инициалы и фамилия, должность, ученая степень, полное название организации, e-mail каждого автора, ключевые слова и аннотация статьи.
9. Ключевые слова, необходимые для нахождения статьи через поисковые системы и классификации статей по темам, не должны превышать 10–12 слов.
10. В аннотации приводятся основные идеи статьи в краткой форме (не более 100 слов).

ООО «Газпром морские проекты»

инжиниринговый центр Группы Газпром
по реализации проектов газодобычи на шельфе



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

Направления деятельности:

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



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





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

www.seaprojects.gazprom.ru