ГАЗПРОМ
МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

DESIGN AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

Освоение шельфа

Строительство скважин, оборудование и технологии

Геоэкология

Экономика

Правовое регулирование

Информация

№2. 2023

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

625048, **г. Тюмень,** ул. Максима Горького, д. 76, оф. 416-422
т./ф.: +7 (34552) 679-200 *office-tmn@gazprom-seaprojects.ru*

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Научно-технический журнал

Редакционный совет

Зенин С.Г. – председатель, генеральный директор, ООО «Газпром морские проекты», г. Москва;

Вагарин В.А. – канд. физ.-мат. наук, генеральный директор, ООО «Газпром проектирование», г. Санкт-Петербург;

Касьяненко А.А. – канд. техн. наук, генеральный директор, ООО «Газпром добыча Ямбург», г. Новый Уренгой;

Лукьянчиков М.И. – генеральный директор ООО «Газпром газнадзор», г. Москва;

Рустамов И.Ф. – канд. техн. наук, генеральный директор, ООО «Газпром нефть шельф», г. Санкт-Петербург;

Сорокин А.А. – генеральный директор, ООО «Газпром газобезопасность», г. Москва.

Редакционная коллегия

Оганов Г.С. – главный редактор, д-р техн. наук, профессор, заместитель генерального директора, ООО «Газпром морские проекты», г. Москва;

Волкова В.А. – заместитель главного редактора, ООО «Газпром морские проекты», г. Москва;

Бастриков С.Н. – д-р техн. наук, профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень;

Вовк В.С. – д-р геол.-минер. наук, советник генерального директора, ООО «Газпром нефть шельф», г. Москва;

Дзюбло А.Д. – д-р геол.-минер. наук, профессор, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва;

Добролюбов С.А. – д-р геогр. наук, профессор, академик РАН, зав. кафедрой, декан, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва;

Ермолаев А.И. – д-р техн. наук, профессор, зав. кафедрой, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва;

Зубченко А.В. – д-р биол. наук, профессор, ведущий научный сотрудник, ФГУП «Полярный научно-исследовательский институт морского рыбного хозяйства и океанографии им. Н.М. Книповича», г. Мурманск;

Мирзоев Д.А. – д-р техн. наук, профессор, главный научный сотрудник, КНТЦ освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва;

Оганов А.С. – д-р техн. наук, профессор, зав. кафедрой, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва;

Прищепа О.М. – д-р геол.-минер. наук, профессор, зав. кафедрой, Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург;

Холодилов В.А. – д-р геол.-минер. наук, профессор, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва.

УЧРЕДИТЕЛЬ:
ООО «Газпром морские проекты»

Издается с 2017 г.
Выходит 4 раза в год

РЕДАКЦИЯ:
Научный редактор
Н.Е. Игнатьева

Компьютерная верстка
Т.В. Мальцева

Корректор
Я.В. Ткачева

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

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

Перепечатка и иное коммерческое 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 09.06.2023.
Формат 60×90 1/8
Офсетная печать.
Усл. печ. л. 9,75.
Уч.-изд. л. 8,5.
Тираж 350 экз.

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

© «Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений»

СОДЕРЖАНИЕ

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА

3 *Безродный Ю.Г.*
Проблемы освоения мелководной акватории и транзитной зоны Северного Каспия и пути их решения

СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН, ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ

10 *Следков В.В.*
Влияние процессов декарбонизации на развитие направления по строительству скважин

ГЕОЭКОЛОГИЯ

18 *Аковецкий В.Г., Афанасьев А.В., Рамирес Суарес Х.А.*
Геоинформационная среда в задачах оценки рисков аварийных разливов нефти

ЭКОНОМИКА

29 *Мурдаев А.Р., Захарова Н.Г.*
Ценообразование при обустройстве морских месторождений

ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

37 *Халидов И.А.*
Критерии управления эффективным освоением морских нефтегазовых ресурсов и его регулирование

ИНФОРМАЦИЯ

42 *Сердитов Б.А., Сторожева А.Е.*
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

48 *Богатырева Е.В., Мирзоев Д.А.*
Кафедре «Освоение морских нефтегазовых месторождений» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина 25 лет

52 Итоги международной выставки «Нефтегаз-2023»

ВНИМАНИЮ СПЕЦИАЛИСТОВ

59 Книга В.С. Вовка, Ю.В. Евдошенко «Энергия высоких широт»

УДК 502.55(204)+553.98(262.81)

ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ МЕЛКОВОДНОЙ АКВАТОРИИ И ТРАНЗИТНОЙ ЗОНЫ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Ю.Г. Безродный, эксперт, д-р техн. наук, ст. науч. сотрудник
ФГБНУ НИИ РИНКЦЭ
E-mail: Ugintegral@mail.ru

Ключевые слова: морская добыча нефти и газа; мелководные акватории; изменение уровня моря; батиметрия; осадка и модернизация самоподъемной буровой установки; уменьшение осадки понтона.

Аннотация. Статья посвящена проблемам освоения мелководных акваторий. Показано, что существующий парк самоподъемных буровых установок не позволяет осуществлять поисково-оценочное и разведочное бурение скважин на мелководных акваториях. Ситуация осложняется тенденцией снижения уровня Каспийского моря. Предложен вариант модернизации существующей самоподъемной буровой установки путем ее дооснащения эластичными водонепроницаемыми емкостями с нулевой плавучестью, заполняемыми сжатым воздухом. Техническое решение обеспечивает снижение осадки имеющейся в данном регионе СПБУ и ее транспортировку по предельно мелководной акватории.

В прибрежной и шельфовой зонах Мирового океана, которые еще 40–50 лет тому назад были в основном ареной судоходства и рыболовства, практически уже сложился относительно новый, динамичный и масштабный вид хозяйственной деятельности – морская добыча нефти и газа – как важнейшая отрасль мировой индустрии и экономики [1]. При этом освоение мелководных акваторий имеет особую специфику, которую следует учитывать при планировании инвестиций в такие регионы.

Самые широкие участки мелководных акваторий (5–7 м) находятся на севере Каспийского моря, которые, занимая 24,3 % площади моря, содержат лишь 0,5 % его объема [2]. В российском секторе Северного Каспия мелководье простирается более чем на 140 км от устья р. Волги. Ширина казахстанского мелководья – от устья р. Урал до п-ова Бузачи – около 200 км. Основные проблемы, значительно осложняющие освоение лицензионных участков Северного Каспия, связаны с предельным мелководьем.

Кроме этого, одной из особенностей Каспийского моря является изменение уровня, связанное с его резкими падениями и подъемами различной продолжительности. Причины колебаний до сих пор точно не установлены, хотя предполагается, что это может быть связано с колебанием стока рек, деформацией дна, с поступлением вод из-под земли, изменениями климата.

Начиная с 1995 г. уровень моря в основном падает, причем различными темпами.

Исторические данные о подъемах и спадах уровня Каспийского моря показали, что размах колебаний уровня составил около 3 м в период 1900–2017 гг. С 1900-х по 1970-е гг. уровень моря снизился в три раза. Стремительное снижение произошло в 1930-е гг. С 1978 по 1996 г. произошел резкий рост уровня со скоростью 16,08 см/год. После этого уровень Каспийского моря снова резко снижался со скоростью 14,02 см/год. На уровень Каспийского моря влияют региональные и глобальные процессы разного временного масштаба [3].

Один из долгосрочных прогнозов среднегодового уровня Каспийского моря выполнен Государственным океанографическим институтом им. Н.Н. Зубова (таблица) [4].

Год	Тренд, м		Год	Тренд, м	
	Гармонический	Линейный		Гармонический	Линейный
2020	– 27,98	– 28,01	2041	– 29,77	– 29,99
2021	– 28,08	– 28,11	2042	– 29,8	– 30,04
2022	– 28,11	– 28,22	2043	–29,83	– 30,08
2023	–28,29	– 28,33	2044	– 29,85	– 30,11
2024	– 28,4	– 28,45	2045	– 28,87	– 30,14
2025	– 28,5	– 28,56	2046	– 29,88	– 30,17
2026	– 28,61	– 28,67	2047	– 29,88	– 30,18
2027	– 28,71	– 28,78	2048	– 29,88	– 30,19
2028	– 28,81	– 28,89	2049	– 29,87	– 30,2
2029	– 28,91	– 29,0	2050	– 29,86	– 30,2
2030	– 29,01	– 29,11	2051	– 29,84	– 30,19
2031	– 29,1	– 29,21	2052	– 29,82	– 30,18
2032	– 29,19	– 29,31	2053	– 29,79	– 30,17
2033	– 29,27	– 29,4	2054	– 29,76	– 30,15
2034	– 29,36	– 29,5	2055	– 29,73	– 30,12
2035	–29,43	– 29,58	2056	– 29,69	– 30,1
2036	– 29,5	– 29,66	2057	– 29,65	– 30,07
2037	– 29,57	– 29,74	2058	– 29,6	– 30,03
2038	– 29,63	– 29,81	2059	– 29,55	– 30,0
2039	– 29,68	– 29,88	2060	– 29,51	– 29,96
2040	– 29,73	– 29,94			

С практической точки зрения уровень Каспийского моря в значительной степени влияет на освоение нефтегазовыми компаниями его северной мелководной акватории и транзитной зоны.

Лицензионный участок (ЛУ) «Северо-Каспийская площадь» (рис. 1) площадью 8,8 тыс. км^2 совместного предприятия ООО «Каспийская нефтяная компания» (ООО «КНК») располагается в северной мелководной акватории российского сектора Каспийского моря вдоль авандельты р. Волги, от Волго-Каспийского канала на западе и почти до Уральской бороздины на востоке. ЛУ расположен в непосредственной близости от дельты р. Волги и с севера обрамляет лицензионный участок «Северный» ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть».

Северная граница лицензионного участка расположена за пределами 10-мильной прибрежной зоны. Наибольшая глубина Северного Каспия 25 м, а средняя – 4,4 м. Отличительными особенностями района работ ООО «КНК» являются предельное мелководье и отсутствие четкой береговой линии Северного Каспия, обусловленное обширной дельтой р. Волги.

Наиболее крупные города от границ лицензионного участка ООО «КНК» находятся на расстоянии (км): Астрахань – 110,

Махачкала – 190, Баутино – 110, Атырау (Республика Казахстан) – 150. Береговая база производственного обслуживания располагается в поселке Оля (РФ, Астраханская обл.) на расстоянии по фарватеру 120 км. От побережья Калмыкии (Российская Федерация) лицензионный участок удален примерно на 125 км.

На лицензионном участке ООО «КНК» (см. рис. 1) в рамках геолого-разведочных работ открыто одно морское Западно-Ракушечное месторождение и выявлено более десятка перспективных локальных структур (Прибортовая, Западно-Прибортовая, Рыбачья, Западно-Рыбачья, Жесткая, Укатная, Северо-Укатная и др.), на трех из которых в 2008, 2010 и 2014 гг. были пробурены скв. 1 Западно-Ракушечная, 1 Укатная и 1 Рыбачья соответственно. По структуре запасов месторождение и все геологические структуры относятся к многопластовым.

По данным батиметрической карты, акватория лицензионного участка ООО «КНК» мелководная, неоднородная. Глубина моря в акватории морского Западно-Ракушечного месторождения, структур Западно-Рыбачья, Северо-Укатная изменяется от 1 до 3 м; на структурах Рыбачья, Прибортовая и Жесткая – от 3 до 4 м при среднем уровне Каспия –26,8 м.

Проведение поисково-оценочного и разведочного бурения скважин при таких глубинах моря в настоящее время весьма проблематично вследствие отсутствия в регионе технических средств с малой осадкой. Для использования существующего парка мобильных самоподъемных буровых установок (СПБУ) «Астра» с осадкой 3,8 м, «Нептун» и «Мер-

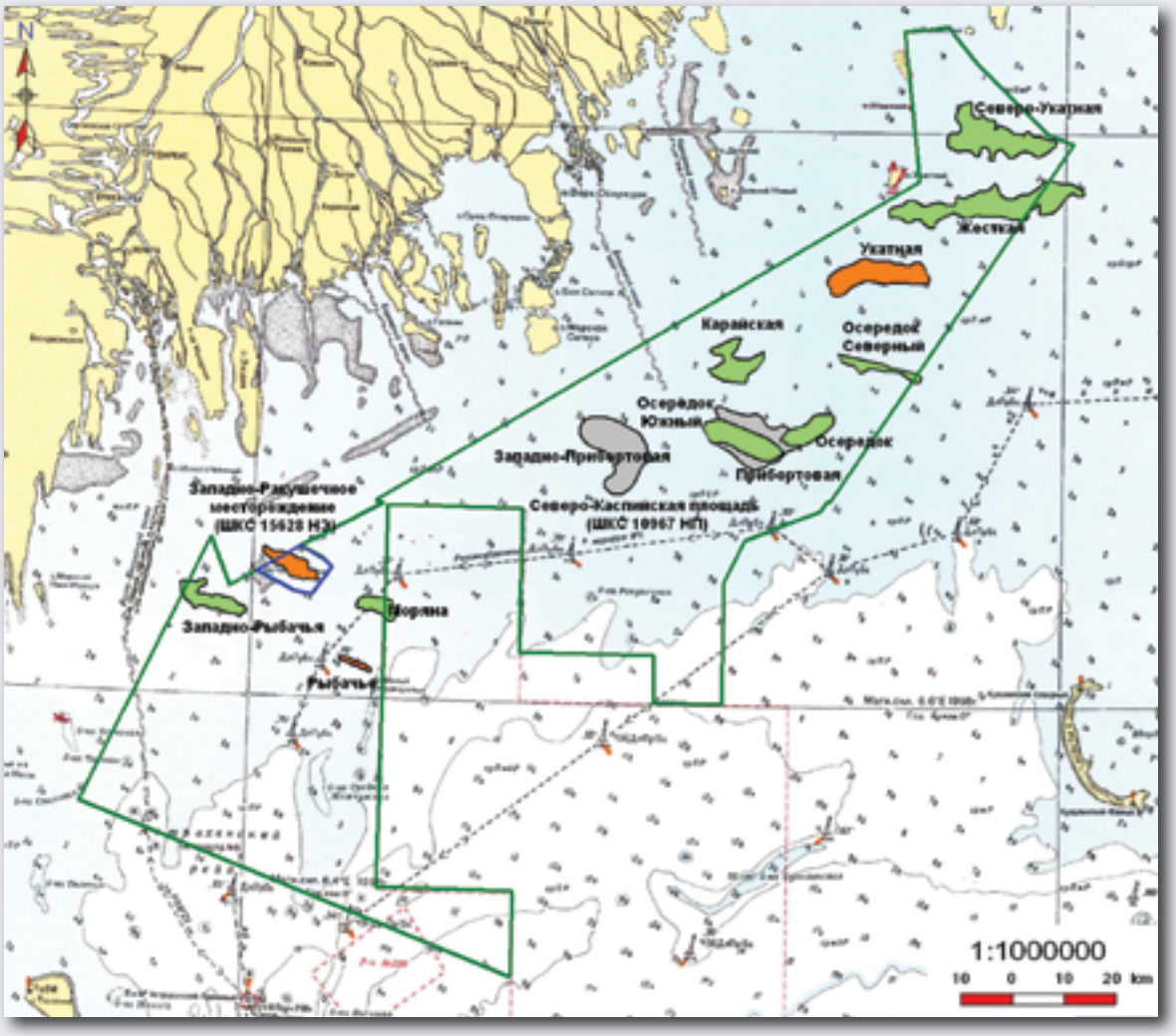


Рис. 1. Лицензионный участок «Северо-Каспийская площадь»

курий» (5,18 м), ППБУ «Исполин» (3,5 м) и «Сункар» (2,85 м) потребуется выполнить большой объем дноуглубительных работ по возведению подходного канала и обширной рабочей акватории (глубиной не менее 6–8 м, радиусом не менее 500 м) для обслуживания транспортно-буксирными судами буровой платформы и несения специальными судами аварийно-спасательного дежурства. Эти работы сопровождаются значительным ущербом морской биоте, характеризуются чрезвычайно высокой продолжительностью и значительными финансовыми затратами. При этом выполненные углубления подвержены интенсивному заиливанию подводными течениями и обусловливают необходимость периодического выполнения дорогостоящих и продолжительных восстановительных дноуглубительных работ.

Одной из особенностей Каспийского моря является изменение уровня, связанное с его резкими падениями и подъемами различной продолжительности. Причины колебаний до сих пор точно не установлены.

Таким образом, осадка существующих СПБУ не позволяет безопасно осуществлять их проводку на точку бурения, строительство скважины и эвакуацию самоподъемной плавучей буровой платформы на новую точку, т.е. освоение лицензионного участка переносится на неопределенное время.

В связи с этим автором выполнена проработка вопросов по использованию существующих СПБУ с некоторой их модернизацией с целью снижения осадки для поисково-оценочного и разведочного бурения скважин в условиях предельного мелководья лицензионного участка.

Суть предлагаемого технического решения, выполненного на уровне изобретения [5], заключается в следующем.

Транспортировка СПБУ класса jack up на новую точку обеспечивается герметичным понтоном, на котором размещено буровое, технологическое и энергетическое оборудование. Плавучесть СПБУ по закону Архимеда обеспечивается превышением веса воды, вытесненной погруженной в воду СПБУ, над весом собственно морской установки. При этом понтон самоподъемной плавучей буровой установки, являющийся ее неотъемлемой составной частью, частично погружен в воду.

При бурении скважин на предельно малых глубинах моря возникают серьезные проблемы с транспортировкой (рис. 2) самоподъемной плавучей буровой установки и ее установкой на заданной точке бурения, обусловленные значительной осадкой имеющихся в данном регионе СПБУ. Для их использования возникает необходимость в уменьшении их осадки, т.е. более значительном превышении весом воды, вытесненной погруженной в воду СПБУ, веса собственно морской платформы, что может быть достигнуто увеличением объема тела (понтона СПБУ), погруженного в море.

Для этого предлагается объем понтона СПБУ, погруженного в морскую среду, дополнить объемами дополнительно установленных по боковому периметру понтона модульных гибких эластичных водонепроницаемых емкостей, также выполняющих роль понтонов, которые первоначально с нулевой плавучестью заводят под дополнительно установленные на понтоне горизонтальные полки Г-образных ригелей, закрепленные равномерно и с интервалом на боковых поверхностях понтона СПБУ.

Для увеличения принудительного погружения в воду модульных гибких эластичных водонепроницаемых емкостей, заполненных сжатым воздухом, предусмотрена их установка и закрепление под горизонтальными полками Г-образных ригелей, поверх которых установлены и закреплены плоские решетчатые металлоконструкции. В связи с появлением новых дополнительных нагрузок на понтон СПБУ перед установкой Г-образных ригелей внутреннюю вертикальную боковую поверхность понтона усиливают путем установки ребер жесткости на внутреннюю боковую поверхность понтона и дополнительных плоских пластин в местах дооснащения внешней боковой вертикальной поверхности понтона Г-образными ригелями. При этом усиление понтона ребрами жесткости и плоскими пластинами проводят перед оснащением внешней боковой вертикальной поверхности понтона Г-образными ригелями.

Самоподъемная плавучая буровая установка на плаву в транспортном положении (вид сбоку) с Г-образными ригелями и модульными гибкими эластичными водонепроницаемыми емкостями вдоль всех

Рис. 2. Транспортировка самоподъемной плавучей буровой установки по морю

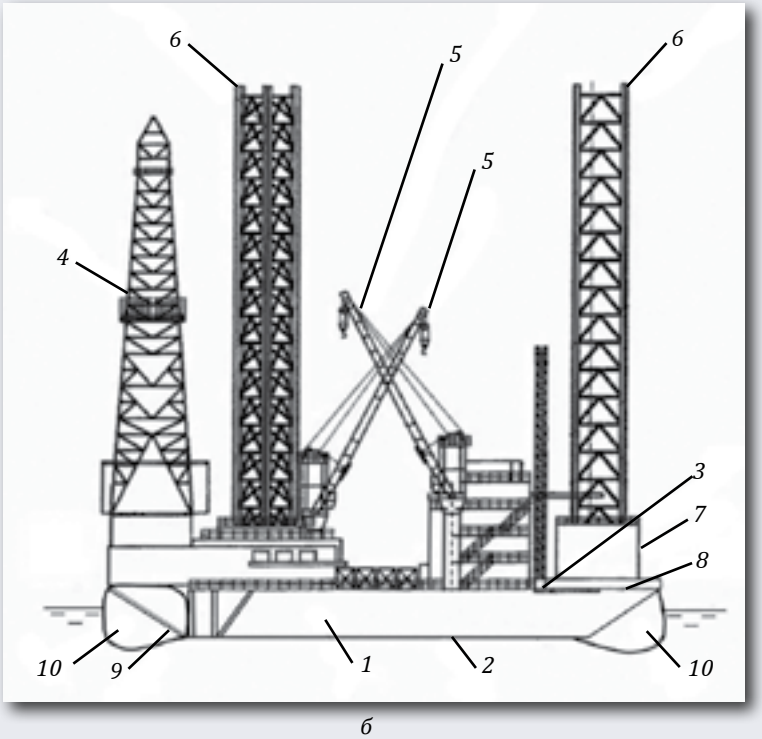
боковых стенок представлена на рис. 3.

СПБУ «Астра» предназначена для бурения скважин глубиной до 4570 м при глубине моря от 5 до 45 м. Она имеет длину корпуса 53,04 м, ширину корпуса 53,6 м, высоту корпуса 5,49 м, высоту опор 67,51 м.

В состав самоподъемной плавучей буровой установки входят корпус в виде герметичного понтона, главная (верхняя) палуба с установленным на ней буровым, технологическим и энергетическим оборудованием, жилой комплекс, буровая вышка и комплект общесудовых систем и механизмов.

На главной палубе расположены жилой комплекс, рассчитанный на одновременное пребывание 74 человек, буровая вышка и буровое оборудование, система очистки бурового раствора, герметичные системы приема с транспортных судов топлива и химреагентов, отгрузки на транспортно-буксирные суда отработанного бурового раствора и всех видов сточных вод, бункеры

а



б

Рис. 3. Самоподъемная плавучая буровая установка: *а* – общий вид; *б* – на плаву в транспортном положении (вид сбоку): *1* – герметичный понтон; *2* – днище понтона; *3* – верхняя палуба; *4* – буровая вышка; *5* –полноповоротный подъемный кран; *6* – опоры с механизмами подъема; *7* – механизм подъема; *8* – горизонтальная полка съемных Г-образных ригелей; *9* – раскос съемных Г-образных ригелей; *10* – гибкие эластичные водонепроницаемые емкости с нулевой плавучестью

для хранения сыпучих материалов, герметичные контейнеры для сбора бурового шлама, вибросита, оборудование для испытания скважины, цементировочное оборудование, стеллажи для труб и бурового инструмента, два полноповоротных палубных крана BLM грузоподъемностью 20 т, вертолетная посадочная площадка.

Буровая вышка Pyramid башенного типа высотой 44,8 м и грузоподъемностью 474 т установлена на конце двойной продольной консольной балки позади жилого комплекса.

Расчетная осадка самоподъемной плавучей буровой установки «Астра» 3,81 м в затопленном положении, расчетная осадка при буксировке на плаву морем – 3,385 м, что исключает ее использование для бурения скважин на предельно мелководных акваториях.

Самоподъемная плавучая буровая установка имеет корпус в виде герметичного понтона *1* с днищем *2*, верхней палубой *3*, на которой установлена буровая вышка *4*, два полноповоротных подъемных крана *5*, буровое оборудование и вертолетная площадка (на рисунке не показаны), три опоры *6* с механизмами подъема *7*.

По внешнему периметру боковых стенок понтона *1* с помощью палубных кранов *5* СПБУ и при необходимости дополнительного крана устанавливают равномерно и с интервалом съемные Г-образные ригели, горизонтальная полка *8* которых расположена на уровне главной (верхней) палубы *3* СПБУ. Нижние концы вертикальной составляющей Г-образных ригелей установлены на уровне днища *2* понтона *1*. Понтон *1* перед установкой Г-образных ригелей усиливают путем размещения ребер жесткости (на рисунке не показаны) на внутренней верти-

кальной боковой поверхности и внутреннем дне понтона *1*, а также дополнительных плоских пластин в месте дооснащения внешней боковой поверхности понтона *1* Г-образными ригелями. На горизонтальные полки ригелей размещают и крепят к ним плоские решетчатые металлоконструкции, которые по ширине соответствуют горизонтальным полкам *8* ригелей. Для обеспечения прочности и жесткости Г-образные ригели снабжают раскосами *9*.

В ячейки, образованные боковыми стенками понтона *1*, горизонтальными полками с плоскими решетчатыми металлоконструкциями и раскосами, заводят и крепят к Г-образным ригелям и металлоконструкциям модульные гибкие эластичные водонепроницаемые емкости *10* с нулевой плавучестью.

Через гибкие шланги (на рисунке не показаны) высокого давления от компрессора (на рисунке не показан) буровой установки в модульные гибкие эластичные водонепроницаемые емкости *10* одновременно подают сжатый воздух.

Выполнение гибких эластичных водонепроницаемых емкостей *10* в виде изолированных друг от друга модулей позволяет сохранять плавучесть самоподъемной буровой установки даже при нарушении целостности в результате повреждения одного или нескольких модулей.

При длине каждой боковой поверхности самоподъемной плавучей буровой установки 53 м для горизонтальной полки Г-образных ригелей длиной, например, 5 м ориентировочный объем всех модулей гибких эластичных водонепроницаемых емкостей, закрепленных на трех боковых плоскостях понтона, может составить более 6 тыс. м^3, что позволит значительно (до 50 %) снизить существующую осадку СПБУ.

Уровень Каспийского моря в значительной степени влияет на освоение нефтегазовыми компаниями его северной мелководной акватории и транзитной зоны

После транспортировки по предельно мелководной акватории и установки СПБУ на заданной точке бурения выпускают сжатый воздух из модульных гибких эластичных водонепроницаемых емкостей *10*; отсоединяют модульные гибкие эластичные водонепроницаемые емкости с нулевой плавучестью от Г-образных ригелей и погружают их на баржу; демонтируют съемные Г-образные ригели с плоскими решетчатыми металлоконструкциями и погружают их на баржу.

Таким образом, дополнительное оснащение боковых поверхностей понтона самоподъемной плавучей буровой установки по его периметру равномерно и с интервалом Г-образными ригелями, горизонтальные полки которых установлены на уровне главной (верхней) палубы понтона, укладка поверх горизонтальных полок ригелей плоских решетчатых металлоконструкций, заведение под них в ячейки модулей гибких эластичных водонепроницаемых емкостей с нулевой плавучестью и одновременное заполнение их сжатым воздухом обеспечивают снижение осадки имеющейся в данном регионе СПБУ и ее транспортировку по предельно мелководной акватории.

Выполнение Г-образных ригелей вместе с горизонтальными решетчатыми полками и модулями гибких эластичных водонепроницаемых емкостей съемными после транспортировки и установки на заданной точке бурения самоподъемной плавучей буровой установки позволяет снизить дополнительную нагрузку на опоры морской платформы, не учитываемую при их проектировании и изготовлении, парусность платформы и площадь водосбора при выпадении атмосферных осадков.

Предлагаемое техническое решение расширяет диапазон применения существующих СПБУ и ускоряет освоение лицензионного участка на мелководье. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Патин С.А. Экологические проблемы освоения нефтегазовых ресурсов морского шельфа. – М.: Изд-во ВНИРО, 1997. – 350 с.

2. Касымов А.Г. Каспийское море. – Л.: Гидрометеоиздат, 1987. – 152 с.

3. Азизпур Дж. Спектральный анализ изменений уровня Каспийского моря / Отв. редакторы Е.В. Островская, Л.В. Дегтярева. – Астрахань: Издатель Сорокин Р.В., 2022. – С. 104.

4. Борисов Е.В., Ермаков В.Б. К долгосрочному моделированию среднегодового уровня Каспийского моря: мат. Международной науч. конф. «Изменение климата в регионе Каспийского моря» / Отв. редакторы Е.В. Островская, Л.В. Дегтярева. – Астрахань: Издатель Сорокин Р.В., 2022. – С. 112–114.

5. Пат. 2719650 РФ, E02B 17/00, B63 35/44. Способ транспортировки самоподъемной плавучей буровой установки / Ю.Г. Безродный; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – № 2019120901; заявл. 02.07.1920; опубл. 21.04.2020, Бюл. № 12.

УДК 620.9

ВЛИЯНИЕ ПРОЦЕССОВ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ НА РАЗВИТИЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН

В.В. Следков, доцент, канд. техн. наук
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина
E-mail: Sledkovvv@gmail.com

Ключевые слова: декарбонизация; альтернативные источники энергии; утилизация углекислого газа; международные стандарты по целостности скважин; требования к материалам и технологиям строительства скважин; стратегии ведущих нефтегазовых компаний в области декарбонизации.

Аннотация. Рассмотрены возможности снижения выбросов углекислого газа при строительстве скважин с использованием альтернативных источников энергии. Проанализированы нормативные акты, включающие требования по утилизации двуокиси углерода при строительстве скважин, необходимым направлениям развития в области рецептур цементных растворов и технологии цементирования, опыту ведущих нефтяных компаний в области декарбонизации.

Киотский протокол – международное соглашение, заключенное с целью сокращения выбросов парниковых газов для предотвращения глобального потепления, – был принят 11.12.1997 г. и вступил в силу 16.02.1998 г. В нем участвовали 192 страны. Дальнейшим этапом регулирования этих процессов стало Парижское соглашение, принятое 12.12.2015 г. и подписанное 22.04.2016 г., согласно которому Россия, занимающая 4 место в мире по объемам выбросов CO_2, должна достичь к 2030 г. выбросов парниковых газов не более 70 % уровня 1990 г.

Несмотря на принимаемые меры, ситуация с ростом концентрации CO_2 в атмосфере Земли продолжает ухудшаться, хотя темпы прироста содержания углекислого газа снижаются. Согласно данным мониторинга [1], если в 1958 г. она составляла 316 ppm, то в октябре 2020 г. – 410 ppm, а в январе 2023 г. – 419 ppm. Основными источниками эмиссии CO_2 служат электростанции, цементные, сталелитейные и нефтеперерабатывающие производства [2]. В настоящее время борьба за снижение концентрации CO_2 в атмосфере ведется по двум направлениям – снижение выбросов и утилизация. Экономические санкции и повышенное внимание мировой общественности обусловливают безусловную необходимость принятия эффективных мер со стороны как государств, так и крупнейших компаний.

Влияние процессов декарбонизации на развитие направления, связанного со строительством скважин

Общемировой тренд по декарбонизации промышленности, транспорта и других отраслей, безусловно, оказывает и будет

оказывать все более сильное влияние и на развитие направления по строительству скважин.

При этом можно выделить следующие зоны влияния:

– снижение уровня выбросов CO_2 в процессе буровых работ;

– строительство подземных хранилищ для утилизации CO_2.

Развитие первого направления многозадачно и связано как с заменой энергетических агрегатов буровых установок, в первую очередь дизельных и газотурбинных, более экологичными, так и с оптимизацией самого процесса проводки скважин. С учетом потребной мощности (4–12 МВт) и пиковых нагрузок полный переход к использованию только возобновляемых источников энергии (ВИЭ) не представляется перспективным. Тем не менее даже частичная замена традиционных источников энергии на ВИЭ позволяет снизить выбросы углекислого газа при работе буровых платформ. Компанией, поставляющей морские буровые установки с солнечной энергией в нефтегазовой отрасли, является WhisperPower. Система питает навигационные огни, приборы сигнализации/обнаружения. Солнечная система состоит из батареи 1200 А·ч, генератора мощностью 12 кВт, инвертора – 10 кВт и солнечных панелей – 10 кВт [3].

Еще одним из возможных решений по энергоснабжению платформ является использование волновых генераторов. Они имеют высокий КПД (от 80 %), используют различные технологии для получения энергии от волн (Bio Wave, Pelamis, Wave Hub и др.). Недостатки данной технологии – громоздкость оборудования, его высокая стоимость, сложность использования и обслуживания [4, 5].

Одна из альтернатив – использование водорода, который позволяет устранить основные недостатки возобновляемых источников энергии – зависимость режима работы от внешних условий, а также их неспособность запасать энергию. Главным аргументом для внедрения водорода в энергетику является охрана окружающей среды, потому что в месте его энергетического использования в атмосферу выбрасывается только водяной пар. Водород как газообразное химическое топливо может заменять углеводороды в двигателях внутреннего сгорания, газовых турбинах и системах отопления. Кроме того, его можно использовать для прямого получения электрической энергии с помощью топливных элементов. При этом в водородном топливном элементе (ВТЭ) химическая энергия преобразуется в электрическую с КПД около 93 %. При всей заманчивости идеи использования ВТЭ в энергетике ее реализация наталкивается на серьезные трудности. Хранение и транспортировка водорода представляют немалую проблему. Атомы водорода способны проникать и улетучиваться через микротрещины и поры в металлических стенках труб и резервуаров. Баллоны для хранения водорода со сложной и многослойной структурой стенок очень тяжелы. Водород в отличие от метана взрывается при любом соотношении с воздухом. Таким образом, водород не является инструментом декарбонизации глобальной энергетики и экономики будущего. Ни "коричневый", ни "зеленый" водород не решают климатической проблемы, потому что для их производства требуется ровно столько энергии, сколько они могут вернуть при использовании в качестве химического топлива. Водород удобно использовать в качестве накопителя избыточной энергии, производимой всеми известными видами генерации. В Европе лидирующие позиции в области водородного бизнеса занимают Нидерланды.

Экономические санкции и повышенное внимание мировой общественности обусловливают безусловную необходимость принятия эффективных мер со стороны как государств, так и крупнейших компаний.

Значительных успехов в области получения водорода достигла CNPC – крупнейший в Китае производитель и поставщик природного газа, использующий его в качестве источника чистой энергии. В части исследования катализаторов, которые применяются для производства водорода и углеродных наноматериалов, компания сосредоточилась на прямом каталитическом разложении природного газа. В результате разработан металлический катализатор со специальной структурой. Он отличается высокими прочностью и износостойкостью. Общая степень однопроходной

конверсии природного газа в углерод составляет более 50 %; и 95 % углеродного материала составляют многостеночные нанотрубки.

Снижения эмиссии CO_2 при бурении скважин можно также достичь за счет уменьшения сроков строительства, сокращения числа скважин, оптимизации схем разработки месторождений, профилей, протяженности и конструкции скважин, технологий заканчивания и др.

Главным аргументом для внедрения водорода в энергетику является охрана окружающей среды, потому что в месте его энергетического использования в атмосферу выбрасывается только водяной пар.

Высокий уровень накопленной концентрации углекислого газа в атмосфере и связанные с ней изменения климата обусловливают неизбежность интенсивного развития направления по его сбору и утилизации. Вопросы длительного хранения в пластах горных пород непосредственно связаны со строительством и реконструкцией скважин. Существуют два возможных варианта: использование ранее пробуренных скважин и целевое строительство новых. Привлекательность первого варианта заключается в существенной экономии затрат. Но имеется целый ряд ограничений, связанных с агрессивным воздействием и специфическими свойствами углекислого газа, с учетом его возможных 4-фазовых состояний в зависимости от термобарических условий. Второй вариант более затратный и требует учета многих дополнительных факторов.

Нормативная база

За время, прошедшее с момента подписания Киотского протокола, наработана обширная нормативная база, определяющая требования к скважинам для закачки CO_2.

Основная идея нормативных документов заключается в регламентировании любых дополнительных требований к нагнетательным скважинам для закачки CO_2 по сравнению с обычными нагнетательными скважинами с акцентом на целостность скважины.

Список основных стандартов, по которым проводится анализ:

- Стандарт «NORSOK D-010:2021» Целостность скважин при бурении, эксплуатации и ликвидации;
- Стандарт «ISO 16530-1:2017» Промышленность нефтяная и газовая. Целостность скважин. Часть 1: Управление жизненным циклом скважины;
- Отраслевой стандарт «NOGEPA 46:2018» Управление целостностью скважин;
- Отраслевой стандарт «Oil and Gas UK:2016» Руководство по целостности скважины во время жизненного цикла;
- Национальный стандарт «Dutch State Supervision of Mines (SSM/SodM):2019» Целостность скважин применительно к морским месторождениям.

В настоящее время в стандартах, приведенных выше, нет особенных требований к скважинам, которые, как предполагается, будут использованы для закачки двуокиси углерода. Они рассматриваются как обычные скважины для закачки газообразных веществ с указанием свойств материалов, которые авторизованы для работы в кислой среде.

Рассмотрим основные положения из стандартов, которые удовлетворяют принципу целостности скважины.

Общие принципы. Концепция состоит из первичного и вторичного барьеров. Поскольку закачиваемая жидкость потенциально может выходить на поверхность, конструкция нагнетательной скважины для закачки углекислого газа должна соответствовать принципу двух барьеров [6–8].

Выбор материала. Материалы для барьеров скважин должны выдерживать химические и механические нагрузки, которым они будут подвергаться. Основные параметры материала: достаточная коррозионная устойчивость к углекислому газу, который может быть потенциально растворен в воде; способность выдерживать термические и механические воздействия со стороны закачиваемого флюида.

Структурная целостность. Ключевые компоненты, обеспечивающие структурную целостность скважины в течение срока службы скважины, должны быть оценены с точки зрения способности выдержать химические и механические нагрузки при закачке углекислого газа, т. е. все элементы системы барьеров скважины должны оцениваться в соответствии с механизмами разрушения и деградации, которые могут происходить во время эксплуатационной жизни скважины.

Мониторинг структурной целостности. Компания-опе-

ратор, которой принадлежит скважина, должна обеспечить подходящие системы для моделирования или измерения процессов деградации и разрушения структурных элементов скважины. Эти измерения могут быть получены в результате мониторинга и/или моделирования механизмов отказа или деградации, которые могут возникнуть во время закачки углекислого газа.

Нагнетательные скважины. Скважины для закачки углекислого газа классифицируются как газовые скважины с точки зрения концепции целостности скважины, предполагая, что конструкция системы ее барьеров будет придерживаться рекомендаций по конструкции обычной газовой скважины с учетом требований правильного выбора материалов.

Таким образом, можно сказать, что особенности конструкции при строительстве скважины не определены, но необходимо правильно выбрать материал для элементов барьеров, которые выдержат химическую и механическую нагрузки кислой среды.

Помимо стандартов для оценки и подтверждения целостности скважины, существуют стандарты, которые непосредственно связаны с проектами улавливания и закачки углекислого газа. Это:

- Стандарт «ISO 27914:2017» Улавливание, транспортировка и геологическое хранение диоксида углерода. Геологическое хранение;
- Стандарт Агентства по охране окружающей среды США: Контроль подземной закачки для скважин класса VI, используемых для геологического захоронения диоксида углерода.

Данные стандарты непосредственно описывают специальные требования к целостности скважины для закачки углекислого газа с целью дальнейшего захоронения.

Для скважин класса VI существуют специальные критерии не только для их целостности, но и для основных параметров, которые должны быть учтены при реализации проекта по сбору, улавливанию и хранению углекислого газа. Основные требования к скважинам класса VI:

- специальные требования к характеристикам принимающего пласта, который обеспечит безопасную, качественную закачку и дальнейшее хранение углекислого газа;
- специальные требования к материалам для строительства нагнетательных скважин, которые совместимы с углекислым газом и могут выдерживать контакт с ним в течение всего срока эксплуатации проекта, особый акцент при этом – способность материала выдерживать коррозионное воздействие;
- специальные требования к эксплуатации нагнетательных скважин – безопасная эксплуатация, которая подразумевает запрет на превышение допустимых лимитов механических и химических нагрузок: температурного режима, чистоты закачиваемой смеси;
- комплексные требования к мониторингу всех аспектов целостности скважин, закачки и хранения углекислого газа, а также качества грунтовых вод во время закачки и в период ухода за участком после закачки. Основные цели мониторинга – подтвердить целостность скважины и исключить миграцию закачиваемого углекислого газа на поверхность или в подземные воды, которые находятся под охраной государства.

Основное направление работы – целостность скважины, поэтому область применения вышеописанных требований – процесс проектирования скважин. Основные требования к скважине класса VI, которую предполагают использовать для закачки углекислого газа:

- материал обсадной колонны, цемент и материалы, из которых изготовлены другие элементы, должны выдерживать все химические и механические нагрузки. Выбор материала должен быть одобрен международными или национальными стандартами, отвечающими за выбор материала («API», «NORSOK», «ISO»);
- направление и кондуктор должны быть зацементированы до устья для обеспечения достаточной целостности скважины для защиты подземных вод;
- хотя бы одна колонна должна доходить до зоны закачки и быть зацементирована

Снижения эмиссии CO_2 при бурении скважин можно также достичь за счет уменьшения сроков строительства, сокращения числа скважин, оптимизации схем разработки месторождений, профилей, протяженности и конструкции скважин, технологий заканчивания и др.

с использованием технологии циркуляции при цементировании для достижения хорошего сцепления цемента;

- цемент и цементные добавки должны выдерживать поток CO_2, если из-за особенностей конструкции или при отказе другого барьера в системе углекислый газ будет в прямом контакте с цементным камнем;
- материалы насосно-компрессорных труб и пакеров должны выдерживать воздействие среды, создаваемой углекислым газом на протяжении эксплуатационной жизни скважины;
- пакер должен устанавливаться на глубине, где интервал зацементирован и подтверждена устойчивость цементного камня в этом интервале.

Специальные условия, которые соответствуют требованиям скважин класса VI, приведены в стандарте «ISO 27914:2017».

Стандарт «ISO 27914:2017», созданный с целью стандартизации проектов улавливания и захоронения углеводорода, описывает основную идею проектирования скважин для закачки CO_2 следующим образом: "При проектировании нагнетательных скважин для закачки углекислого газа в пласт, предназначенный для хранения, необходимо оценить приемистость, проницаемость и пористость пласта, чтобы избежать чрезмерного воздействия давления на пласт и обеспечить желаемую закачку ожидаемого объема углекислого газа". Основная идея заключается в том, чтобы спроектировать скважину, которая будет способна выдержать химические и механические нагрузки, исходя из уже существующей стандартизации для нагнетательных скважин. Тема, которая подчеркивается в стандарте, – это контроль коррозии, которую также необходимо отслеживать, оценивать и минимизировать ее эффект. Также акцентируется внимание на выборе материала, который способен будет выдержать кислотную среду.

Требования к основным элементам системы барьеров скважины согласно стандарту:

- **Направление** спускается и цементируется для поддержания целостности скважины вокруг устья обсадной колонны и предотвращения размывания;
- **Кондуктор** цементируется до поверхности для изоляции защищенных источников подземных вод; он должен выдерживать максимальные пластовое и рабочее давления до следующего интервала обсадной колонны;
- **Промежуточная колонна.** Наземные и морские скважины должны быть обсажены обсадными трубами рекомендованных марки, толщины стенки и размера для достижения заявленной цели скважины безопасной закачки углекислого газа в предопределенном режиме закачки;
- **Насосно-компрессорные трубы** должны быть способны выдерживать ожидаемые нагрузки, поэтому в качестве материала необходимо использовать коррозионно-стойкий сплав (13Х). Для выбора диаметра НКТ следует исходить из объема закачки.

Рис. 1. Пример прокладки оптоволоконного кабеля по стальному кожуху с кроссовой защитой кабеля

Рис. 2. Монтаж оптоволоконного кабеля на обсадной колонне скважины на исследовательской площадке по хранению CO_2 в Отуэе, Австралия

Максимальное давление закачки определит марку и вес НКТ;

- **Хвостовик** должен отвечать тем же требованиям, что и обсадные колонны;
- **Цемент**, предназначенный для полноценной структурной поддержки обсадной колонны, должен выдерживать все ожидаемые нагрузки на скважину и пласт, полностью герметизировать затрубное пространство для изоляции порового давления в закрытых зонах или различных интервалов пласта, защищать обсадную колонну от коррозионных жидкостей в соответствующих зонах или предотвращать перетоки в пласт, если колонна не выдержала.

Требования по мониторингу в соответствии с «ISO 27914:2017»:

- **Цемент.** Испытание давлением для исключения утечки, подтверждение положения верхней точки цемента в затрубном пространстве. Также требуется сканировать цемент на образование перетоков в затрубном пространстве или трещин, которые увеличивают проницаемость цементного камня.
- **Контроль коррозии стали.** Химический анализ закачиваемых жидкостей на индикаторы металлов, коррозионные купоны, помещаемые в поток закачиваемого флюида, ультразвуковое тестирование толщины стенки. Рекомендуется катодная защита от гальванической коррозии.

Существует широкий спектр методов мониторинга, но план мониторинга должен соответствовать требованиям законодательства в регионе эксплуатации. Для каждого параметра должна быть определена частота мониторинга и также описаны аварийные ситуации, при которых следует обратить внимание на тот или иной параметр.

Рассмотрим один из вариантов набора параметров для мониторинга скважины.

1. Производительность закачки измеряется расходомером на выходящем компрессо-

ре, а также на устье скважины для более точного измерения потерь давления в поверхностной линии.

2. Состав закачиваемого газа. Отбираются и анализируются пробы газа для контроля его состава, чтобы убедиться, что газ соответствует требованиям проекта и вписывается в заданные сценарии нагрузки. Требуется постоянный мониторинг и также раз в квартал отбор пробы для определения фактического состава газа.

3. Ежегодный контроль мест потенциальной утечки, чтобы понять, есть ли сбой в системе. Для оценки слабых зон требуется использование каротажных инструментов. Основные инструменты для оценки целостности потенциально опасных зон – спектральная скважинная шумометрия.

4. Ежемесячное измерение затрубного давления.

5. Целостность скважины следует проверять каждые два года с помощью методов каротажа.

6. Давление на устье скважины измеряется непрерывно сенсором давления, расположенным на устье скважины.

7. Температура на устье скважины измеряется постоянно термометром, расположенным на устье скважины.

8. Забойное давление измеряется постоянно с помощью забойного датчика давления.

9. Температура на забое измеряется постоянно термометром, который является скважинным постоянным датчиком и/или термометром с памятью. Однако существуют распределенные датчики на основе оптоволокна (Рис. 1, 2).

10. Градиент давления и температурный градиент постоянно контролируются.

11. Концентрацию CO_2 вокруг скважины в пласте необходимо измерять с помощью RST-каротажа в нагнетательных скважинах, так как этот параметр показывает миграцию углекислого газа в окрестностях скважины и помогает понять основные пути миграции не только в пределах скважины, но и дальше. Этот параметр должен замеряться каждые два года и может быть приурочен к каротажным работам по оценке целостности скважины.

Стратегии ведущих нефтегазовых компаний в области декарбонизации

Все ведущие нефтегазовые компании активно участвуют в процессе декарбонизации отрасли. Общим является создание специализированных подразделений и проведение широкого спектра опытно-промышленных работ в этой области. При этом подходы к решению задачи отличаются.

Saudi Aramco преимущественно интересуется и развивает направление по поиску эффективных ВИЭ. Приоритетные области исследований в KAUST (Исследовательский центр в Университете науки и технологий им. Короля Абдуллы) включают разработку катализаторов, материаловедение, нанотехнологии, робототехнику, солнечные энергетические материалы и топливные технологии. Поддерживаемое KAUST исследование солнечных элементов, которые могут быть построены с использованием органических молекул с применением ультрананотехнологий, направлено на снижение стоимости солнечных элементов в десять раз [8].

Royal Dutch Shell специализируется на оффшорной ветроэнергетике, использовании водорода и биотопливе [9].

Total сделала стратегический выбор с ориентацией на солнечную энергию и биоэнергетику. Также компания уделяет большое внимание повышению энергоэффективности [10].

Statoil [Equinor] выбрала приоритетными направлениями офшорную ветроэнергетику, а также сбор и утилизацию CO_2. По этим направлениям компания является мировым лидером: в ветроэнергетике – благодаря собственной уникальной концепции плавучего ветрогенератора; в области сбора и утилизации – за счет объема собираемого и закачанного в скважины углекислого газа [11].

PetroChina развивает направление по использованию геотермальной энергии. Ведутся исследования целесообразности вхождения в другие секторы возобновляемой энергетики [12].

ExxonMobil демонстрирует наиболее консервативный подход к энергообеспечению работ, занимается уменьшением воздействия на окружающую среду при производстве, распространении, использовании и утилизации продукции. Компания финансирует широкий портфель исследовательских программ по биотопливу.

Выводы

1. В ближайшие годы число скважин для утилизации углекислого газа будет непрерывно увеличиваться. Наиболее целесообразно использовать для этих целей уже ранее построенные скважины, в которых имеются соответствующие горно-геологические условия.

2. Международные стандарты, регламентирующие все этапы организации работ, базируются на сохранении целостности скважины на всех этапах их проведения с ис-

пользованием первичных и вторичных барьеров.

3. Исходя из специфики поведения CO_2 в различных фазовых состояниях, необходимо заранее планировать перспективные для закачки и хранения скважины. Это касается как выбора материалов, так и технологий строительства, обеспечивающих качество первичных и вторичных барьеров.

4. С учетом миграции CO_2 в пластовых условиях, особенно в сверхкритическом состоянии, нельзя на месторождении селективно выбрать отдельные объекты, так как это может привести к утечкам в других скважинах [13, 14]. Это обусловливает необходимость тщательного предварительного планирования и комплексного подхода.

5. Одним из узких мест для реализации качественного захоронения углекислого газа является недостаточная готовность в области рецептур тампонажных составов и технологии цементирования. Деградация цемента широко описана в литературе. Портландцемент не устойчив к рассолам или воде, насыщенной CO_2, из-за эффекта карбонизации. Деградировавший цемент становится проницаемым и пористым из-за карбонатов и кремнезема, которые являются результатом деградации. Этот процесс приводит к разрушению цемента как барьера, так как CO_2 может просачиваться через него [15–17]. Компания «Шлюмберже» разработала цементную систему EverCRETE, которая в лабораторных условиях показала устойчивость к CO_2-агрессии и обеспечила долгосрочную изоляцию пластов. EverCRETE может быть использована в комбинации с традиционными растворами, основанными на портландцементе как с тяжелым, так и гельцементным раствором, в зависимости от геологических условий и требований. Тем не менее существует необходимость в НИР по обеспечению долговременной кислотостойкости цементного камня, а также промышленное освоение рекомендуемой стандартами технологии циркуляции цементным раствором и др.

6. Исходя из выбранных путей развития декарбонизации, рекомендуется использовать имеющийся опыт, а в перспективе сотрудничество и кооперацию с другими компаниями и организациями, реализующими данные направления. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Scripps Atmospheric CO_2 Dataset. Mauna Loa Observatory. Source data was produced by the Scripps Institution of Oceanography. This CO_2 Now worksheet reposts the data. – URL: http://scrippsco2.ucsd.edu/data/atmospheric_co2.html (дата обращения 26.03.2023).

2. Захоронение промышленных выбросов углекислого газа в геологические структуры / С.А. Переверзева, П.К. Коносовский, А.В. Тудвачев, И.Л. Хархордин // Вестник Санкт-Петербургского университета. – 2014. – Сер.7,вып.1.

3. WhisperPower – URL: http://www.whisperpower.com/1/home.html (дата обращения 26.03.2023).

4. Wave Hub Limited Advancing Offshore Renewable Energy. – URL: https://www.wavehub.co.uk/ (дата обращения 21.03.2023).

5. The European Marine Energy Centre Limited. – URL:http://www.emec.org.uk/about-us/wave-clients/pelamis-wave-power/ (дата обращения 26.03.2023).

6. NORSOK Standard D-010 (2004) Well integrity in drilling and well operations. – 2004. – Rev. 3, August.

7. NORSOK Standard Z-13 (2010) Risk and emergency preparedness assessment. – 2010. – Rev. 3, October.

8. Bloomberg – URL:https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-01-29/saudiaramco-said-to-weigh-up-to-5-billion-of-renewable-deals (дата обращения 14.03.2023).

9. The Guardian – URL: https://www.theguardian.com/business/2015/aug/27/total-sells-900m-of-its-uk-gas-assets (дата обращения 04.03.2023).

10. Total – URL:https://www.total.com/energy-expertise/projects/solar-power/pvsalvador-developing-merchant-solar-power (дата обращения 14.02.2023).

11. Equinor ASA – URL: https://www.statoil.com/content/dam/statoil/documents/annualreports/2015/statoil2015-annual-report-on-form-20-F.pdf (дата обращения 12.01.2023).

12. Idemitsu Kosan Co.,Ltd. – URL: http://www.idemitsu.com/products/energy/green/index.html (дата обращения 08.02.2023).

13. Gasda S.E., Bachu S., Celia M.A. Spatial Characterization of the Location of Potentially Leaky Wells Penetrating a Deep Saline Aquifer in a Mature Sedimentary Basin.// Environmental Geology – 2004. – № 46,(6–7). – P.707–720. – URL: https://doi.org/10.1007/s00254-004-1073-5 (дата обращения 26.03.2023).

14. Nicot J.P. A Survey of Oil and Gas Wells in the Texas Gulf Coast, USA, and Implications for Geological Sequestration of CO_2. // Environmental Geology. – 2009. – № 57(7). – P 1625–1638. – URL: https://doi.org/10.1007/s00254-008-1444-4 (дата обращения 26.03.2023).

15. Carey J.W., Wigand M., Chipera S.J. Analysis and Performance of Oil Well Cement with 30 Years of CO_2 Exposure from the SACROC Unit, West Texas, USA // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2007. – № 1(1). – P. 75–85.

16. Wellbore Integrity Analysis of a Natural CO2 Produce / W. Crow, J.W.Carey, S. Gasda [et al.] // International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2010. – № 4(2). – P. 186–197.

17. Role of Chemistry, Mechanics, and Transport on Well Integrity in CO2 storage / S. Carroll, J. W. Carey, D. Dzombak [et all.] // Environments. International Journal of Greenhouse Gas Control. – 2016. – № 49. – P. 149–160. – URL:https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.01.010 (дата обращения 26.03.2023).

УДК 504.054

ГЕОИНФОРМАЦИОННАЯ СРЕДА В ЗАДАЧАХ ОЦЕНКИ РИСКОВ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ*

В.Г. Аковецкий, д-р техн. наук, профессор,
А.В. Афанасьев, канд. техн. наук,
Х.А. Рамирес Суарес
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
E-mail: afanasyev-av@yandex.ru

Ключевые слова: геоинформационная среда; мониторинг; дистанционное зондирование Земли (ДЗЗ); интерпретация изображений; аварийный разлив нефти и нефтепродуктов.

Аннотация. Важное место на современном этапе развития нефтегазового комплекса отводится освоению месторождений нефти и газа на шельфе морских акваторий, что сопровождается усилением антропогенного воздействия на природные компоненты окружающей среды. В первую очередь это относится к чрезвычайным ситуациям, возникающим на объектах добычи и транспортировки нефти и газа. Уменьшение экономических и экологических потерь при их возникновении предполагает совершенствование систем оценки риска аварий. Решение данной задачи предполагает априорную разработку ситуационных моделей состояния интересующих акваторий при штатных режимах функционирования объекта и оперативных мониторинговых наблюдений при возникновении чрезвычайных ситуаций. В статье представлены методы разработки геоинформационной среды проектов освоения морских месторождений, предназначенной для априорной разработки планов ликвидации аварийных разливов нефти, а также систем оперативной интерпретации мониторинговых наблюдений за нефтепроявлениями на основе систем дистанционного зондирования Земли при возникновении чрезвычайных ситуаций. Показаны примеры практической апробации данных методов.

Значительное антропогенное воздействие на природные компоненты окружающей среды (ОС) Мирового океана, которое происходило практически в течение всего XX в., получило свое продолжение и в начале XXI столетия. В первую очередь это связано с увеличением уровня добычи нефти и газа на шельфе, которая к 2015 г. достигла 30 % общего объема извлекаемых углеводородов.

Следует отметить, что освоение месторождений нефти и газа на шельфе представляет собой серьезную экологическую опасность. Это связано с приуроченностью многих залежей нефти и газа к зонам активных тектонических разломов, что увеличивает риски техногенных аварий и катастроф. Такая ситуация требует повышенного внимания к риск-факторам, определяющим эффективность проектов освоения углеводородных ресурсов.

Под оценкой риска аварийных разливов нефти и нефтепродуктов (АРНН) на объектах нефтегазового комплекса (НГК) в море понимается:

* Статья опубликована в НТЖ "Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе" – 2023. – № 5(308). – С. 30–39.

– выявление потенциальных источников аварийных разливов нефти;

– оценка состава нефти и нефтепродуктов, объема разливов нефти и их частоты;

– определение чувствительности природных ресурсов и хозяйственных объектов, которые могут быть загрязнены в результате разлива нефти;

– установление ущерба от возможного загрязнения береговой линии и гибели биоты.

По статистике оценок риска аварий на шельфе число аварийных разливов нефти объемом более 1000 барр. на каждый 1 млрд барр. добытой или перемещенной нефти составляет в среднем [1]:

0,79 – при буровых работах на платформах;

1,82 – при транспортировке по трубопроводам;

3,87 – при танкерных перевозках.

Экономический ущерб от АРНН, происходящих на морских объектах нефтегазового комплекса, представлен в таблице.

Расчет объемов АРНН и частоты их возникновения является основным параметром для классификации чрезвычайных ситуаций в море и определения достаточности сил и средств для ликвидации разливов. На международном уровне контроль за АРНН на морских акваториях осуществляет Международная федерация владельцев танкеров по борьбе с загрязнением (ITOPF, International Tanker Owners Pollution Federation). Она разработала и с 1973 г. ведет базу данных АРНН с танкеров, морских платформ и барж (рис. 1) [2].

Из приведенных данных видно, что в течение последних 50 лет самые низкие годовые показатели разлива нефти около 1 тыс. т были в 2012 и 2019 гг.

Освоение месторождений нефти и газа на шельфе представляет собой серьезную экологическую опасность. Это связано с приуроченностью многих залежей нефти и газа к зонам активных тектонических разломов, что увеличивает риски техногенных аварий и катастроф.

Буровые работы, строительство и эксплуатация искусственных островов, стационарных платформ и плавучих буровых установок, сооружений и подводных трубопроводов на шельфе допускаются только при наличии плана по ликвидации аварийных разливов нефти (ЛАРН). При их выполнении организация обязана [3]:

– выполнять план предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;

– создать систему наблюдений за состоянием морской среды в районе своей деятельности (в том числе систему обнаружения разливов нефти и нефтепродуктов), систему связи и оповещения о разливах нефти и нефтепродуктов.

В план ЛАРН входят разделы, содержащие :

а) общие сведения об эксплуатирующей организации и видах ее деятельности;

Стоимость экономических потерь разливов нефти [1]

Размеры разлива, барр. (т)	Всего, млн долл.	Экономические потери для рыбного хозяйства и туризма, млн долл.	Стоимость очистки, млн долл.	Стоимость исков ущерба третьим сторонам, млн долл.
5000 (715)	5,0–10,0	1,25–2,5	2,5–5,0	1,25–2,5
10000 (1430)	22,5–45,0	5,0–10,0	5,0–10,0	12,5–25,0
20000 (2860)	45,0–90,0	10,0–20,0	10,0–20,0	25,0–50,0
70000 (10000)	150,0–325,0	35,0–70,0	35,0–70,0	80,00–175,0
100000 (14300)	225,0–450,0	50,0–100,0	50,0–100,0	125,0–250,0
200000 (28600)	450,0–900,0	100,0–200,0	100,0–200,0	250,0–500,0

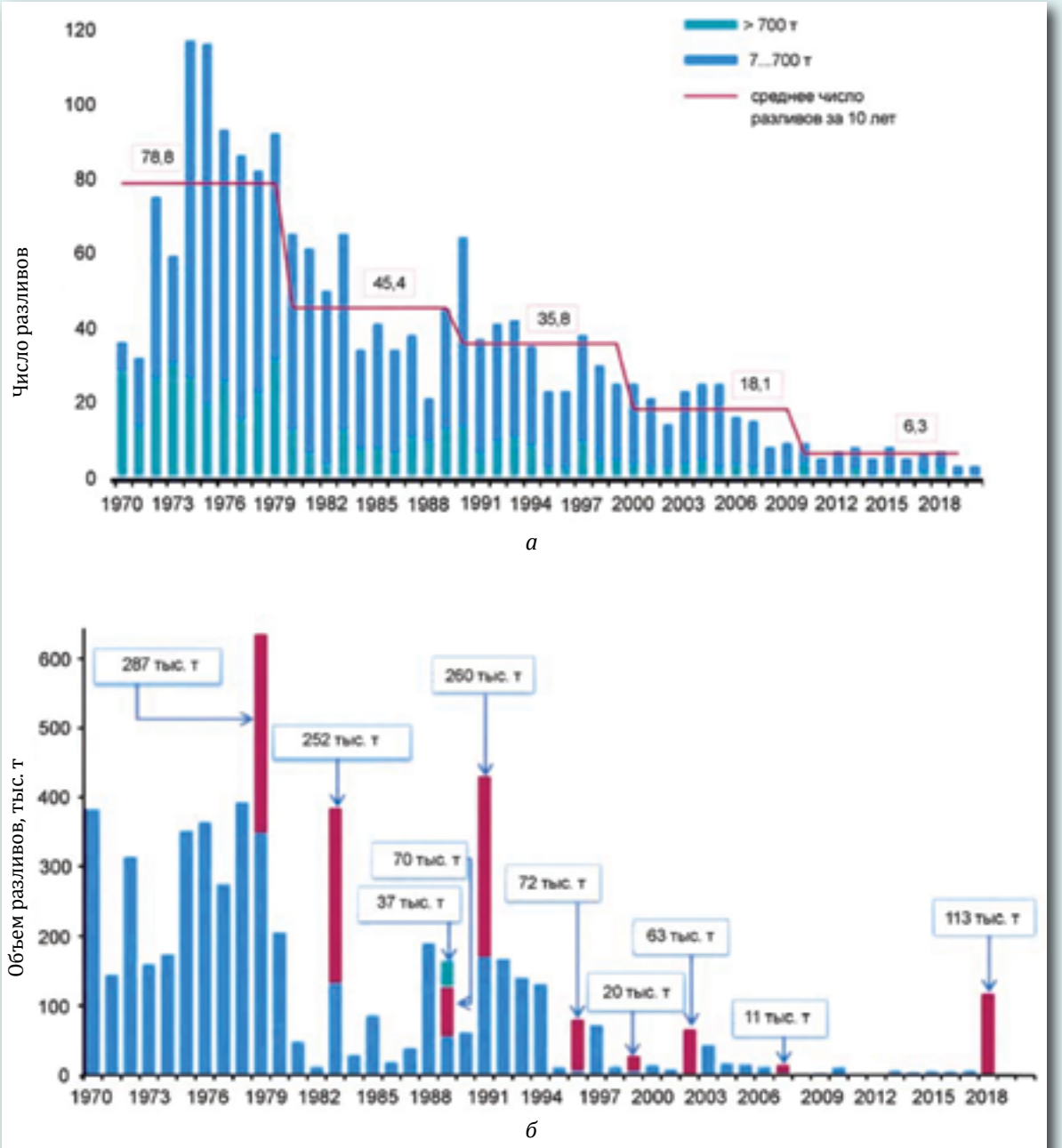


Рис. 1. Статистика АРНН на морских акваториях за 1970–2020 гг.:
а – градации уровней разлива; *б* – количественные оценки разливов

б) сведения о потенциальных источниках разливов нефти и нефтепродуктов;

в) максимальные расчетные объемы разливов нефти и нефтепродуктов;

г) прогнозируемые зоны распространения разливов нефти и нефтепродуктов и их негативных последствий для ОС, населения и систем его жизнеобеспечения.

Система наблюдений АРНН используется для получения информации, которая включается в посылаемое оповещение. В ее перечень входят:

– дата, время и место возникновения разлива нефти и нефтепродуктов;

– вид, характеристика и масштаб разлива нефти и нефтепродуктов;

– вид объекта, на котором произошел разлив нефти и нефтепродуктов.

Решение отмеченных задач требует системного подхода, основанного на создании единого информационного пространства, объединяющего данные геоинформационной среды проекта и оперативные данные, получаемые на основе систем дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) (рис. 2).

Целью исследований является разработка геоинформационной среды проектов освоения морских месторождений нефти и газа в задачах обеспечения экологической безопасности акваторий континентального шельфа. Достижение указанной цели предполагает:

– построение фоновых территориальных моделей исследуемых акваторий;

– построение объектно-ориентированных моделей природных и техногенных источников нефтепроявлений на морских акваториях;

– получение изображений исследуемых территорий посредством систем ДЗЗ;

– сопряжение геоинформационных моделей и космических изображений в едином пространстве геоинформационной среды систем мониторинговых наблюдений.

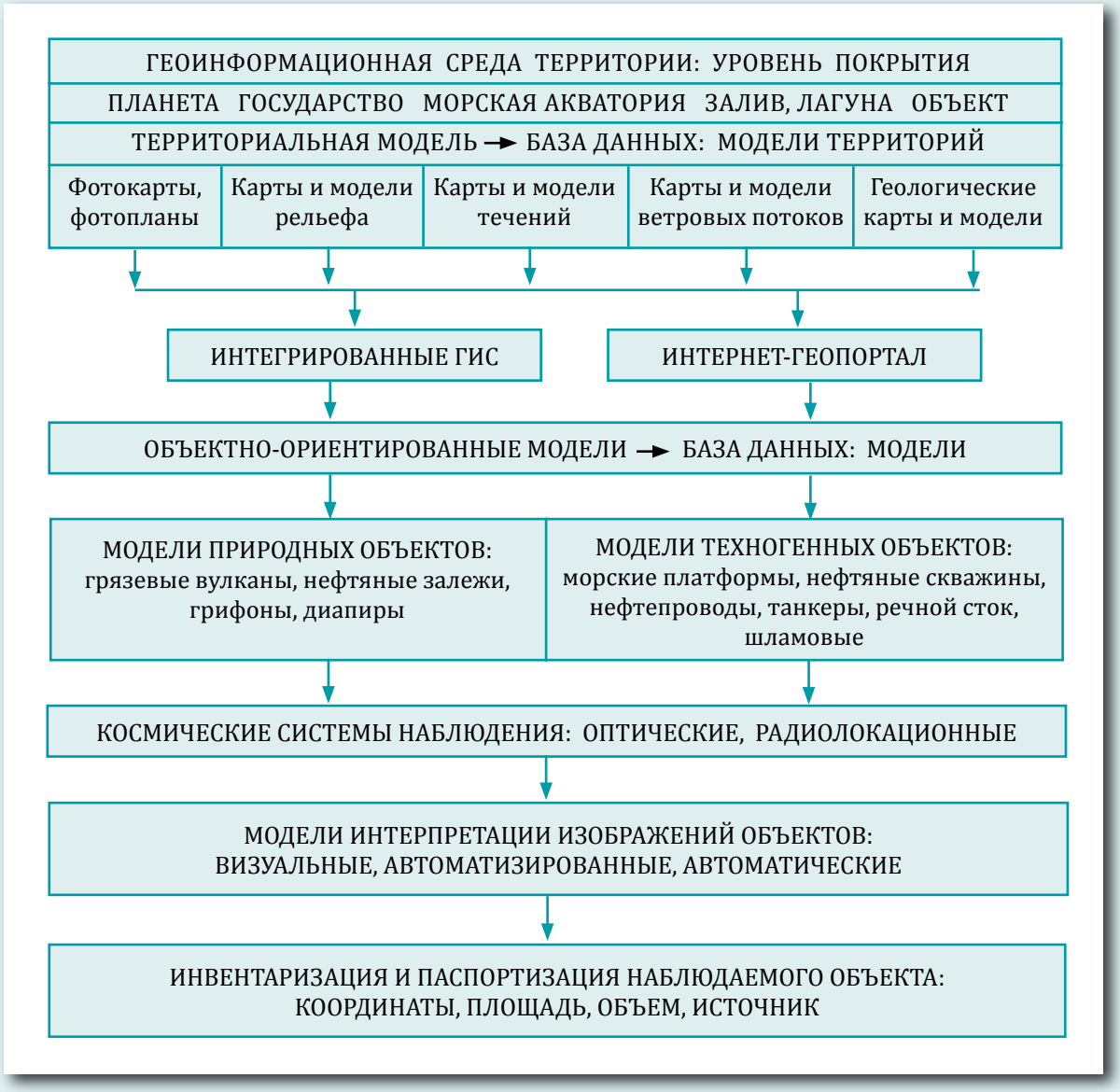


Рис. 2. Структура построения геоинформационной среды космического мониторинга нефтепроявлений на морских акваториях

Модели и технологии

Следует отметить, что определяющая роль в предлагаемой схеме космических мониторинговых наблюдений нефтепроявлений морских акваторий отводится геоинформационной среде проекта. Актуальность решения данной задачи связана с двойственностью объекта исследований. В задачах поиска залежей нефти нефтепроявления выступают в качестве геологического индикатора, а при строительстве и эксплуатации добывающих платформ, подводных трубопроводных систем, комплексов хранения и танкерной транспортировки они являются геоэкологическим индикатором загрязнений морских вод.

Структурно геоинформационная среда включает геопространственные модели территории и объектно-ориентированные модели исследуемого объекта.

В формализованном виде геоинформационную среду GS_t опишем множеством

$$GS_t\,(PL, GOS, MAQ) = \\ = \bigcup_{t\in T}\left(GS_t\,(Ter)_{PL,\,GOS,\,MAQ},\, GS_t\,(Obj)_{PL,\,GOS,\,MAQ}\right),$$

где $GS_t\,(Ter)_{PL,\,GOS,\,MAQ}$, $GS_t\,(Obj)_{PL,\,GOS,\,MAQ}$ – подмножества, содержащие параметры территориальных и объектно-ориентированных моделей на планетарном уровне (*PL*), уровне государства (*GOS*), уровне морской акватории (залива, лагуны, промысла) (*MAQ*) геоинформационной среды GS_t на момент времени *t* периода *T*.

Территориальные модели геоинформационной среды включают: топографические, метеорологические, гидрологические, гидрохимические и геофизические параметры объектов. В общем виде геоинформационную среду территориальных моделей $GS_t\,(Ter)$ представим в виде

$$GS_t\,(Ter) = \bigcup_{t\in T}\left(GS_t\,(Top)_{PL,\,GOS,\,MAQ},\, GS_t\,(Gdl)_{PL,\,GOS,\,MAQ},\right. \\ \left. GS_t\,(Gch)_{PL,\,GOS,\,MAQ},\, GS_t\,(Geof)_{PL,\,GOS,\,MAQ}\right),$$

где $GS_t\,(Top)_{PL,\,GOS,\,MAQ}$, $GS_t\,(Gdl)_{PL,\,GOS,\,MAQ}$, $GS_t\,(Gch)_{PL,\,GOS,\,MAQ}$ – подмножества, содержащие параметры топографических, гидрологических, геохимических и геофизических моделей территорий геоинформационной среды GS_t на момент времени *t* периода *T*.

Топографические параметры включают растровые и векторные цифровые модели рельефа, модели подводных геологических и техногенных объектов.

К *гидрологическим параметрам* относятся температура и соленость, необходимые для расчета плотности морской воды, а также скорость и направление течений.

Гидрохимические показатели определяют: концентрацию растворенного кислорода, состав растворенных в морской воде нефтепродуктов, содержание форм органического и минерального фосфора, азота, растворенных органических веществ.

Геофизические параметры характеризуют значения сейсмических сигналов от природных очагов землетрясений, а также вызванных наведенной сейсмичностью при извлечении больших масс углеводородного сырья. Даже слабые сейсмические события инициируют нефтегазопроявления на поверхности акватории.

Объектно-ориентированные модели нефтепроявлений в задачах мониторинговых наблюдений описывают источники образования и индикаторы интерпретации. Это позволяет объектно-ориентированную модель геоинформационной среды мониторинговых наблюдений нефтепроявлений представить выражением

$$GS_t\,(Obj)_{Ist,\,Surf,\,Im,\,Int} = \\ = \bigcup_{t\in T}\left(GS_t\,(Gl)_{Ist,\,Surf,\,Im,\,Int},\, GS_t\,(Ge)_{Ist,\,Surf,\,Im,\,Int}\right),$$

где $GS_t\,(Gl)_{Ist,\,Surf,\,Im,\,Int}$, $GS_t\,(Ge)_{Ist,\,Surf,\,Im,\,Int}$ – подмножества, содержащие параметры геологических и геоэкологических моделей источников нефтепроявлений (*Ist*), поверхностных индикаторов нефтепроявлений (*Surf*), моделей изображений нефтепроявлений (*Im*) и моделей их интерпретации (*Int*) на момент времени *t* периода исследования *T*.

Важное место при организации мониторинговых наблюдений должно уделяться физическим свойствам наблюдаемых объектов, которые связаны с *геологическими техногенными источниками их происхождения*.

В перечень *геологических источников нефтепроявлений* входят нефтяные залежи, грифоны, диапиры, тектонические разломы.

Техногенными источниками нефтепроявлений являются грифоны при бурении скважин, аварии подводных нефтепроводов, аварии ствола нефтяных скважин, судовые разливы, речной сток и исторические аварии.

Результаты и обсуждения

В РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина на кафедре геоэкологии проводят исследования, направленные на создание методов и технологий интерпретации нефтепроявлений на шельфе морских акваторий. В основу работ положе-

но создание единой геоинформационной среды источников нефтепроявлений, учитывающей геологические и техногенные аспекты их образования. Результатом этих исследований стало создание геоинформационной среды опытного образца технологической платформы АГИР-ТМ (Аэрокосмос, Геоинформатика, Изыскания, Риски – Технологические Модули). В ее состав входит *поисковая система и модули, обеспечивающие геопозиционирование, интерпретацию, моделирование и визуализацию*.

Поисковая система, работающая на основе созданной базы данных и геопортала АГИР-ТМ (Web GIS), осуществляет поиск объектов нефтегазового комплекса (НГК) на различных подложках: глобусе; карте; фотокарте. На данный момент в "Базе данных" содержится порядка 6000 объектов по различным странам и регионам.

Модуль геопозиционирования обеспечивает работу с растровыми и векторными данными и обеспечивает координатную привязку и инвентаризацию интересующих объектов. Инвентаризация осуществляется по картам и снимкам.

В задачах поиска залежей нефти нефтепроявления выступают в качестве геологического индикатора, а при строительстве и эксплуатации добывающих платформ, подводных трубопроводных систем, комплексов хранения и танкерной транспортировки они являются геоэкологическим индикатором загрязнений морских вод.

Модуль интерпретации выполняет перевод растрового представления изображений в векторные модели. Он обеспечивает векторизацию карт и растровых изображений в визуальном и автоматизированном режимах.

Модуль моделирования предназначен для построения территориальных и объектно-ориентированных моделей (проектных, ситуацион-

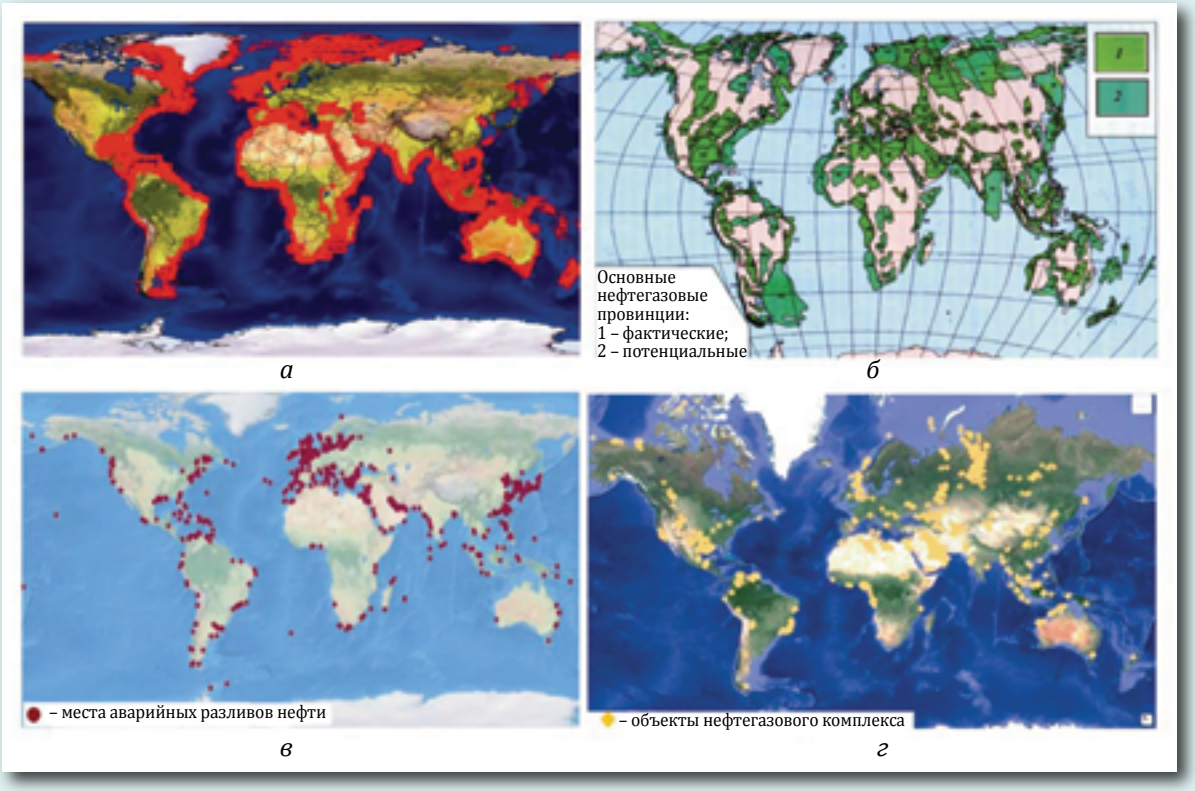


Рис. 3. Геоинформационная среда объектов НГК на планетарном уровне:
а – нефтепроявления на акватории по данным ДЗЗ [4]; *б* – карта нефтегазоносных провинций [5]; *в* – карта АРНН [2]; *г* – фотокарта объектов НГК (геопортал АГИР-ТМ)

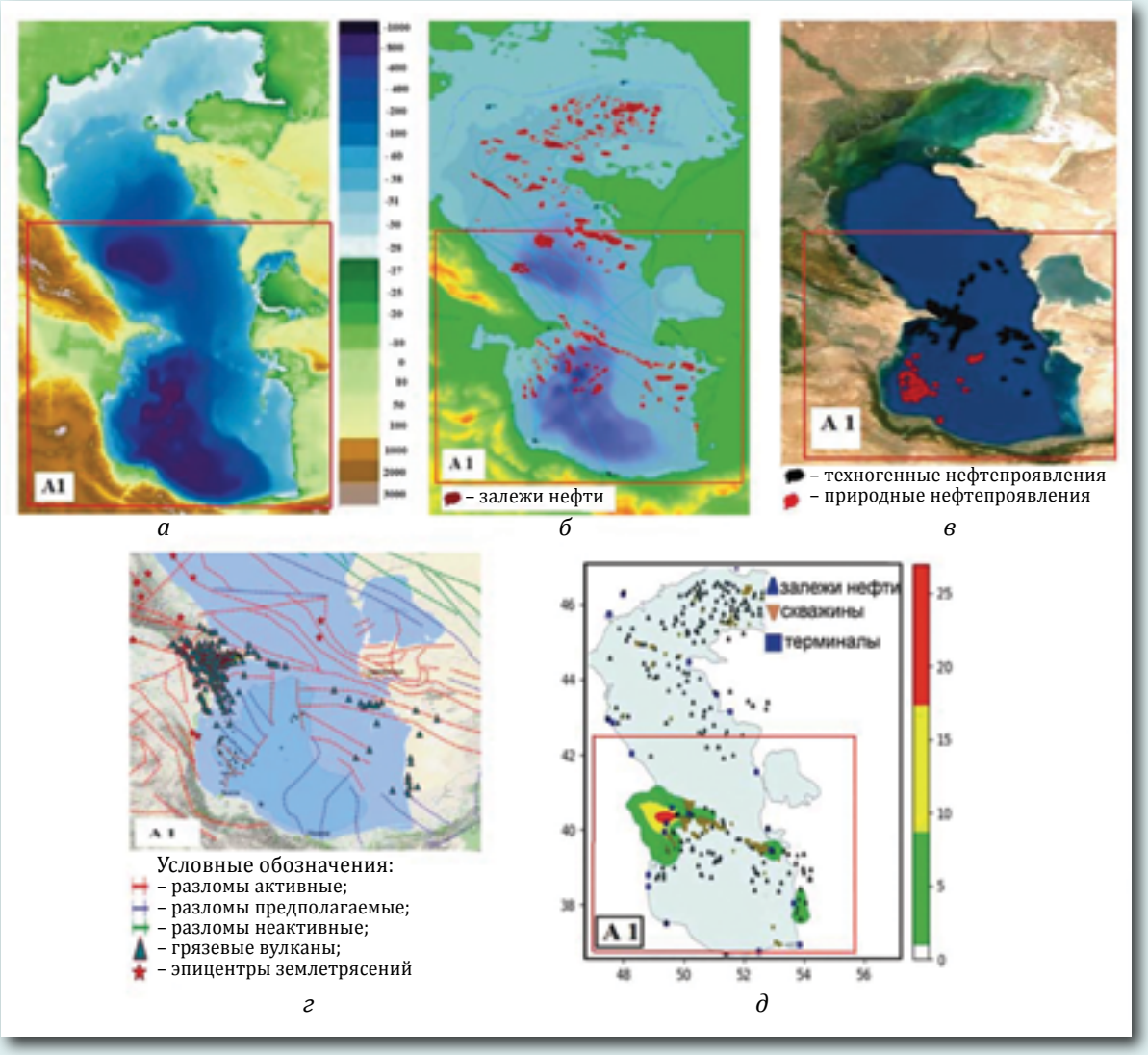


Рис. 4. Геоинформационная среда объектов НГК акватории Каспийского моря:
а – цифровая модель рельефа дна акватории; *б* – месторождения нефти на акватории; *в* – нефтепроявления на акватории; *г* – геологические источники нефтепроявлений; *д* – техногенные источники нефтепроявлений

В РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина на кафедре геоэкологии проводят исследования, направленные на создание методов и технологий интерпретации нефтепроявлений на шельфе морских акваторий.

ных, мониторинговых). Он осуществляет построение 2D- и 3D-моделей объектов и процессов в статике и динамике.

Модуль визуализации позволяет отображать модели геоинформационной среды на средствах визуализации в статике и динамике.

В ходе практической апробации изложенного подхода было проведено зонирование нефтепроявлений на морских акваториях: на планетарном уровне (рис. 3), уровне морских акваторий (рис. 4); уровне залива (лагуны) (рис. 5).

На планетарном уровне на карте (рис. 3, *а*) представлены зоны нефтепроявлений, которые были выявлены в ходе ДЗЗ французской

фирмой Airbus Defence&Space [4] по материалам космических съемок спутниковыми группировками SPOT, Pleadies, Sentinel. Она наглядно показывает уровень нефтяного загрязнения территории континентального шельфа практически во всех уголках планеты и актуальность задачи интерпретации источников его возникновения.

Сравнительный анализ зон их расположения и карты нефтегазоносных провинций (рис. 3, *б*) [5] показывает высокую приуроченность этих территорий к выявленным зонам нефтепроявлений. Одновременно с этим территории расположения источников техногенного возникновения нефтепроявлений, представленные на карте АРНН (рис. 3, *в*) [2] и на фотокарте (рис. 3, *г*) объектов нефтегазового комплекса (геопортал АГИР-ТМ), также находятся в этих зонах. Данная ситуация показывает наличие потенциаль-

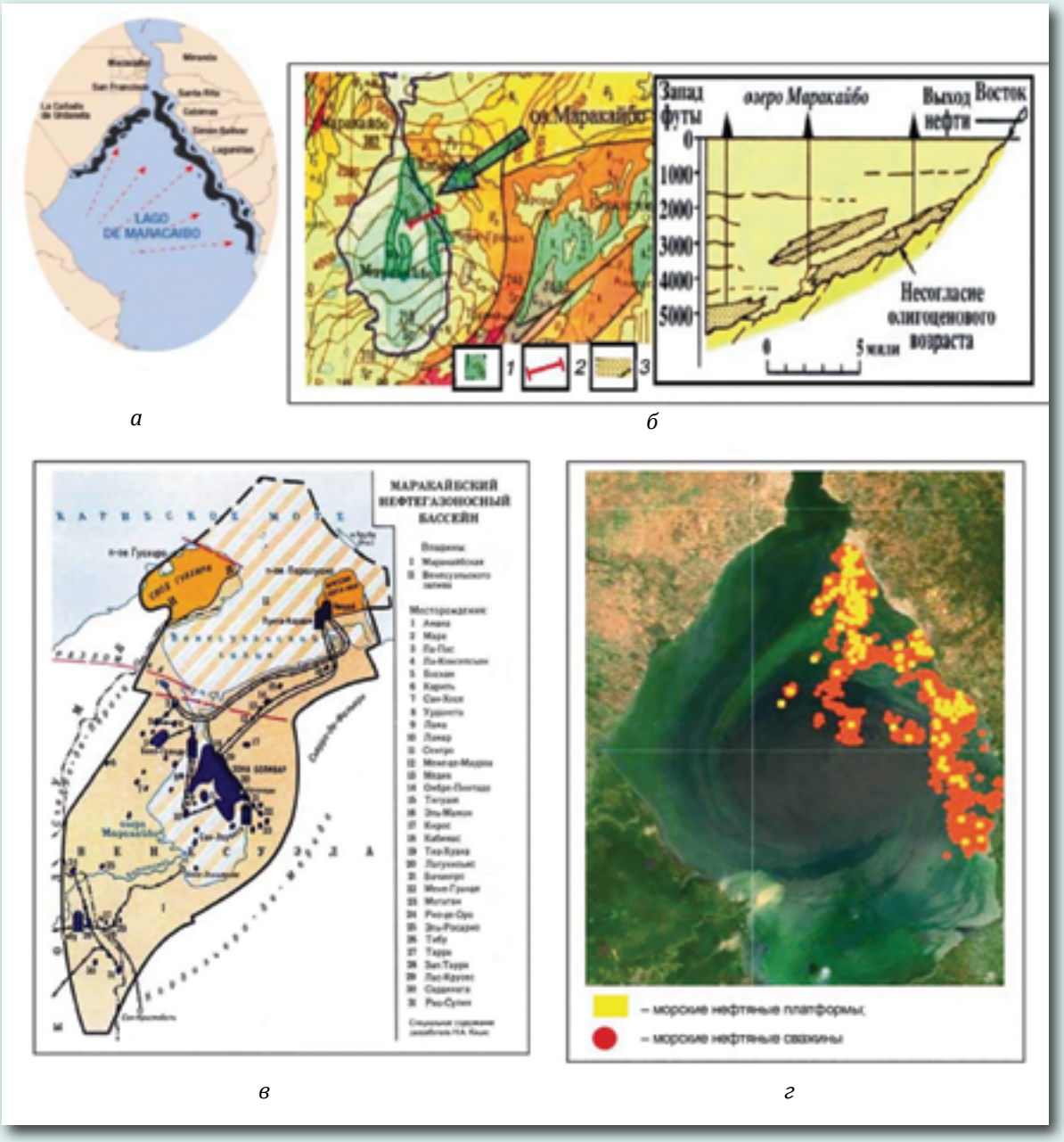


Рис. 5. Геоинформационная среда оз. Маракайбо (Венесуэла):
а – карта нефтепроявлений оз. Маракайбо; *б* – геологическая карта и разрез дна (*1* – зона неогеновых нефтеносных песков на карте, *2* – положение разреза, *3* – нефтеносные пески на разрезе); *в* – месторождения и объекты НГК; *г* – объекты НГК на карте региона: скважины и платформы на фотокарте

ной неопределенности, связанной с дуализмом природных и техногенных источников нефтепроявлений.

Устранение данного ограничения предполагает проведение постоянных мониторинговых наблюдений для локализации и детализации природных и техногенных источников нефтепроявлений и отображения их параметров в соответствующих базах данных.

Практическая апробация построения геоинформационной среды на уровне акватории Каспийского моря проводилась с 2018 по 2021 г.

Важное место при организации мониторинговых наблюдений должно уделяться физическим свойствам наблюдаемых объектов, которые связаны с геологическими техногенными источниками их происхождения.

В ходе работы была построена цифровая модель рельефа дна моря (рис. 4, *а*), на которой отображено положение известных месторождений нефти (рис. 4, *б*). При мониторинговых исследованиях обработано 175 снимков со спутников Landsat-8 (США) и Sentinel-2. В процессе их интерпретации было обнаружено 89 естественных нефтепроявлений площадью 242,2 км^2 (рис. 4, *в*, красный цвет), 166 техногенных нефтепроявлений площадью 1482,7 км^2 (рис. 4, *в*, черный цвет). Обнаруженные нефтепроявления интегрировались в геоинформационную среду, где были определены основные районы распространения: области Апшеронского и Бакинского архипелагов; западный борт Южно-Каспийской впадины (участок А 1). Было установлено, что интенсивность нефтепроявлений на этом участке связана с увеличением сейсмической активности и извержением грязевых вулканов (рис. 4, *г, д*). В ходе анализа была выявлена закономерность увеличения естественных нефтепроявлений с активизацией землетрясений. В этой акватории также было обнаружено сочетание техногенных и природных источников нефтезагрязнений.

Очень близким по своим физико-географическим характеристикам акватории Каспийского моря является оз. Маракайбо – полузакрытая бухта, соединяющаяся с Венесуэльским заливом на берегу Карибского моря. В настоящее время оз. Маракайбо является одним из основных мест добычи сырой нефти в Венесуэле. Здесь находится более 10 тыс. объектов НГК и добывают около 1 млн барр./ сут.

Озеро – место обитания различных видов морепродуктов, рыб и морских черепах. Чрезмерное техногенное воздействие, связанное с аварийным состоянием добывающих скважин и нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), создает опасность для жителей Венесуэлы, а также флоры и фауны прилегающей территории. До введения санкций государственная компания PDVSA имела систему контроля АРНН и проводила ежедневные наблюдения за состоянием акватории. Согласно этой программе, резервуары обследовались каждые 10 лет, а трубопроводы – каждые четыре года. В настоящее время эта система контроля нарушена и реагирование происходит только в случае возникновения АРНН. В 2016 г. после глубокого исследования было установлено, что по крайней мере 300 из 800 км, составляющих берега штата Сулия, загрязнены разливами нефти на оз. Маракайбо (рис. 5, *а*) [6].

Картина нефтепроявлений несколько проясняется при изучении геологической карты и разреза дна оз. Маракайбо (рис. 5, *б*) [7], а также карты месторождений Маракайбского нефтегазоносного бассейна (рис. 5, *в*) [8]. Из них видно, что участки нефтепроявлений в ряде случаев имеют природное происхождение, а в ряде случаев связаны с утечками нефти на действующих объектах. Данная ситуация требует более углубленного исследования источников нефтезагрязнений, а также разработки мер по их минимизации.

В ходе работ на данном объекте, которые были проведены на кафедре геоэкологии в 2020 и 2021 гг., была разработана база данных объектов НГК, содержащая данные по более чем 1000 скважин и платформ. Она представлена в геопортале АГИР-ТМ: на фотокарте (рис. 5, *г*). Данные работы направлены на создание эффективной системы космического мониторинга за состоянием природных и техногенных источников АРНН, обеспечивающей минимизацию рисков возникновения АРНН.

Заключение

Представленные в работе результаты разработки геоинформационной среды ориентированы на повышение эффективности работы на морских объектах НГК в задачах предупреждения и ЛАРНН. Особое место здесь занимает зони-

рование участков нефтепроявлений, вызванных природными геологическими, а также техногенными источниками при возникновении чрезвычайных ситуаций на морских объектах НГК. Важное место в этих работах отводится геоэкологическим исследованиям оценки природных и техногенных рисков, непосредственно оказывающих влияние на безопасность функционирования морских платформ, подводных нефтепроводов и портовых терминалов. Создание геоинформационной среды является начальным этапом построения технологической платформы реализации процессов интерпретации и моделирования результатов космических мониторинговых наблюдений. Использование совокупности априорно подготовленных моделей исследуемых объектов и процессов позволяет перейти к постоянным космическим мониторинговым наблюдениям и их интерпретации в автоматизированных и автоматических режимах. Такой подход существенно сокращает время обработки поступаемой информации и повышает надежность работы всей системы управления. Интеграция постоянно действующей геоинформационной среды и оперативной системы космического мониторинга позволит существенно повысить экологическую безопасность морских акваторий освоения месторождений нефти и газа на шельфе. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Воробьев Ю.Л., Акимов В.А., Соколов Ю.И. Предупреждение и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. – М.: Ин-октаво, 2005. – 368 с.

2. Oil tanker spill statistics 2021. – URL: https://www.itopf.org/knowledge-resources/data-statistics/statistics/ (дата обращения 17.05.2022).

3. Правила организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на континентальном шельфе Российской Федерации, во внутренних морских водах, в территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации: утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2020 г. № 2366. – URL: https://base.garant.ru/400167836/

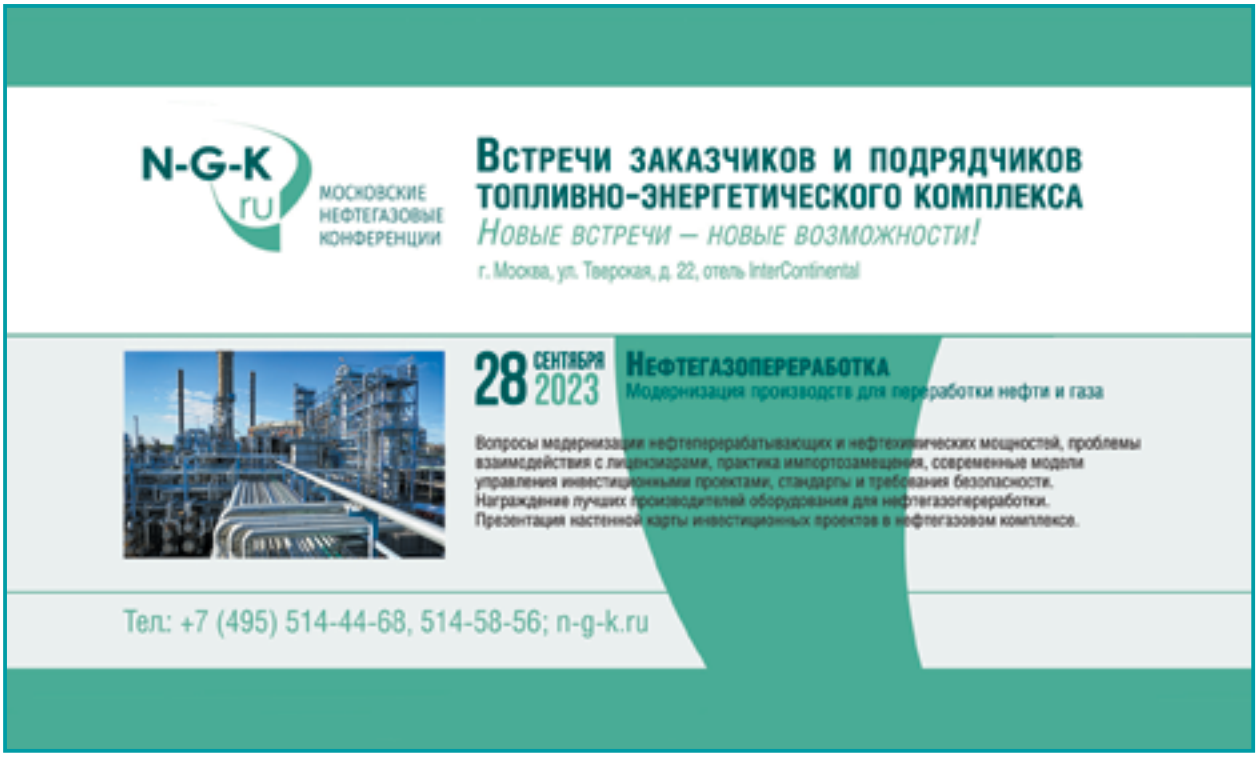
4. Холл М. Разведка морской прибрежной зоны компанией "AIRBUS DEFENCE". Планетарный характер утечек нефти // Земля из космоса. – 2016. – № 6. – С. 14–17.

5. Геология, поиски и разведка месторождений углеводородов на акваториях Мирового океана / В.Ю. Керимов, Б.В. Сенин, В.И. Богоявленский, Г.Я. Шилов. – М.: Недра, 2016. – 411 с.

6. Figueroa A. En Zulia, el petróleo ya no sale en barriles, sino que brota en calles y playas. – URL: https://talcualdigital.com/en-zulia-el-petroleo-ya-no-sale-enbarriles-pero-si-brota-en-calles-y-playas/ (дата обращения 17.05.2022).

7. Хайн Н.Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти. – М.: Олимп-бизнес, 2004. – 726 с.

8. Горная энциклопедия: в 5 т. / под ред. Е.А. Козловского. – М.: Сов. энциклопедия, 1984–1991.



EXPOTECH
vk.com/sngexpo
t.me/sngexpo
XXVIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА
СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ 2023
XXVIII INTERNATIONAL SPECIALIZED TECHNOLOGICAL EXHIBITION
SURGUT. OIL & GAS 2023
27-29 СЕНТЯБРЯ
г. Сургут, СОК «Энергетик» ул. Энергетиков, 47
ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В
XXVIII МЕЖДУНАРОДНОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ВЫСТАВКЕ
«СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ-2023»
Заявки на участие Экспонентов, Посетителей и представителей СМИ в Международной специализированной технологической выставке «Сургут. Нефть и Газ – 2023» принимаются до 13.09.2023 включительно следующими способами:
По номеру телефона: +7 (3462) 94-34-54
На электронную почту: sales@yugcont.ru
По форме обратной связи на официальной сайте: www.sngexpo.ru

УДК 622.24

ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.Р. Мурдаев, начальник ФЭУ,
Н.Г. Захарова, нач. отдела
ООО «Газпром морские проекты»
E-mail: n.zakharova@gazprom-seaprojects.ru

Ключевые слова: обустройство морских месторождений; ценообразование; буровые платформы; нормативная база.

Аннотация. Рассмотрены принципы формирования стоимости обустройства месторождений на основании практического опыта, используемого при обустройстве месторождений им. Ю. Корчагина, им. В. Филановского и им. В. Грайфера Северного Каспия (заказчик ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть») и месторождений Приразломное, Каменномысское-море Группы Газпром.

В настоящее время в России при обустройстве морских месторождений в зависимости от выбора концепции строительства принято сооружать следующие объекты:

- подводные трубопроводы (межпромысловые, внешнего транспорта);
- подводные кабельные линии (при возведении нескольких объектов на месторождении);
- морские комплексы (рисунок).

Рассмотрим один из способов формирования общей стоимости подводных трубопроводов и кабелей, включающей следующие укрупненные затраты:

– на разработку документации;

– на закупку готовых изделий;

– на транспортировку до месторождения;

– затраты, связанные с технологией укладки и привлечением плавсредств: протаскиванием труб по дну, укладкой труб по дну погружением с поверхности моря, спуском труб с трубоукладочного судна, укладкой кабеля кабелеукладочным судном.

Исходя из перечисленных статей затрат, стоимость подводных трубопроводов и кабелей в основном формируется на основании расчета начальной максимальной цены контракта с учетом анализа рынка путем запроса технико-коммерческих предложений с последующим объявлением конкурсных процедур.

Для формировании стоимости строительства морских стационарных платформ (МСП) необходимо четкое понимание причин применения судостроительных нормативов при определении стоимости МСП.

Согласно Приказу от 09.07.2003 г. № 160 Министерства транспорта РФ утверждено Положение о классификации судов и морских стационарных платформ (Положение). Данное Положение определяет порядок осуществления классификации судов и МСП Федеральным государственным учреждением «Российский морской регистр судоходства» (Регистр).

Согласно Положению под морской стационарной платформой понимается морское нефтегазопромысловое сооружение, состоящее из верхнего строения и опорного основания, зафиксированное на все время использования на грунте и являющееся объектом обустройства морских месторождений нефти и газа.

В своей классификационной деятельности Регистр руководствуется Положением,

а

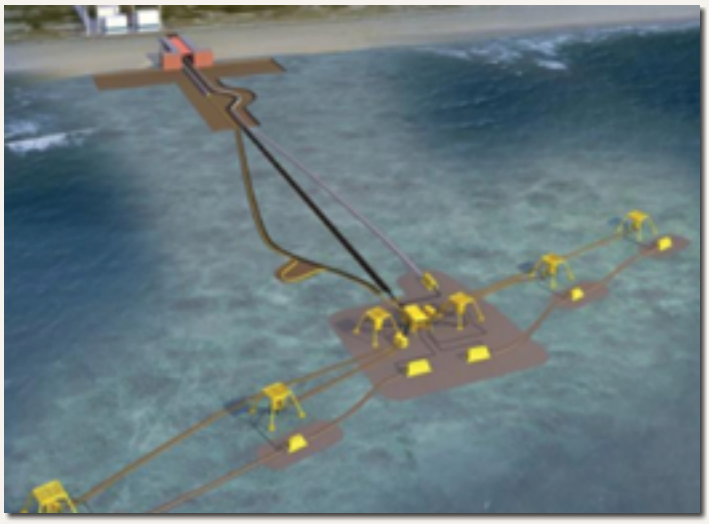
б

в

г

д

е



ж

Морские комплексы:
а – искусственные острова, месторождение Кашаган (Казахстан); *б* – стационарные буровые платформы: на бетонном основании, на свайном основании, смешанного типа, месторождение им. В. Филановского (1 очередь) (ПАО «ЛУКОЙЛ»); *в* – полупогружная буровая установка (ППБУ) «Северное сияние»; *г* – самоподъемная плавучая буровая установка (СПБУ) «Арктическая»; *д* – блок-кондуктор (добывающий), месторождение им. Ю. Корчагина (ПАО «ЛУКОЙЛ»); *е* – отгрузочный терминал «Ворота Арктики» (ПАО «Газпром»); *ж* – система подводной добычи, месторождение Киренское (ПАО «Газпром»)

разрабатываемыми и издаваемыми им правилами и руководствами, содержащими требования к судам, МСП при их проектировании, постройке, переоборудовании, модернизации, ремонте и эксплуатации, а также к материалам и изделиям, предназначенным для установки на судах, МСП, и иными нормативно-техническими актами (правила).

Под морской стационарной платформой понимается морское нефтегазопромысловое сооружение, состоящее из верхнего строения и опорного основания, зафиксированное на все время использования на грунте и являющееся объектом обустройства морских месторождений нефти и газа.

Целью классификационной деятельности Регистра является обеспечение безопасности мореплавания судов, МСП, охраны человеческой жизни на море, сохранности перевозимых грузов, экологической безопасности. Исходя из вышеизложенного морские платформы являются плавучими объектами и попадают под требования Регистра по постройке/модернизации с применением нормативной базы судостроительной отрасли.

Вопросам ценообразования в гражданском судостроении долгое время не уделялось должного внимания. После распада СССР советская система нормирования была отвергнута, новые методики никто не создавал ввиду отсутствия финансирования, предполагалось, что рынок все сам отрегулирует и никакие исследования, правила, инструкции и нормы не нужны.

Для понимания картины ценообразования необходимо в совокупности рассмотреть существующие документы ценообразования по состоянию на 2023 г. применительно к

– капитальному строительству;

– государственному оборонному заказу кораблей;

– гражданскому судостроению.

Ценообразование в капитальном строительстве определяется большим числом документов, начиная с Градостроительного кодекса и заканчивая методическими рекомендациями Минстроя РФ, при этом стоит обратить внимание на то, что экспертизами цен занимается ФАУ «Главгосэкспертиза России».

Для наглядности приведем примерный перечень документов (не полный), используемых в ценообразовании капитального строительства, включая, но не ограничиваясь ими:

- Приказ от 23.12.2019 г. № 841/пр «Об утверждении Порядка определения начальной (максимальной) цены контракта, цены контракта, заключаемого с единственным поставщиком (подрядчиком, исполнителем), начальной цены единицы товара, работы, услуги при осуществлении закупок в сфере градостроительной деятельности (за исключением территориального планирования) и Методики составления сметы контракта, предметом которого являются строительство, реконструкция объектов капитального строительства»;
- Приказ от 04.08.2020 г. № 421/пр «Об утверждении методики определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации на территории Российской Федерации»;
- Приказ от 24.10.2017 г. № 1470/пр «Об утверждении порядка формирования и ведения федерального реестра сметных нормативов», основными из которых являются:

– методика по разработке и применению нормативов накладных расходов при определении сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов капитального строительства (Приказ от 21.12.2022 г. № 812/пр);

– методика по разработке и применению нормативов сметной прибыли при определении сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов капитального строительства (Приказ от 11.12.2022 г. № 774/пр).

Ценообразование при строительстве кораблей как вооружения и военной техники в рамках государственного оборонного заказа (ГОЗ) строго регламентировано нормативными правовыми актами российского правительства и ряда министерств.

Данное утверждение подкрепляют следующие документы:

- Постановление Правительства РФ от 02.12.2017 г. № 1465 (в ред. 09.12.2022 г.) «О государственном регулировании цен на продукцию, поставляемую по государственному оборонному заказу, а также о внесении изменений и при-

знании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»;

• Приказ ФАС от 16.12.2022 г. № 995/22 «Об утверждении форм документов, предусмотренных Положением о государственном регулировании цен на продукцию, поставляемую по государственному оборонному заказу, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 02.12.2017 г. № 1465»;

• Приказ Минпромторга России от 08.02.2019 г. № 334 (ред. от 25.08.2022 г.) «Об утверждении порядка определения состава затрат, включаемых в цену продукции, поставляемой в рамках государственного оборонного заказа»;

• Приказ Минэкономразвития России от 01.04.2020 г. № 190 «Об утверждении Порядка применения индексов цен и индексов-дефляторов по видам экономической деятельности, а также иных показателей в составе прогноза социально-экономического развития Российской Федерации при формировании цен на продукцию, поставляемую по государственному оборонному заказу».

Цена строительства гражданских судов, включая морские стационарные платформы, состоящие из не менее сложных инженерных объектов, регулируется только общими методическими рекомендациями Минэкономразвития России от 02.10.2013 г. № 567 «Об утверждении методических рекомендаций по применению методов определения начальной (максимальной) цены контракта, цены контракта, заключаемого с единственным поставщиком (подрядчиком, исполнителем)».

На текущий момент в части ценообразования судостроительной промышленности правительством выпущено распоряжение от 05.11.2020 г. № 2868-р, касающееся мероприятий реализации стратегии развития судостроительной промышленности, в рамках которого:

• подписано Постановление Правительства от 23.01.2021 г. № 34 «О федеральном органе исполнительной власти, уполномоченном на установление порядка определения начальной (максимальной) цены (НМЦ), цены контракта, заключаемого с единственным поставщиком (подрядчиком, исполнителем), и начальной цены единицы товара, работы, услуги при осуществлении закупок продукции судостроительной промышленности»;

• предусмотрено введение обязательной проверки достоверности (экспертиз) обоснований ориентировочной стоимости строительства и цен проектирования, строительства, ремонта, утилизации судов/МСП.

Результатами выпущенных документов стали:

- наделение Минпромторга РФ полномочиями по установлению порядка определения НМЦ и цены контракта с единственным поставщиком;

- согласование порядка определения НМЦ с Министерством финансов России и Федеральной антимонопольной службой.

Учитывая полученные полномочия Минпромторга РФ в части разработки нормативно-правовых актов, в том числе Порядка определения цен на суда, можно предположить, что появятся документы, регламентирующие порядок определения методов ценообразования, порядок применения методов ценообразования для НМЦ, порядок применения методов ценообразования с единственным поставщиком, будут разработаны и выпущены формы запроса цен, определен состав затрат и порядок индексации.

На текущий момент основная нормативная судостроительная база, используемая для определения трудоемкости работ морских платформ, включает следующие документы:

1. ГКЛИ.3210-240-2006 Плавучие и ледостойкие стационарные платформы. Нормативы трудоемкости постройки – утверждено 01.08.2006 г.;

Для формировании стоимости строительства морских стационарных платформ (МСП) необходимо четкое понимание причин применения судостроительных нормативов при определении стоимости МСП.

2. КЛГИ 360025.042 Методика определения трудоемкости и себестоимости судовых электромонтажных работ – утверждено 30.11.1992 г.;

3. МЛТИ-700-2796-90 Специальная оснастка для постройки гражданских судов, трудовые затраты и определение себестоимости изготовления – утверждено 24.03.1990 г.

В капитальном строительстве, в отличие от судостроения, система ценообразования разработана, сохранилась с со-

ветских времен и поддерживается с 1991 г.

Приведем несколько примеров сравнения текущего состояния ценообразования в капитальном строительстве и гражданском судостроении:

1. В капитальном строительстве применяются положения Градостроительного кодекса, тогда как соответствующий кодекс применительно к судостроению не предусмотрен на законодательном уровне.

2. Полномочия Минстроя РФ в капитальном строительстве определены с 1991 г., а полномочия Минпромторга РФ для судостроения – с 2021 г. Одна из причин этого – отсутствие загрузки предприятий судостроительной отрасли по сравнению с капитальным строительством ввиду того, что объекты судостроения уникальны и имеют продолжительные сроки строительства.

3. В капитальном строительстве полномочиями эксперта наделена Главгосэкспертиза РФ, при этом в судостроении экспертная организация не определена. Одним из фактором отсутствия закрепленния на законодательном уровне экспертной организации является небольшой объем экспертиз в гражданском судостроении, поэтому создание некоммерческой организации, подведомственной Минпромторгу РФ, нецелесообразно в виду дополнительных затрат на ее содержание.

4. Постоянное обновление и актуализация нормативной базы и строительных нормативов в капитальном строительстве были начаты с даты распада СССР, тогда как в гражданском судостроении применительно строительству платформ нормативная база не актуализировалась по причине значительных затрат на актуализацию нормативной базы с учетом специфики строительства и отсутствия унификации/серийности;

5. Для капитального строительства определен проектно-сметный метод расчета, тогда как в судостроении отсутствуют сформированные на законодательном уровне общие требования к методу расчета и разработанные методики, позволяющие проводить расчет.

Таким образом, в результате отсутствия четких и понятных «правил игры» судостроительная промышленность, в том числе при строительстве платформ, зачастую несет убытки, сроки срываются, заказчики вынуждены пересматривать цены и корректировать инвестиционные программы.

Стоимость строительства новых, реконструкции, расширения и технического перевооружения действующих предприятий, зданий и сооружений, включая объекты, относящиеся к опасным производственным объектам, – это сумма денежных средств, требующихся для их осуществления, определяемая в составе инвестиций.

Основанием для определения стоимости строительства служат:

- исходные данные заказчика для разработки сметной документации; предпроектная и проектная документация, включая чертежи, ведомости объемов строительных работ; спецификации и ведомости потребности в оборудовании; решения по организации и очередности строительства, принятые в проекте организации строительства (ПОС);
- состав прочих затрат (подготовка территории строительства, услуги надзорных органов, экспертизы и др.);
- действующие нормативы, а также отпускные цены и транспортные расходы на материалы, оборудование, мебель и инвентарь;
- отдельные, относящиеся к соответствующей стройке решения органов государственной власти.

Одним из значимых участников процесса строительства является проектант, который в рамках технического проекта обустройства разрабатывает принципиальную технологию постройки морских платформ, рассчитывает трудоемкость, стоимость строительства морских платформ и обустройства месторождения в целом.

Стоимость строительства является базой для определения цены контракта и должна включать сбор данных и анализ рынка материалов, оборудования, в том числе на предмет однородности заявленных цен, услуг и иных сопутствующих затрат, необходимых для строительства платформ, реализации установки платформы в месте эксплуатации, прокладки подводных трубопроводов и

Целью классификационной деятельности Регистра является обеспечение безопасности мореплавания судов, МСП, охраны человеческой жизни на море, сохранности перевозимых грузов, экологической безопасности.

кабельных линий. Стоимость строительства (сметная/предварительная) является основой для определения капитальных вложений, финансирования строительства, формирования договорных цен на строительную продукцию, расчетов за выполненные подрядные (строительно-монтажные, ремонтно-строительные) работы, оплаты расходов по приобретению оборудования и доставке его на стройки, а также возмещения других затрат.

Основное отличие строительства платформ – использование строительной площадки. При капитальном строительстве возведение объектов происходит на территории заказчика, при строительстве платформ строительными площадками являются предприятия судостроительной отрасли – заводы/верфи/объединения – с возможностью изготовления необходимых конструкций с последующей их сборкой, насыщением и проведением испытаний.

Соответственно, в ценообразовании морских платформ необходимо учитывать в том числе и экономику предприятий, осуществляющих постройку.

Классическая (обобщенная) схема определения стоимости строительства включает расчет сметной стоимости СМР.

Сметная стоимость СМР состоит из двух элементов:

– сметной себестоимости;

– сметной прибыли.

Сметная себестоимость включает:

– прямые затраты;

– накладные расходы.

Сметная прибыль – сумма средств, необходимых для покрытия общих расходов строительно-монтажных организаций на развитие производства и социальной сферы и материальное стимулирование. Сметная прибыль является нормативной частью.

Прямые затраты включают зарплату рабочих основного производства, эксплуатацию машин и механизмов, стоимость материалов/оборудования и прочие, относимые к СМР. Величина прямых затрат определяется «прямым счетом» в зависимости от их объема и величины сметных затрат с использованием соответствующих единичных расценок.

Накладные расходы учитывают затраты строительно-монтажных организаций, связанные с созданием общих условий производства, его обслуживанием, организацией и управлением.

Рассмотрим более подробно состав затрат, из которых складывается себестоимость продукции судостроительного предприятия.

Себестоимость продукции – это выраженные в денежной форме затраты предприятия на ее производство, которые включают: стоимость израсходованных материалов, инструмента, топлива и энергии; заработную плату работников с отчислениями на социальное страхование; расходы на содержание производственных помещений и общезаводских служб, амортизацию и ремонт основных фондов и другие расходы.

Все затраты группируются по экономическим элементам и по статьям калькуляции.

Для капитального строительства не используются некоторые виды статей затрат, применяемых в судостроении по экономическим элементам. Перечислим их:

– статья «Сырье и материалы», в состав которой входят стоимость материалов для изготовления изделий, а также стоимость материалов (формовочных, флюса для сварки и др.) на технологические цели, – данная статья затрат не применима в капитальном строительстве, за исключением стоимости вспомогательных материалов, по причине выполнения работ на строительной площадке заказчика из готовых узлов/конструкций/модулей;

– статья «Полуфабрикаты собственного производства», в состав которой входит стоимость продукции металлургических и заготовительных цехов (литье, поковки, штамповки), – данная статья затрат не применима в капитальном строительстве ввиду отсутствия мощностей и потребности в них;

– статья «Расходы на подготовку и освоение производства», в состав которой входит погашение расходов по освоению новых производств, цехов и агрегатов (пусковые расходы), а также затраты на подготовку и освоение производства новых видов изделий, отчисления в фонд освоения новой техники, – данная статья затрат не применима в

Стоимость строительства новых, реконструкции, расширения и технического перевооружения действующих предприятий, зданий и сооружений, включая объекты, относящиеся к опасным производственным объектам, – это сумма денежных средств, требующихся для их осуществления, определяемая в составе инвестиций.

капитальном строительстве ввиду отсутствия мощностей и потребности в них с учетом производства работ на территории заказчика;

– статья «Цеховые расходы», в состав которой входят затраты, связанные с управлением и обслуживанием производства в цехе: зарплата аппарата управления цеха с отчислениями на социальное страхование; отчисления на содержание, амортизацию и текущий ремонт зданий и сооружений общецехового назначения; на рационализацию и изобретательство; на охрану труда, – данная статья затрат не применима в капитальном строительстве ввиду отсутствия мощностей и потребности в них с учетом производства работ на территории заказчика.

Накладные расходы судостроительного предприятия суммарно значительно отличаются от суммы накладных расходов, возникающих в капитальном строительстве.

Одной из значимых статьей затрат является содержание основных производственных фондов (ОПФ), которые в последующем учитываются в составе цеховых и общезаводских расходов.

ОПФ – это средства производства, которые многократно участвуют в производственных циклах, сохраняя при этом свою натуральную форму. Их стоимость постепенно, по мере износа, переносится на стоимость изготовляемой продукции. Вещественным содержанием ОПФ являются средства труда.

Структура ОПФ зависит от специфики производства (строительство, ремонт), поэтому она неодинакова на различных предприятиях и в разных отраслях.

Для судостроительной промышленности характерны сравнительно высокий удельный вес дорогостоящих сооружений (слипов, стапелей, доков, эллингов и т. д.), относительно низкий удельный вес машин и оборудования из-за большой доли ручного труда (например, в монтажных, трубомедницких работах). Следует отметить, что судостроительные предприятия различных профилей имеют заметные колебания в структуре основных фондов. Например, на судостроительной верфи значительна доля зданий и сооружений (до 50 %), а доля машин и оборудования сравнительно невелика.

По мере участия в процессе производства ОПФ изнашиваются. Различают износ физический (материальный) и моральный. Физический износ представляет собой утрату основными фондами своих производственно-технических качеств в результате работы и влияния природных факторов (коррозия и пр.). Моральный износ заключается в том, что основные фонды становятся отсталыми по своим техническим характеристикам и экономической эффективности.

Для экономического возмещения ОПФ их стоимость в виде амортизационных отчислений включают в затраты на производство продукции на протяжении всего срока функционирования. Эти отчисления производят по установленным нормам амортизации.

Выводы

Исходя из вышеизложенного необходимо выделить несколько значимых критериев по снижению стоимости и возможности их применения к строительству платформ.

- Использование серийной постройки с учетом сокращения темпов строительства за счет унификации – применение 100%-й серийности не достижимо по причинам разного числа скважин, условий использования (на свободной воде или в условиях постоянного льда), установки на различных глубинах, использования различного количества и мощности оборудования, отличных массогабаритных характеристик платформ.
- Инвестиции в производство предприятия, как следствие, повышение производительности труда – данный критерий возможно использовать по итогам изучения влияния инвестиционных вложений в производство в долгосрочном периоде с учетом увеличения амортизации в составе накладных расходов и снижения себестоимости продукции.
- Загрузка производства соответствующей паспортной мощности предприятий – возможно применить при условии обеспечения предприятий одновременно несколькими заказами.

Таким образом, учитывая, что на текущий момент в России активно разрабатываются морские месторождения, необходимо:

– актуализировать действующую нормативную базу с последующим закреплением ее на законодательном уровне;

– максимально разрабатывать документацию с учетом использования основных элементов технологических систем путем унификации с учетом опыта, полученного в том числе посредством применения извлеченных уроков на существующих месторождениях;

– реализовывать инвестиционные проекты с учетом максимального использования мощностей верфей судостроительного производства. ■

УДК 339.972

КРИТЕРИИ УПРАВЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНЫМ ОСВОЕНИЕМ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ И ЕГО РЕГУЛИРОВАНИЕ

И.А. Халидов, канд. эконом. наук, докторант
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
E-mail: khalidov.i@mail.ru

Ключевые слова: общественная эффективность; чистая экономическая стоимость (NEV); экологические и общественные затраты; чистая общественная стоимость (NSV).

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы определения общественной эффективности при государственном управлении освоением нефтегазовых ресурсов и его регулировании с учетом стоимости «экологических» и «общественных» затрат. Даны определение и анализ общественной эффективности, представлены и рассмотрены отдельные ее аспекты: чистая экономическая стоимость, а также чистая общественная и социальная стоимости. Схематически представлены прямые и косвенные последствия инвестиций в проекты на шельфе, приведена схема расчета чистой экономической стоимости по лицензионной программе в контексте общественной эффективности.

Разведка и добыча нефти и газа, особенно на морских проектах, за последние 20 лет принесла огромную пользу странам Северного моря, Мексиканского залива, на шельфе Бразилии и странах Юго-Восточной Азии.

Новые геологические и технологические открытия обеспечивают основу для продолжения деятельности в нефтегазовой промышленности, создают большие побочные эффекты для остальной части общества и будут чрезвычайно важны для будущего создания стоимости.

Первостепенной задачей органов государственного управления является формирование организационно-экономического механизма разработки месторождений, обеспечивающего наиболее эффективное использование нефтегазовых ресурсов.

Государственное управление освоением нефтегазовых ресурсов и его регулирование должны базироваться на определении общественной эффективности и оценке, характеризующей прирост благосостояния общества, т. е. оценке всех благ, получаемых обществом от реализации нефтегазовых проектов, с учетом стоимости «экологических» и «общественных» затрат [1]. В этом случае речь идет о чистой общественной стоимости, которая представляет собой оценку запасов месторождений исходя из стоимости запасов в недрах, экономических, экологических и общественных затрат при определенной ценовой конъюнктуре (определенных сценарных условиях). Ее определение исходит из трехступенчатого анализа:

Добывающие компании также несут издержки экологического и общественного (социального) характера, связанные с разработкой нефтегазовых месторождений на шельфе.

1. Оценки дисконтированной валовой выручки от продажи нефтегазовых ресурсов;
2. Расчета чистой экономической стоимости (NEV): из валовой выручки вычитаются затраты

на разведку, разработку, добычу и транспортировку;

3. Расчета чистой общественной стоимости (NSV): из чистой экономической стоимости вычитают затраты экологического и общественного характера (затраты, которые компании обычно не несут напрямую, но которые обычно возникают при разведке, разработке, добыче и транспортировке).

1. Дисконтированная валовая выручка представляет собой произведение объемов нефтегазовых ресурсов, отраженных на балансе нефтегазовой компании, на текущие цены на мировых рынках (биржах) с учетом ставки дисконтирования. Ставка дисконтирования, в свою очередь, определяется как средневзвешенная стоимость капитала нефтегазовой компании (WACC).

2. Чистая экономическая стоимость (NEV) представляет собой дисконтированную валовую выручку от продажи нефти и газа за вычетом всех затрат в процессе разведки, разработки, добычи и транспортировки. Часть чистой экономической стоимости идет в бюджет государства (собственника ресурсов на шельфе) в виде бонусов подписания, ренты, роялти и налогов. Оставшаяся часть NEV представляет прибыль добывающей компании.

Первостепенной задачей органов государственного управления является формирование организационно-экономического механизма разработки месторождений, обеспечивающего наиболее эффективное использование нефтегазовых ресурсов.

Отметим, что некоторые месторождения, лидирующие по стоимости запасов, будучи оцененными по чистой экономической стоимости (с учетом затрат), утрачивают свои позиции в рейтинге. Например, по данным Bureau of Ocean Energy Management (BOEM), нефте- и газоперспективные участки в Чукотском море и море Бофорта по запасам занимают соответственно третью и четвертую строчки в рейтинге, в то время как по чистой экономической стоимости они находятся на пятом и шестом местах. Это связано с тем, что в Арктике операционные затраты выше, что приводит к более низкой чистой экономической стоимости в расчете на 1 барр. нефтяного эквивалента (бнэ).

Интересно также соотношение чистой экономической стоимости и цены: когда цена растет, затраты обычно также растут, к тому же более высокие цены побуждают компании разрабатывать участки, ранее нерентабельные. Когда цены находятся в зоне более оптимистичного сценария, компании, как правило, разрабатывают одновременно месторождения как с низкими, так и с относительно высокими затратами. Когда же цены низкие (пессимистичный сценарий), компании преимущественно концентрируют свое внимание на разработке наиболее рентабельных проектов.

3. Чистая общественная стоимость (NSV) представляет собой чистую экономическую стоимость за вычетом общественных и экологических затрат. Чем выше значение данного показателя, тем больше преимуществ разработка данного конкретного проекта приносит для общества в целом, т. е. проект более безопасен.

Если брать базовый ценовой сценарий – чистая общественная стоимость в среднем составляет 98 % от чистой экономической стоимости.

Экологические и общественные затраты. Эти экологические и общественные затраты многочисленны и разнообразны. Нередко они связаны с загрязнением атмосферы, рисками нефтяных утечек и разливов, отрицательным воздействием на социальную инфраструктуру и условия жизни населения в районах проведения работ и другими последствиями, которые могут иметь и положительный вклад (строительство социальной инфраструктуры, социальная поддержка населения, которую оказывают нефтегазовые компании, и т. д.). Возможности эффективного управления этими процессами сдерживаются, в частности, отсутствием адекватной оценки и отражением в бухгалтерской отчетности соответствующих затрат природоохранного и социального характера.

Добывающие компании также несут издержки экологического и общественного (социального) характера, связанные с разработкой нефтегазовых месторождений на шельфе. К ним могут быть отнесены затраты, связанные с загрязнением воздуха, воды, угрозой развития рыболовства, рекреационных услуг в регионе. Например, модель для оценки соответствующих затрат, используемая BOEM, учитывает такие разливы нефти (в объеме от 100 тыс. барр.).

Интересно отметить, что, например, месторождения на Аляске (с точки зрения затрат эко-

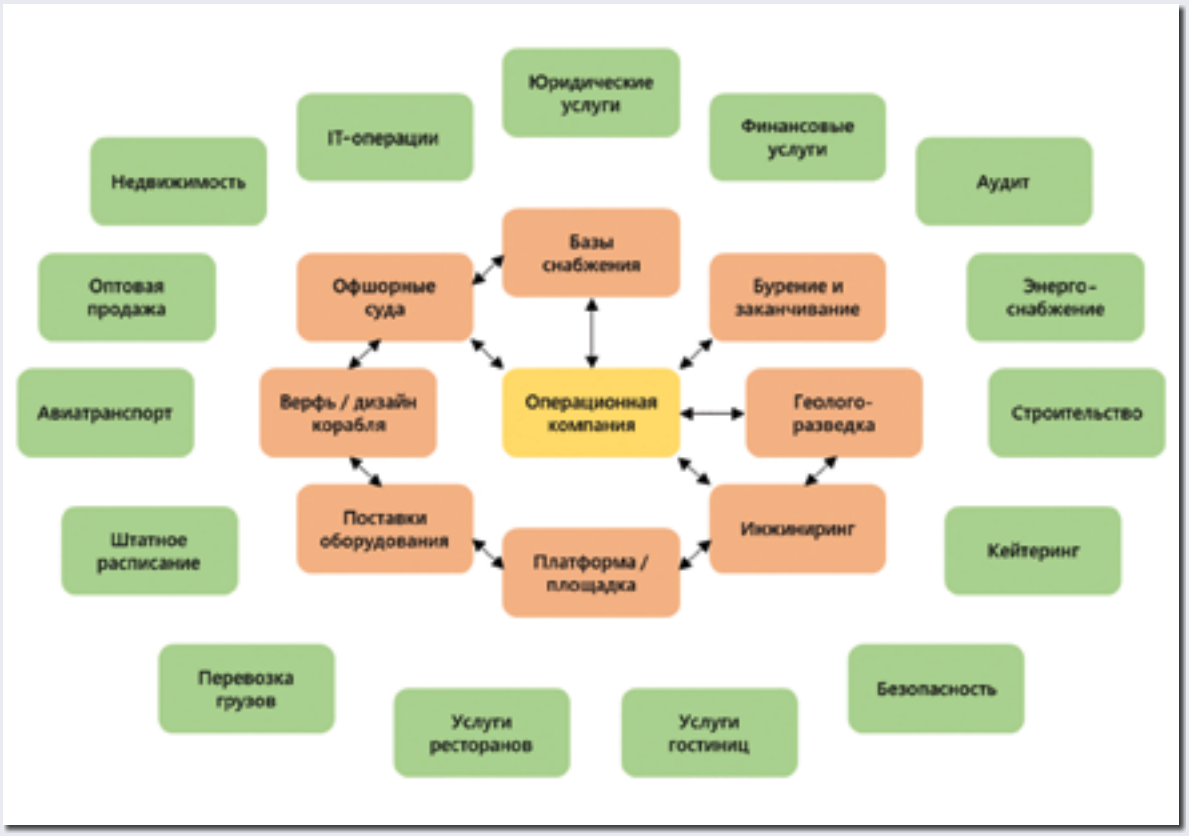


Схема последствий от инвестиций в проекты на шельфе

логического и общественного характера) менее затратные для добывающих компаний, чем аналогичные участки на западе Мексиканского залива. Поскольку Арктика – менее населенный регион с менее развитыми рекреационными ресурсами, в Мексиканском заливе ущерб от загрязнения воздуха, воды при разработке шельфа выше (ущерб здоровью населения, определенные угрозы развития сельского хозяйства и т. д.). То есть различия в затратах экологического и общественного характера связаны с разной степенью воздействия добывающей деятельности на окружающую среду и общество в целом.

Цель государственных органов управления – оценить стоимость различных месторождений на шельфе и сравнить их между собой с учетом объема запасов, возможных затрат, включая экологические и общественные издержки, исходя из разных рыночных условий (обычно рассматривают три сценария цены).

Единая в своей основе концепция оценки эффективности проектов освоения нефтегазовых месторождений с тремя описанными этапами и тремя уровнями оценки (корпоративным, уровнем государственного бюджета и уровнем общественной эффективности) на практике сводится к определению прямых, косвенных и внешних последствий от реализации проектов и имеет свои особенности применения в различных странах.

Часть чистой экономической стоимости идет в бюджет государства (собственника ресурсов на шельфе) в виде бонусов подписания, ренты, роялти и налогов. Оставшаяся часть NEV представляет прибыль добывающей компании.

Прямые последствия. Анализ рентабельности инвестиций в нефтегазовое производство показывает прямые экономические последствия деятельности. Прямые доходы включают доходы от продажи добытых нефтегазовых ресурсов на открытых и эксплуатируемых месторождениях, которые, в свою очередь, определяются объемами добычи и ценами на нефть, газ и ШФЛУ. Аналогичным образом прямые затраты охватывают инвестиции, а также стоимость использования оборудования, рабочей силы и энергии для разведки, разработки и эксплуатации проектов.

Косвенные последствия являются дополнительными и в этом контексте включают доходы и расходы, которые не отражаются в инвестиционных проектах, но отражаются в бюджете и счетах для смежных предприятий и отраслей.

Цель государственных органов управления – оценить стоимость различных месторождений на шельфе и сравнить их между собой с учетом объема запасов, возможных затрат, включая экологические и общественные издержки, исходя из разных рыночных условий.

Обычно их называют побочными (spin-offs) продуктами.

При оценке социально-экономического благосостояния общества существенное значение имеет общая сумма всех положительных и отрицательных косвенных последствий. A. Blomgren [2] схематически иллюстрировал прямые (на рисунке желтые и красные квадраты) и косвенные последствия (квадраты зеленого цвета). Анализ рентабельности деятельности компаний обычно не включает эти косвенные экономические последствия – побочные последствия в виде импульсов роста остальной экономики от разведки, разработки и эксплуатации новых месторождений за рассматриваемый период.

Внешние последствия. В дополнение к прямым и косвенным экономическим последствиям результат деятельности компаний включает внешние последствия в виде выгод и ущерба от проектов разведки и добычи, которые не отражены в решениях компании. Обычно они подразделяются на положительные и отрицательные.

Разведка и добыча могут иметь негативные последствия для других видов морской деятельности и приводить к расходам на снижение риска аварий и ущерба. Эти последствия регулируются отраслевым законодательством и частично учитываются в планах управления. Например, бурение вблизи коралловых рифов требует затрат на сбор бурового шлама.

Несмотря на соблюдение строгих экологических правил, компании могут сталкиваться с последствиями возможных выбросов нефти и газа. Стоимость этих работ должна быть включена в расчеты инвестиционных проектов.

Изменение климата, связанное с эмиссией CO_2, представляет собой другой пример внешних последствий. Наиболее важным инструментом климатической политики для сокращения производства парниковых газов являются эмиссионные квоты и налоги на выбросы CO_2, включаемые в расчеты.

Величина NEV представляет дисконтируемый (обычно с нормой 4–7 %) валовый доход от добычи нефти и газа за вычетом дисконтированных затрат на ГРР, разработку и добычу [3]. Эти затраты включают оплату труда, финансовых обязательств, стоимость основных средств производства, услуг менеджмента и другие факторы производства. Получаемая величина NEV включает доходы владельца недр, которые реинвестируются или распределяются инвесторам, а также государственные налоги и доходы от лицензий, которые причитаются обществу. NEV также может быть приравнена сумме, складывающейся из дисконтированной величины роялти, ренты, бонуса, налогов и прибылей (за вычетом налогов). NEV рассчитывается для каждой программы развития лицензионного участка, используя тот же график операций ГРР, разработки и добычи, который моделируется для получения экологических и социальных затрат для предлагаемой программы развития лицензионного участка.

При этом инкрементный эффект по NEV рассчитывается как разница между программой развития лицензионного участка и аналогичной программой без опции продажи лицензионного участка.

Программу развития лицензионного участка можно выразить математически [4]:

$$NEV_i = \sum_t^n \left[\frac{(AG_{it}\ PG_t) + (AO_{it}\ PO_t) - C_{it}}{(1+r)^t} \right],$$

где NEV_i – чистая экономическая стоимость; AG_{it} – ожидаемая добыча газа (бнэ) по i-му объ-

екту в году t; PG_t – цена газа, ожидаемая в году t; AO_{it} – ожидаемая добыча нефти (бнэ) по i-му объекту в году t; PO_t – цена нефти, ожидаемая в году t; C_{it} – затраты на ГРР, разработку и добычу; r – норма дисконтирования; n – срок использования лицензии.

Обычно величину NEV рассчитывают для трех сценариев прогноза постоянных цен нефти и газа. В таком случае приведенный выше метод расчета чистой прибыли обеспечивает лицу, принимающему решение, наилучшую информацию для выбираемой лицензионной программы.

Показатель NEV отличается от других оценок регионального экономического вклада от проводимых операций, предлагаемых в других работах. При анализе регионального экономического вклада компаний измеряется произведенный валовый эффект, или относительный вклад различных отраслей (секторов) в рамках местной или региональной экономики. Но такой подход не позволяет выявить вклад этих видов деятельности в общественное благосостояние, поскольку при этом не учитываются альтернативные виды деятельности, которые предстоит выполнить для обеспечения получения этого валового эффекта. Концепция NEV считается эффективным инструментом при сравнении доходов и расходов по различным конкурирующим альтернативам.

В то время как показатель NEV учитывает издержки частных компаний на ГРР, разработку и добычу нефтегазовых ресурсов при рассмотрении результатов деятельности компаний, показатель NSV включает также издержки, связанные с риском загрязнения окружающей среды при операционной деятельности, связанной с организацией добычи на шельфе.

Экологические и социальные издержки, возникающие в ходе реализации проекта, весьма разнообразны. Лишь некоторые из них учитываются в бухгалтерских отчетах добывающих компаний.

При моделировании обычно используются несколько групп экологических и общественных затрат; в качестве примера три из них приведены ниже:

- рекреационные потери: снижение доходности в малом и среднем бизнесе, включающем в том числе предпринимателей в сфере рыболовства, пляжного туризма и др.;
- качество воздушной среды: денежная стоимость здоровья человека и экологические ущербы, вызванные дополнительной вредной эмиссией от нефтегазовой деятельности;
- стоимость частной собственности (земельных участков).

Анализ рентабельности инвестиций в нефтегазовое производство показывает прямые экономические последствия деятельности.

Заключение

Выбор инвестиционных проектов и программ лицензирования при освоении нефтегазовых ресурсов должен базироваться на критериях эффективности соответствующего уровня принятия решений: корпоративном, уровне государственного бюджета, общественном (народно-хозяйственном).

В качестве основного критерия выбора альтернативных инвестиционных программ следует использовать показатель чистой общественной стоимости, который расчитывается по описанной трехступенчатой схеме.

Для проектов освоения перспективных территорий и месторождений на шельфе учет экологической и социальной составляющих инвестиционного анализа имеет первостепенное значение. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Смоляк С.А. Экономические проблемы разработки УВ месторождений // «Neftegaz.RU». – 2020. – № 6. – URL: https://magazine.neftegaz.ru/articles/gosregulirovanie/556003-ekonomicheskie-problemy-razrabotki-uv-mestorozhdeni/ (дата обращения: 13.05.2023).

2. Industribyggerne 2015. Report, Iris – 2015/031 / A. Blomgren [et al.] – URL: https://www.menon.no/wp-content/uploads/Industribyggerne-2015-Rapport-IRIS-2015-031-230315.pdf (дата обращения: 12.05.2023).

3. World Bank 2022. – URL:https://www.worldbank.org/en/about/annual-report (дата обращения: 17.05.2023).

4. Economic analysis methodology for the 2017–2022 outer continental shelf oil and gas leasing program. BOEM 2016. – URL: https://www.boem.gov/sites/default/files/oil-and-gas-energy-program/Leasing/Five-Year-Program/2017-2022/Economic-Analysis-Methodology.pdf (дата обращения: 14.05.2023).

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

В октябре 2022 г. ООО «Газпром морские проекты» и РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина утвердили программу сотрудничества до 2025 г., которая предусматривала участие руководства компании в образовательном процессе университета. В рамках разработанной программы 15 мая 2023 г. в Губкинском университете состоялось торжественное закрытие курса лекций «Реализация морских проектов по добыче нефти и газа» с участием ректора Губкинского университета **В.Г. Мартынова** и генерального директора ООО «Газпром морские проекты» **С.Г. Зенина**.

Курс состоял из шести модулей и охватывал ключевые этапы реализации шельфовых проектов: проектирование, бурение, обустройство и освоение морских месторождений. В программу курса были включены лекции по разработке крупных нефтегазовых проектов на шельфе, логистике и морским операциям, экологии в Арктике. Лекции читали заместитель генерального директора по проектированию **Г.С. Оганов**, заместитель генерального директора по перспективному развитию **Б.А. Сердитов** и другие ведущие специалисты компании.

Курс лекций вызвал интерес как у обучающихся, так и у профессорско-преподавательского состава факультетов: разработки нефтяных и газовых месторождений; инженерной механики; проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта; геологии и геофизики нефти и газа; химической технологии и экологии; автоматики и вычислительной техники; экономики и управления; международного энергетического бизнеса; юридического; комплексной безопасности топливно-энергетического комплекса.

Благодаря курсу лекций у присутствующих появилась уникальная возможность ознакомиться с производственным опытом, накопленным компанией ООО «Газпром морские проекты» при реализации проектов по освоению газовых месторождений Каменномысское-море и Северо-Каменномысское на российском арктическом шельфе в Обской губе Карского моря. Лекции вызывали у слушателей многочисленные вопросы, состоялась оживленная дискуссия.

По окончании курса лекций и прохождении итогового теста слушателям были вручены сертификаты, подтверждающие прохождение курса. ■

Б.А. Сердитов,
А.Е. Сторожева

Слушатели курса

Вручение сертификата о прохождении курса

Курс лекций
«Реализация морских проектов по добыче нефти и газа»

№	Тема	Содержание	Лектор
МОДУЛЬ 1 «Реализация нефтегазовых проектов на шельфе»			
1	**Морские проекты компаний Группы «Газпром»: опыт реализации и перспективы развития**	Ретроспектива морских проектов компаний Группы «Газпром»	Сердитов Б.А.
2	**Контрактные стратегии при реализации крупных проектов на шельфе: зарубежный опыт и российская практика**	Обзор типовых контрактных стратегий при реализации крупных шельфовых проектов, преимущества и недостатки, выученные уроки при реализации проектов в РФ	Жафяров Р.Р.
3	**Практики применения проектного подхода при обустройстве морских нефтегазовых месторождений**	Анализ проектного подхода	Сердитов Б.А.
4	**Концептуальное проектирование обустройства морских нефтегазовых месторождений: роль, инструменты и практика в российских нефтегазовых компаниях**	Обзор функции концептуального проектирования при обустройстве морских месторождений, зарубежная практика и особенности при выполнении предпроектных исследований/работ на ранних стадиях жизненного цикла проекта	Жафяров Р.Р.
МОДУЛЬ 2 «Проектирование и бурение морских скважин»			
5	**Основы проектирования строительства морских скважин Разработка рабочей документации на строительство морских скважин**	Общие сведения и особенности проектирования скважин в морских условиях, нормативная и иная документация для разработки ПД. Прохождение ведомственных и государственных экспертиз	Оганов Г.С.
6	**- Буровые суда - Полупогружные и самоподъемные плавучие буровые установки - Технические средства для наклонно направленного бурения, контроля и управления траекторией ствола скважины**	Описание установок для производства буровых работ на море. Технические средства – КНБК, MWD/LWD, РУС	Оганов Г.С.

№	Тема	Содержание	Лектор
7	**Проектирование профилей и конструкций морских скважин**	Типы профилей скважин, примеры расчета, выбор конструкций скважин	Оганов Г.С.
8	**Бурение многозабойных скважин (МЗС) и зарезка боковых стволов (ЗБС) на морских месторождениях**	Особенности строительства многозабойных скважин и зарезки боковых стволов	Оганов Г.С.
МОДУЛЬ 3 «Проектные сервисы: ценообразование, планирование, снабжение и пр.»			
9	**Ценообразование при обустройстве морских месторождений**	Особенности и основные отличия ценообразования в рамках морских проектов при реализации обустройства	Захарова Н.Г.
10	**Закупочные бизнес-процессы**	Основные способы закупок оборудования, работ, услуг, применяемые в группе компаний «Газпром». Действующие алгоритмы и методики выбора наилучших поставщиков, подрядчиков	Глухов А.М.
11	**QAQC**	Контроль качества оборудования, работ, услуг при строительстве и эксплуатации объектов на шельфе. Алгоритм процесса. Функционал QAQC	Глухов А.М.
12	**Инструменты календарно-сетевого планирования при управлении реализацией крупных проектов на шельфе**	Система календарно-сетевого планирования, ее роль и особенности при строительстве морских нефтегазовых сооружений	Проданов Т.М.
13	**Материально-техническое обеспечение и управление складом при реализации крупных нефтегазовых проектов**	Основные аспекты при планировании закупочных процедур и поставки оборудования и материалов в рамках реализации крупных проектов	Жафяров Р.Р.
14	**Законодательная и нормативная база морской нефтегазовой отрасли**	Обзор основных федеральных законов, нормативных правовых актов, национальных стандартов и других нормативных документов, регулирующих освоение морских нефтегазовых ресурсов. Перспективы изменения федерального законодательства	Маричев А.В.

№	Тема	Содержание	Лектор
МОДУЛЬ 4 «Логистика и морские операции»			
15	**Транспортно-логистическое обеспечение Нефтегазовых Проектов в Обской и Тазовской губах**	Условия и проблемы транспортировки грузов в российской Арктике, в том числе в условиях мелководья. Обзор основных применяемых и перспективных транспортных средств. Варианты организации снабжения	Маричев А.В.
16	**Морские операции по установке верхних строений в море**	Проведение морских операций по транспортировке, установке и закреплению верхних строений и опорного основания на точке эксплуатации	Шумовский Д.Ю.
МОДУЛЬ 5 «Экология Арктики»			
17	**Освоение площадок обустройства нефтегазовых месторождений и проектирование береговых сооружений на побережье арктического шельфа**	Оценка геокриологических условий побережья и возможности развития опасных природных процессов. Геотехническое обоснование и разработка проектных решений. Прогнозные теплотехнические расчеты. Комплекс мероприятий, направленных на обеспечение эксплуатационной надежности сооружений. Единая система мониторинга	Магомедгаджиева М.А.
18	**Проектирование кустовых площадок в условиях наличия многолетнемерзлых грунтов**	Особенности проектирования КП на ММГ. Прогнозные теплотехнические расчеты для подбора высоты насыпи и оптимального расстояния между газодобывающими скважинами. Разработка компенсирующих мероприятий. Геотехнический мониторинг	Магомедгаджиева М.А.
19	**Инженерно-экологические изыскания и особенности оценки современного состояния окружающей среды объектов Арктики**	Цели, задачи и состав ИЭИ на морских объектах; принципы, методики и этапы выполнения работ. Планирование и выполнение производственного и фонового экологических мониторингов	Каштанова И.Е.

№	Тема	Содержание	Лектор
20	**Экологическое проектирование шельфовых объектов. Основные подходы при разработке мероприятий по защите окружающей среды**	Выполнение оценки воздействия с учетом особенностей расположения объектов, требований законодательства и существующих ограничений. Основные мероприятия по защите окружающей среды от загрязнений и процедуры согласования проектной документации для морских объектов	Каштанова И.Е.
МОДУЛЬ 6 «Проектно-изыскательские и строительно-монтажные работы при обустройстве месторождения Каменномысское-море»			
21	**Организация строительства МЛСП методом распределенной верфи**	• Особенности строительства морских проектов (параллельное производство и проектирование) • Причины / обоснование строительства проекта ЛСП «Каменномысская» методом распределенной верфи • Характеристика предприятий, участвующих в строительстве ЛСП «Каменномысская» • Распределение модулей ЛСП «Каменномысская» по верфям, масса – габаритные характеристики • Процесс / этапы строительства модулей ЛСП «Каменномысская» на верфях • Интеграция опорного основания (конструктивные особенности, стыковка на плаву) • Интеграция верхнего строения (последовательность формирования верхнего строения) • Логистические операции и использование грузоподъемной техники, систем по перемещению крупнотоннажных конструкций при строительстве ЛСП «Каменномысская»	Горжалцан И.Д.
22	**Технологии укладки подводных трубопроводов и используемые для этого флот и техника**	Технологии укладки и заглубления подводных трубопроводов от ЛСП «Каменномысская» до берегового УКПГ, применяемых для этого техники и флота	Куропаткин С.Ю.

№	Тема	Содержание	Лектор
23	**Аварийно-спасательное обеспечение работы МЛСП в условиях мелководных замерзающих морей**	Проектные решения по организации аварийно-спасательного обеспечения ЛСП «Каменномысская» в зимний период, когда работа ледоколов становится невозможной	Куропаткин С.Ю.
24	**Вопросы энергоснабжения МЛСП. Критерии выбора места размещения энергоустановки (бортовая/на берегу)**	Обзор выполненных на этапе разработки основных технических решений, анализ целесообразности размещения энергомодуля на борту ЛСП или выноса его на берег (с подачей энергии по подводному кабелю)	Куропаткин С.Ю.
25	**Выбор количества МЛСП для освоения месторождения. Целесообразность строительства технологических модулей отдельными сооружениями**	Принцип определения целесообразности строительства блоков и модулей платформы отдельными сооружениями на примере разработки концепта МЛСП для Северо-Каменномысского месторождения	Куропаткин С.Ю.
26	**Выбор типов оснований МНГО и материалов их исполнения в зависимости от природно-климатических условий месторождения**	Обзор типов опорных оснований МНГО (остров/железобетонные гравитационные/стальные свайные) и сформулированы критерии их выбора под конкретные природно-климатические условия	Куропаткин С.Ю.
27	**Комплексное освоение групп месторождений, синергия проектов с целью повышения экономической эффективности**	Особенности формирования газодобывающих кластеров, состоящих из группы месторождений, подходов к формированию общей инфраструктуры с целью снижения затрат и повышения рентабельности разработки и освоения	Куропаткин С.Ю.

КАФЕДРЕ «ОСВОЕНИЕ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ» РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА 25 ЛЕТ

Е.В. Богатырева, доцент, канд. техн. наук, заведующий кафедрой;
Д.А. Мирзоев, профессор, д-р техн. наук
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина;
E-mail: bogatyreva.e@gubkin.ru

По прогнозным оценкам, истощенность континентальных нефтегазовых месторождений составляет 30–50 %, а месторождений континентального шельфа менее 1 %. Поэтому основные объемы прироста запасов, увеличение и стабилизация добычи нефти и газа в системе ТЭК должны планироваться за счет ресурсов и запасов континентального шельфа, обладающего уникальными ресурсами. Такой вывод можно сделать, проведя краткий анализ углеводородных ресурсов континентального шельфа Арктики и Дальнего Востока, а также российской части Каспийского, Азовского, Черного и Балтийского морей.

Разработка концепции освоения углеводородных ресурсов арктического континентального шельфа Российской Федерации должна основываться в первую очередь на создании инновационных передовых техники, технологии, сооружений и оборудования для условий Арктики. Следует также отметить, что доля ожидаемых ресурсов российского сектора Арктики по природному газу составляет около 70 %, а по нефти – 40 %.

Поэтому есть необходимость подготовки кадров высшей квалификации по проблемам разведки, бурения, добычи, сбора, подготовки, хранения и транспорта добываемой продукции в условиях континентального шельфа Арктики и Дальнего Востока. Такой подготовкой вот уже четверть века занимается кафедра «Освоение морских нефтегазовых месторождений» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.

Создание кафедры при поддержке ПАО «Газпром» 14 июня 1998 г. было важным стратегическим решением в системе высшего образования, обусловленным потребностью нефтегазодобывающей промышленности в подготовке высококвалифицированных кадров, способных успешно решать в комплексе наукоемкие технические и технологические проблемы, связанные с проведением геолого-разведочных работ, бурением скважин, добычей нефти и газа, промысловой подготовкой и транспортировкой углеводородов потребителям в условиях континентального шельфа. Успех в данном направлении зависит от возможности применения передовых технологий, технических средств и оборудования и, самое главное, от специалистов, которые этим владеют.

Выполненный за истекший период комплекс работ по поиску и разведке морских нефтегазовых месторождений позволил установить, что Россия обладает уникальной и надежной ресурсной базой углеводородов на континентальном шельфе, которая будет служить основным источником получения энергоносителей в XXI в.

Основные интересы нефтегазовой отрасли России, и в первую очередь ПАО «Газпром», связаны с освоением континентального шельфа Печорского, Баренцева, Карского морей. Перспективные морские лицензионные участки ПАО «Газпром» расположены в суровых арктических и субарктических регионах, которые сгруппированы в четыре основных региональных кластера: Баренцевоморский, Обско-Тазовский, Карскоморский, Дальневосточный. Подходы к их освоению обусловлены рядом специфических особенностей: сезонностью проведения работ, удаленностью место-

рождений от существующей инфраструктуры, значительными капитальными вложениями, высоким уровнем риска и особыми компетенциями персонала.

С учетом определения направления развития техники и технологии для освоения морских лицензионных участков деятельность научного и инженерного сообщества должна быть направлена на создание новых технико-технологических решений по обеспечению нефтяников и газовиков необходимыми средствами для работы в этих условиях.

Все это подтверждает важность подготовки кадров для освоения месторождений углеводородов на континентальном шельфе.

Основной целью реализуемых кафедрой программ является подготовка молодых квалифицированных специалистов, готовых к работе в российских компаниях, осуществляющих проведение работ по созданию и внедрению комплекса технических решений и мероприятий для различных гидрометеорологических, горно-технологических и географических условий континентального шельфа, обеспечивающих продвижение и освоение перспективных морских нефтегазовых технологий.

Б.А. Никитин, заведующий кафедрой освоения морских нефтегазовых месторождений с 1998 по 2018 г.

На кафедре идет подготовка кадров высшей квалификации по проблемам разведки, бурения, добычи, сбора, подготовки, хранения и транспорта добываемой продукции в условиях континентального шельфа Арктики и Дальнего Востока.

Организатором и бессменным руководителем кафедры на протяжении 20 лет был д-р техн. наук, профессор Никитин Борис Александрович, лауреат Государственной премии и премии правительства РФ. Борис Александрович способствовал прочному сотрудничеству кафедры с производственными предприятиями и научными организациями, объединив вокруг себя в период становления и в последующие годы инженеров и ученых, принимавших активное участие в освоении месторождений углеводородов континентального шельфа, которые передавали свой опыт студентам.

Профессорско-преподавательский состав кафедры имеет большой практический опыт по освоению шельфа Каспийского, Охотского, Баренцева морей и шельфа Вьетнама. В составе кафедры работали бывшие министр геологии РФ (профессор Л.И. Ровнин) и первый заместитель министра нефтяной промышленности страны (профессор Б.А. Никитин), непосредственно участвовавшие в освоении шельфа России.

Научная и исследовательская работа ведущих преподавателей в организациях, занимающихся вопросами освоения морских нефтегазовых месторождений, позволяет участвовать в решении важных научных проблем нефтяной и газовой промышленности, включая освоение морских нефтегазовых месторождений на шельфе России и зарубежных стран.

За 25 лет кафедрой подготовлено более 500 магистров (в том числе иностранных учащихся из Азербайджана, Казахстана, КНР, Вьетнама, Нигерии, Камеруна, Ганы, Колумбии и др.). Кафедра ведет подготов-

ку аспирантов по специальностям 2.8.2 – Технология бурения и освоения скважин (техн. науки); 2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (техн. науки) и до 16 октября 2022 г. по специальности 25.00.18 – Технология освоения морских месторождений полезных ископаемых.

Преподаватели кафедры с 2010 г. участвуют в реализации программы переподготовки кадров «Разработка морских нефтегазовых месторождений». Осуществлен выпуск 15 групп. По заказу компаний разработана программа переподготовки «Оборудование и технические средства для подводной добычи». С сентября 2022 г. реализуется новая программа повышения квалификации «Освоение морских нефтегазовых месторождений».

С целью совершенствования, улучшения учебного процесса, системы подготовки и переподготовки кадров для нефтяной и газовой промышленности в 2002 г. создан филиал кафедры в ООО «Газпром ВНИИГАЗ», на который возлагаются задачи организации научно-исследовательской, преддипломной практик, организация работы по обмену научно-технической информацией.

Для прохождения технологической практики магистранты направляются на производственные предприятия ведущих компаний нефтегазового комплекса: ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ООО «Газпром нефть», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ООО «Газпром морские проекты», ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром газобезопасность», ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», ООО «Арктический Научный Центр» и др.

За 25 лет кафедрой подготовлен полноценный учебно-методический комплекс из 51 наименования, в том числе выпущено 4 учебника, 32 учебных, учебно-методических и справочных пособия, 10 монографий.

В разработке учебно-методической базы активно участвуют не только профессорско-преподавательский состав кафедры, но и производственники. Так, с целью совершенствования комплексно-

Профессорско-преподавательский состав кафедры с выпускниками 2021 г.

Учебная аудитория кафедры имени Б.А. Никитина

го подхода к проектированию обустройства, обустройству и эксплуатации подводных промыслов в РФ, организации выполнения подводно-технических работ при активном участии производственников были изданы в 2017 и 2021 гг. два тома учебного пособия «Морские подводные нефтегазовые промыслы».

На кафедре продолжаются совершенствование образовательного процесса и модернизация материально-технической базы. За последние несколько лет при поддержке ПАО «Газпром» проведена модернизация помещений и учебно-материальной базы кафедры, позволившая повысить качество подготовки молодых специалистов, необходимых для реализации текущих и перспективных шельфовых проектов. Учебные аудитории кафедры оснащены современными компьютерами, на которых установлены программные продукты, активно используемые в учебном процессе. Актуализируются учебные планы программ подготовки, вводятся новые дисциплины и разрабатывается соответствующий учебно-методический комплекс.

Уникальные технологии используются во всех направлениях: геолого-разведочных работах, бурении, разработке месторождений, транспорте углеводородов на берег, обеспечении технологической и экологической безопасности. Магистрант – морской нефтяник или газовик – получает на кафедре углубленные знания по фундаментальным наукам и комплексному концептуальному подходу к разработке проектов освоения морских месторождений нефти и газа.

Предприятия нефтегазовой отрасли заинтересованы в специалистах, обладающих глубокими фундаментальными и профессиональными знаниями в области освоения морских нефтегазовых месторождений. Компаниям требуются квалифицированные специалисты, разбирающиеся в сложных технологических процессах (бурение, добыча, сбор, подготовка, хранение, транспортировка и др.) освоения морских нефтегазовых месторождений. Изучение дисциплин общенаучного и профессионального циклов, прохождение разных видов практик и научно-исследовательская работа на кафедре формируют высококвалифицированного специалиста, который удовлетворяет самым высоким требованиям современного предприятия. ■

ИТОГИ МЕЖДУНАРОДНОЙ ВЫСТАВКИ НЕФТЕГАЗ-2023

22-я Международная выставка оборудования и технологий для нефтегазового комплекса «Нефтегаз-2023», состоявшаяся 24–27 апреля 2023 г. в Москве в ЦВК «Экспоцентр», стала одним из ведущих мировых смотров с участием отечественных и зарубежных лидеров нефтяной и газовой отраслей, представителей экспертного сообщества.

Открытие выставки «Нефтегаз-2023»

Национальный нефтегазовый форум

Выставка оборудования и технологий для нефтегазового сектора в этом году поставила новые рекорды по всем статистическим показателям:

- 779 компаний из 12 стран;
- 509 новых участников;
- 23 560 посетителей из 63 стран мира и 80 регионов России;
- профессиональные посетители составили 99 % посетительской аудитории;
- 42 678 м^2 общей площади экспозиции;
- свыше 50 мероприятий деловой программы и более 150 докладов.

Высокий уровень проведения выставки полностью соответствовал статусу главной площадки России и Восточной Европы для демонстрации новейших технологических разработок и решений нефтегазовой индустрии, способных составить достойную конкуренцию зарубежным аналогам.

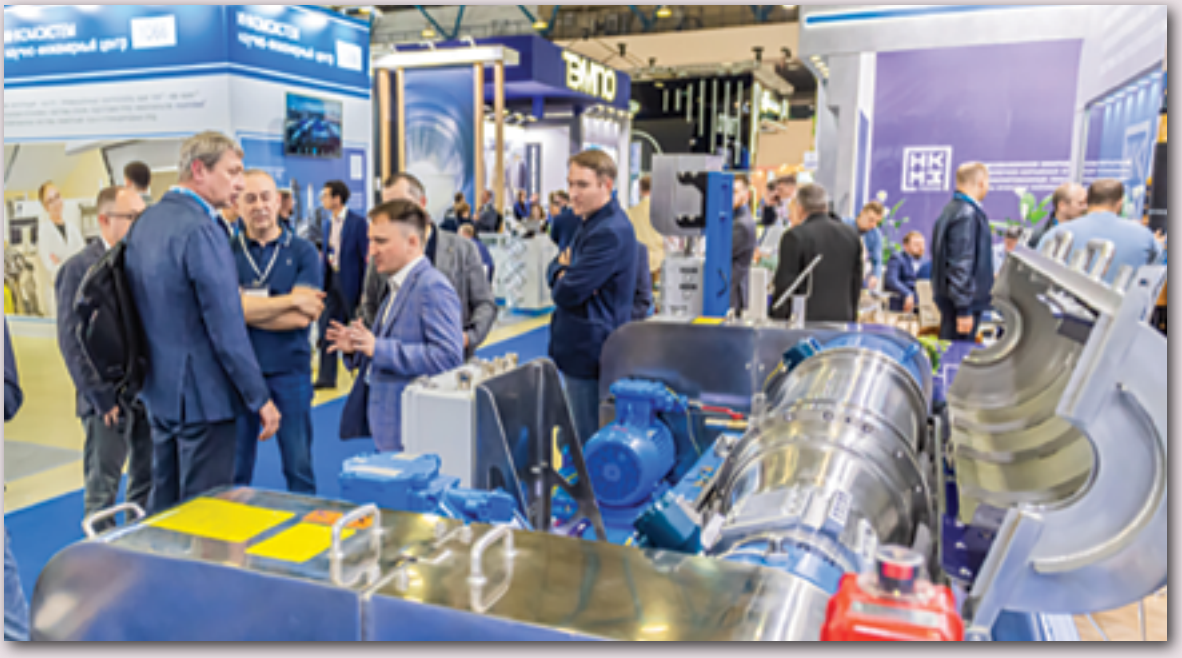
Выставка «Нефтегаз-2023» проводилась вместе с Национальным нефтегазовым форумом. В фокусе внимания участников стал поиск новых отечественных решений для отрасли.

В церемонии официального открытия выставки «Нефтегаз-2023» приняли участие президент Торгово-промышленной палаты Российской Федерации Сергей Катырин, заместитель председателя Комитета Совета Федерации Федерального Собрания Российской Федерации по экономической политике Константин Долгов, председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России, председатель комитета ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию топливно-энергетического комплекса Юрий Шафраник, президент Союза нефтегазопромышленников России Генадий Шмаль, генеральный директор АО «Экспоцентр» Алексей Вялкин.

Президент Торгово-промышленной палаты Российской Федерации Сергей Катырин:

– Выставка «Нефтегаз» проходит уже 45 лет. Это говорит о том, насколько она важна и востребована. И не только для нефтегазовой отрасли, но и всех тех, кто с ней связан. Это и машиностроители, и металлурги, и химики, и экологи, и производители новых материалов. Практически все отрасли связаны с нефтегазовой отраслью, которую можно назвать хребтом российской экономики.

Почетные гости отметили, что половина представленных компаний – это крупные ком-



На экспозиции выставки

пании международного уровня. Сегодняшние испытания дают им импульс к новым решениям.

Экспозиция

Генеральный директор АО «Экспоцентр» Алексей Вялкин:

– Выставка проходит в 22-й раз. Интерес колоссальный по сравнению с прошлым годом. И сама выставка, и количество экспонентов и площадей выросли в два раза. Очень важно участие зарубежных коллег, в том числе из Германии, Италии, Китайской Народной Республики, интересная экспозиция была у иранских компаний.

В выставке приняли участие 779 компаний (410 – российские) из 12 стран: Азербайджана, Германии, Израиля, Индии, Ирана, Италии, Казахстана, Китая, Белоруссии, Республики Корея, России, Турции.

Экспозиции располагались в четырех павильонах (10 залах) и на открытых площадках. Площадь экспозиции составила 15 282 м^2 нетто и 43 000 м^2 брутто. Последние разработки и достижения российских и зарубежных компаний в нефтегазовой отрасли продемонстрировали следующие участники: «Альбатрос», Боровичский комбинат огнеупоров, ВСМПО «Ависма», «Вэлан», «Газпром», завод «ГОРЭЛТЕХ», Завод инновационных технологий (ООО «ЗИТ»), Казахстанский завод нефтяного оборудования, «Камский кабель», Коломенский завод («Трансмашхолдинг»), НПП «КуйбышевТелеком – Метрология», НКМЗ, ОКБ «Вектор», ОМК, «Протон», «Релематика», «Реман Сервис», «Самсон Контролс»,

Сибирская машиностроительная компания, СНГ, НПП «Спецкабель», «Татнефть-Пресскомпозит», «Тобол», «Томсккабель», «Транснефть», ТМК, «Трэм Инжиниринг», Уральский трубный завод, «Уфагидромаш», холдинг «Кабельный альянс», «Уралмаш НГО Холдинг», «ЭКМ Холдинг», «Эмикон», «Атомэнергомаш», «ЭЛДИН», НПП «Элемер», НПО «Ризур и Реман-сервис», «Тяжпрессмаш», Группа ФИД, «Петровайзер», SJ Petroleum Machinery Co. Sinopec и многие другие.

Региональные коллективные стенды представили экспоненты из Алтайского, Краснодарского краев, Вологодской, Воронежской, Калужской, Нижегородской, Новгородской, Ульяновской, Челябинской областей, Республики Марий Эл, Республики Чувашия, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

На стендах выставки было представлено оборудование для буровых работ и строительства скважин, техника для охраны труда и промышленной безопасности, станки и инструменты для металлообработки, арматура, продукция для нефтехимии, взрывозащищенное оборудование, контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации, отечественное программное обеспечение и многое другое.

Особое место в экспозиции занимали образцы продукции, которые впервые были представлены рынку. Посетители стендов компаний смогли ознакомиться с разработками, получить консультации и задать интересующие их вопросы.

Наша особая благодарность партнерам-спонсорам выставки «Нефтегаз-2023»: АО «СИСТЭМ ЭЛЕКТРИК» (Systeme Electric, ранее Schneider

Спонсорами выставки «Нефтегаз-2023» выступила 21 компания: АО «СИСТЭМ ЭЛЕКТРИК» (Systeme Electric, ранее Schneider Electric в России) – официальный спонсор выставки; ООО «ЧИНТ ЭЛЕКТРИК» – официальный партнер выставки; ООО «ФЛЮИД ЛАЙН» – спонсор регистрации; ООО НПО «АвалонЭлектроТех»; АО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара»; АО «Атомик Софт»; ООО «Прософт-Системы» – партнеры деловой программы, ООО «ЧЭТА», АО «ЧЭАЗ»; ООО НПП «ЭКРА»; ООО «ТаграС-Холдинг»; ООО «ДФХК НЕФТЕМАШ РУС»; ООО «НПП «ГЕРДА» – партнеры выставки; ООО «НТА-Пром»; АО «ЭНЕРГОМАШ»; ООО «ХИМПРОМ»; ООО «Джерри – Нефтегазовое оборудование»; АО «ЮТэйр – Вертолетные услуги»; ООО «Группа ПОЛИПЛАСТИК»; ООО «Рус-КР» / KERUI GROUP; АО «НТЗ «ТЭМ-ПО» – тематические партнеры выставки.

Electric в России) – официальный спонсор выставки, ООО «ЧИНТ ЭЛЕКТРИК» – официальный партнер выставки, ООО «ФЛЮИД ЛАЙН» – спонсор регистрации, ООО НПО «АвалонЭлектроТех», АО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара», АО «Атомик Софт», ООО «Прософт-Системы» – партнеры деловой программы, ООО «ЧЭТА», АО «ЧЭАЗ», ООО НПП «ЭКРА», ООО «ТаграС-Холдинг», ООО «ДФХК НЕФТЕМАШ РУС», ООО «НПП «ГЕРДА» – партнеры выставки, ООО «НТА-Пром», АО «ЭНЕРГОМАШ», ООО «ХИМПРОМ», ООО «Джерри – Нефтегазовое оборудование», АО «ЮТэйр – Вертолетные услуги», ООО «Группа ПОЛИПЛАСТИК», ООО «Рус-КР» / KERUI GROUP, АО «НТЗ «ТЭМ-ПО» – тематические партнеры выставки. Всем спонсорам и партнерам были вручены памятные дипломы.

ПАО «Транснефть», которое в этом году отмечает свое 30-летие, было награждено дипломом Экспоцентра за эффективную организацию выставочной экспозиции, творческий подход к информационному наполнению и дизайну стенда, большой вклад в реализацию задач развития и укрепления отраслевого сотрудничества на выставке «Нефтегаз-2023».

Деловая программа

Деловая программа выставки и форума включила свыше 50 мероприятий. Темы выступлений коснулись широкого круга вопросов, решаемых участниками нефтегазового рынка в области поиска альтернатив поставкам нефтегазового оборудования и комплектующих, обслуживания уже имеющейся импортной техники, внедрения инноваций в условиях санкционного давления, а также решения других важных задач отрасли. Ряд специализированных мероприятий для экспонентов и профессиональных посетителей представил проект «Нефтегаз.LIVE», организованный АО «Экспоцентр».

Программу открыло выступление продакт-менеджера ООО «Флюид-Лайн» Алексея Калашникова об альтернативах западной запорной арматуре для КИПиА в 2023 г.

Внимание слушателей привлекла конференция «Кабельная продукция и технологии для нефтегазового комплекса», проходившая при поддержке Ассоциации «Электрокабель». Темы выступлений затронули различные аспекты промышленного применения кабельной продукции в нефтегазовой индустрии, в том числе инновационного характера. Профессиональные дискуссии затронули тему импортозамещения. В частности, компания «РН-Драгмет» презентовала доклад «Катализаторы нефтепереработки компании «Роснефть»: импортозамещение в действии».

В первый день прошли дискуссии на темы:

- «Возможности реагентов производства ООО «НПП «Макромер» им. В. С. Лебедева» для обеспечения импортозамещения в составах нефтепромысловых реагентов» при поддержке ООО «НПП «МАКРОМЕР» ИМ. В.С. ЛЕБЕДЕВА».
- «Инновации в применяемых материалах для снижения CAPEX промышленных объектов» при поддержке Ассоциации развития стального строительства.
- «Продукты и решения в области автоматизации и цифровизации» при поддержке ООО «ГК «БИТ».
- «Нефтесервисные услуги» при поддержке «ХАЙЛОН ОЙЛ СЕРВИС ЛТД».

Второй день работы был посвящен практическим вопросам адаптации нефтегазовой отрасли к изменившимся условиям деятельности.

Участники конференции «Возможности малого и среднего предпринимательства в закупках нефтегазовых компаний», которая проходила при поддержке ООО «Консалтинговая компания «Кавикс», сделали широкий обзор инструментов государственной поддержки малого и среднего бизнеса, в том числе при организации закупок в нефтегазовом секторе экономики.

Доклад «ИТ-инновации и сервисные решения при строительстве скважин» представила компания «Петровайзер», которая проделала большую работу по созданию стратегии цифровой трансформации по различным направлениям бизнеса, в том числе нацеленную на оптимизацию строительства нефтегазовых скважин.

Корпоративную сессию на тему «Обслуживание импортного промышленного оборудования в эпоху потрясений» сделал руководитель коммерческого департамента компании «Реман-Сервис» Дмитрий Иванов. Он отметил, что компания дает гарантию на оборудование, которое обслуживает, равную гарантии завода-производителя.

Завершил второй рабочий день программы «Нефтегаз.LIVE» форум «Современные технологические решения для нефтегазовой отрасли и исследований скважин. Развитие мультидисциплинарных команд», активное участие в подготовке и проведении которого приняли Клуб исследователей скважин и Московский институт нефтегазового бизнеса.

Теме «Перспективы робототехники в нефтегазовой отрасли и ТЭК» была посвящена конференция, состоявшаяся при поддержке Национальной ассоциации участников рынка робототехники.

При поддержке Ассоциации «Российский национальный комитет Мирового нефтяного совета» прошла еще одна конференция, посвященная технологическому развитию в условиях санкционных ограничений.

На одной из конференций нефтегазового форума

Открытое обсуждение на тему «Перспективы молодежи в нефтегазовой отрасли: диалог поколений» проходило в рамках сессии при поддержке Ассоциации «Российский национальный комитет Мирового нефтяного совета» (РНК МНС). Речь шла о взаимодействии вузовской науки и производства, востребованности разработок студентов и молодых ученых в промышленности, механизмах активизации сотрудничества отрасли и отраслевой науки, сконцентрированной в высшей школе. По мнению участников, престижность научной деятельности в нефтегазовой отрасли должна быть значительно повышена, а вложения в нее увеличены, в том числе за счет расширения нефтегазовыми компаниями соответствующих инвестиций в прикладные научные исследования, ориентированные на стратегические отраслевые задачи, импортозамещение и импортоопережение.

В этот же день состоялась конференция «Развитие и внедрение инноваций на производстве в условиях санкционного давления» при поддержке Научно-промышленной ассоциации арматуростроителей.

Завершающий день работы площадки «Нефтегаз.LIVE» был посвящен обсуждению вопросов, связанных с поставками оборудования для нефтегазовой отрасли.

В рамках дискуссии «Поворот на Восток: импортозамещение китайскими товарами и услугами» начальник отдела развития индустриальных сервисов, руководитель промышленного дивизиона по Восточной Европе инспекционной компании HQTS Герман Кузьменко рассказал об особенностях сотрудничества с компаниями из Китая и стран Юго-Восточной Азии в новых условиях и подчеркнул, что товарооборот России и Китая в последнее время значительно вырос.

Участники специальных сессий рассказали о продукции завода «Сибирь-Техника» для предприятий нефтегазовой отрасли, применении моноблочного оборудования устья скважины INTLEF при освоении нефтегазовых месторождений и стратегических отношениях в цепях поставок Isource. В рамках деловой программы мероприятия провели спонсоры и партнеры выставки: ООО «ХИМПРОМ», НПО «АвалонЭлектроТех», АО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара», АО «Атомик Софт».

Одним из ключевых мероприятий деловой программы выставки «Нефтегаз-2023» стал Национальный нефтегазовый форум (ННФ), организованный Министерством энергетики России, Министерством промышленности и торговли РФ, Российским союзом промышленников и

предпринимателей (РСПП), Торгово-промышленной палатой России (ТПП РФ), Союзом нефтегазопромышленников России, Российским газовым обществом.

Высокий уровень проведения выставки полностью соответствовал статусу главной площадки России и Восточной Европы для демонстрации новейших технологических разработок и решений нефтегазовой индустрии, способных составить достойную конкуренцию зарубежным аналогам.

Программа форума была разделена на три тематических блока, в рамках которых обсуждался широкий круг актуальных вопросов, стоящих сегодня перед нефтегазовой отраслью.

Темой первого дня обсуждения стала «Стратегия развития, экономика отрасли и международное сотрудничество».

В работе стратегической сессии «Стратегия России в меняющемся мире: поиск баланса между доступностью, экономической эффективностью и экологичностью энергоресурсов» приняли участие первый заместитель министра энергетики РФ Павел Сорокин, вице-президент ТПП РФ Дмитрий Курочкин, председатель Комитета ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России Юрий Шафраник, заместитель председателя Комитета ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, президент Союза нефтегазопромышленников России Генадий Шмаль, эксперты профильных комитетов и советов ТПП РФ.

Павел Сорокин выступил с докладом о ключевых итогах работы российского ТЭК в 2022 г., преодолении санкционного давления со стороны недружественных государств, а также о стратегическом развитии отрасли в контексте перемен на глобальном энергетическом рынке. Он отметил, что российский нефтегазовый комплекс стабильно развивается, в стране успешно реализуется программа социальной газификации, ведутся работы по импортозамещению нефтегазового и энергетического оборудования, экспорт переориентируется на другие рынки.

Юрий Шафраник представил подробный анализ состояния нефтегазовой отрасли и поделился своим видением перспектив ее развития как в России, так и в мире.

Важнейшей задачей нефтегазовой отрасли России в нынешних условиях, по мнению Дмитрия Курочкина, является значительное снижение затрат на производство нефти и газа, своеобразный «разворот» от требований и просьб о субсидиях и льготах к новым технологическим разработкам, которые кратно снижают издержки производства. И здесь встает проблема оперативного финансирования отраслевой науки. Он отметил, что эксперты Комитета ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК активно участвуют в реализации ряда проектов российского ТЭК, в первую очередь федерального проекта «Чистая энергетика», и разработке госпрограммы развития газового рынка в регионах России.

Во второй день состоялся ряд сессий на тему «Научно-технологическое развитие, импортозамещение и трансфер инноваций».

С учетом современных геополитических тенденций и главного вектора развития торгово-экономических отношений России одним из основных тематических направлений деловой программы форума третьего дня стал вопрос выстраивания новых экономических связей и формирования надежных технологических партнерств в евразийском пространстве с помощью таких международных структур, как ШОС, ЕАЭС, АСЕАН и БРИКС.

Проведение выставки и форума на единой площадке позволило одновременно обсудить важнейшие теоретические проблемы и практические задачи ТЭК и «вживую» ознакомиться с новейшими технологическими достижениями энергетической отрасли. Ведущие эксперты рассказали, как российские газовики и нефтяники выдерживают санкционный удар и какие направления развития отрасли наиболее эффективны в современных условиях.

Экспоненты и гости высоко оценили результаты участия в выставке и мероприятиях деловой программы. Они провели встречи с потенциальными партнерами, приняли участие в дискуссиях, заключили контракты на долгосрочную работу с клиентами.

Об этом говорят отзывы участников.

В следующем году 23-я Международная выставка «Нефтегаз-2024» пройдет с 15 по 18 апреля 2024 г. в ЦВК «Экспоцентр». ■

По материалам пресс-службы АО «Экспоцентр»

КНИГА В.С. ВОВКА, Ю.В. ЕВДОШЕНКО «ЭНЕРГИЯ ВЫСОКИХ ШИРОТ»

Презентация книги «Энергия высоких широт» (слева направо: С.Г. Зенин, генеральный директор ООО «Газпром морские проекты»; В.Г. Мартынов, ректор РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина; В.С. Вовк, советник генерального директора ООО «Газпром нефть шельф»

Вышла в свет книга авторов В.С. Вовка, Ю.В. Евдошенко «Энергия высоких широт», посвященная истории открытия и освоения месторождений нефти и газа на шельфе российской Арктики, активной реализации масштабных арктических проектов как основы устойчивого развития отечественного нефтегазового комплекса.

Группа «Газпром» является лидером в области разработки арктического шельфа, реализуя проекты на месторождениях Баренцева, Печорского, Карского морей, включая акватории Обской и Тазовской губ. Системное развитие научных, инженерных и технических компетенций специалистов компаний Группы «Газпром» позволило сделать шаг вперед в освоении Арктики.

В книге «Энергия высоких широт» рассматриваются современные тенденции в освоении арктических месторождений и отечественные инновационные разработки, приведены сведения о научных исследованиях, геолого-разведочных и проектно-изыскательских работах, проведенных в Арктике начиная с 30–40-х годов прошлого века до настоящего времени.

Приведенные в книге факты и оценки российских ученых, исследователей и специалистов нефтегазовой отрасли будут полезны всем, кто заинтересован в развитии российского нефтегазового комплекса. ■

3-6 ОКТЯБРЯ 2023

GF

XII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР
ГАЗПРОМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР
ТРУБНАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ

ПАРТНЕРЫ
ЗАГОРСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД
ГАЗПРОМБАНК
КОМИТА
БАНК РОССИЯ
ГМС ГРУППА

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626), GF@EXPOFORUM.RU

18+
@GASFORUMSPB
ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ НА НАШ TELEGRAM-КАНАЛ И ЧИТАЙТЕ НОВОСТИ РАНЬШЕ ВСЕХ!

GAS-FORUM.RU

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.

ГАЗПРОМ
МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ

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

ГАЗПРОМ
МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ

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

www.seaprojects.gazprom.ru