ГАЗПРОМ
МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

DESIGN AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

Освоение шельфа

Защита окружающей среды от загрязнения

Промышленная безопасность

Информация

№4. 2022

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 12.12.2022.
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

5 *Хоштария В.Н., Гуляев В.И.*
Формирование и развитие морской минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром» во втором десятилетии XXI в.

12 *Петренко В.Е., Нуриев М.Ф.*
Направления развития технологий и оборудования для освоения морских лицензионных участков

20 *Оганов Г.С., Меркурьев Д.В., Бабин И.М.*
Опыт проектирования и строительства скважин в акватории Арктики и континентального шельфа Российской Федерации

30 *Богатырева Е.В., Мирзоев Д.А., Вольгемут Э.А.*
Применение обобщенной методики оптимизации комплексных схем обустройства и освоения морских месторождений углеводородов

40 *Оганов Г.С., Сердитов Б.А., Куропаткин С.Ю., Марченко С.П.*
Особенности освоения газового месторождения Каменномысское-море

ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ

48 *Каштанова И.Е., Дубовцева С.В.*
Экологические аспекты воздействия на окружающую среду при строительстве скважин в арктических морях

54 *Соловьянов А.А.*
Добыча и сжигание попутного нефтяного газа в России

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

62 *Староконь И.В., Муравьев Е.А., Шмырев Д.В., Частухин А.П.*
Актуальные технические и правовые проблемы обеспечения промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса

ИНФОРМАЦИЯ

70 Делегация ООО «Газпром морские проекты» посетила Сахалин для участия в первом техническом форуме Дальнего Востока

72 Внешние мероприятия ООО «Газпром морские проекты» в первом полугодии 2023 года

Уважаемые коллеги!
Дорогие читатели!

Традиционно четвёртый номер научно-технического журнала «Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений» выходит в преддверии Нового года и Рождества. Провожать старый год принято подведением итогов, а встречать наступающий – планами и ожиданиями.

Прошедший год был насыщен важными событиями. За год мы опубликовали тридцать одну научную статью на важнейшие темы нефтегазовой отрасли: строительства скважин, освоения шельфа, трубопроводного транспорта, геологии, защиты окружающей среды, промышленной безопасности и другие. В журнале были размещены работы ведущих специалистов компаний Группы «Газпром», экспертов Российского газового общества, профессоров лучших отраслевых вузов страны. В рамках подписанного в начале года двустороннего соглашения о сотрудничестве с РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина за год в журнале было опубликовано семнадцать научных статей ученых, преподавателей и студентов Губкинского университета.

В 2022 году в редакционный совет и редколлегию журнала вошли семь докторов технических и геолого-минералогических наук, четыре кандидата технических и физико-математических наук из числа руководителей компаний «Газпром проектирование», «Газпром добыча Ямбург», «Газпром нефть шельф», профессоров Губкинского университета, Санкт-Петербургского горного университета, МГУ имени М.В. Ломоносова, Тюменского индустриального университета.

Журнал был представлен на главных отраслевых мероприятиях 2022 года в Санкт-Петербурге, Москве, Владивостоке, Тюмени, Астрахани. В журнале были опубликованы доклады и научные статьи специалистов компании «Газпром морские проекты» с нефтегазовых форумов и конференций. С 2017 года мы направляем печатную версию журнала в ведущие компании ТЭК и университеты страны, а электронную – публикуем на официальном сайте Общества для всех, кому интересна специфика развития нефтегазовой отрасли.

Будущие успехи – это в первую очередь результат проделанной работы. В следующем году мы планируем включить журнал в Перечень рецензируемых научных изданий. Убежден, вера в свои силы, ответственность и энтузиазм помогут осуществить намеченные цели.

От имени редакционного совета и редколлегии журнала, компании «Газпром морские проекты» и от себя лично поздравляю вас с наступающими праздниками! 2023 год обещает быть богатым на события. Желаю в Новом году ярких идей и проектов, удачи и благополучия, здоровья вам и вашим близким!

Генеральный директор
ООО «Газпром морские проекты» *С.Г. Зенин*

ООО «КРАСНОЯРСКГАЗПРОМ НЕФТЕГАЗПРОЕКТ» ПЕРЕИМЕНОВАНО В ООО «ГАЗПРОМ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ»

Совет директоров ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект» принял решение о смене наименования компании на ООО «Газпром морские проекты». Соответствующие изменения внесены 10 октября 2022 года в сведения о компании, содержащиеся в едином государственном реестре юридических лиц.

ООО «Газпром морские проекты» сосредоточит усилия на проектировании и инжиниринге объектов нефтегазового комплекса, в основном – для освоения и эксплуатации морских месторождений «Газпрома». В частности, компания будет выполнять предпроектные работы, инженерные изыскания, обеспечивать выбор технических решений и оборудования, сопровождать строительство и эксплуатацию морских нефтегазовых объектов, включая экологический и технический надзор. ООО «Газпром морские проекты» обладает для этого всеми необходимыми компетенциями.

С 2014 года компания является генеральным проектировщиком обустройства уникальных по размеру запасов газа месторождений Каменномысское-море и Северо-Каменномысское, расположенных на российском арктическом шельфе в Обской губе Карского моря. Кроме того, ООО «Газпром морские проекты» – подрядчик строительства Ледостойкой стационарной платформы (ЛСП), которая в перспективе обеспечит добычу газа на месторождении Каменномысское-море.

УДК 553.981.2

ФОРМИРОВАНИЕ И РАЗВИТИЕ МОРСКОЙ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ПАО «ГАЗПРОМ» ВО ВТОРОМ ДЕСЯТИЛЕТИИ XXI В.

В.Н. Хоштария, начальник управления, канд. геол.-минер. наук,
В.И. Гуляев, ведущий геолог управления
ООО «Газпром недра»
E-mail: v.gulyaev@nedra.gazprom.ru

Ключевые слова: минерально-сырьевая база; континентальный шельф; геолого-разведочные работы; прирост запасов; природный газ.

Аннотация. Существующая структура минерально-сырьевой базы РФ и ПАО "Газпром" претерпевает значительное изменение за счет увеличения доли запасов в акваториях окраинных и внутренних морей. Нарастающая истощенность и высокая изученность традиционных регионов газодобычи требуют от недропользователей фокусирования внимания на восполнении ресурсной базы на территориях со сложными природно-климатическими условиями. Активная реализация геолого-разведочных работ ПАО "Газпром" на континентальном шельфе дальневосточных и арктических морей за последнее десятилетие позволила существенно нарастить объем запасов природного газа.

Стремительный мировой рост потребления минеральных ресурсов последних десятилетий в первую очередь обеспечивается непрерывным увеличением добычи углеводородного сырья, где значительную роль играет природный газ.

По состоянию на 2020 г. мировые запасы природного газа составляют 198,4 трлн м^3. Примерно четверть всех (47,7 трлн м^3) сосредоточено в недрах РФ, включая континентальный шельф (рис. 1). Значительными объемами располагают Иран (32,1 трлн м^3), Катар (24,7 трлн м^3), Туркменистан (13,6 трлн м^3) и США (12,6 трлн м^3) [1]. Геолого-географическая структура минерально-сырьевой базы (МСБ) этих стран разительно отличается. Так, практически все запасы Катара сосредоточены в пределах континентального шельфа, а запасы природного газа США во многом связаны с месторождениями сланцевого газа.

Формирование мировой газодобывающей отрасли исторически начиналось с освоения континентальных запасов. Освоение морских месторождений во многом было отягощено нехваткой технико-технологических и научных компетенций. Однако уже сейчас значительную долю мировой добычи занимает морская газодобыча. Ключевыми продуцентами морской газодобычи выступают Катар и Норвегия.

Согласно открытым данным, в пределах акватории мирового океана суммарно разведано более 1400 месторождений нефти и газа, при этом в разработку введены около 300 месторождений. Особенно важно отметить, что количество месторождений арктических морей и морей с ледовыми условиями, находящихся в стадии освоения, – единицы.

Суровые гидрометеорологические условия Северного Ледовитого океана в совокупности с мощным ледяным покровом, высокими ледовыми нагрузками (включая айсберги) и аномальными отрицательными температурами значительно осложняют как реализацию поиска и разведки

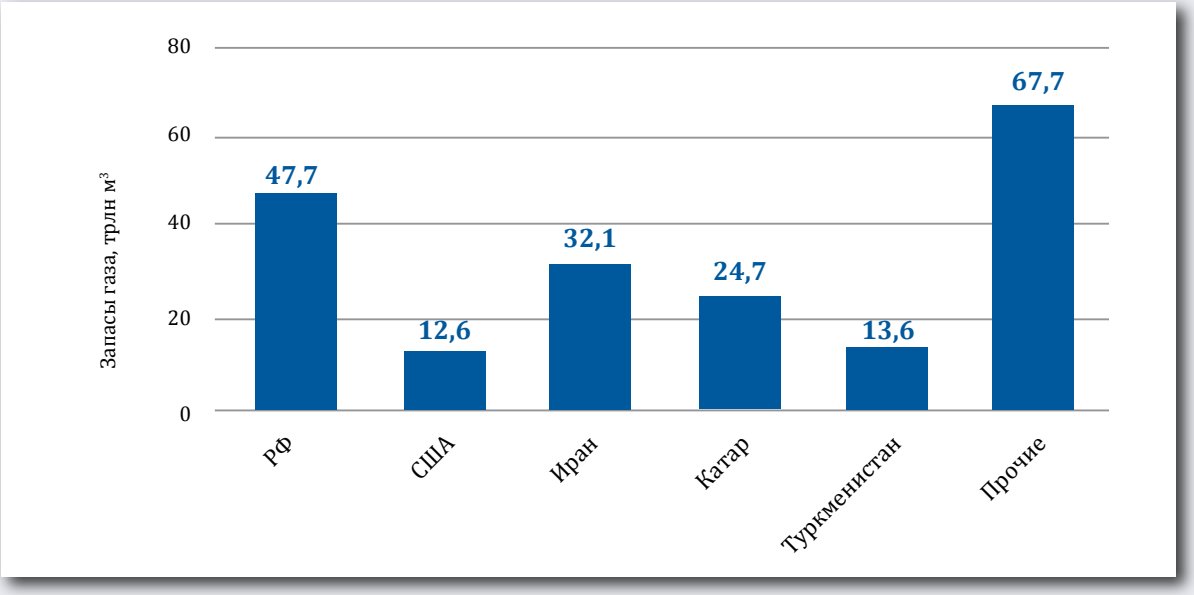


Рис. 1. Структура мировых запасов природного газа

Формирование мировой газодобывающей отрасли исторически начиналось с освоения континентальных запасов. Освоение морских месторождений во многом было отягощено нехваткой технико-технологических и научных компетенций.

ресурсов УВ, так и разработку огромных запасов Арктики.

Арктический шельф обладает огромным углеводородным потенциалом, объемы ресурсов составляют по разным оценкам до 100 млрд т нефтяного эквивалента.

МСБ природного газа России территориально охватывает большую часть и включает более 40 субъектов, в том числе и 13 морей. Кроме того, она характеризуется значительной неоднородностью по масштабам нефтегазоносности, геологическому строению и степени промышленного освоения.

Согласно оценкам ряда специалистов, существующие перспективные и прогнозные ресурсы природного газа в РФ насчитывают около 180 трлн м^3, что составляет более половины всех общемировых ресурсов. В частности, по величине разведанных запасов и перспективных ресурсов основная часть МСБ РФ сосредоточена в недрах Уральского ФО (более 55 %). Кроме того, значительная часть приурочена к Сибирскому ФО и Дальневосточному ФО – 22 и 8 % соответственно. На долю континентального шельфа РФ приходится порядка 107 трлн м^3 оцененных ресурсов природного газа, при этом ведущую роль здесь играет западно-арктический шельф, т.е. Карское и Баренцево моря – 54,5 и 30,1 трлн м^3 (49,6 и 27,4 %) [2].

Материковая часть России, а тем более территория в пределах существующих газодобывающих районов с развитой инфраструктурой в настоящий момент достаточно хорошо изучены, в связи с чем перспективы открытия новых месторождений, по размерам сопоставимых с месторождениями ряда Уренгойское–Ямбурское–Медвежье и т.д., крайне низки. Целевой фокус проведения ГРР в перспективе связан исключительно с континентальным шельфом.

РФ является одним из лидеров по добыче природного газа, на долю которого приходится около 17 % общемировой добычи. За последнее десятилетие ежегодные объемы добычи превышают 630 млрд м^3, несмотря на внешнеэкономические, политические и санкционные обстоятельства (рис. 2).

Добыча природного газа на шельфе РФ с 2015 по 2020 г., со-

гласно ГБЗ, составляла 8–10 % от суммарного произведённого объема (рис. 3), при этом основными регионами добычи являются Присахалинский шельф (Лунское НГКМ и Чайво НГКМ), а также Обско-Тазовский эстуарий (Юрхаровское НГКМ).

Особого внимания заслуживает высокая вовлеченность в разработку запасов природного газа традиционных регионов газодобычи и месторождений-гигантов. Так, по состоянию на 2020 г. доля Уральского ФО (Западно-Сибирская нефтегазовая провинция) в общероссийской добыче природного газа составила 83,3 % [1]. В последние годы сформировалась тенденция к истощению сеноманских залежей газа из-за селективной отработки в течение десятилетий, при этом возрастает доля низконапорных и трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Ввод ТРИЗ в разработку требует от добывающих компаний дополнительных финансовых и технологических затрат для компенсации ухудшающейся структуры МСБ, что в результате отражается на себестоимости и рентабельности добычи. Помимо этого, сравнительно низкие коллекторские свойства продуктивных отложений в совокупности с АВПД не позволяют в полной мере сохранить текущие темпы добычи на месторождениях.

Российская Федерация является одним из лидеров по добыче природного газа, на долю которого приходится около 17 % общемировой добычи. За последние десятилетие ежегодные объемы добычи превышают 630 млрд м^3, несмотря на внешнеэкономические, политические и санкционные обстоятельства.

ПАО «Газпром» является ключевой компанией топливно-энергетического комплекса РФ и имеет определяющее значение в развитии МСБ страны и газодобычи в целом. Компания обладает уникальным ресурсным потенциалом и является безусловным мировым лидером среди энергетических компаний по величине разведанных запасов (общая доля запасов природного газа составляет 16 % общемировых). Ежегодная суммарная добыча газа составляет более 65 % в российской газодобыче (см. рис. 2) и около 10 % в общемировой. Особенно важно отметить рост объемов добычи ПАО «Газпром» за последние 5 лет (2016–2021 гг.), который составил практически 100 млрд м^3 (более 20 %).

Важнейшую роль в объемах производства ПАО "Газпром" составляет зрелая ресурсная база Надым-Пур-Тазовского района Западно-Сибирской НГП. Компенсирование выпадающих объемов природного газа в данном районе и нара-

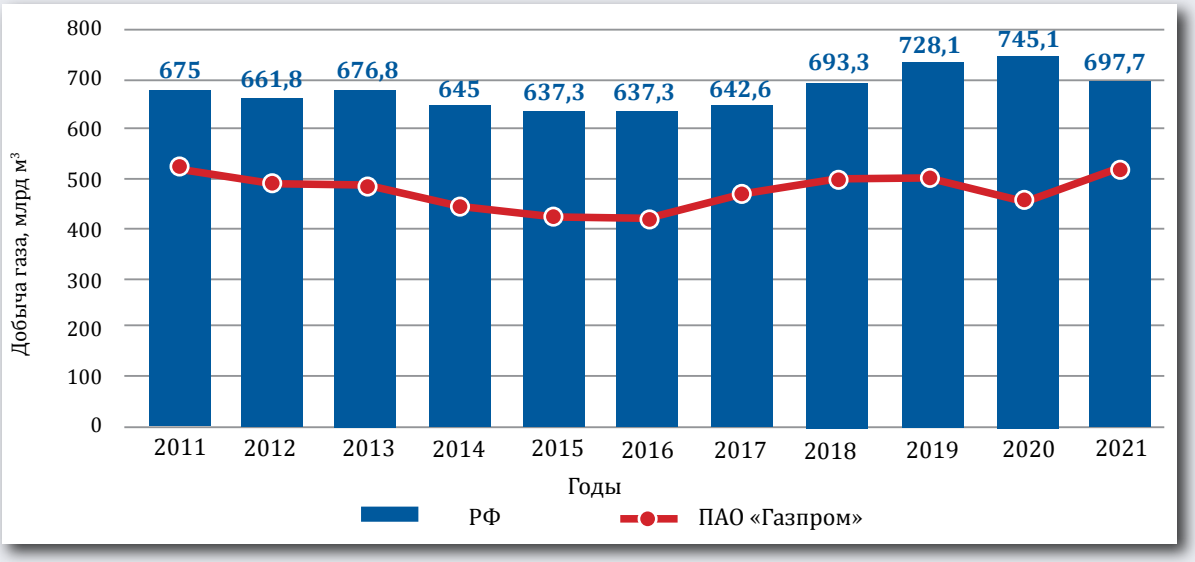


Рис. 2. Добыча природного газа РФ и ПАО «Газпром» [2–4]

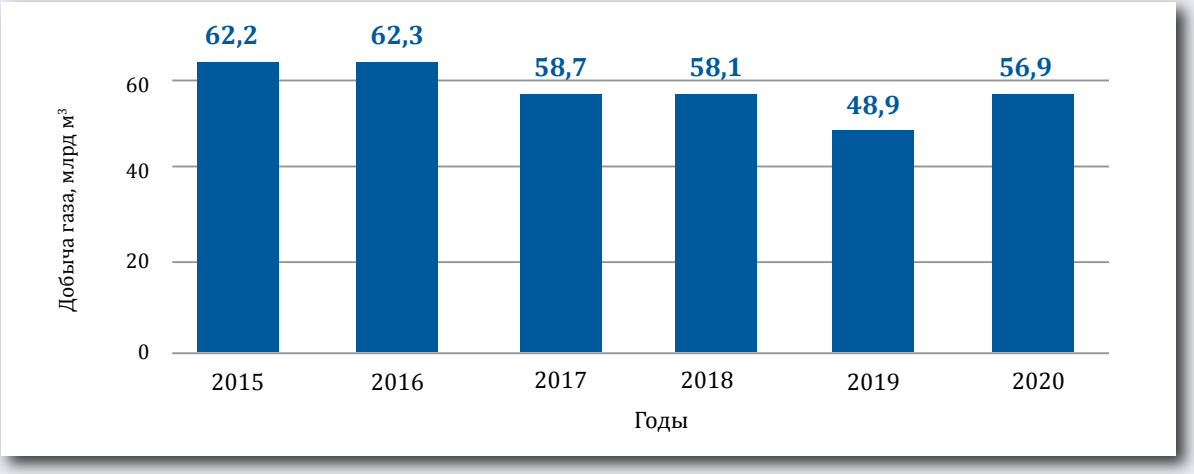


Рис. 3. Добыча природного газа РФ на континентальном шельфе

Будущее российской газодобычи неизбежно связано именно с эффективным освоением ресурсного потенциала УВ арктического континентального шельфа, в первую очередь Баренцева и Карского морей.

щивание газодобычных мощностей в настоящее время обеспечивает Ямальский центр газодобычи, сформированный на сырьевой базе Бованенковской группы месторождений альб-сеноманского и аптского НГК.

Распределение объемов запасов природного газа ПАО «Газпром», согласно ГБЗ, по состоянию на 01.01.2021 г. позволяет сделать вывод, что в настоящее время введено в разработку более 50 % всех запасов газа, при этом в ряде регионов РФ в разработку введены основные существующие запасы. Особое место в структуре МСБ компании занимают запасы в пределах континентального шельфа арктических и дальневосточных морей, объем которых составляет 8,3 трлн м^3, при этом в освоение введено порядка 0,1 трлн м^3 природного газа, а ежегодная добыча составляет не более 1,5 млрд м^3.

Ухудшением качества и структуры МСБ, связанным с нарастающим снижением ликвидных и высокоэффективных запасов в первую очередь сеноман-альбского комплекса Надым-Пур-Тазовского района, продиктовано восполнение и укрепление ресурсной базы компании. ПАО «Газпром" ставит перед собой ключевую задачу по развитию МСБ РФ, и в частности в пределах арктических и дальневосточных морей, которая закреплена в Единой политике по освоению континентального шельфа РФ, утвержденной в 2016 г. Председателем Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллером. Так, в соответствии с Единой политикой… особое внимание сосредоточено на поддержании и увеличении инвестиций в освоение нефтегазовых месторождений арктического шельфа для реализации масштабных морских проектов, что является стратегически важным решением Общества. Специализированной компанией-оператором всех ГРР ПАО «Газпром» выступает ООО «Газпром недра» (ранее ООО «Газпром геологоразведка»).

Для восполнения и расширения минерально-сырьевой базы ПАО «Газпром» проводит значительный комплекс ГРР с применением современных методов поиска и разведки УВ во всех нефтегазоносных провинциях как на суше, так и на континентальном шельфе морей РФ. Эффективность проведения ГРР на континентальном шельфе, включая выполнение СРР 2D/3D/4D и строительство поисково-разведочных скважин, с 2002 г. и по настоящее время подтверждается ежегодным приростом запасов газа природного газ.

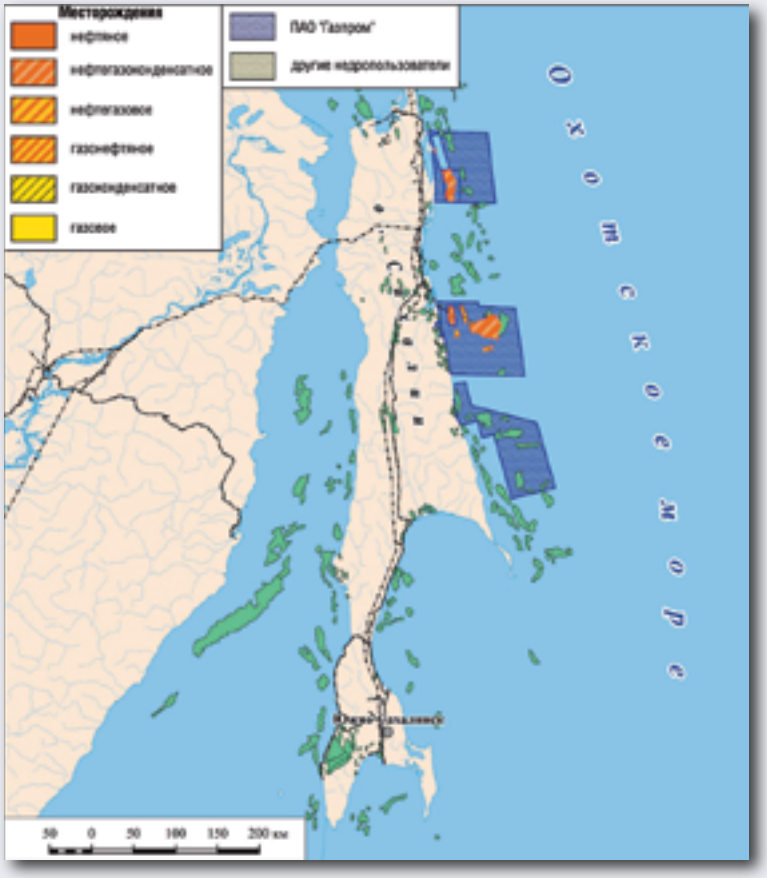
Территориально-географическая структура поисково-разведочного бурения ПАО

«Газпром» напрямую связана с существующей сырьевой базой и удаленностью от газодобывающих центров. Так, в настоящее время значительные средства направлены на восполнение МСБ за счет доразведки месторождений п-ова Ямал и Восточной Сибири. При этом стоить отметить, что доразведка ведется на потенциально продуктивные отложения НГК, которые в большей степени можно отнести к ТРИЗ.

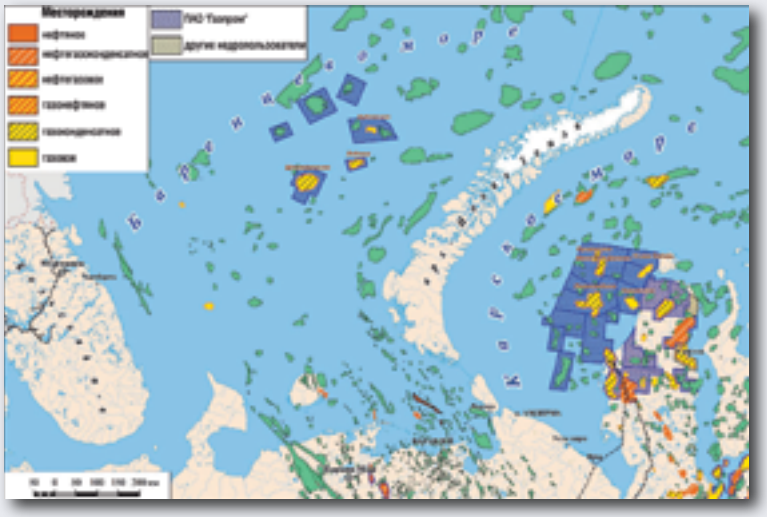
Последнее десятилетие ознаменовалось для компании началом возрождения развития ГРР и ПОР на арктическом континентальном шельфе как одном из ключевых перспективных инвестиционных активов.

Значительный объем ГРР выполнен в акватории Охотского моря (рис. 4, *а*) в пределах Киринского перспективного лицензионного участка. В период с 2013 по 2017 г. ООО «Газпром геологоразведка» закончило строительство восьми поисково-разведочных скважин, кроме того, бурением поисково-оценочной скв. 1 Южно-Лунская в 2016 г. открыто Южно-Лунское ГКМ.

Дополнительным географическим направлением восполнения структуры МСБ РФ и ПАО «Газпром» является континентальный шельф Карского и Баренцева морей. Так, постановлением Правительства РФ от 28 октября 2013 г. № 1977-р с целями геологического изучения недр, разведки и добычи углеводородного сырья Федеральным агентством по недропользованию (Роснедра) компании предоставлены лицензионные участки в акватории данных морей (рис. 4, *б*).



а



б

Рис. 4. Обзорная карта недропользования ПАО «Газпром» в Охотском море (*а*), в Карском и Баренцевом морях (*б*)

Подводя промежуточные итоги реализации ПАО «Газпром» ГРР в акватории Карского и Баренцева морей в период 2013–2021 гг., необходимо отметить следующее:

- 5250 км составил объем сейсморазведочных работ методом общей глубиной точки 2D (МОГТ-2D);
- 34800 км^2 составил объем сейсморазведочных работ ме-

Дополнительным географическим направлением восполнения структуры МСБ РФ и ПАО «Газпром» является континентальный шельф Карского и Баренцева морей.

тодом общей глубиной точки 3D (МОГТ-3D);

- 8 газоперспективных структур подготовлено к поисково-оценочному бурению;
- 8 поисково-оценочных и разведочных скважин завершены строительством (общая проходка – 18,5 тыс. м);
- открыто 3 новых углеводородных месторождения (уникальное газоконденсатное месторождение имени В.А. Динкова, крупные газовые месторождения: Нярмейское и 75 лет Победы);
- суммарный прирост запасов природного газа промышленных категорий C_1 составляет порядка 2 трлн м^3.

Последнее десятилетие характеризуется значительным увеличением сложности и наукоёмкости процесса развития МСБ, это во многом определяет потребность в формировании научно обоснованного и всесторонне взвешенного подхода к ее долгосрочному планированию и прогнозированию.

Будущее российской газодобычи неизбежно связано именно с эффективным освоением ресурсного потенциала УВ арктического континентального шельфа, в первую очередь Баренцева и Карского морей. Подтверждением является существующая структура приростов запасов природного газа категории C_1 за последние 10 лет (рис. 5). Увеличение разведанности МСБ традиционных регионов газодобычи суши не позволяет в полной мере компенсировать существующую газодобычу.

В период с 2011 по 2021 г. суммарный прирост запасов природного газа категории C_1 Общества на суше и на море составил 6,9 трлн м^3 (см. рис. 5), при этом около 50 % общего объема прироста (3,2 трлн м^3) аккумулировано в акваториях Карского, Охотского и Баренцева морей.

Основная часть МСБ в пределах Приямальского шельфа (близкого к Ямальскому центру газодобычи) характеризуется высокоэффективными запасами сеноман-альбского и верхней части аптского НГК, глубины которых не превышают 2100 м. Наращивание сырьевой базы западно-арктического континентального шельфа в совокупности с близостью к уже имеющейся подготовленной газовой инфраструктурой открывает зна-

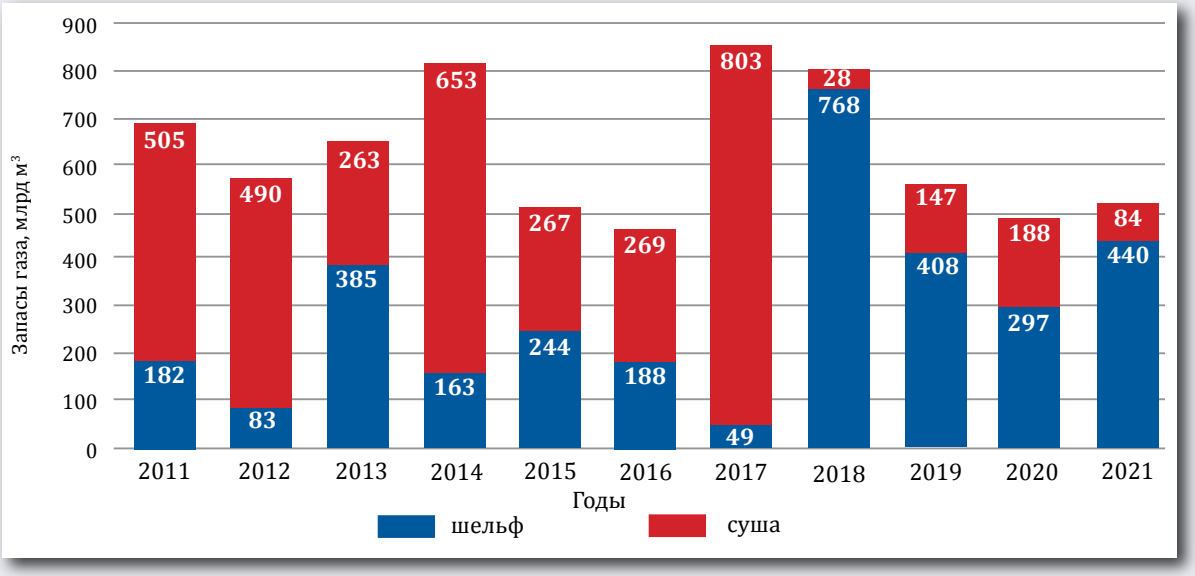


Рис. 5. Структура прироста извлекаемых запасов природного газа категории C_1 ПАО «Газпром» за 2011–2021 гг.

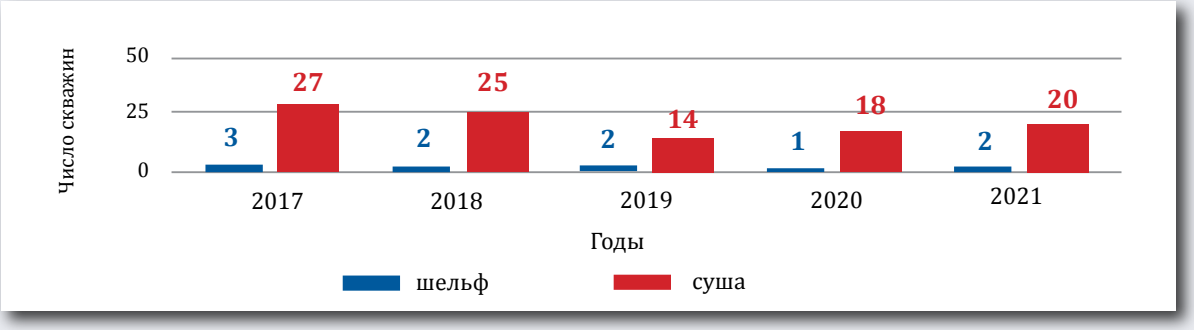


Рис. 6. Поисково-разведочное бурение ПАО «Газпром» в период 2017–2021 гг.

чительные перспективы для формирования и освоения новых морских газодобывающих кластеров.

Кроме того, особенно важно подчеркнуть, что увеличение доли приростов на морских лицензионных участках ПАО «Газпром» в структуре восполнения МСБ обеспечивается значительно меньшим объемом поисково-разведочного бурения (рис. 6) относительно суши.

Существующая необходимость обеспечения роста добычи природного газа требует дальнейшего расширенного воспроизводства сырьевой базы, что возможно осуществить за счет наращивания ГРР на арктическом континентальном шельфе.

В настоящий момент программа геолого-разведочных работ ПАО «Газпром» во многом связана именно с наращиванием МСБ в пределах акваторий Карского и Баренцева морей. Так, в пределах Приямальского шельфа определен перспективный газопромысловый кластер, включающий уникальное Ленинградское ГКМ, которое рассматривается как «якорное» ресурсообразующее месторождение в цепочке реализации всех геолого-разведочных работ в данном регионе.

Доразведка месторождения позволит нарастит запасы природного газа категории C_1 свыше 2 трлн м^3, для этого планируется осуществить строительство двух поисково-оценочных скважин. Близость действующей газотранспортной инфраструктуры на п-ове Ямал и наличие в общем объеме более 65 % запасов «сухого» газа предопределяют роль Ленинградского месторождения как ключевого и первоочередного объекта для последующего обустройства месторождений в акватории Карского моря.

В акватории Баренцева моря разведочное бурение запланировано в пределах Ледового и Лудловского месторождений, которым отводится роль «сателлитов» Штокмановского ГКМ. В совокупности это позволит нарастить суммарные запасы газа категории C_1 данного кластера до 5 трлн м^3 [5].

Историческая мировая ретроспектива и текущая тенденция развития газовой отрасли указывают на смену вектора в сторону развития и освоения морской МСБ, которая в свою очередь ежегодно с повышением уровня научно-технического прогресса увеличивает свою инвестиционную привлекательность. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2010 г.: госдоклад – Министерство природных ресурсов и экологии РФ. – URL: https://www.rosnedra.gov.ru/article/13930.html (дата обращения 17.09.2022)

2. Хабибуллин Д.Я. Условия формирования и закономерности развития минерально-сырьевой базы газодобычи: дис. … канд. геол.-минер. наук. – М.: ООО "Газпром ВНИИГАЗ", 2019.

3. Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации: сводные данные по Российской Федерации. Газы горючие. – М.: Минприроды РФ, РОСНЕДРА, ФГБУ "РОСГЕОЛФОНД", 2021.

4. Перспективы развития арктических морских проектов по добыче газа и их влияние на социально-экономическую конъюнктуру России в Арктике / В.Н. Хоштария, В.И. Гуляев, И.И. Гуляев, Р.В. Щекалев // Газовая промышленность. – 2022. – № 9. – С. 70–74.

5. Использование кластерного подхода освоения газовых месторождений арктического шельфа – залог обеспечения эффективной государственной экономики в течение текущего столетия / В.Н. Хоштария, В.И. Гуляев, А.С. Оганов, В.А. Холодилов // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2021. – № 1. – С. 2–8.

УДК 553.981.2

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКОВ

В.Е. Петренко, начальник управления,
М.Ф. Нуриев, заместитель начальника управления
ПАО «Газпром»
M.Nuriev@adm.gazprom.ru

Ключевые слова: региональные кластеры; шельфовые проекты; арктические моря; газоконденсатные месторождения; обустройство месторождений; лицензионные участки.

Аннотация. Статья посвящена совершенствованию техники и технологии освоения морских месторождений. Для рационального освоения шельфовых месторождений углеводородов необходимо применение надежных и рентабельных технологий и оборудования. Рассмотрен ряд новых технических решений, использование которых позволит осуществить освоение нефтегазовых месторождений на шельфе. Приведены данные по технологическому оборудованию для эксплуатации морских нефтегазовых месторождений.

Освоение месторождений углеводородов континентального шельфа имеет стратегически важное значение для обеспечения энергетической и экономической безопасности Российской Федерации.

На сегодняшний день Группа Газпром владеет 39 лицензиями на пользование участками недр, расположенными на шельфе Баренцева, Карского и Охотского морей, в том числе ПАО «Газпром нефть» является владельцем семи лицензионных участков. Кроме того, Группа Газпром – основной акционер ООО «Сахалинская Энергия». Компания реализует на условиях соглашения о разделе продукции нефтегазовый проект Сахалин-2 и владеет двумя лицензиями на шельфе Охотского моря.

Перспективные морские лицензионные участки ПАО «Газпром» расположены в суровых арктических и субарктических регионах, которые можно сгруппировать в четыре основных региональных кластера (рис.1):

- Баренцевоморский;
- Обско-Тазовский;
- Карскоморский;
- Дальневосточный.

Большинство шельфовых лицензионных участков Газпрома расположены в субарктических и арктических акваториях, покрытых льдом от 6 мес в году. Подходы к освоению таких участков обусловлены специфическими особенностями:

- сезонностью проведения работ;
- удаленностью месторождений от существующей инфраструктуры;
- значительными капитальными вложениями;
- особыми компетенциями персонала;
- высоким уровнем риска при реализации проектов.

Особенности обустройства таких месторождений – применение как морских платформ, так и технологий подводной добычи.

Освоение месторождений на суше и шельфе имеет ряд существенных отличий, обусловленных, в первую очередь,

Рис. 1. Перспективные лицензионные участки ПАО «Газпром», структурированные в региональные кластеры

наличием дополнительной среды – гидросферы. Отсюда отличия в технических средствах – сочетание гидротехники и судостроительного производства; отличия в организации эксплуатации с учетом требований автономности и размещения всего технологического оборудования на ограниченной площади.

Площадь нефтяного промысла на суше, как правило, составляет около 10 га, плотность объектов обустройства невысокая. На шельфе при платформенном обустройстве пространство крайне ограничено. Естественно, правила безопасности для суши и шельфа тоже разные. При возникновении чрезвычайной ситуации последствия на шельфе могут быть куда более серьезными, чем на суше.

Вместе с этим вероятность открытия новых месторождений и, как следствие, освоения значительных запасов углеводородов очень высока именно на шельфе.

Дальневосточный кластер

Важным этапом создания Сахалинского центра газодобычи является освоение Киринского и Южно-Киринского месторождений. Газ с месторождений проекта Сахалин-3 направляется потребителям Сахалинской области и Приморского края (рис. 2). Рост потребности в газе в регионе будет обеспечен с вводом Южно-Киринского месторождения. Технические решения по обоим месторождениям предполагают полностью подводное обустройство.

Киринское месторождение. В настоящее время ПАО «Газпром» осуществляет добычу газа на Киринском ГКМ. Максимальный уровень добычи газа Киринского ГКМ составит 5,5 млрд м^3/год и будет обеспечиваться эксплуатационным фондом из семи скважин. Выполняются работы по строительству объектов берегового технологического комплекса, ввод которых в эксплуатацию предусмотрен в текущем году.

Южно-Киринское месторождение. Одновременно с обустройством Киринского месторождения проводятся работы на Южно-Киринском месторождении. Бурение добывающих скважин на Южно-Киринском месторождении начато в 2018 г. В навигационные периоды 2018–2021 гг. завершено бурение до кровли продуктивного пласта 14 добывающих газоконденсатных скважин.

Освоение месторождений углеводородов континентального шельфа имеет стратегически важное значение для обеспечения энергетической и экономической безопасности Российской Федерации.

В 2022 г. пробурены еще две скважины. Максимальный уровень добычи составит 21 млрд м^3/год и будет обеспечиваться эксплуатационным фондом из 37 скважин.

Схема обустройства Южно-Киринского месторождения:

37 добывающих скважин объединены в кусты по две-три скважины. Подводные фонтанные арматуры в составе куста подключаются к соответствующему кустовому манифольду (всего 17 кустовых манифольдов). Кустовые манифольды подключаются к сборным СМ1 и СМ2 манифольдам. К СМ1 подключаются девять, к СМ2 – восемь кустовых манифольдов.

Сборные манифольды подключаются к двухниточному морскому газосборному коллектору 32” для транспортировки продукции скважин на объекты берегового технологического комплекса (БТК).

Продукция скважин поступает на береговую УКПГ, включающую установку низкотемпературной сепарации (НТС) производительностью 60 млн м^3/сут (шесть ниток по 10 млн м^3/сут), установку стабилизации конденсата (УСК) производительностью 3×180 т/ч, установку регенерации моноэтиленгликоля (УрМЭГ) производительностью 3×50 т/ч.

Парк хранения стабильного конденсата РВС 4×10000 м^3.

Обско-Тазовский кластер (рис. 3)

Газовое месторождение Каменномысское-море. Текущие извлекаемые запасы газа 418,2 млрд м^3. В соответствии с Долгосрочной программой развития ПАО «Газпром» на 10 лет (газовый бизнес) срок ввода месторождения – 2027 г. В настоящее время осуществляется строительство ЛСП, ПД на обустройство проходит экспертизу ПАО «Газпром».

Северо-Каменномысское газоконденсатное месторождение. Текущие извлекае-

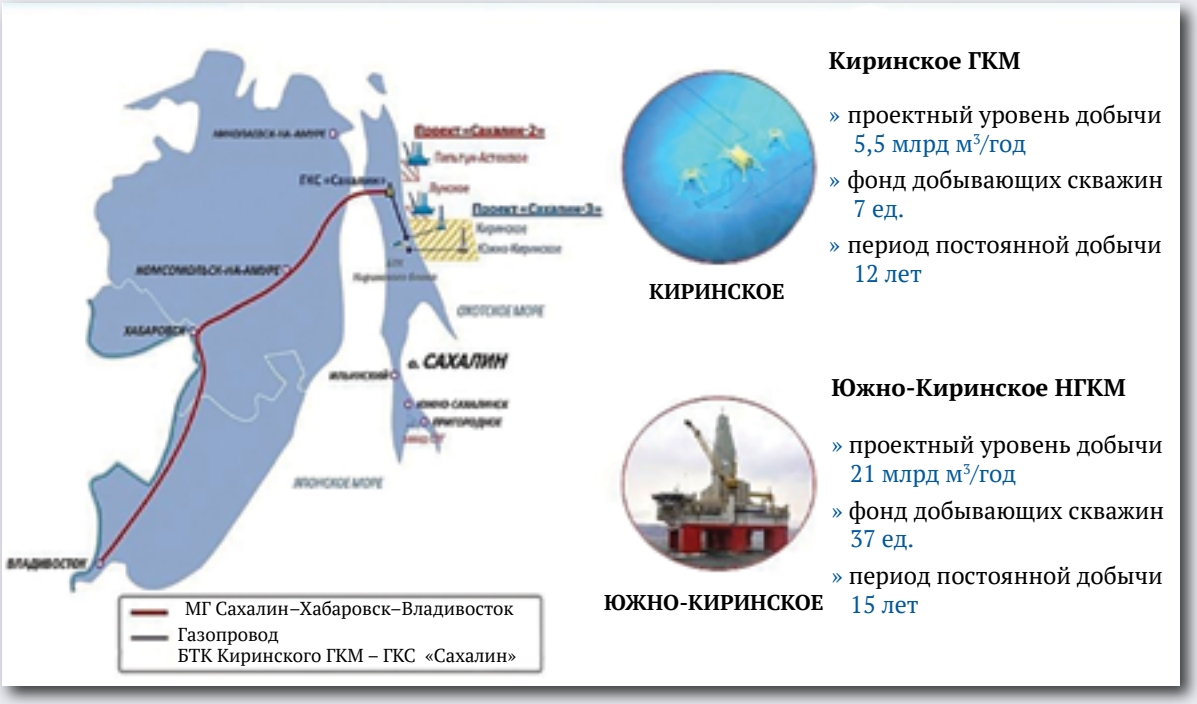


Рис. 2. Реализация текущих проектов на шельфе о. Сахалин Дальневосточного кластера

Стационарная стальная платформа со свайным креплением ко дну

ГМ Каменномысское-море

» проектный уровень добычи 15,1 млрд м³/год

» фонд добывающих скважин 47 ед.

» период постоянной добычи 11 лет

Стационарная стальная платформа со свайным креплением ко дну

Северо-Каменномысское ГКМ

» проектный уровень добычи 14,5 млрд м³/год

» фонд добывающих скважин 45 ед.

» период постоянной добычи 8 лет

Рис. 3. Реализация текущих проектов в Обско-Тазовском кластере

мые запасы газа насчитывают 386,0 млрд м³, конденсата – 2,5 млн т. В соответствии с Долгосрочной программой развития ПАО «Газпром» на 10 лет (газовый бизнес) срок ввода месторождения – 2029 г.

Осуществляется разработка основных технических решений проектной документации на обустройство месторождения. Обустройство морской части месторождения предполагается осуществлять с помощью ледостойкой платформы со свайным креплением к морскому дну по аналогии с ЛСП Каменномысская.

Баренцевоморский и Карскоморский кластеры (рис. 4)

В 2022 г. перед ПАО «Газпром» стояла задача по строительству двух разведочных скважин в двух регионах работ: в акватории Баренцева моря – разведочной скв. 4 Ледового лицензионного участка (проектный забой 2200 м, глубина моря 268 м); в акватории Карского моря – разведочной скв. 6 Ленинградского месторождения (проектный забой 2100 м, глубина моря 131 м).

По результатам строительства данных скважин прирост запасов газа оценивается более чем в 200 млрд м³.

В 2023 и 2024 гг. запланировано строительство трех скважин и привлечение двух плавучих буровых установок.

Как уже отмечалось, к специфическим природно-климатическим условиям в регионах расположения морских лицензионных участков ПАО «Газпром» следует относить:

– глубины моря в акваториях расположения месторождений углеводородов (2–5 м – Крузенштернский участок, 5–20 м – Обско-Тазовские губы, 20–35 и 60–100 м – Карское море, 100–300 м – Охотское море, 300–350 м – Штокмановское ГКМ);

– ледовые условия (от 5 до 10 мес в году);

– удаленность от береговой черты и объектов береговой инфраструктуры.

Все эти условия непосредственно влияют на выбор типа промысла и рациональных схем обустройства морских месторождений.

Учитывая эти факторы, в качестве актуальных направлений создания технологий и оборудования, необходимых для освоения морских лицензионных участков, целесообразно рассматривать приведенные на рис. 5.

При определении первоочередных направлений создания технологий и оборудования делается акцент на следующих факторах:

- наличие научно-технического задела;
- возможность реализации в кратко- и среднесрочной перспективе;
- внедрение лучших мировых практик, цифровых и безлюдных технологий при добыче углеводородов;
- обеспечение безопасности проведения работ на шельфе;
- сохранение жизни и здоровья персонала;
- обеспечение технологической независимости.

Вместе с тем, говоря о необходимости создания оборудования для шельфа, целесообразно учитывать специфические особенности, связанные как с условиями, так и с низкой интенсивностью работ на шельфе.

К таким особенностям стоит относить:

– малые серии производства продукции;

– высокую стоимость оборудования;

– неравномерную потребность;

– неблагоприятные природные условия эксплуатации;

– высокий уровень зависимости от систем обеспечения;

– особенности исполнения оборудования;

– рыночную пассивность;

– большой типоряд разнопланового оборудования;

– санкционные ограничения и др.

В рамках деятельности Экспертной группы «Технологии и оборудование для шельфовых проектов» Научно-технического совета по развитию нефтегазового оборудования при Минпромторге России идёт постоянная работа по созданию отечественных технологий и оборудования для геологоразведки и разработки шельфовых месторождений.

На сегодняшний день выполняется пять опытно-конструкторских работ, четыре из которых относятся к направлению морских сейсморазведочных работ.

С 2019 г. компании Группы Газпром используют на своих участках отечественные донные сейсмические станции (типа КРАБ) – импортозамещающее оборудование, созданное по заказу Минпромторга России при экспертном сопровождении и содействии в организации испытаний со стороны ПАО «Газпром нефть».

В 2019 г. 3000 станций КРАБ применено на Аяшском лицензионном участке, а уже в этом году ПАО «Газпром» на Южно-Киринском месторождении использует модернизированные станции типа КРАБ и станции нового поколения.

Одним из перспективных направлений освоения морских месторождений является создание инновационных систем подводной добычи, включающих кусты скважин с подводным расположением устья, объекты сбора и транспорта.

В последние десятилетия подводные добычные комплексы получили широкое распространение в мировой практике при освоении шельфовых месторождений.

В настоящее время ПАО «Газпром» совместно с предприятиями промышленности выполняет работы по освое-

Рис. 4. Текущие проекты Баренцевоморского и Карского кластеров

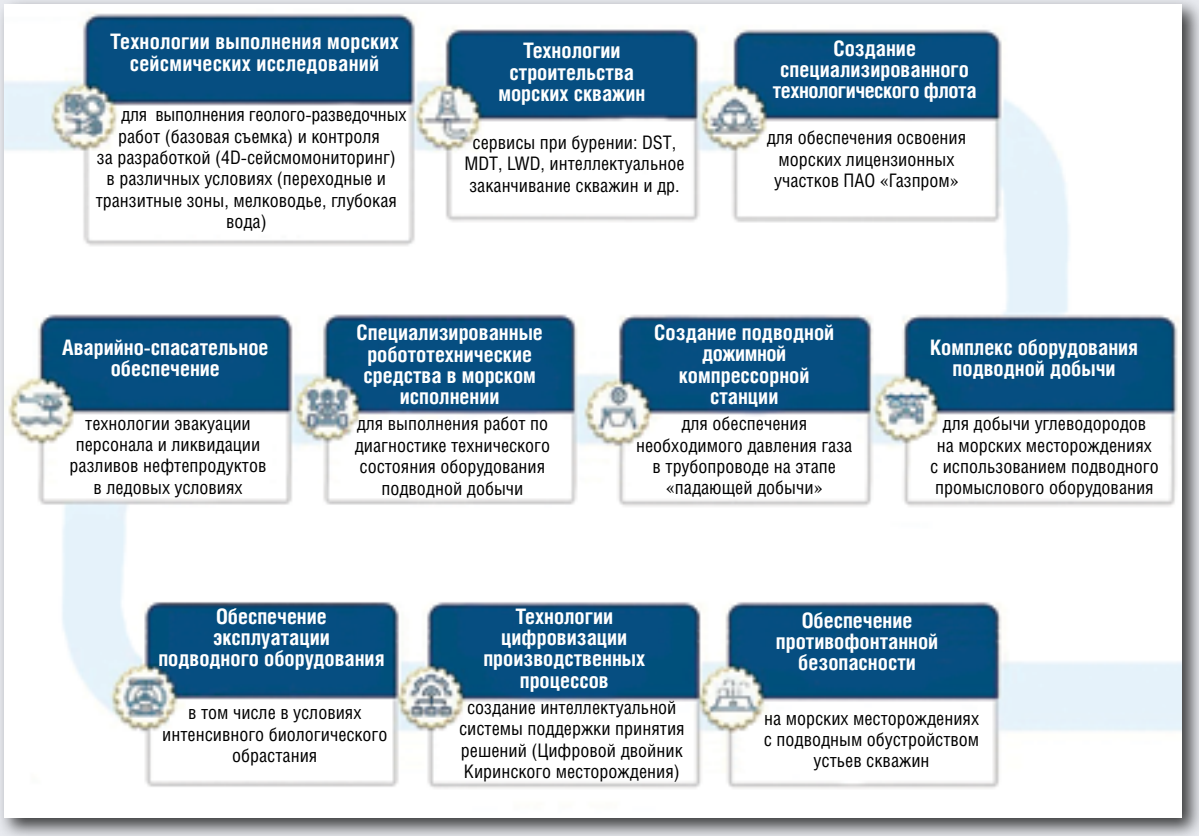


Рис. 5. Актуальные направления создания технологий и оборудования

нию производства элементов отечественного подводного добычного оборудования.

Освоение шельфовых месторождений невозможно без специализированных судов.

По результатам оценки, ориентировочная потребность в судах и морской технике на период до 2035 г. составляет 17 судов обеспечивающего флота, не менее двух плавучих буровых установок.

В настоящее время на основании актуализированного перспективного плана загрузки судостроительного комплекса «Звезда» на указанном предприятии осуществляется строительство трех судов снабжения буровых установок проекта 22430 (сроки сдачи судов – ноябрь 2023 г., март 2024 г. и ноябрь 2024 г. соответственно), пассажирского судна для перевозки экипажей добычных и буровых установок проекта 22480 (срок сдачи – сентябрь 2023 г.) и многофункционального ледокольного судна для работы с морскими добычными комплексами с функциями несения АСД и ЛРН проекта 23650 (срок сдачи – ноябрь 2025 г.).

При создании оборудования для шельфа целесообразно учитывать специфические особенности, связанные как с условиями, так и с низкой интенсивностью работ на шельфе.

Одним из важных аспектов, который сопутствует реализации шельфовых проектов, является наличие качественной нормативной базы обеспечения работ.

Необходимо отметить, Газпром уделяет большое внимание разработке нормативной документации, относящейся к вопросам освоения морских месторождений.

На национальном уровне с 2007 г. ПАО «Газпром» возглавляет Технический комитет по стандартизации (ТК23) «Нефтяная и газовая промышленность», который занимается разработкой национальных стандартов в части техники и технологии добычи и пере-

На международном уровне

- ТК 67 «Материалы, оборудование и морские сооружения для нефтяной и газовой промышленности»:
  – ПК 8 ИСО/ТК 67 «Арктические операции»

На национальном уровне

- ТК 23 «Нефтяная и газовая промышленность»
  - ПК 5 «Морская нефтегазодобыча»
  - ПК 9 «Арктические операции»
  - ПК 11 «Технологии и оборудование для подводной добычи УВ»

На корпоративном уровне

ПАО «Газпром» реализует Программу создания нормативной базы ПАО «Газпром» для обеспечения работ по освоению морских нефтегазовых месторождений

Плановые сроки и этапы работы
2018–2023 годы

Планируемый результат работы

66 нормативных документов, в том числе:
- 16 национальных стандартов
- 20 СТО Газпром
- 30 Р Газпром

Утверждено на май 2022:
16 Р Газпром и 3 СТО Газпром

Рис. 6. Нормативная база для обеспечения работ по освоению морских нефтегазовых месторождений

работки нефти и газа, а также переводит и гармонизирует международные стандарты для нефтегазового комплекса России.

В 2018 г. создан новый подкомитет ПК 11 «Технологии и оборудование для подводной добычи УВ», сформирована программа работ на ближайшие 5 лет, по которой в настоящее время ведётся активная работа.

На международном уровне в части работ на шельфе ПАО «Газпром» возглавляет подкомитет ПК 9 «Арктические операции» в системе стандартизации ИСО.

С 2018 г. Общество приступило к реализации Программы создания нормативной базы ПАО «Газпром» для обеспечения работ по освоению морских нефтегазовых месторождений. Результатом работы будут: 66 нормативных документов (16 национальных стандартов, 20 СТО Газпром, 30 Рекомендаций Газпром) (рис. 6).

Исполнителем договора является ООО "Газпром морские проекты".

По состоянию на ноябрь 2022 г. утверждены 19 рекомендаций и 8 стандартов ПАО «Газпром».

В рамках проводимой работы по совершенствованию противофонтанной безопасности на шельфе в ПАО «Газпром» разработаны и утверждены:

– Концепция организации и развития противофонтанной безопасности Группы Газпром для морских скважин (приказ ПАО «Газпром» от 29.01.2021 г. № 38);

– Комплексная программа НИОКР по развитию противофонтанной безопасности Группы Газпром для морских скважин (приказ ПАО «Газпром» от 07.09.2021 г. № 383).

В рамках разработки Концепции организации и развития противофонтанной безопасности Группы Газпром для морских скважин:

– выполнен анализ причин возникновения открытых фонтанов, а также изучен отечественный и зарубежный опыты профилактики газонефтеводопроявлений и обеспечения готовности к ликвидации открытых фонтанов на морских скважинах;

– сформирована структура деятельности по обеспечению противофонтанной безопасности Группы Газпром для морских скважин;

– определены критически важные направления развития противофонтанной безопасности и проведен анализ текущего состояния ПФБ Группы Газпром.

Анализ показал, что имеющиеся компетенции и технологии позволяют обеспечить ПФБ на морских скважинах с сухим устьем (с устьем на платформе) на уровне, не уступающем зарубежным компаниям. В то же время для скважин с подводным расположением устья имеющихся компетенций и

оборудования в настоящее время недостаточно.

Также утверждена Комплексная программа НИОКР по развитию противофонтанной безопасности Группы Газпром для морских скважин, включающая работы по выполнению необходимых расчетов и разработке технико-технологических решений, применяемых при ликвидации потенциального открытого фонтана.

Рассчитана указанная программа на 6 лет и предусматривает проведение:

– Первоочередных НИОКР, направленных на определение технологической возможности ликвидации потенциальных фонтанов на скважинах Южно-Киринского месторождения (в течение 2 лет);

– НИОКР, направленных на повышение эффективности профилактики открытых фонтанов на морских скважинах;

– НИОКР в области ликвидации открытых фонтанов по направлениям:

– герметизация подводного устья скважины;

– герметизация устья скважины на платформе;

– строительство разгрузочной скважины и проведение динамического глушения фонтанирующей скважины.

В совокупности указанные документы формируют планы мероприятий ПАО «Газпром» по совершенствованию ПФБ на шельфе.

Выводы

ПАО «Газпром» обладает уникальными ресурсами углеводородов, которые расположены на лицензионных участках континентального шельфа Российской Федерации.

Освоение месторождений континентального шельфа Российской Федерации рассматривается ПАО «Газпром» как одно из стратегических направлений его деятельности.

В целях консолидации усилий компаний Группы Газпром – основных участников освоения морских месторождений – для решения задач реализуется Единая политика Группы Газпром по освоению континентального шельфа Российской Федерации, ведутся работы по совершенствованию нормативной базы, противофонтанной безопасности на шельфе, по созданию элементов отечественного подводного добычного оборудования. ■

УДК 622.24

ОПЫТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В АКВАТОРИИ АРКТИКИ И КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Г.С. Оганов, заместитель генерального директора, д-р техн. наук, профессор,
Д.В. Меркурьев, заместитель начальника управления,
И.М. Бабин, ведущий инженер
ООО «Газпром морские проекты»
E-mail: i.babin@krskgazprom-ngp.ru

Ключевые слова: Арктика; строительство скважин; морское бурение; континентальный шельф; проектирование; разработка; климат; ледовая обстановка; Карское море; Баренцево море; Печорское море; буровые платформы.

Аннотация. Запасы углеводородного сырья Арктики — это огромный потенциал для дальнейшего её развития и увеличения добычи нефти и газа на лицензионных участках. Важным этапом в освоении нефтегазовых месторождений является разработка проектно-сметной документации, от качества которой в конечном счете зависят успешное бурение скважин и освоение месторождения в целом. До момента начала строительства скважины на арктическом шельфе требуются чёткая и отлаженная проработка всех этапов разработки проекта, надёжная схема логистики, обеспечение как технической, так и экологической безопасности, а также экономической целесообразности. Значительный опыт ранее запроектированных и пробуренных скважин открывает всё больше возможностей по разработке слабоизученных месторождений арктической зоны, дополняя широкую базу накопленных знаний новыми сведениями.

Арктика является одним из стратегических ресурсов для перспективного развития нефтегазовой отрасли Российской Федерации, освоение шельфа морских месторождений – это важнейший этап, который обладает огромным потенциалом для обеспечения страны нефтью и газом. По аналитическим оценкам, запасы углеводородов на арктическом шельфе обусловливают колоссальный интерес многих государств, добывающих компаний и инвесторов для изучения перспективных месторождений, строительства скважин, добычи углеводородного сырья.

На арктическом шельфе Российской Федерации открыто более 26 крупных нефтегазовых месторождений (рис. 1), которые на сегодняшний день активно разрабатываются различными флагманами нефтегазовой отрасли. Месторождения расположены в акваториях трёх морей: Баренцева, Печорского и Карского. Общие извлекаемые запасы нефти в акватории вышеупомянутых морей на арктическом шельфе составляют более 0,6 млрд т и газа – 8,5 трлн м^3 [1].

Изученность

Большая часть ресурсов нефтегазовых месторождений сосредоточена на западе арктического шельфа. Неразведанные запасы восточной части вдоль континентального склона и в глубоководном арктическом бассейне в основном относятся

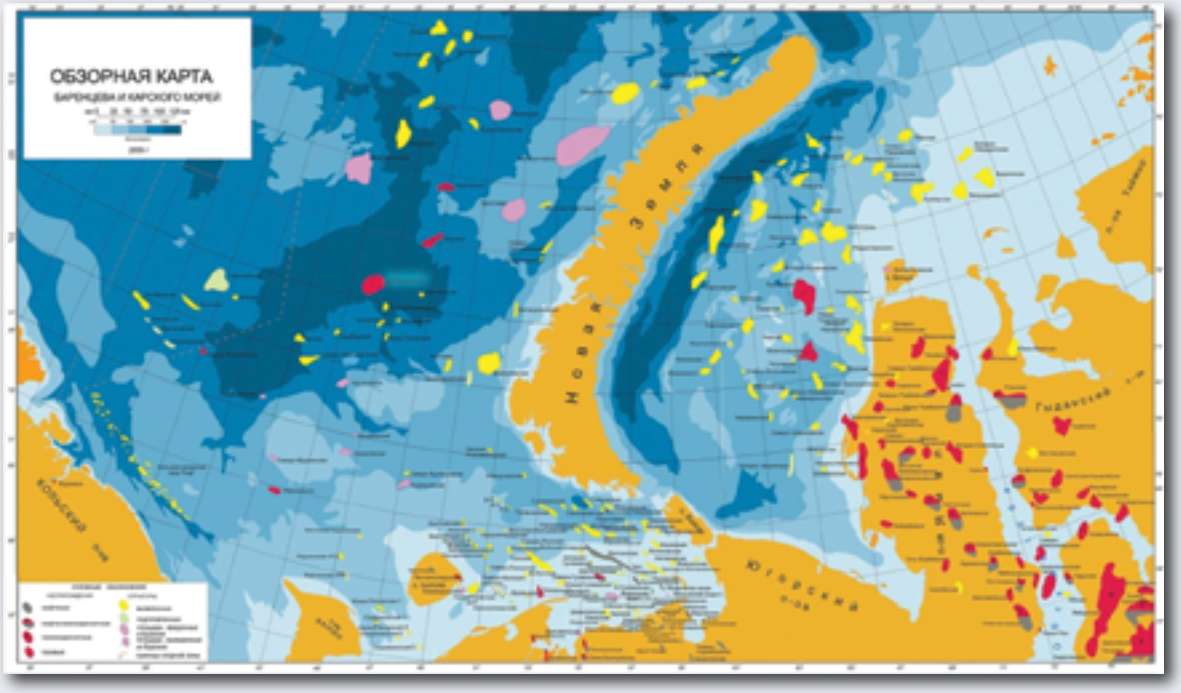


Рис. 1. Акватория арктического шельфа и открытые месторождения нефти и газа

к категории предполагаемых или условных. Современный научно-технический прогресс в освоении углеводородов постоянно совершенствуется, а концепция подходов к технологиям строительства и добычи меняется. Ежегодно проводимые исследования и обновляемые данные морской разведки позволили таким компаниям, как ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО НК «Роснефть», уточнить [2] прирост запасов углеводородов в Арктике более чем на 1 трлн м^3.

Освоение арктического шельфа связывают с серьёзным проблемами, обусловленными спецификой климатических условий окружающей среды, которые отсутствуют в средних широтах, а также проблемами в постоянной доступности целевых локаций. Многие районы Арктики по степени гидрогеологической изученности относятся к слабоизученным. В районах работ отсутствуют длительные наблюдения за некоторыми гидрометеорологическими характеристиками, необходимыми для проектирования, а именно за волнением моря, течениями, термохалинной структурой акватории и литодинамическими характеристиками. Ближайшей действующей гидрометеорологической станцией является аэрологическая станция (АЭ) Малые Кармакулы государственной наблюдательной сети Федеральной службы по гидроме-

Рис. 2. Гидрометеорологическая АЭ Малые Кармакулы

Таблица 1

Статистические характеристики температуры воздуха (°С) за 1987–2018 гг.

Месяц	Температурный максимум			Средне-квадратичное отклонение	Температурный минимум	
	абсолютный	средний	среднее		средний	абсолютный
Январь	4,2	2,0	–4,3	3,4	–11,7	–19,4
Февраль	4,2	1,8	–4,8	3,8	–12,7	–35,7
Март	3,7	1,6	–4,5	3,3	–11,4	–30,8
Апрель	3,6	1,9	–3,7	2,9	–9,8	–23,9
Май	5,4	3,1	–1,0	2,2	–6,0	–19,8
Июнь	9,7	6,1	2,2	1,6	–1,2	–5,3
Июль	12,1	8,8	5,2	1,5	1,4	–3,6
Август	12,1	8,9	5,8	1,4	2,5	–0,3
Сентябрь	10,3	7,8	4,8	1,6	0,7	–2,6
Октябрь	9,2	5,9	1,2	2,6	–4,2	–8,3
Ноябрь	6,0	3,8	–1,3	2,9	–7,2	–12,3
Декабрь	4,1	2,9	–3,2	3,5	–10,4	–17,2
Год	12,1	4,5	–0,3	2,6	–5,8	–35,7

На арктическом шельфе Российской Федерации открыто более 26 крупных нефтегазовых месторождений, которые на сегодняшний день активно разрабатываются различными флагманами нефтегазовой отрасли.

теорологии и мониторингу окружающей среды. Гидрометеорологическая станция (ГМС) (рис. 2) находится на Южном острове архипелага Новая Земля.

На ГМС ведутся наблюдения в стандартные синоптические сроки (дискретность 3 ч) за следующими параметрами:

– метеорологической дальностью видимости;
– направлением ветра;
– средней скоростью ветра;
– максимальной скоростью ветра;
– суммой осадков;
– температурой воздуха;
– относительной влажностью воздуха;
– атмосферным давлением на уровне моря.

Для проектирования строительства скважин в арктических условиях необходимо учитывать опыт судовой логистики в сезоны открытой навигации, а также климатические условия. Для оценки возможных простоев при планировании работ важно знать продолжительность штормов и окон погоды (табл.1).

Ледовая обстановка

Период образования льдов в акватории юго-западной части Карского моря, согласно многолетним наблюдениям, в

среднем наступает в конце октября (рис. 3), а устойчивый ледяной покров устанавливается в ноябре. В межледовый период необходимо определиться с логистикой и навигацией судов, в том числе с транспортировкой буровых платформ до начала периода образования льдов. Это накладывает ограничения на график выполнения морских работ ввиду сезонности их проведения, удалённости месторождений от существующей инфраструктуры, значительных капитальных вложений, но открывает возможности для разработки новых технических и экономических решений по эффективному обустройству и эксплуатации.

ООО «Газпром морские проекты», являясь одной из ведущих организаций по проектированию строительства скважин ПАО «Газпром», принимает активное участие в проектно-изыскательских работах на месторождениях, лицензионных участках, площадях, расположенных на арктическом шельфе Российской Федерации. Специалистами компании за последние годы подготовлены проекты и технологические решения по строительству скважин, на основе которых велись и ведутся работы по строительству:

– разведочных скважин Ледового месторождения;

– разведочных скважин Ленинградского месторождения;

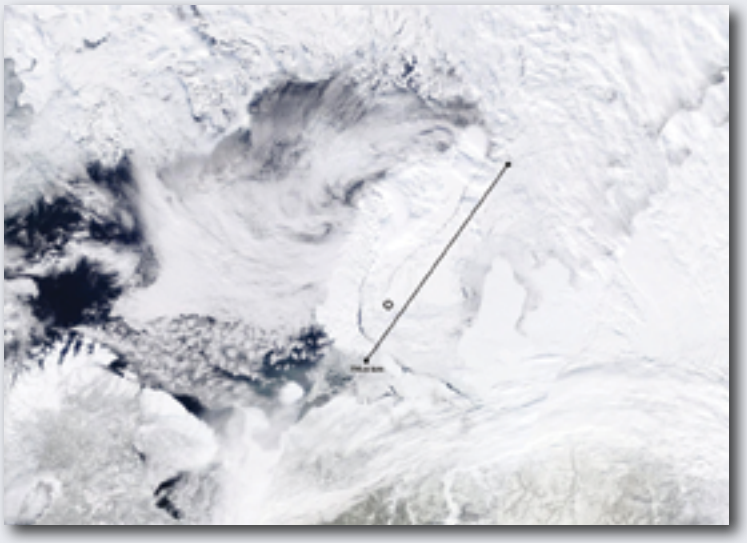
– поисково-оценочных скважин Скуратовской площади;

– поисково-оценочной скв. 1 Нярмейского лицензионного участка;

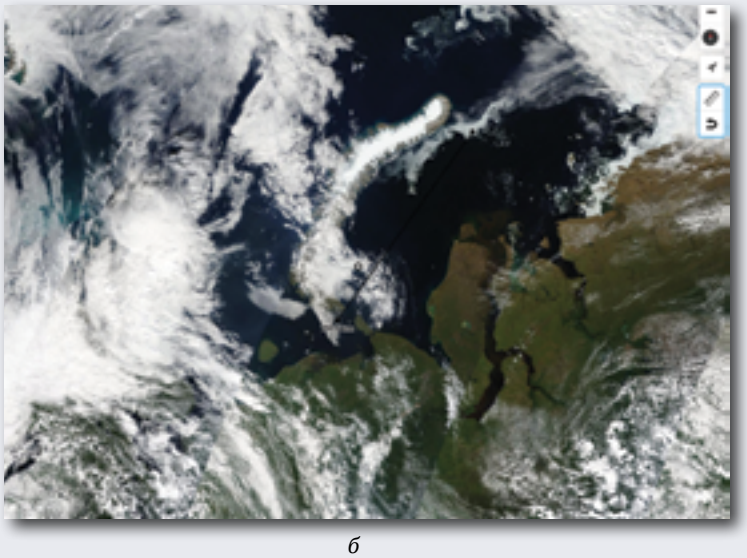
– поисково-оценочных скв. 5 и 6 Русановского лицензионного участка;

– поисково-оценочной скв. 73 Крузенштернского лицензионного участка;

– поисково-оценочной скв. Мадачагская-1;



а



б

Рис. 3. Образование льдов в период с октября по ноябрь (*а*) (спутник Terra) и ледовая обстановка в июле (*б*) (спутник Terra) в Карском море, архипелаг Новая Земля

– поисково-оценочных скважин на Университетской структуре в пределах Восточно-Приновоземельской-1 Карского моря.

Большой опыт (рис. 4) по разработке проектной документации на строительство скважин, ведение авторского надзора и технологического контроля позволяют достигать основных целей компании, а именно: безопасности, экологичности, надёжности, рентабельности и эффективности решений при разработке и проектировании нефтегазовых месторождений с соблюдением интересов заказчика в соответствии со стратегией их развития.

Яркими примерами таких работ могут служить проекты (табл. 2) на строительство по-

Рис. 4. Опыт работы по проектированию строительства скважин в Арктике

Таблица 2

Конструкции разведочных, поисково-оценочных скважин на Ленинградском, Русановском и Скуратовском ГКМ

Колонна	Диаметр, мм	Глубина спуска, м
Разведочная скв. 7 Ленинградского ГКМ. Расстояние от стола ротора до дна моря 147 м		
Направление	762,0	225
Кондуктор	508,0	555
Эксплуатационная	244,5	1105
Эксплуатационный хвостовик	177,8	2090
Разведочная скв. 5 Ленинградского ГКМ. Расстояние от стола ротора до дна моря 147 м		
Направление	762,0	220
Кондуктор	508,0	550
Промежуточная	339,7	1070
Эксплуатационная	244,5	1900
Эксплуатационный хвостовик	177,8	1400–2460
Открытый ствол	152,4	2700

Таблица 2 (продолжение)

Разведочная скв. 4 Ленинградского ГКМ. Расстояние от стола ротора до дна моря 110 м		
Направление	762,0	220
Кондуктор	508,0	590
Промежуточная	339,7	1100
Эксплуатационная	244,5	1920
Эксплуатационный хвостовик	177,8	1670–2490
Поисково-оценочная скв. 5 Русановского лицензионного участка. Расстояние от стола ротора до дна моря 84 м		
Направление	762,0	175
Кондуктор	508,0	570
Эксплуатационная	244,5	1225
Эксплуатационный хвостовик	177,8	975–2190
Поисково-оценочная скв. 6 Русановского лицензионного участка. Расстояние от стола ротора до дна моря 68 м		
Направление	762,0	170
Кондуктор	508,0	570
Промежуточная	339,7	1200
Эксплуатационная	244,5	1950
Эксплуатационный хвостовик	177,8	1100–2400
Поисково-оценочная скв. 1 Скуратовской площади. Расстояние от стола ротора до дна моря 17 м с использованием СПБУ		
Направление	762,0	140
Кондуктор	508,0	550
Промежуточная	339,7	1170
Эксплуатационная	244,5	1950
Эксплуатационный хвостовик	177,8	1700–2490
Поисково-оценочная скв. Мадачагская-1 в пределах Южно-Русского лицензионного участка недр, расположенного на востоке Юго-Восточной части Баренцева моря (Печорское море). Расстояние от стола ротора до дна моря 40,6 м с использованием СПБУ		
Направление	762,0	95
Кондуктор	508,0	800
Промежуточная	339,7	2080
Эксплуатационная	244,5	3280
Эксплуатационный хвостовик	177,8	3030–4232

Таблица 2 (окончание)

Групповой проект на строительство поисково-оценочных скважин на Университетской структуре в пределах участка Восточно-Приновоземельский-1 Карского моря. Расстояние от стола ротора до дна моря 99 м с использованием ППБУ		
Направление	914,0	220
Удлинённое направление	660,4	400
Кондуктор	558,8	600
Промежуточный хвостовик*	457,2	800
Промежуточный хвостовик	406,4	1100
Эксплуатационная	346,1	1450
Промежуточный хвостовик*	301,6	1635
Эксплуатационный хвостовик	244,5	2124
* – необходимость спуска колонн обусловлена уточнением в процессе строительства скважины фактическими замерами пластового давления и определения зон несовместимости.		
Поисково-оценочная скв.1 Нярмейского лицензионного участка. Расстояние от стола ротора до дна моря 58 м		
Направление	762,0	140
Кондуктор	508,0	550
Промежуточная	339,7	1130
Эксплуатационная	244,5	1950
Эксплуатационный хвостовик	177,8	1050–2300

Для проектирования строительства скважин в арктических условиях необходимо учитывать опыт судовой логистики в сезоны открытой навигации, а также климатические условия. Для оценки возможных простоев при планировании работ важно знать продолжительность штормов и окон погоды.

исково-оценочных скв. 3, 4, 5, 7 Ленинградского газоконденсатного месторождения, разведочных скв. 2 Скуратовской площади и скв. 5 Русановского лицензионного участка в сезонах 2016–2021 гг. (табл. 2), бурение которых осуществлялось с буровых платформ: СПБУ «Арктическая» и ППБУ NANHAI VIII (рис. 5).

Русановский лицензионный участок территориально находится в юго-западной части Карского моря, граничит с о. Белый и северо-западным побережьем п-ва Ямал. В 2018 г. была пробурена и закончена строительством поисково-оценочная скв. 6 глубиной 2400 м. По результатам ее бурения установлена газоносность сеноманских, альбских и аптских отложений верхнего мела.

Скважина, состоящая из пяти обсадных колонн, спроектирована для строительства с использованием полупогружной буровой установки NANHAI VIII. Скважина пробурена для поиска и оценки залежей углеводородов, прироста запасов углеводородов категории $C_1 + C_2$.

Кроме того, после утверждения запасов углеводородно-

го сырья по вновь открытому месторождению в 2019 г. была завершена большая работа по обработке и интерпретации единого сейсмического "суперкуба", включающего в себя полевые материалы сейсморазведки 3D сезонов 2015–2017 гг. сопредельных Русановского, Ленинградского и Невского участков недр, лицензии на которые принадлежат ПАО «Газпром», и получены новые сведения о геологическом строении газоконденсатного месторождения имени В. А. Динкова [3].

Другой пример: Скуратовский участок недр федерального значения территориально находится в юго-западной части континентального шельфа Карского моря, в 5 км от берега северо-западного побережья п-ова Ямал, площадь лицензионного учатска 2882,3 км^2. Глубина моря варьируется в пределах участка до 90 м, что позволяет выполнить полный комплекс работ по строительству скважины с самоподъемной буровой платформы «Арктическая» (см. рис. 5).

а

б

Рис. 5. СПБУ «Арктическая» (*а*), ППБУ NANHAI VIII (*б*)

Этапы разработки проектно-сметной документации

Проектная документация на строительство скважины разрабатывается в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности нефтяной и газовой промышленности, правил безопасности при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений на континентальном шельфе, норм и правил пожарной безопасности, охраны труда, охраны окружающей среды, а также руководящих документов СТО ГАЗПРОМ 7.1-008-2012 и инструкций, регламентирующих организацию и технологию производства работ по циклу строительства скважин.

Этапы разработки проектно-сметной документации представлены на рис. 6. Это сложный и достаточно длительный процесс, так как, помимо проведения технических расчётов, требуется длительное времени для согласования с заказчиком и утверждения проектных решений, проведения ведомственных экспертиз ПАО «Газпром». В соответствии с п. 7 ст. 11 Федерального зако-

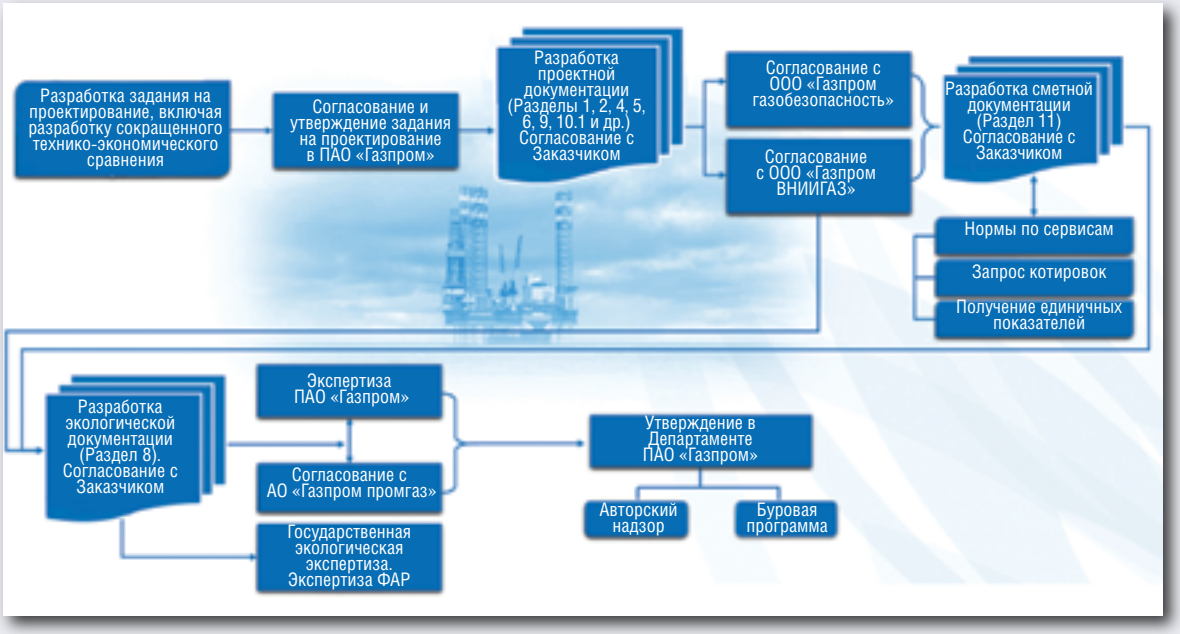


Рис. 6. Структура разработки, согласования и утверждения проектной документации

Большой опыт по разработке проектной документации на строительство скважин, ведение авторского надзора и технологического контроля позволяют достигать основных целей компании, а именно: безопасности, экологичности, надёжности, рентабельности и эффективности решений при разработке и проектировании нефтегазовых месторождений с соблюдением интересов заказчика в соответствии со стратегией их развития.

на от 23.11.1995 г. № 174-ФЗ «Об экологической экспертизе» проектная документация на строительство скважины на море является объектом государственной экологической экспертизы (ГЭЭ) федерального уровня. Более того, иногда по желанию заказчика технико-технологическая часть проектной документации проходит экспертизу промышленной безопасности в Ростехнадзоре РФ.

Технологические решения требуют тщательной проработки и исследований, которые в последующем становятся основополагающим информационным фундаментом для формирования и подсчёта сметной стоимости проекта, расчётов в части мероприятий по защите окружающей среды.

Выводы

Для оптимизации строительства скважин в акватории арктического шельфа РФ совершенствуются технологии бурения, учитываются экологическая безопасность и опыт ранее пробуренных скважин. Экологический мониторинг, технико-технологическое сопровождение, авторский надзор и супервайзинг позволяют выполнять полный комплекс и объём работ, учитывающих все аспекты цикла строительства. Поэтому для успешного строительства скважин на морских месторождениях необходимо разработать проектную документацию, удовлетворяющую всем требованиям, о которых было указано выше, в кратчайшие сроки и надлежащего качества. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Состояние и перспективы освоения углеводородных ресурсов Арктического шельфа России // Neftegaz.ru. – 25.03.2020 – URL:. https://magazine.neftegaz.ru/articles/rynok/538351-sostoyanie-i-perspektivy-osvoeniya-uglevodorodnykh-resursov-arkticheskogo-shelfa-rossii/ (дата обращения 17.05.2022).

2. Нефтегазовый клондайк Арктики – URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2018/12/545/ (дата обращения 17.05.2022).

3. Проект разведочных работ на газоконденсатном месторождении имени В.А. Динкова 2019 г.

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
#приёмзаявок #СНГ #СургутНефтьиГаз2023 #выставка #ЮГРА #Сургут #sngexpo #ЮК #Сургутнефтьигаз #2023 #четвертьвекавместе #ЮгорскиеКонтракты #Expotech
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 553.981.2

ПРИМЕНЕНИЕ ОБОБЩЕННОЙ МЕТОДИКИ ОПТИМИЗАЦИИ КОМПЛЕКСНЫХ СХЕМ ОБУСТРОЙСТВА И ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Е.В. Богатырева, заведующая кафедрой, канд. техн. наук,
Д.А. Мирзоев, д-р техн. наук, профессор,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина;
Э.А. Вольгемут, канд. техн. наук
E-mail: shelf1998@mail.ru

Ключевые слова: комплексная схема; обустройство; шельф; морские месторождений; оптимизация; ЧДД; оптимизация.

Аннотация. В статье проведены анализ и проверка на конкретных месторождениях приямальского шельфа Карского моря (Ленинградское, Русановское, имени В.А. Динкова) разработанных авторами методик. Рассмотрена динамика добычи газа для газовых и газоконденсатных месторождений в зависимости от геологических характеристик месторождений.

Повысить экономическую эффективность освоения групп месторождений углеводородов в условиях сурового климата и при больших капиталовложениях позволяет методика комплексного обустройства и освоения групп месторождений, которая подразумевает наличие базового месторождения с наибольшими запасами и месторождений-спутников, продукция которых поступает на базовое месторождение, а с него – на берег и затем к потребителю. Известно применение подобного подхода для Штокмановского газоконденсатного месторождения [1], группы нефтяных месторождений Северного Каспия [2] и других месторождений.

Авторами рассмотрена обобщенная методика оптимизации комплексных схем обустройства и освоения морских месторождений и применена к группе морских газоконденсатных месторождений Карского моря (рис. 1).

В общем виде задача может быть в ряде случаев решена с использованием аппарата исследования операций и сформулирована следующим образом [3].

При заданном комплексе условий α найти такое решение $x = x^*$, которое обращает показатель эффективности W в максимум

$$W^* = \max_{x \in X} W(\alpha, x^*), \qquad (1)$$

где α – заданные (заранее известные) факторы; x – зависящие от разработчиков элементы решения; X – область возможных решений.

В качестве показателя эффективности принят чистый дисконтированный доход (ЧДД), α – параметры месторождений (запасы, географическое положение, гидрометеорологические условия, характеристика продукции, капиталовложения и т.п.); x – показатели разработки

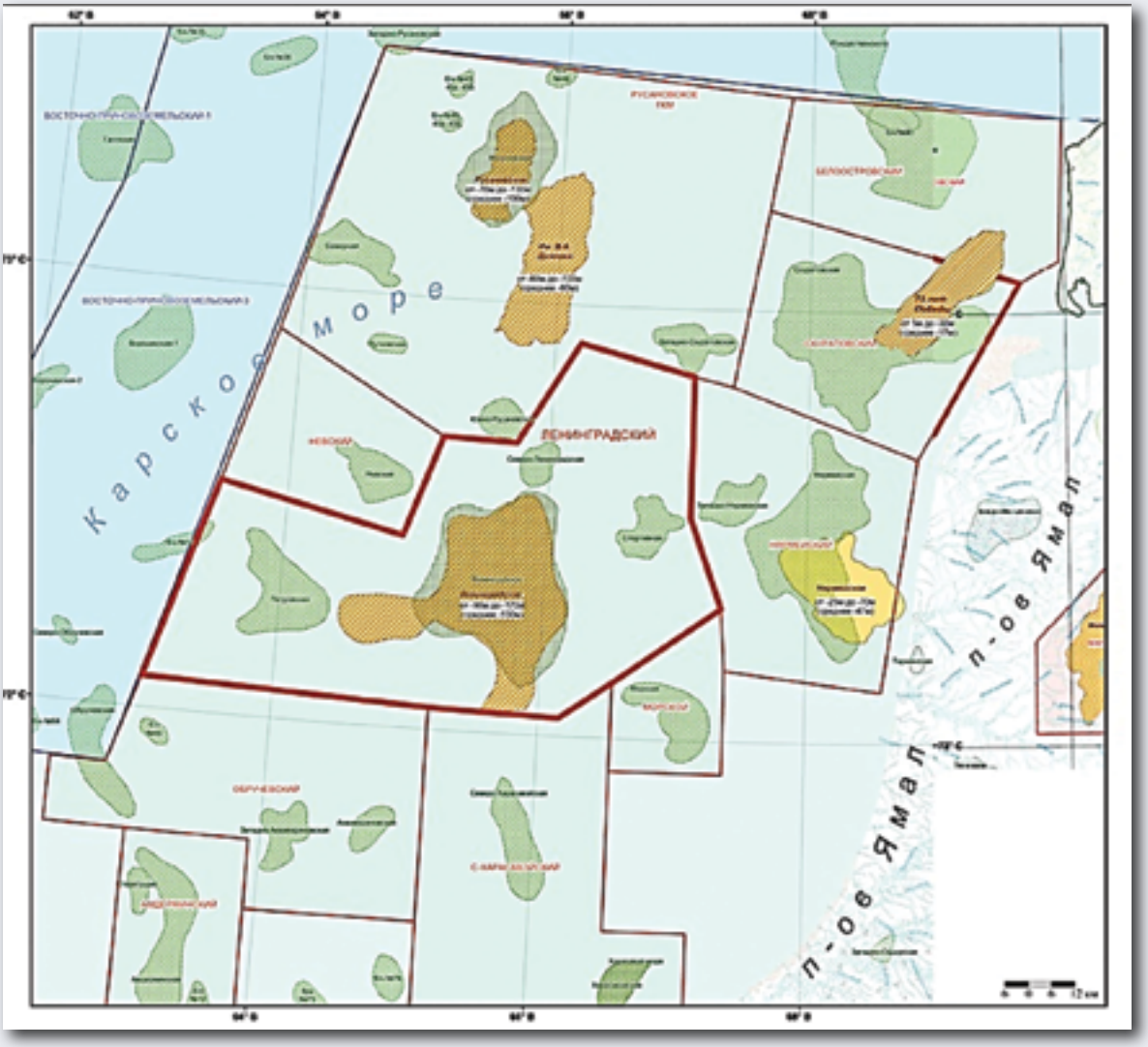


Рис. 1. Схема группы месторождений приямальского шельфа Карского моря

(максимальные уровни добычи, время ввода месторождений в эксплуатацию и т.п.).

Основные зависимости и выводы основных уравнений

Общепринятый график динамики добычи газа для какого-либо газового или газоконденсатного месторождения (рис. 2) состоит из периодов нарастающей ($0 < t < t_0$), постоянной ($t_0 < t < T$) и падающей ($T < t < \infty$) добычи.

В течение периода нарастающей добычи крутизна характеристики определяется динамикой ввода скважин в эксплуатацию. Период

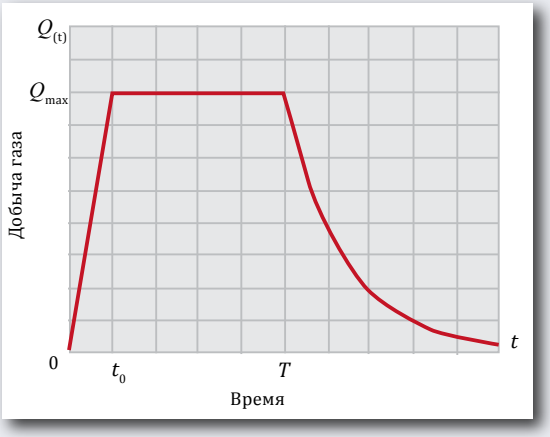


Рис. 2. Динамика добычи газа

падающей добычи начинается с момента T, при котором устьевое давление достигает минимально допустимого значения $P_{у\ min}$. Чем меньше $P_{у\ min}$, тем больше T.

Динамика добычи газа, приведенная на рис. 2, может быть выражена формулой

$$Q(t) = Q_{max}\left[\left(\frac{t}{t_0} - 1\right)\Phi(t_0 - t) + \Phi(T - t) + e^{-a(t-T)}\Phi(t - T)\right]. \quad (2)$$

Тогда

$$\int_0^{\infty} Q(t)dt = \int_0^{t_0} q(t)dt + \int_{t_0}^{T} Q_{max}dt + \int_T^{\infty} Q_{max}e^{-a(t-T)}\Phi(t - T)dt = Q_з, \quad (3)$$

где $q(t)$ – текущее значение добычи газа, м^3/год; Q_{max} – максимальный уровень добычи газа в период постоянной добычи, м^3/год; $Q_з$ – запасы газа месторождения, м^3; $\Phi(t - T)$ – функция Хэвисайда: $\Phi(t - T) = 0$ при $t < T$; $\Phi(t - T) = 1$ при $t \geq T$.

Если принять, что зависимость $q(t)$ в интервале $0 < t < t_0$ является линейной функцией времени, тогда с учетом (3) будем иметь

$$\frac{Q_{max}t_0}{2} + Q_{max}(T - t_0) + \frac{1}{a}Q_{max} = Q_з. \quad (4)$$

Из выражения (4) следует, что

$$a = \frac{Q_{max}}{Q_з - Q_{max}(T - \frac{t_0}{2})}. \quad (5)$$

Динамика пластового давления $P_{пл}(t)$ определяется следующим образом:

$$P_{пл}(t) = P_{пл0}\left(1 - \frac{\int_0^t Q(t)dt}{Q_з}\right), \quad (6)$$

где $P_{пл\ 0}$ – начальное пластовое давление; $Q(t)$ – динамика добычи газа.

Обозначим через T_{max} время разработки месторождения. Тогда, учитывая (3), выражение (4) преобразуется к виду

$$\frac{Q_{max}t_0}{2} + Q_{max}(T - t_0) + \frac{1}{a}Q_{max}(1 - e^{-a(T_{max}-T)}) = Q_{нак}, \quad (7)$$

где $Q_{нак}$ – накопленная добыча газа.

Обозначим через η отношение

$$\eta = \frac{P_{пр}}{P_{пл0}} = \left(1 - \frac{\frac{Q_{max}t_0}{2} + Q_{max}(T - t_0) + \frac{1}{a}Q_{max}(1 - e^{-a(T_{max}-T)})}{Q_з}\right), \quad (8)$$

где $P_{пр}$ – предельное пластовое давление, при котором разработка месторождения прекращается.

Обозначим через ξ отношение

$$\xi = \frac{P_{min}}{P_{пл0}} = 1 - \frac{Q_{max}}{Q_з}(T - \frac{t_0}{2}), \quad (9)$$

где P_{min} – минимальное пластовое давление, при котором достигается минимальное устьевое давление $P_{у\ min}$ и начинается снижение уровня добычи газа относительно Q_{max}.

Динамика добычи газа, описываемая функциями (2–9) и приведенная на рис. 2, достаточно хорошо коррелируется с показателями разработки применительно к Штокмановскому ГКМ, месторождениям Каменномысское-море (табл. 1), Ленинградскому и Русановскому.

На рис. 3 приведены сопоставления данных по проектам разработки Ленинградского и Русановского месторождений с данными, рассчитанными по формулам (2–9).

Из табл. 1 и рис. 3 видно, что расчетные данные достаточно хорошо совпадают с данными технологических схем разработки месторождений. Поэтому на первом этапе для предварительной оценки технико-экономических показателей освоения месторождений нет необходимости иметь технологические схемы разработки, а достаточно использовать указанные выше формулы.

Дисконтирование денежных потоков

Метод дисконтирования денежных потоков при непрерывном начислении процентов [4], принятый в статье, существенно упрощает вычисления.

Таблица 1

Проектные показатели разработки Штокмановского ГКМ и месторождения Каменномысское-море, рассчитанные по формулам (2–9) с привязкой по запасам, начальному пластовому давлению и максимальному уровню добычи

Показатели разработки	По протоколу ЦКР	Рассчитанные по формулам (2–9)
Штокмановское ГКМ		
Запасы газа, млрд м^3	3940	
Начальное пластовое давление, МПа	23,45	
Максимальный уровень добычи, млрд м^3/год	71,7	
Время выхода на максимальный уровень добычи, лет	10	10
Период постоянной добычи, лет	26	26,047
Добыча газа, млрд м^3/год на 40-й год разработки на 50-й год разработки	 60,5 29,1	 60,77 40
Месторождение Каменномысское-море		
Запасы, млрд м^3	534,7	
Начальное пластовое давление, МПа	10,08	
Максимальный уровень добычи, млрд м^3/год	15,1	
Период постоянной добычи, лет	13	13,06
Накопленная добыча газа за 30 лет, млрд м^3	357,5	359,1
Коэффициент газоизвлечения,% за 30 лет за 40 лет	 66,9 74,7	 67,2 81,5

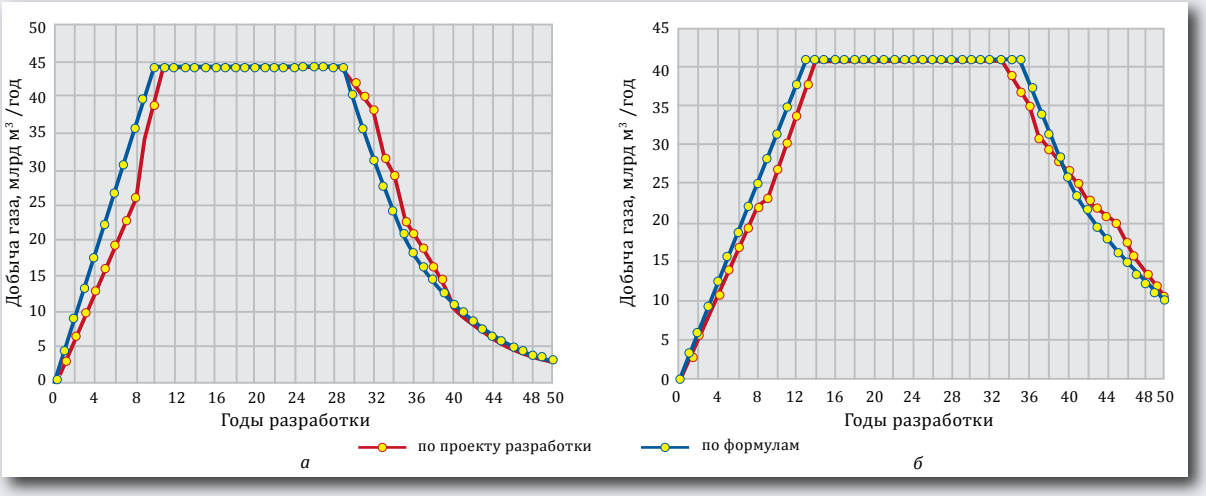


Рис. 3. Сопоставление данных по проекту разработки Ленинградского месторождения (*а*) и Русановского месторождения (*б*) с данными, рассчитанными по формулам (2–9)

Коэффициент дисконтирования определяеться по формуле

$$K_{ди}(t) = e^{-\varepsilon t}, \qquad (10)$$

где ε – норма дисконта при непрерывном начислении процентов; t – временной интервал. Заметим, что обычно дисконтирование осуществляется с применением коэффициента дисконтирования, определяемого по формуле:

$$K_{д}(t) = \frac{1}{(1+E)^t}. \qquad (11)$$

При измерении t в годах, а ε и E в %/год функции (10) и (11) практически одинаковы (рис. 4).

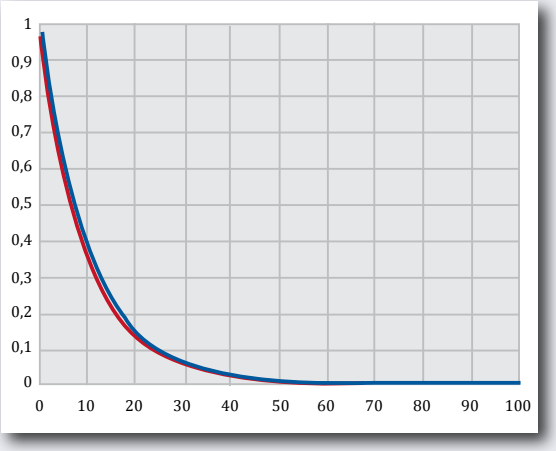


Рис. 4. Графики функций (10) – красный и (11) – синий

Методика учета постадийного ввода месторождения в эксплуатацию

Ввод в эксплуатацию любого месторождения происходит, во-первых, с задержкой относительно динамики капитальных вложений, а во-вторых, постадийно, с определенными сдвигами во времени, обусловленными, например, динамикой ввода добывающих скважин в эксплуатацию. В результате происходит сдвиг добычи на более позднее время, что с учетом дисконтирования приводит к ухудшению экономических показателей проекта.

В методике учета постадийного ввода месторождения в эксплуатацию примем, что капитальные вложения будут складываться из капитальных вложений на строительство объектов обустройства (платформы, острова и др.), трубопроводов, поэтапного строительства добывающих скважин и береговых сооружений. Примем также, что добыча и реализация продукции месторождения будет начинаться после ввода первой скважины в эксплуатацию, что возможно только после окончания строительства, установки и сдачи в эксплуатацию объектов обустройства.

В общем виде динамика капитальных вложений имеет вид

$$\begin{cases} C_{пл}(t) = \dfrac{\beta_{пл}(Q_{max})Q_{max}}{\Delta t_{пл}}; \\ C_{тр}(t) = \dfrac{\beta_{тр}(L_{тр})L_{тр}}{\Delta t_{тр}}; \\ C_{бс}(t) = \dfrac{\beta_{бс}(Q_{max})Q_{max}}{\Delta t_{бс}}, \end{cases} \qquad (12)$$

где $C_{пл}(t)$, $C_{тр}(t)$, $C_{бс}(t)$ – динамика капитальных вложений в строительство платформы (или острова), трубопроводов и береговых сооружений соответственно; $\beta_{пл}(Q_{max})$, $\beta_{тр}(L_{тр})$, $\beta_{бс}(Q_{max})$ – удельные капитальные вложения ($L_{тр}$ – длина трубопроводов, Q_{max} – максимальный уровень добычи); $\Delta t_{пл}$, $\Delta t_{тр}$, $\Delta t_{бс}$ – время строительства платформы (или острова), трубопроводов и береговых сооружений соответственно.

Дисконтированные капитальные вложения составят

$$C^d_{пл} = \frac{\beta_{пл}(Q_{max})Q_{max}}{\Delta t_{пл}\varepsilon}(1 - e^{-\Delta t_{пл}\varepsilon}); \qquad (13)$$

$$C^d_{тр} = \frac{\beta_{тр}(L_{тр})L_{тр}}{\Delta t_{тр}\varepsilon}(1 - e^{-\Delta t_{тр}\varepsilon}); \qquad (14)$$

$$C^d_{бс} = \frac{\beta_{бс}(Q_{max})Q_{max}}{\Delta t_{бс}\varepsilon}(1 - e^{-\Delta t_{бс}\varepsilon}). \qquad (15)$$

Поскольку реализация продукции возможна только после строительства и сдачи в эксплуатацию объектов обустройства, для последующего определения ЧДД в формулах (13–15) можно принять $\Delta t_{пл} = \Delta t_{тр} = \Delta t_{бс}$ и равными их максимальному значению Δt_{max}, полагая также, что указанные объекты могут строиться одновременно. Тогда дисконтированные капитальные вложения в строительство объектов обустройства будут иметь вид

$$C^d_{Σпоб} = \frac{1 - e^{-\Delta t_{max}\varepsilon}}{\Delta t_{max}\varepsilon}\cdot\left[\beta_{пл}(Q_{max})Q_{max} + \beta_{тр}(L_{тр})L_{тр} + \beta_{бс}(Q_{max})Q_{max}\right]. \qquad (16)$$

Разобьем период 0 – t_0 (см. рис. 2) на n равных интервалов ($\Delta t_{скв} = t_0/n$), на каждом из которых будет осуществляться строительство и ввод в эксплуатацию одной добывающей скважины (рис. 5).

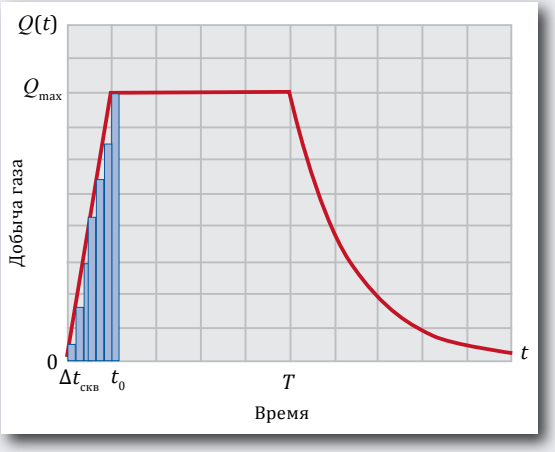


Рис. 5. Строительство и ввод в эксплуатацию добывающих скважин за период 0 – t_0

Обозначим капитальные вложения на строительство скважины через $C_{скв}$. Тогда, полагая, что строительство скважины начинается после ввода в эксплуатацию объектов обустройства, дисконтированные капитальные вложения в строительство будут иметь следующий вид.

Для первой скважины

$$C^d_{скв1} = \frac{C_{скв}}{\Delta t_{скв}} \int_{\Delta t_{скв}}^{\Delta t_{скв}+\Delta t_c} e^{-\varepsilon t} dt = \frac{C_{скв}}{\Delta t_{скв}\varepsilon}\left[e^{-\varepsilon \Delta t_{скв}} - e^{-\varepsilon(\Delta t_{скв}+\Delta t_c)}\right] = \frac{C_{скв}}{\Delta t_{скв}\varepsilon} e^{-\varepsilon \Delta t_{скв}} (1 - e^{-\varepsilon \Delta t_{скв}}). \quad (17)$$

Для второй скважины

$$C^d_{скв2} = \frac{C_{скв}}{\Delta t_{скв}} \int_{\Delta t_{скв}+\Delta t_{скв}}^{\Delta t_{скв}+2\Delta t_{скв}} e^{-\varepsilon t} dt = \frac{C_{скв}}{\Delta t_{скв}\varepsilon} e^{-\varepsilon \Delta t_{скв}} (e^{-\varepsilon \Delta t_{скв}} - e^{-2\varepsilon \Delta t_{скв}}). \quad (18)$$

Для всех n скважин

$$C^d_{\Sigma скв} = C^d_{скв1} + C^d_{скв2} + \ldots + C^d_{скв n} = \frac{C_{скв}}{\Delta t_{скв}\varepsilon} e^{-\varepsilon \Delta t_{скв}} (1 - e^{-\varepsilon n \Delta t_{скв}}) = \frac{C_{скв} n}{t_0 \varepsilon} e^{-\varepsilon \Delta t_{скв}} (1 - e^{-\varepsilon t_0}). \quad (19)$$

Суммарные дисконтированные капитальные вложения

$$C^d_{\Sigma} = C^d_{\Sigma ппб} + C^d_{\Sigma скв}. \quad (20)$$

Доход от реализации продукции после пуска первой скважины в интервале t_0/n – $2t_0/n$ будет равен:

$$R_{скв1} = \sigma q \frac{t_0}{n}, \quad (21)$$

где q – дебит скважин, а σ – стоимость газа.

Доход от реализации продукции после пуска всех n скважин в интервале 0 – t_0 (с учетом того, что реализация продукции начинается не с нуля, а с момента t_0/n) составит

$$R_{\Sigma_{скв}} = \sigma q \frac{t_0 n}{2}. \quad (22)$$

Если рассматривать доход от реализации продукции в непрерывной постановке задачи, то из рис. 5 будем иметь

$$R(t) = \frac{Q_{max}}{t_0} \sigma t \quad (23)$$

и

$$R_{\Sigma_{скв}} = \int_0^{t_0} R(t) dt = \frac{\sigma Q_{max} t_0}{2}, \quad (24)$$

что совпадает с (22), если учесть, что $qn = Q_{max}$.

Определим при непрерывной постановке задачи с учетом (2) и (3) суммарный дисконтированный доход от реализации всей продукции за время разработки месторождения T_{max}.

$$R^d_{\Sigma_{скв}} = \sigma e^{-\varepsilon \Delta t_{скв}} \left(\int_0^{t_0} \frac{Q_{max}}{t_0} t e^{-\varepsilon t} dt + \int_{t_0}^{T} Q_{max} e^{-\varepsilon t} dt + \int_{T}^{T_{max}} Q_{max} e^{-\varepsilon t} e^{-\varepsilon t} dt\right). \quad (25)$$

Чистый дисконтированный доход без учета налогообложения будет иметь вид в предположении, что после t_0 никаких капиталовложений не производится:

$$ЧДД = R^d_{\Sigma_{скв}} - C^d_{\Sigma}, \quad (26)$$

где $R^d_{\Sigma_{скв}}$ определяется из (25), a – из (5), а C^d_{Σ} – из (16), (19) и (20).

Решая эти уравнения, можно определить ЧДД с учетом дисконтирования за время T_{max} разработки месторождения.

Метод дисконтирования денежных потоков при непрерывном начислении процентов [4], принятый в статье, существенно упрощает вычисления.

Методика анализа комплексной схемы обустройства и освоения группы газоконденсатных месторождений приямальского шельфа Карского моря

Оптимизация комплексных схем обустройства и освоения группы месторождений в общем виде без каких-либо допущений является чрезвычайно сложной, и необходимость ее решения на предварительной стадии вряд ли можно считать обоснованной. Будем решать эту задачу применительно к конкретным месторождениям, характеристики которых будем считать известными, что позволит использовать численные методы анализа.

Рассмотрим комплексную схему обустройства и освоения группы месторождений приямальского шельфа Карского моря: Ленинградское, Русановское, имени В.А. Динкова (табл. 2).

Зависимость ЧДД от основных параметров для месторождений приямальского шельфа Карского моря

Ленинградское месторождение. Ленинградское месторождение имеет пять эксплуатационных объектов с разными начальными пластовыми давлениями и различными, мало отличающимися друг от друга значениями ξ. Расчеты по-

Таблица 2

Основные характеристики месторождений

Параметры	Месторождения		
	Ленинградское	**Русановское**	**имени В.А. Динкова**
Извлекаемые запасы по категориям $C_1 + C_2$, млрд м^3	**1947**	**2109**	**390,7**
Максимальный уровень добычи Q_{max}, млрд м^3/год центральное значение диапазон изменений	**44** 30–80	**41** 30–80	**10** 6–20
Время строительства объектов обустройства Δt_{max}, лет	**10**	**10**	**9**
Дебит скважин q, млн м^3/сут центральное значение диапазон изменений	**1,8** 0,5–3		
Время разработки месторождения T_{max}, лет	**50**		
Удельная стоимость морского трубопровода $\beta_{тр}$, млрд р/км	**4**		
Удельная стоимость морских объектов обустройства $\beta_{пл}$, р·год/м^3	**37**		
Стоимость береговых объектов обустройства $C_{бс}$, млрд р.	**280**		
Стоимость строительства эксплуатационной добывающей скважины $C_{скв}$, млрд р.	**2,0**		
Норма дисконта ε, 1/год	**0,05**		

казывают, что при изменении ξ от 0,4 до 0,55 изменение значения ЧДД во всем диапазоне максимальных уровней добычи Q_{max} не превышает 16 %. Поэтому во всех последующих расчетах было принято среднее значение величины ξ = 0,46. Определим зависимость ЧДД от максимального уровня добычи Q_{max} для Ленинградского месторождения с учетом данных табл. 2 и формул (16), (19), (20), (25) и (26) (рис. 6, *а*), полагая, что средняя величина ξ = 0,46, а отношение Q_{max}/t_0 остается постоянным и равным q. Тогда $t_0 = Q_{max}/q$. Примем стоимость газа σ = 30000 р/1000 м³.

Из рис. 6, *а* следует, что с увеличением Q_{max} ЧДД вначале увеличивается, а затем начинает падать из-за того, что с увеличением Q_{max} начинают расти капиталовложения в морские объекты обустройства, поскольку принято, что стоимость морских объектов обустройства пропорциональна максимальному уровню добычи. Если же характер этой зависимости окажется

Ввод в эксплуатацию любого месторождения происходит, во-первых, с задержкой относительно динамики капитальных вложений, а во-вторых, постадийно, с определенными сдвигами во времени, обусловленными, например, динамикой ввода добывающих скважин в эксплуатацию.

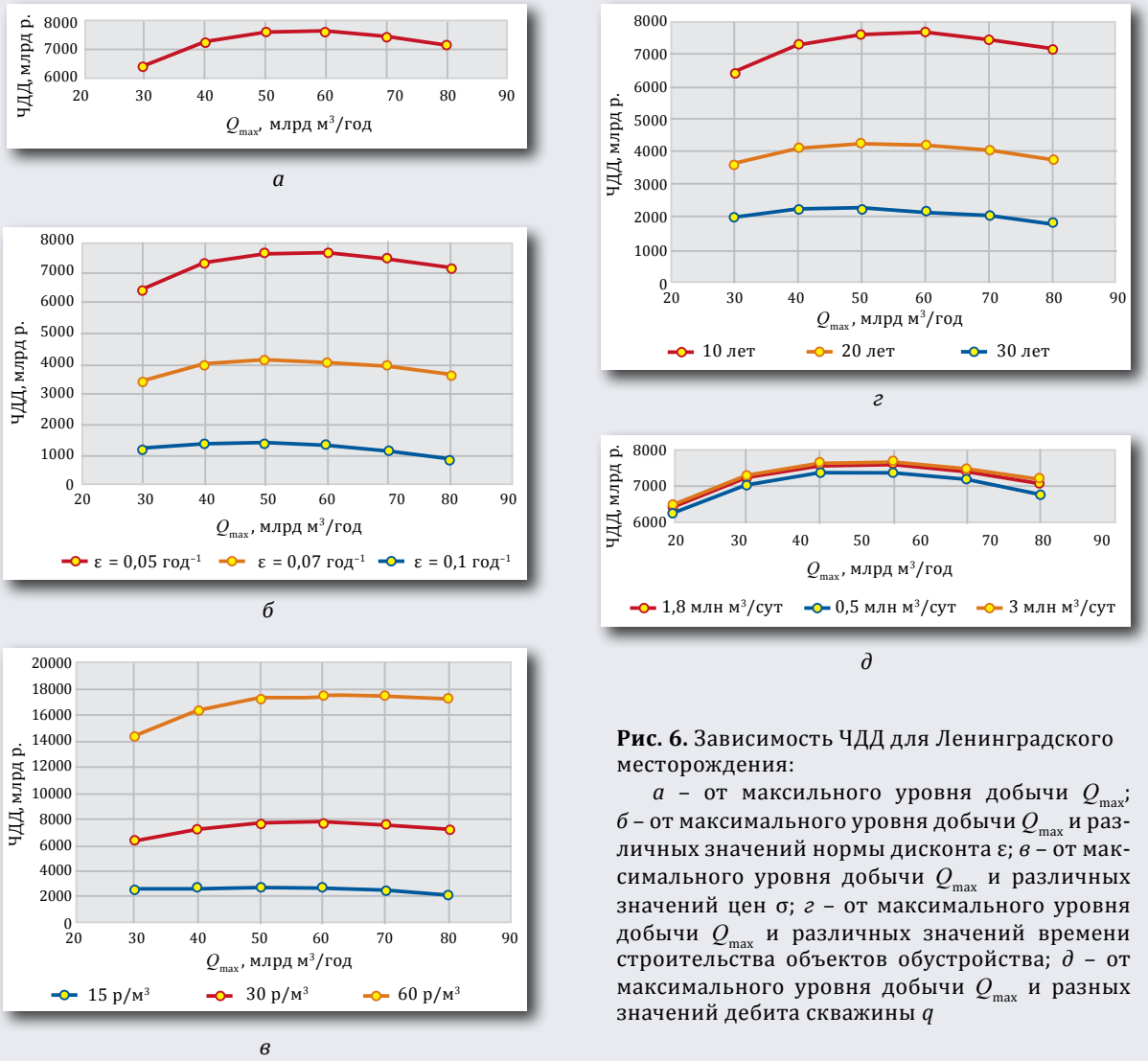


Рис. 6. Зависимость ЧДД для Ленинградского месторождения:

а – от максильного уровня добычи Q_{max}; *б* – от максимального уровня добычи Q_{max} и различных значений нормы дисконта ε; *в* – от максимального уровня добычи Q_{max} и различных значений цен σ; *г* – от максимального уровня добычи Q_{max} и различных значений времени строительства объектов обустройства; *д* – от максимального уровня добычи Q_{max} и разных значений дебита скважины q

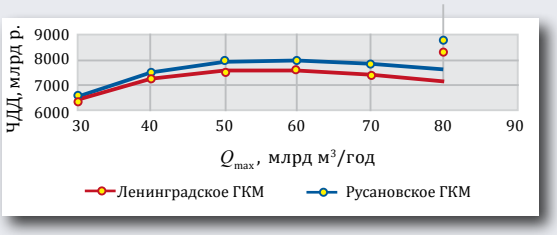


Рис. 7. Зависимости ЧДД от максимального уровня добычи Q_{max} для Ленинградского и Русановского месторождений

Оптимизация комплексных схем обустройства и освоения группы месторождений в общем виде без каких-либо допущений является чрезвычайно сложной, и необходимость ее решения на предварительной стадии вряд ли можно считать обоснованной.

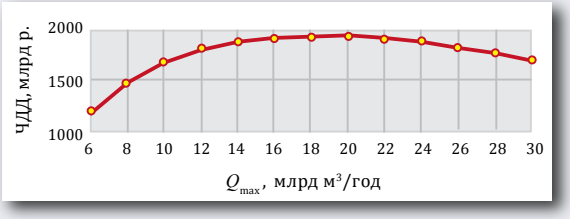
иным, то это можно учесть в соответствующих формулах.

Наличие экстремума функции ЧДД(Q_{max}) справедливо для всех значений нормы дисконта ε (рис. 6, *б*).

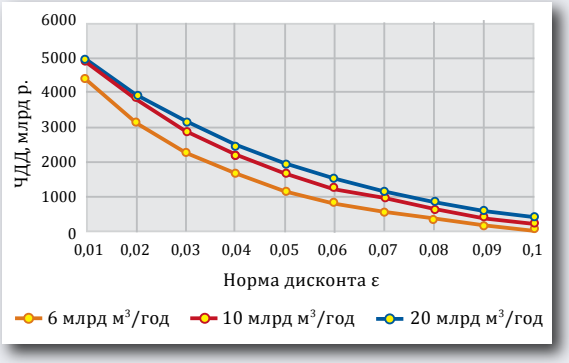
При увеличении нормы дисконта ЧДД существенно снижается: при увеличении ε в 2 раза с 0,05 до 0,1 год$^{-1}$ – в 5 раз. При этом следует очень внимательно относиться к выбору максимального уровня добычи. Так, при ε = 0,05 год$^{-1}$ Q_{max} ≤ 60 млрд м^3/год, при ε = 0,07 год$^{-1}$ Q_{max} < 50 млрд м^3/год, а при ε = 0,1 год$^{-1}$ эта величина не должна превышать 40 млрд м^3/год, при которой зависимость ЧДД(Q_{max}) имеет экстремум.

Анализ показывает, что наибольшее влияние на ЧДД имеют, кроме нормы дисконта ε и стоимости объектов обустройства, цена газа σ и время строительства объектов обустройства Δt_{max} (рис. 6, *в*, *г*)

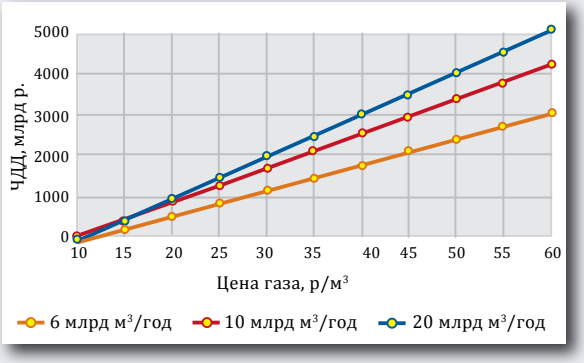
На рис. 6, *г* приведены зависимости ЧДД от максимального уровня добычи Q_{max} для трех значений времени строительства объектов обустройства Δt_{max}: 10; 20 и 30 лет.



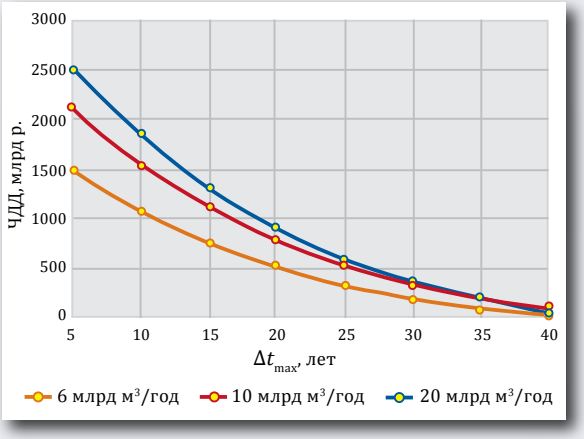
а



б



в



г

Рис. 8. Зависимость ЧДД для месторождения имени В.А. Динкова:

а – от максимальной добычи Q_{max}; *б* – от нормы дисконта ε; *в* – от цены на газ σ; *г* – от времени строительства объектов обустройства Δt_{max}

Анализ также показывает, что ЧДД практически не зависит от дебита скважин q, поскольку с изменением дебита меняется число скважин, а стоимость строительства скважин значительно меньше стоимости строительства объектов обустройства (рис. 6, *д*).

Русановское месторождение. Зависимости ЧДД от основных параметров для Русановского месторождения мало чем отличаются от аналогичных зависимостей для Ленинградского месторождения, поскольку основные характеристики обоих месторождений практически одинаковые, за исключением расстояния до берега. Расстояние между Ленинградским месторожденим и берегом 90 км, между Русановским месторождением и берегом 120 км. В качестве примера на рис. 7 приведены зависимости ЧДД от максимального уровня добычи Q_{max} для Ленинградского и Русановского месторождений.

Месторождение имени В.А. Динкова. На рис. 8 приведена зависимость ЧДД от максимального уровня добычи Q_{max}.

Зависимость ЧДД(Q_{max}) для месторождения имени В.А. Динкова имеет экстремум при Q_{max} – 18 млрд м^3/год, а наибольший прирост ЧДД происходит при малых значениях Q_{max} (рис. 8, *а*). В то же время значения ЧДД при освоении месторождения имени В.А. Динкова значительно меньше, чем при освоении Ленинградского и Русановского месторождений, что вызвано значительной разницей в запасах газа.

С увеличением нормы дисконта ε ЧДД экспоненциально уменьшается, а при максимальном уровне добычи 6 млрд м^3/год и уже при ε = 0,1 ЧДД примерно равен нулю (рис. 8, *б*).

С уменьшением цены на газ ЧДД уменьшается, а при цене меньше 11 р/м^3 освоение месторождения имени В.А. Динкова перестает быть рентабельным (рис. 8, *в*).

С увеличением времени строительства объектов обустройства ЧДД экспоненциально уменьшается, а при максимальном уровне добычи 6 млрд м^3/год и при Δt_{max} > 40 лет освоение месторождения имени В.А. Динкова становится нерентабельным.

Выводы

Результаты проверки на конкретных месторождениях приямальского шельфа Карского моря (Ленинградского, Русановского и имени В.А. Динкова) разработанных методик анализа динамики добычи газа для газовых и газоконденсатных месторождений в зависимости от геологических характеристик месторождений (запасов, пластовых давлений), максимального уровня добычи газа, времени разработки и анализа экономической эффективности освоения газовых и газоконденсатных месторождений на базе показателя эффективности, в качестве которого принят чистый дисконтированный доход (ЧДД), в зависимости от параметров месторождений (запасов, пластовых давлений), показателей их разработки (максимального уровня добычи, дебита скважин, времени разработки), времени ввода в эксплуатацию, капитальных вложений, времени строительства объектов обустройства, нормы дисконта, стоимости продукции, продемонстрировали соответствие значений показателей эффективности освоения месторождений ожидаемым значениям, что говорит о возможности их применения для анализа комплексных схем обустройства и освоения группы месторождений. ■

Ленинградское месторождение имеет пять эксплуатационных объектов с разными начальными пластовыми давлениями.

ЛИТЕРАТУРА

1. Корниенко О.А. Разработка рациональных методов обустройства углеводородных месторождений арктического шельфа РФ: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2007.

2. Анализ комплексной схемы обустройства и освоения месторождений северного Каспия в секторе Казахстанского шельфа / Э.А. Вольгемут, Д.А. Мирзоев, В.Е. Петренко [и др.] // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2021.– № 3. – С.8–16.

3. Вентцель Е.С. Исследование операций. – М.: Советское радио, М., 1972.

4. Косов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: (2-я ред.): Минэкономика. РФ, Минфин. РФ, ГК по стр-ву, архит. и жил. политике – М.: ОАО "НПО "Изд-во "Экономика", 2000.

УДК 622.276.04

ОСОБЕННОСТИ ОСВОЕНИЯ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАМЕННОМЫССКОЕ-МОРЕ

Г.С. Оганов, заместитель генерального директора, д-р техн. наук, профессор,
Б.А. Сердитов, и.о. заместителя генерального директора,
С.Ю. Куропаткин, начальник отдела,
С.П. Марченко, главный специалист
ООО «Газпром морские проекты»
E-mail: s.marchenko@gazprom-seaprojects.ru

Ключевые слова: месторождение Каменномысское-море; акватория Обской губы; обустройство месторождения; ледостойкая стационарная платформа.

Аннотация. В настоящее время ПАО «Газпром» реализует крупнейший проект по освоению газового месторождения Каменномысское-море. ООО «Газпром морские проекты» в рамках данного проекта выполняет функцию генерального проектировщика обустройства месторождения и подрядчика по строительству ключевого элемента проекта – ледостойкой стационарной платформы (ЛСП) «Каменномысская». В статье отражена история подготовки месторождения Каменномысское-море к вводу в разработку с охватом этапов от разведочного бурения до начала строительства морского объекта обустройства – ЛСП «Каменномысская».

Газовое месторождение Каменномысское-море расположено в акватории Обской губы Карского моря. В административном отношении месторождение расположено в Ямало-Ненецком автономном округе Российской Федерации. Владельцем лицензии на пользование недрами является ООО «Газпром добыча Ямбург» (100%-е дочернее общество ПАО «Газпром»). Месторождение Каменномысское-море по балансовым запасам газа относится к категории «уникальное»: начальные извлекаемые запасы свободного газа на государственном балансе на 01.01.2021 составляют 554,738 млрд м^3.

Территориально близкими населенными пунктами к месторождению Каменномысское-море являются с. Мыс Каменный, расположенное на расстоянии 10 км северо-западнее лицензионного участка на левобережье р. Оби, с. Новый порт – на левобережье р. Оби в 50 км южнее и пос. Ямбург – на правобережье р. Оби в 80 км юго-восточнее.

Ближайшими месторождениями газа и газового конденсата являются: на востоке – Парусовое (40 км), на северо-востоке – Северо-Парусовое (65 км), на северо-востоке – Семаковское (108 км), Чугорьяхинское (83 км), на севере – Северо-Каменномысское (50 км) и на западе Каменномысское (примыкает к границе рассматриваемого лицензионного участка). Разрабатываемое Ямбургское месторождение расположено в междуречье рек Оби и Таза в 90 км юго-восточнее района месторождения Каменномысское-море (рис. 1).

Область расположения газового месторождения Каменномысское-море относится к территории с суровым субарктическим климатом с продолжительной зимой и коротким летом и в целом определяется влиянием Северного Ледовитого океана. Самые холодные месяцы январь–февраль со средней температурой от –24,4 до –25,0 °С (рис. 2). Абсолютный

Рис. 1. Обзорная схема расположения месторождения Каменномысское-море

минимум температуры составляет –55,0 °С. Устойчивый переход через ноль происходит в июле. Лето короткое с похолоданиями и заморозками. Средняя температура летних месяцев колеблется от 0,7 до 10,1 °С, а абсолютный максимум составляет 26,0 °С, устойчивый переход через ноль происходит в сентябре–октябре. Среднегодовая температура –9,4 [1].

Особое место в ряду определяющих условий в районе работ занимает ледовый режим Обской губы. Средняя продолжительность навигационного периода составляет 3,5 мес. (июль–октябрь), максимальная – 5,5 мес; минимальная – 2,5 мес. Продолжительность ледового периода в году может достигать 300 сут. Ледяной покров Обской губы формируется из ровного и деформированного льда. Последний представлен грядами торосов, стамухами, навалами. Толщина ровного льда к концу мая в среднем составляет от 140 до 170 см. У берегов она (толщина ровного льда) обычно несколько больше, чем по осевой линии акватории [2].

Интенсивное таяние ледяного покрова начинается после

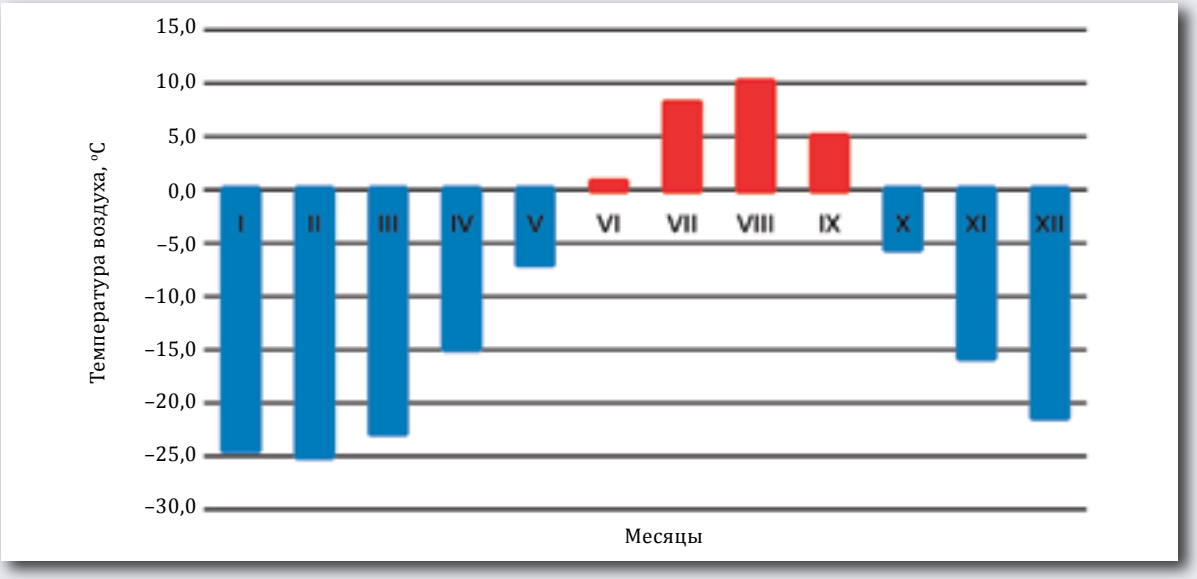


Рис. 2. Годовой ход температуры воздуха в районе расположения месторождения Каменномысское-море

перехода температуры воздуха к положительным значениям, который по средним многолетним данным наступает в первой декаде июня. Взлом припая в южной части Обской губы происходит в середине, в центральной части – в конце июня. После взлома припая на поверхности образуются плавучие льды, которые начинают перемещаться под воздействием течений и ветра. Преобладающее направление дрейфа льдов – на север, средняя скорость дрейфа льдов составляет от 40 до 50 см/с. Средняя продолжительность весеннего дрейфа льдов – от 15 до 20 сут.

Согласно районированию Обской и Тазовской губ газовое месторождение Каменномысское-море расположено в западной части Обской губы. В этом районе берега сложены преимущественно супесями, суглинками, глинами, вблизи устьев рек – в основном песком. Западный берег низкий, местами болотистый, высотой до 20 м подвержен разрушению. Примыкающие к району работ заболоченные участки суши представляют собой слабовсхолмленную равнину со слаборасчлененным рельефом и покрыты сплошным чехлом четвертичных отложений, которые могут быть использованы как источник минерального строительного материала (песок, песчано-гравийной смесь, глины кирпичные и керамзитовые).

Рис. 3. Схема разведочного и поискового разбуривания месторождения Каменномысское-море

Широкомасштабное изучение геологическими и геофизическими методами территорий севера Западной Сибири началось в 50-х гг. прошлого века.

В 1950–1960 гг. на территории п-ова Ямал, которая прилегает к рассматриваемому району работ, проведен ряд геолого-геофизических исследований: региональная геологическая, геолого-геоморфологическая, аэромагнитная и гравиметрическая съемки. По результатам проведенных работ составлены геологические и геоморфологические схемы, разработана стратиграфия четвертичных отложений, составлены схемы тектонического строения кристаллического фундамента и осадочного чехла. Проведенные исследования территории послужили обоснованием для постановки рекогносцировочных сейсморазведочных работ.

Первые геолого-геофизические исследования в пределах Обской и Тазовской губ начались в 1960-х гг. Проведены морские рекогносцировочные сейсмические исследования в Обской и Тазовской губах. По результатам выполненных работ было выявлено, что в пределах Обской губы наблюдается сейсмогеологический разрез, характерный для Западно-Сибирской плиты, выделены опорные отражающие горизонты в отложениях мелового и юрского возрастов, выявлены четыре зоны поднятий и восемь локальных структур, в том числе поднятие м. Камен-

ный, в последующих работах названное Каменномысским.

Систематическое изучение исследуемого района акватории Обской и Тазовской губ началось спустя почти 25 лет после проведения первых исследований в 1960 г. В 1981–1987 гг. Морской арктической геолого-разведочной экспедицией в незначительном объеме проводились рекогносцировочные работы на отдельных участках Обской губы, в результате которых выявлены Каменномысское и Северо-Каменномысское антиклинальные поднятия.

В 1996 г. ГУП «Трест «Севморнефтегеофизика» по заказу РАО «Газпром» (в настоящее время – ПАО «Газпром») выполнило поисково-профильные сейсморазведочные работы в акватории Обской губы по объекту. Они позволили изучить разрез осадочного чехла до глубины 6,5 км, выявить Обское антиклинальное поднятие, подтвердить наличие ранее выявленных Каменномысского и Северо-Каменномысского понятий [1].

В 1999 г. проведены детализационные площадные сейсморазведочные работы Каменномысской и Северо-Каменномысской площадей, позволившие подготовить к поисковому бурению перспективные объекты по сеноманскому, аптскому, неокомскому и среднеюрскому горизонтам.

Газовое месторождение Каменномысское-море было открыто в 2000 г. по результатам бурения и испытания поисковой скв. 1 в интервале сеноманских отложений верхнего мела. На сегодняшний день на территории лицензионного участка Каменномысское-море всего пробурено семь поисковых и разведочных скважин, все семь скважин ликвидированы (рис. 3).

По итогу разведочного и поискового разбуривания месторождения Каменномысское-море установлена промышленная газоносность в продуктивных отложениях сеноманского яруса верхнего мела (пласт ПК1). Сеноманская газовая залежь по типу является массивной, вытянутой в направлении юго-запад – северо-восток. Длина залежи составляет 60,0 км, ширина – 13,7 км, толщина изменяется от 150,0 м до 166,5 м.

Рис. 4. Принципиальная схема обустройства месторождения Каменномысское-море

На сегодняшний день этап геологического изучения недр на лицензионном участке полностью завершен, выполнены все разведочные работы, намеченные на месторождении, проведены сейсмические работы, подсчитаны запасы углеводородов, а также составлен проектный документ на разработку месторождения.

Первый проектный технический документ на разработку месторождения «Проект разработки газового месторождения Каменномысское-море» составлен в 2008 г., утвержден ЦКР Роснедра в 2010 г. [3]. Ключевые положения данного документа выделяли один эксплуатационный объект – газовую залежь пласта ПК1, проектный уровень отбора – 15,1 млрд м^3/год, общий фонд скважин – 43 ед., разработку залежи системой из четырёх кустов скважин, постоянный период добычи – 13 лет, коэффициент извлечения газа за весь период разработки – 0,747.

В 2011 г. разработан предпроектный документ «Обоснование инвестиций в обустройство газового месторождения Каменномысское-море», получивший положительное заключение ОАО «Газпром» в 2013 г. В 2014 г. начаты работы по комплексным инженерным изысканиям и разработке проектной документации по обустройству месторождения [3]. В декабре 2020 г. ЦКР Роснедр по УВС утвержден действующий проектный документ на

Газовое месторождение Каменномысское-море было открыто в 2000 г. по результатам бурения и испытания поисковой скв. 1 в интервале сеноманских отложений верхнего мела.

разработку месторождения Каменномысское-море – «Технологическая схема разработки газового месторождения Каменномысское-море».

В настоящее время проектом обустройства (рис. 4) предусмотрена единая система для освоения месторождения Каменномысское-море, состоящая из основных сегментов:

1. Фонд эксплуатационных скважин;
2. Объекты морского обустройства:
2.1. ледостойкая стационарная платформа (ЛСП «А»);
2.2. ледостойкие блок-кондукторы (ЛБК «С» и «D»);
2.3. подводные трубопроводы;
3. Объекты обустройства береговой инфраструктуры (УКПГ м. Парусный);
4. Магистральный газопровод.

Основные технические решения по проекту обустройства (ОТР) приняты в 2016 г.

В схеме предусмотрено обустройство морских кустов скважин сооружениями погружного типа со свайным креплением к морскому дну: основного куста – ЛСП «А», сателлитных кустов – ЛБК «С» и ЛБК «D». ЛСП «А» – проектное наименование сооружения, завершенный строительством объект получит наименование ЛСП «Каменномысская». Газ, добываемый ЛСП «А» и ЛБК, подаётся в подводный трубопровод до объекта береговой инфраструктуры – установки комплексной подготовки газа (УКПГ) на м. Парусный, расположенной на западном берегу Обской губы. Далее подготовленный на УКПГ газ по требованиям СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия» подается в магистральный трубопровод до головной компрессорной станции (ГКС) «Ямбургская».

Общий фонд скважин для бурения составляет 48 ед.: 34 скважины размещены на ЛСП «А», восемь скважин – на ЛБК «С» и шесть скважин – на ЛБК «D».

Основный фонд на ЛСП «А» имеет следующую структуру: одна поглощающая вертикальная, одна добывающая вертикальная и 32 добывающие с отдохом от 1000 до 3000 м. Поглощающая скважина на платформе предназначена для закачки в пласт очищенных и обеззараженных сточных и хозяйственно-бытовых вод [4].

Функциональное назначение ЛСП «А» обеспечивает ряд процессов: бурение скважин в круглогодичном режиме, освоение скважин, добычу, первичную сепарацию и компримирование газа на более позднем этапе разработки, ингибирование газа метанолом, подачу газа для его транспорта по трубопроводу до УКПГ на м. Парусный, запуск и прием очистных и диагностирующих устройств для трубопроводов, доставку и вывоз персонала и грузов вертолетами и морским транспортом (в период навигации), обеспечение административных и хозяйственно-бытовых нужд работников, эвакуацию персонала [4].

ЛСП «А» состоит из двух конструктивных элементов: корпуса платформы (опорного основания) и верхнего строения (рис. 5). Опорное основание ЛСП «А» предназначено для размещения на верхней палубе конструкций и оборудования основного производственного и прочих вспомогательных комплексов, хранения технологических, энергетических и бытовых (пресная вода) запасов, подключения ЛСП «А» к межпромысловым подводным коммуникациям (трубопроводы и линии связи), создания прижимной нагрузки платформы за счет жидкого балласта в специальных цистернах, надежного крепления платформы к морскому дну с помощью свай, направляющие которых располагаются по периметру опорного основания, восприятия платформой внешних нагрузок: ледовых, ветроволновых, гидродинамических, без смещений [5].

На верхней палубе ЛСП «А» размещен ряд модулей, обеспечивающих функционирование платформы: основной буровой, вспомогательный буровой, эксплуатационный, энергетический, жилой, внемодульные конструкции, а также модуль с оборудованием дожимного комплекса, ввод которого предполагается, согласно действующей технологической схеме разработки месторождения, на 19-й год добычи газа (рис. 6) [5].

Основной и вспомогательный буровые комплексы расположены на верхней палубе платформы в ее кормовой части и включают в себя вышечно-лебедочный блок, механизмы перемещения опорной рамы и подвышечного основания, цементировочный комплекс, модуль буровых насосов с электроприводами, циркуляционную систему бурового раствора, лабораторию буровых растворов, оборудование вре-

менного хранения и передачи шлама в контейнеры и др.

Эксплуатационный модуль предназначен для выполнения технологических операций и обеспечения заданных параметров технологических процессов добычи, сбора и транспорта пластовой продукции. Данный модуль состоит из технологических блоков основного оборудования, вспомогательных технологических установок и систем трубопроводов: фонтанной арматуры, блока общего замера пластовой продукции; системы приема, хранения и закачки метанола и ингибитора коррозии, установки подготовки топливного газа для энергетического комплекса, факельных систем и др.

Рис. 5. Общий вид ЛСП «А»

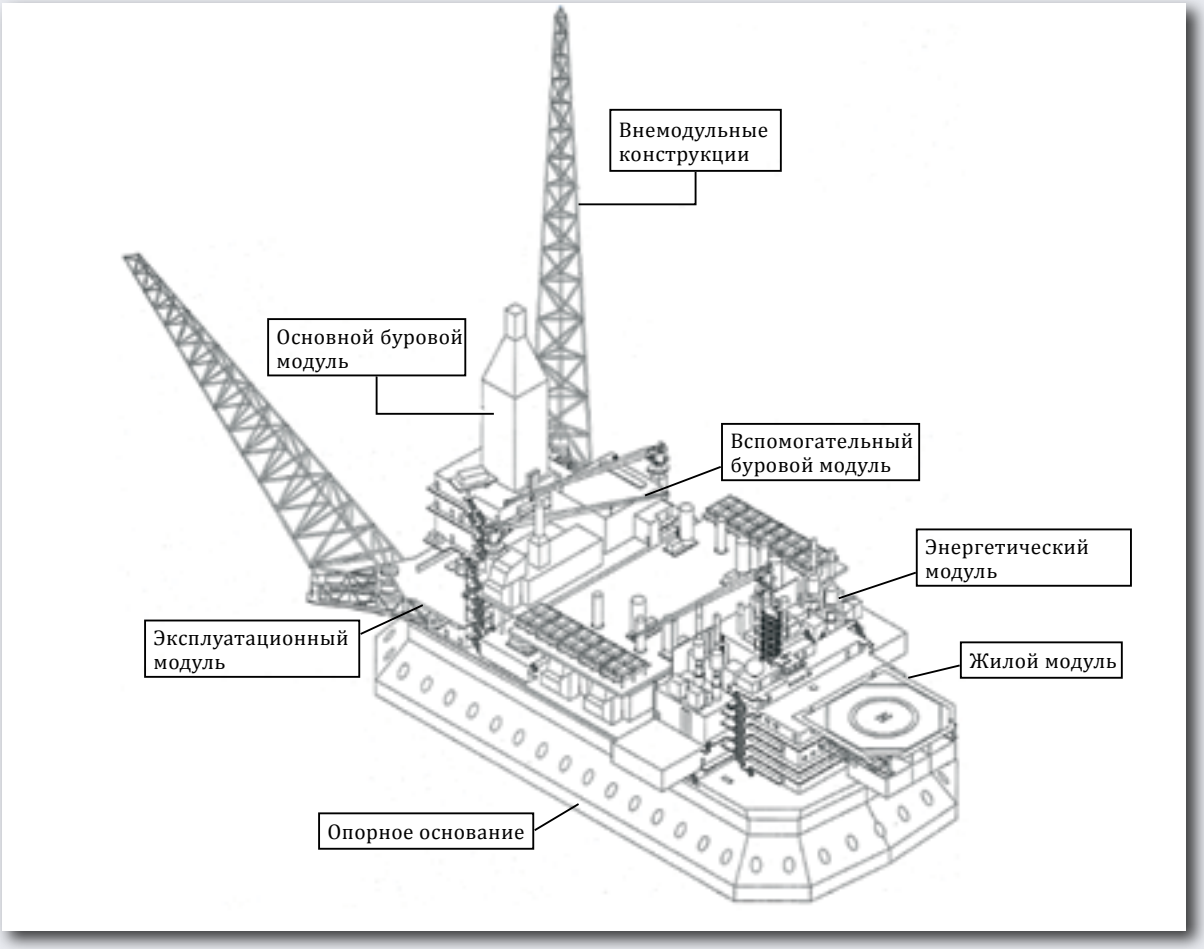


Рис. 6. Схема размещения модулей на ЛСП «А»

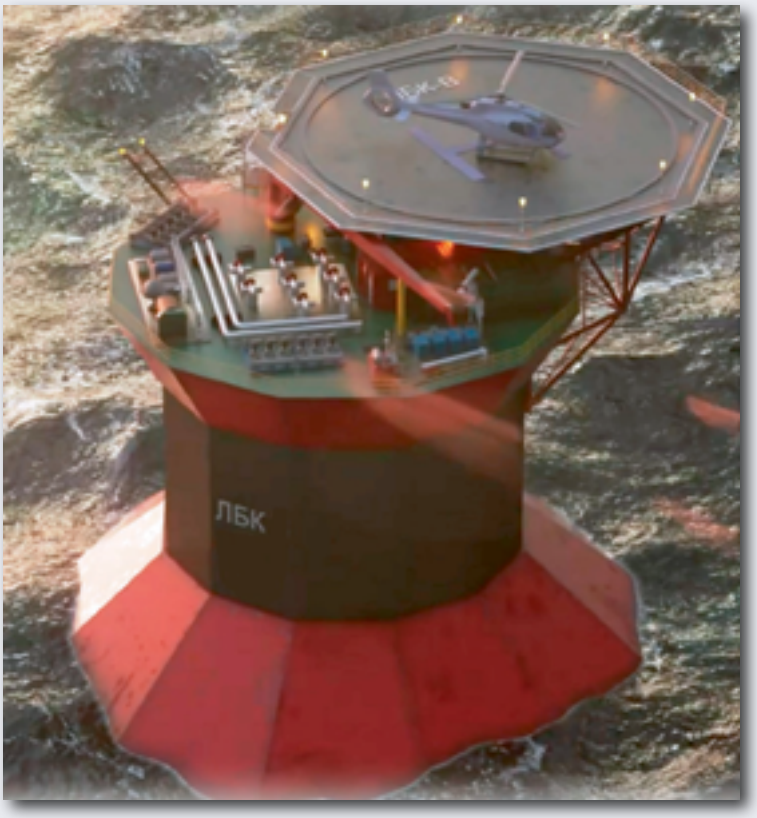


Рис. 7. Общий вид ЛБК

Энергетический модуль для снабжения всеми необходимыми видами энергии потребителей ЛСП «А» включает в себя четыре двухтопливных (дизельное топливо/газ) газотурбогенератора мощностью по 8 МВт каждый, котельную установку и вспомогательные системы.

В жилом комплексе платформы расположены каюты персонала для постоянного пребывания до 120 человек, хозяйственно-бытовые и служебные помещения, медицинский блок, зоны отдыха, помещения управления и контроля платформы, системы водоснабжения, обогрева и др.

Центральную часть платформы в долгосрочной перспективе займут три газоперекачивающих агрегата дожимной компрессорной станции (ДКС) мощностью по 10 МВт каждый. Помимо ДКС, в этой зоне расположены входные и промежуточные сепараторы, блок управления ДКС, на крыше блоков расположены аппараты воздушного охлаждения газа.

Строительство ЛСП «А» реализуется по принципу распределенной верфи. В строительстве задействованы мощности ряда российских центров судостроения и машиностроительных заводов, на которых изготовляются разные строительные монтажные единицы (модули):

– в Архангельской области – АО «ОСК»;

– в Калининградской области – АО «Янтарь», АО «ЮЦСС», ООО «Кливер»;

– в Астраханской области – АО «ЮЦСС»;

– в Свердловской области – ООО «Уралмаш НГО Холдинг».

Модули впоследствии будут доставлены на верфь-интегратор в г. Мурманске, где модули соберут в единую платформу.

Для обустройства сателлитных кустов скважин (ЛБК «С» и ЛБК «D») планируется использовать металлические ледостойкие блок-кондукторы со свайным креплением ко дну. ЛБК проектируются в качестве объектов, работающих в автономном режиме без постоянного присутствия персонала с минимальным количеством технологического оборудования и дистанционным управлением. На ЛБК возможно временное пребывание четырех человек на срок, не превышающий 5 сут. Блок-кондукторы выполнены в форме песочных часов с минимальным расстоянием между сторонами в районе сужения корпуса – 27 м. Данная форма позволяет максимально снизить ледовые нагрузки за счет уменьшения поверхности корпуса, взаимодействующей со льдом (рис. 7).

Для транспорта газа от морских кустов скважин (ЛСП и ЛБК) на берег запланировано строительство подводных внутрипромысловых газопроводов. Для обеспечения безгидратного сбора и транспорта газа предусматривается прокладка подводных внутри- и межпромысловых, а также береговых метанолопроводов совместно с газопроводами.

Глубина моря по трассам подводных трубопроводов изменяется от 5,0 до 17,0 м. Для защиты подводных трубопроводов от воздействия ледовых образований (стамух) и литодинамических факторов предполагается их заглубление в морской грунт на величину не менее 4,0 м (до верхней образующей трубопровода) по всей протяженности трасс.

Сухопутная инфраструктура на м. Парусный включает в себя:

– УКПГ производительностью 15 млрд м^3/год, работающую по технологии низкотемпературной сепарации с применением блочных турбодетан-

дерных агрегатов, состоящую из пяти технологических ниток;

– две очереди ДКС; очередь состоит из четырех газоперекачивающих агрегатов мощностью 25 МВт каждый;

– электростанцию собственных нужд, состоящую из шести газотурбогенераторов мощностью 6 МВт каждый;

– газопровод подключения до ГКС «Ямбургская» производительностью 30 млрд м^3/год;

– объекты обеспечения – жилой посёлок, базу снабжения и автодорогу.

Заключение

Газовое месторождение Каменномысское-море – одно из наиболее подготовленных к началу добычи газа в среднесрочной перспективе в акватории арктической зоны РФ среди месторождений ГК ПАО «Газпром». Начало истории разведочных работ по месторождению Каменномысское-море уходит корнями в середину XX в., что связано с особенностями его расположения. В ходе проектных работ на всех стадиях проработаны различные варианты концепций разработки и обустройства месторождения. В настоящее время сформирован проект, соответствующий всем требованиям нормативной базы РФ в части экологической, промышленной, социальной безопасности, а также условиям импортозамещения при строительстве и будущей эксплуатации объектов обустройства газового месторождения Каменномысское-море. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Харченко Ю.А., Оганов А.С., Богатырева Е.В. Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа: Уч. пособие. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ), 2018. – 291 с.

2. Безродный Ю.Г. Особенности проектирования, изготовления и эксплуатации морских гравитационных стационарных ледостойких нефтегазопромысловых платформ // Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений. – 2021. – № 1. – С. 24–29.

3. Оганов Г.С., Митрофанов И.Б., Карпов А.М. Основные аспекты проектирования обустройства газового месторождения Каменномысское-море // Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений. – 2017. – № 1. – С. 4–7.

4. ГОСТ Р 54483-2011 (ИСО 19900:2002). Нефтяная и газовая промышленность. Платформы морские для нефтегазодобычи. Общие требования.

5. НД № 2-020201-019. Правила классификации, постройки и оборудования плавучих буровых установок и морских стационарных платформ. Российский морской регистр судоходства.

УДК 504.062

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН В АРКТИЧЕСКИХ МОРЯХ

И.Е. Каштанова, начальник управления,
С.В. Дубовцева, руководитель сектора
ООО «Газпром морские проекты»
E-mail: i.kashtanova@gazprom-seaprojects.ru

Ключевые слова: экологические аспекты; буровые растворы; производственный экологический контроль; экологический мониторинг.

Аннотация. На морском шельфе арктической зоны увеличиваются объемы разведочного и поисково-оценочного бурения. Чувствительность арктических экосистем требует бережного отношения и минимизации воздействия при проведении работ, использовании современных природоохранных технологий, предотвращающих загрязнение морской среды, включая применение экологически безопасных компонентов буровых растворов. Во время строительства и по его завершении требуется предусматривать экологический контроль и мониторинг окружающей среды по экологическим аспектам, определенным на этапе проектирования.

На морском шельфе арктической зоны с каждым годом увеличиваются объемы разведочного и поисково-оценочного бурения и все больше возникает необходимость применять щадящие методы освоения месторождений, а также предусматривать мероприятия по сокращению воздействия на окружающую среду в период проведения работ.

ООО «Газпром морские проекты» разрабатывает проектную документацию для строительства разведочных, поисково-оценочных, добывающих скважин таких месторождений арктических морей, как Ленинградское, Скуратовское, Русановское, Нярмейское, Ледовое, Лудловское, а также обустройства месторождений Каменномысское-море, Северо-Каменномысское и Семаковское.

Бурение осуществляют при помощи самоподъёмных (рис. 1, *а*) и плавучих полупогружных (рис. 1, *б*) буровых платформ. Проведение работ в арктических условиях зарегулировано рядом факторов: ограничением сроков, обусловленных навигационным периодом, сложностью выполнения ряда технологических операций в особых климатических условиях (рис. 2).

В соответствии с МАРПОЛ 73/78 [1] буровая платформа является судном. В связи с отсутствием в российском законодательстве четких требований к морским судам проектирование и бурение опираются на нормы международного законодательства (МАРПОЛ и СОЛАС) с учетом требований российского законодательства, распространяющего действия на объекты, находящиеся на морском шельфе.

Чувствительность арктических экосистем требует бережного отношения, использования современных природоохранных технологий, включая применение экологи-

чески безопасных компонентов буровых растворов, предотвращающих загрязнение морской среды.

Экологическим аспектом, согласно ГОСТ Р ИСО 14001-2007 [2], является элемент деятельности организации, ее продукции или услуг, который может взаимодействовать с окружающей средой.

Воздействие на окружающую среду при строительстве скважины оценивают по следующим экологическим аспектам:

– воздействие на атмосферный воздух;

– факторы физического воздействия;

– потребление водных ресурсов;

– сбросы сточных вод;

– воздействие при образовании и обращении с отходами производства и потребления;

– воздействие на водные биологические ресурсы, морских млекопитающих и птиц.

Зона воздействия источников шума и выбросов при строительстве скважины составляет около 11–15 км. Большинство месторождений располагаются на большом отдалении от берега и населенных пунктов, поэтому воздействие на данные территории практически не оказывается.

Воздействие на водные ресурсы происходит посредством потребления (забора) морской воды и сброса сточных вод. Потребление морской воды оптимизировано по опыту многолетних работ и в документации учитывается по фактическим и паспортным данным оборудования. Сточные воды делятся на виды по их загрязненности: условно-чистые (воды систем охлаждения), нормативно-очищенные (хозяйственно-бытовые сточные воды ХБСВ), загрязненные (льяльные). На платформах установлено очистное оборудование (биологическая очистная установка для очистки ХБСВ, сепаратор для очистки нефтезагрязненных сточных вод). При отсутствии очистки сточные воды вывозят на берег для передачи специализированной организации на очистку или в качестве отхода на обезвреживание/утилизацию.

а

б

Рис. 1. Самоподъемная (*а*) и полупогружная (*б*) буровые установки

Образующиеся при строительстве скважины отходы производства и потребления накапливаются на платформе и вывозятся на берег. Около 90 % всех отходов составляют отходы бурения (отработанный буровой раствор, буровой шлам и буровые сточные воды).

На сегодняшний день применяют систему безрайзерного удаления шлама (БУШ), которая позволяет с первых интервалов отходы бурения поднимать

Рис. 2. Ледовые условия

на платформу и вывозить на берег (рис. 3, *а*). При бурении без данной системы буровой шлам и отработанный буровой раствор остаются на морском дне (рис. 3, *б*), где происходит их постепенное перераспределение.

Основное воздействие на недра происходит в виде нарушения их целостности при строительстве скважин. Документация предусматривает технические мероприятия для предотвращения поглощения буровых растворов при углублении и промывке ствола скважин, изоляцию продуктивных и водоносных пластов по всему вскрытому разрезу, осуществление качественного крепления обсадной колонны за счет применения высокоэффективных буровых растворов с химреагентами и материалами, имеющими утвержденные ПДК.

По опыту прохождения государственной экологической экспертизы проектной документации на строительство скважин в море дополнительно требуется предоставление информации о разработанных ПДК на буровой раствор и его компоненты.

По всем компонентам состава бурового раствора подбирается информация из паспортов химической безопасности (данные проектной документации). В паспорте химической безопасности компонента бурового раствора представлена важная информация, необходимая для подтверждения возможности использования компонента и разработки проектной документации:

– действие данного паспорта;
– наименование;
– основные опасные компоненты (для учета в выбросах загрязняющих веществ);
– гигиенические нормативы, а именно $ПДК_{рх}$.

Как правило, для бурения скважин в море используется буровой раствор на водной основе с компонентами, которые не превышают 4 класс опасности. При создании бурового раствора возможна химическая реакция между компонентами, для этого необходимо определение ПДК на сам буровой раствор.

Процедура определения ПДК на буровой раствор регламентируется Порядком организации разработки и утверждения ПДК и ориентировочного безопасного уровня воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в воде рыбохозяйственых водных объектов от 14.08.1995 г. №12-04-11/454 для каждого водного объекта [3].

Порядок разработки рыбохозяйственных нормативов включает:

– заключение договора со специализированной организацией, имеющей соответствующее оборудование для проведения исследований и штат квалифицированных специалистов;

– материалы токсиколого-рыбохозяйственных исследований по определению рыбохозяйственных нормативов по проведенным исследованиям, которые направляются на согласование в ФГБУ «ЦУРЭН», где создается научно-технический совет (НТС) для рассмотрения.

Результатами рассмотрения материалов токсиколого-рыбохозяйственных исследований на НТС являются: протокол заседания и перечень предельно допустимых концентраций и ориентировочно безопасных уровней воздействия вредных веществ в воде рыбохозяйственных водных объектов, рекомендуемых к утверждению (Перечень). Перечень направляется на согласование в Минприроды России и Минсельхоз России. После согласования подведомственными организациями Минприроды РФ и Минсельхоза РФ Перечень направляется для утверждения в Минюст РФ.

Одним из важных технических мероприятий по контролю и предотвращению воздействия на водную среду и недра является использование телеуправляемого необитаемого подводного аппарата (ТНПА) (рис. 4). ТНПА осуществляет:

– подтверждение глубины моря;

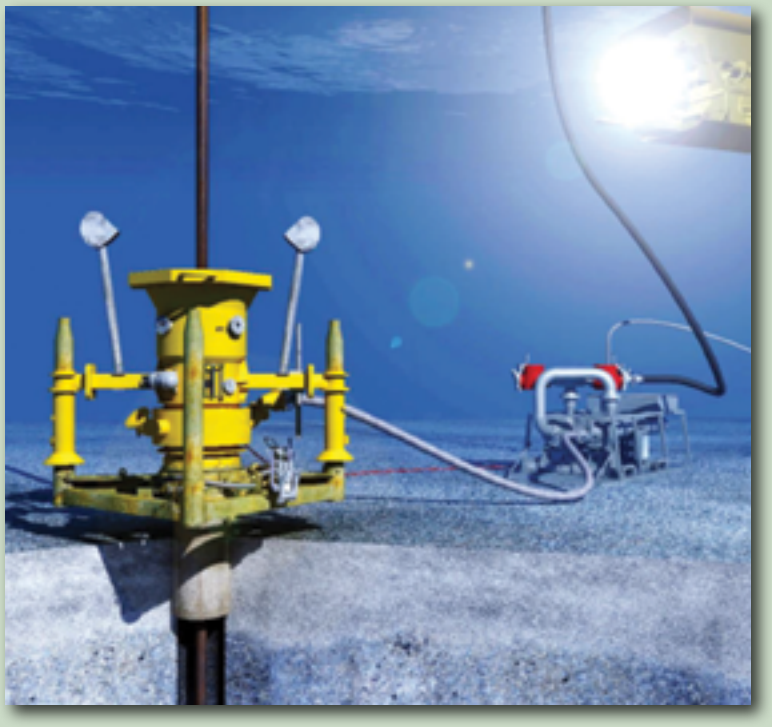
– обследование морского дна;

– наблюдение за устьем скважины;

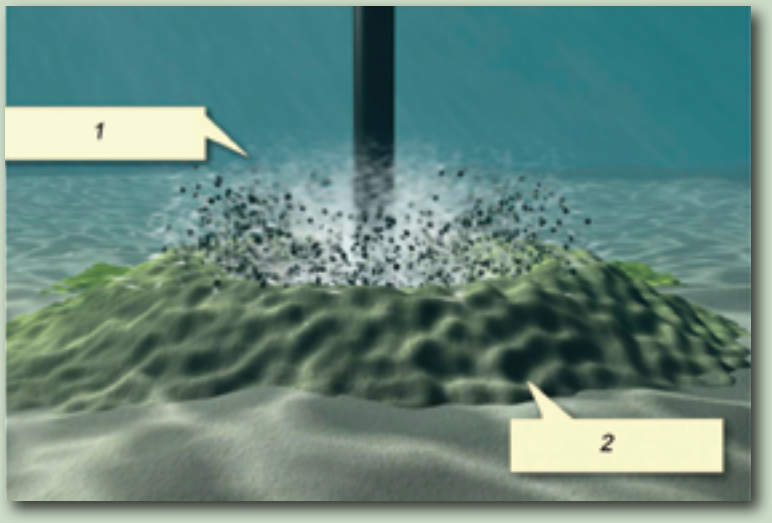
– контроль бурения и цементирования;

– контроль установки подводного оборудования устья скважины;

– контроль качества ликвидационных работ на скважине.



а



б

Рис. 3. Система безрайзерного удаления шлама (БУШ) (*а*) и бурение первых интервалов без системы БУШ (*б*): *1* – поступление буровго раствора и шлама на первых интервалах бурения; *2* – отвал около устья скважины, состоящий из бурового шлама и раствора

При строительстве скважин оказывается воздействие на водные биологические ресурсы, орнитофауну и териофауну, которое минимизируется за счет технических и природоохранных мероприятий. Одним из технических средств, позволяющих минимизировать гибель ихтиофауны, является оснащение платформ рыбозащитным устройством, которое предотвращает попадание молоди рыб при заборе воды на технические нужды. Дополнительно на платформе осущест-

Рис. 4. Телеуправляемый необитаемый подводный аппарат

вляется ведение журналов нефтяных операций, операций со сточными водами и мусором, контроль за отсутствием сбросов загрязненных сточных вод и других вредных веществ, вывоз сточных вод и отходов на берег, наблюдение за морскими млекопитающими и птицами.

Наличие и эффективность перечисленных мероприятий, а также оказываемое воздействие на окружающую среду контролируют при проведении производственного экологического контроля и мониторинга.

Экологический мониторинг представляет собой комплексную систему наблюдений за состоянием окружающей среды (рис. 5), оценки и прогноза изменений состояния окружающей среды под воздействием природных и антропогенных факторов.

Мониторинг включает три направления деятельности:

– наблюдение за факторами воздействия и состоянием среды;

– оценку фактического состояния среды;

– прогноз состояния окружающей природной среды и оценку прогнозируемого состояния.

Рис. 5. Система экологического мониторинга

ООО «Газпром морские проекты» для нужд ООО «Газпром недра» проводит производственный экологический мониторинг в Баренцевом и Карском морях с 2015 г. по настоящее время.

По данным проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

- показатели атмосферного воздуха на этапах бурения и испытания соответствуют установленным требованиям и проектным значениям;
- качество морских вод на этапах бурения и испытаний характеризуется как чистые и очень чистые. На этапе бурения может фиксироваться локальное и кратковременное превышение ПДК взвешенных веществ;
- при гидрологических исследованиях не выявлены техногенные отклонения состояния водной среды. Значения температуры, солёности, мутности и прозрачности морской воды, а также скорости и направления течений соответствовали фоновым величинам;
- содержание металлов и органических поллютантов в донных отложениях сопоставимо с фоновыми значениями. Различия в составе и свойствах донных отложений, отобранных на этапе бурения, по сравнению с этапом испытаний не выявлено;
- на этапах бурения и гидробиологических испытаний состояния бактерио-, фито-, зоо- и ихтиопланктона, зообентоса характеризовались как естественные для исследуемого периода и акватории, соответствующие ненарушенным экосистемам.

На сегодняшний день существует ограничение в технической возможности проведения буровых работ, поэтому возникает необходимость в создании

нового оборудования, в том числе судов. Имея многолетний опыт проектирования, а также мониторинга и контроля окружающей среды при строительстве скважин в арктических морях, ООО «Газпром морские проекты» может предложить природоохранные рекомендации и решения по применяемому и необходимому оборудованию и мероприятиям, позволяющим в будущем минимизировать воздействие на окружающую среду и затраты компаний на строительство. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Международная Конвенция по предотвращению загрязнения с судов (МАРПОЛ 73/78), Кн.1 и 2 – СПб.: ЗАО "ЦНИИМФ", 2017.

2. ГОСТ Р ИСО 14001-2016 Системы экологического менеджмента. Требования и руководство по применению. Утв. и введ. действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 апреля 2016 г. N 285-ст. – М.: Стандартинформ, 2018.

3. Порядок организации разработки и утверждения ПДК и ОБУВ загрязняющих веществ в воде рыбохозяйственных водных объектов. Утв. Роскомрыболовства 14.08.1995 №12-04-11/454 (зарегистрировано в Минюсте РФ 06.12.1995 № 987) // Российские вести. –1996. – N 5.

УДК 504.5(622.276.628.54)(470)

ДОБЫЧА И СЖИГАНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В РОССИИ

А.А. Соловьянов, д-р хим. наук, профессор
ФГБУ «Государственный океанографический институт им. Н.Н. Зубова» – ФГБУ «ГОИН».
E-mail: Soloviyanov@mail.ru

Ключевые слова: попутный нефтяной газ; утилизация попутного нефтяного газа; сжигание попутного нефтяного газа на факелах; воздействие продуктов сжигания попутного нефтяного газа на окружающую среду.

Аннотация. Повышение уровня использования попутного нефтяного газа (ПНГ), добываемого вертикально интегрированными нефтяными компаниями (ВИНК) и другими природопользователями, является одной из ключевых задач российской экономики. Начиная с 2015 г. степень полезного использования ПНГ в целом по России имеет устойчивую тенденцию к снижению, к 2020 г. она составила лишь около 82 %. На факелах же в этом году было сожжено 20,1 млрд м^3. Большинство российских нефтедобывающих компаний объясняют и оправдывают это освоением новых нефтяных месторождений, которые удалены от основной транспортной инфраструктуры и предприятий газопереработки. Факельное сжигание ПНГ не только наносит ущерб экономике, поскольку в пламени сгорает ценное углеводородное сырье, но и оказывает значительное негативное влияние на окружающую среду.

Одна из самых давних проблем [1–6], связанных с попутным нефтяным газом (ПНГ), – это его сжигание, а иногда и просто выброс в атмосферу из-за неспособности нефтегазодобывающего предприятия найти ему полезное применение. Важнейшим аспектом этой проблемы является установление [1] объема факельного сжигания, поскольку на основании этого показателя происходит: а) оценка экономических потерь, обусловленных уничтожением этого ценного углеводородного сырья; б) оценка экологического вреда, наносимого окружающей среде продуктами сгорания ПНГ; в) формирование мнения мирового сообщества об ответственности национального природопользователя по отношению к этому полезному ископаемому.

Сведения об объемах добычи, полезного использования и сжигания ПНГ обычно представляют [1] сами нефтегазодобывающие предприятия. Эти данные затем обобщаются информационными структурами профильных ведомств или органами национальной статистики и далее публикуются в открытой печати. Часто надежность сведений природопользователей оставляет желать лучшего, поскольку у них либо отсутствуют замерные системы, либо эти системы недостаточно совершенны. Не являются редкостью и случаи занижения объема сжигания ПНГ, поскольку на основании этого показателя рассчитываются платежи за воздействие на окружающую среду или накладываются санкции надзорными органами.

В последние годы широкое распространение получили [7, 8] методы дистанционного спутникового выявления источников горения углеводо-

родов и расчета объемов сгораемого на них газа. Однако под вопросом остаются надежность дискриминации источников, выявление именно тех, на которых сжигается ПНГ. Не вызывает уверенности и надежность методологии расчета объемов сгорания углеводородов. Данные дистанционного мониторинга объемов сжигания ПНГ в России всегда заметно выше, чем данные российской статистики [4, 5]. Например, по сведениям Всемирного банка, в России на факелах в 2009–2011 гг. сгорало от 35 до 45 млрд м^3 ПНГ, тогда как весь объем добываемого ПНГ в те годы по разным источникам составлял 52–65 млрд м^3.

Использование и сжигание попутного нефтяного газа

В соответствии с данными [9, 10] Министерства энергетики Российской Федерации (Минэнерго России), в 2020 г. объем утилизации ПНГ в России в целом достиг 94,7 млрд м^3 (общий объем извлечения 114,8 млрд м^3), что на 0,6 млрд м^3 больше, чем в 2019 г. (общий объем извлечения 113,7 млрд м^3). При этом большинство предприятий, входящих в группу ВИНК, снизили в 2020 г. полезное использование (утилизацию) ПНГ по сравнению с 2019 г.:

ПАО "НК Роснефть": –4,8% (–1524,6 млн м^3); степень полезного использования 75,5 %. Снижение в 2020 г. среднего по компании показателя утилизации ПНГ связано с увеличением добычи нефти и ПНГ и с его сжиганием на Тагульском месторождении, на лицензионных участках АО «Востсибнефтегаз»

Таблица 1

Обращение с попутным нефтяным газом в Российской Федерации в 2019 и 2020 гг. [9, 10]

Нефтедобывающие компании	Утилизация ПНГ, млн м^3		Сжигание ПНГ на факелах, млн м^3		Полезное использование, %	
	2019 г.	2020 г.	2019 г.	2020 г.	2019 г.	2020 г.
ВИНК	**71679,0**	**69777,6**	**11,8**	**13,8**	**85,3**	**84,0**
В том числе:						
ПАО «НК Роснефть»	31870,6	30346,0	8,1	9,6	78,7	75,5
ПАО «ЛУКОЙЛ»	11492,0	11249,9	0,3	0,3	97,6	97,7
ПАО «Газпром нефть»	14099,9	15372,5	2,6	2,0	84,7	88,3
ПАО «Сургутнефтегаз»	9506,3	9026,1	0,0	0,0	99,6	99,5
ПАО «НК РуссНефть»	2094,1	1847,4	0,1	0,1	95,5	96,6
ПАО «Татнефть»	965,0	787,8	0,0	0,0	95,6	94,8
ПАО «НГК Славнефть»	956,7	565,3	0,6	0,9	61,0	36,7
ПАО «АНК Башнефть»	628,1	515,6	0,1	0,1	88,1	92,1
Независимая нефтегазовая компания	66,4	66,9	0,0	0,0	97,2	94,8
Независимые производители	623,4	7165,7	7,6	6,9	44,2	53,3
ПАО «НОВАТЭК»	3230,6	3828,1	0,8	0,1	80,2	96,3
ПАО «Газпром»	1661,7	1757,1	0,0	0,0	99,1	98,9
Операторы СРП	11330,2	12175,4	0,3	0,2	97,7	98,4
Всего по России	**94135,9**	**94703,8**	**19,6**	**20,1**	**81,5**	**82,6**

в Красноярском крае, Среднеботуобинском месторождении в Якутии, а также на Северо-Комсомольском месторождении в ЯНАО;

ПАО «Сургутнефтегаз»: –5,1 % (–480,2 млн м^3); степень полезного использования 99,5 %;

ПАО «НГК Славнефть»: –40,9 % (–391,4 млн м^3); степень полезного использования 36,7 %. Ухудшение этого показателя связано с ростом сжигания на Куюмбинском месторождении в СФО за счет роста нефтедобычи и невозможностью использовать ПНГ;

ПАО «НК РуссНефть»: –11,8 % (–246,7 млн м^3); степень полезного использования 96,6 %;

ПАО «ЛУКОЙЛ»: –2,1 % (–242,1 млн м^3); степень полезного использования 97,7 %;

ПАО «Татнефть»: –18,4 % (–177,2 млн м^3); степень полезного использования 94,8 %;

ПАО «АНК Башнефть»: – 17,9 % (–112,5 млн м^3); степень полезного использования 92,1 %.

Утилизация ПНГ в 2020 г. по группе ВИНК выросла только у ПАО «Газпром нефть" (+9,0 %, или около +1,3 млрд м^3). Это произошло в основном за счет снижения объемов сжигания ПНГ дочерними обществами ООО «Газпромнефть–Восток» и ООО «Газпромнефть–Оренбург». Последние увеличили поставки ПНГ на переработку и местным потребителям, а также закачку ПНГ на Новопортовском месторождении. В результате средняя по компании степень полезного использования ПНГ в 2020 г. составила 88,3 %.

Показатель полезного использования ПНГ в целом по России с 2019 по 2020 г. вырос с 81,5 до 82,6 % (табл. 1), что было связано в первую очередь с уменьшением сжигания газа ПАО «НОВАТЭК" и прочими независимыми производителями преимущественно за счет подключения к ГТС. При этом группа ВИНК в целом снизила степень полезного использования ПНГ с 85 до 84 %, что обусловлено увеличением нефтедобычи и ростом извлечения ПНГ на отдельных перспективных месторождениях Западной и Восточной Сибири, удаленных от основной транспортной инфраструктуры и центров газопереработки и не располагающих достаточными производственными мощностями по использованию ПНГ.

Независимые компании увеличили объем полезного использования ПНГ в 2020 г. по сравнению с 2019 г. почти на 15 %, заметно снизив при этом объем сжигания газа. В целом степень полезного использования ПНГ выроса на 9,1 %. Этот результат был достигнут в ходе наращивания нефтедобычи на Восточно-Мессояхском месторождении АО «Мессояханефтегаз» и Новом месторождении ООО НК «Приазовнефть» в акватории Азовского моря.

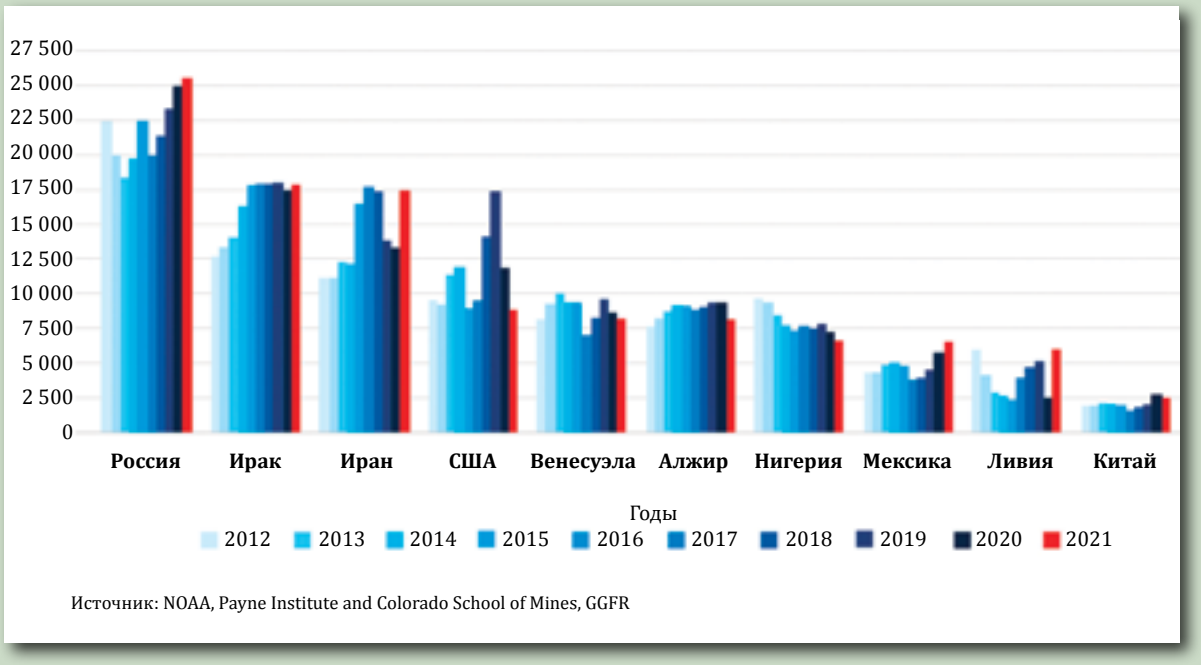
Несмотря на то, что в 2020 г. степень полезного использования ПНГ в целом по России несколько выросла, общей тенденцией с 2015 г. стало снижение уровня утилизации ПНГ (табл. 2). Как уже говорилось ранее, причиной этого является непрерывное освоение новых нефтяных месторождений, которые удалены от основной транспортной инфраструктуры и предприятий газопереработки. Вероятно, еще не скоро в целом по отрасли будет достигнут уровень полезного использования ПНГ в 95 %, который фигурирует как обязательный во многих нормативных правовых [11, 12] и стратегических [13, 14] документах.

Если обратиться к данным, которые представляют заин-

Таблица 2

Динамика добычи и использования попутного нефтяного газа в Российской Федерации в 2014–2020 гг. [15]

Показатели	Годы						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Добыча, млрд м^3	84,7	89,0	95,6	98,3	105,2	113,7	114,8
Полезное использование, млрд м^3	72,3	78,6	83,3	85,4	89,6	94,1	94,7
Сжигание на факелах, млрд м^3	12,2	10,4	12,3	12,9	15,6	19,6	20,1
Степень полезного использования ПНГ, %	85,6	88,3	87,1	86,9	85,1	81,5	82,6



Объем сжигания ПГН, млн м^3/год

тересованные зарубежные организации относительно ситуации с использованием ПНГ в мире, в том числе в Российской Федерации, то оказывается, что наша страна выглядит не лучшим образом (рисунок). Во-первых, по данным космического мониторинга, среди всех нефтедобывающих государств наибольшие объемы ПНГ сжигаются именно в России. Во-вторых, практически с 2014 по 2021 г. в России наблюдается неуклонный рост объемов сжигания ПНГ, что, в общем, согласуется и с российскими данными (см. табл. 2). При этом с 2015 г. на факелах в России каждый год сгорало не менее 20 млрд м^3 (см. рисунок), что уже совсем не согласуется с данными российской статистики (см. табл. 1 и 2). В 2020 г., в котором, по данным Минэнерго России, на факелах было сожжено 20,1 млрд м^3, этот показатель составляет не менее 25 млрд м^3. Наконец, среди всех ведущих нефтедобывающих государств только шесть стран с 2012 по 2021 г. увели-

Таблица 3

Изменение объемов сжигания ПНГ на факелах в ведущих нефтедобывающих государствах в 2012–2021 гг. [7]

Страна	Изменение объемов сжигания ПНГ, млрд м^3
Иран	+6,3
Ирак	+5,1
Россия	+3,0
Мексика	+2,2
Аргентина	+0,6
Колумбия	–0,7
Бразилия	–0,7
США	–0,7
Туркмения	–1,2
Узбекистан	–1,4
Ангола	–1,4
Индонезия	–1,9
Казахстан	–2,5

чили объемы факельного сжигания, и среди них «почетное» третье место занимает Россия (табл. 3).

Следует отметить, что эти сведения (см. рисунок, табл. 3) представляет весьма уважаемая организация – Глобальное партнерство по снижению факельного сжигания газа (Global Gas Flaring Reduction Partnership) [17], которая объединяет множество нефтедобывающих стран и компаний. В нынешних условиях, когда предпринимаются широкомасштабные действия по ограничению потребления российской нефти в мире, эти сведения могут быть дополнительным аргументом, направленным против использования нашего углеводородного сырья уже с экологической точки зрения.

Нормативное правовое регулирование обращения с ПНГ

Правительство Российской Федерации последние два десятилетия очень серьезно относится к задачам сокращения факельного сжигания ПНГ и увеличения степени полезного его использования. Так, еще в 2009 г. выпущено Постановление Правительства РФ от 08.01.2009 № 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках» [11]. В нем установлено требование для нефтегазодобывающих компаний довести с 2012 г. уровень утилизации добытого ПНГ по крайней мере до 95 %. Кроме того, предполагалось, что ставки платы за выбросы при сжигании ПНГ с 1.01.2012 г. должны быть увеличены в шесть раз «при отсутствии средств измерения и учета, подтверждающих фактический объем образования, использования и сжигания на факельных установках попутного нефтяного газа».

Не очень понятно, какими соображениями руководствовалось Правительство Российской Федерации, выпуская этот документ. Ведь в 2009 г. степень утилизации ПНГ в целом по стране составляла ориентировочно лишь около 70 % (табл. 4). При этом лишь две компании (ПАО «Сургутнефтегаз» и ПАО «Татнефть») с компактно расположенными месторождениями и собственными газоперерабатывающими мощностями имели реальные шансы обеспечить утилизацию ПНГ до уровня 95 %.

Дополнительно к Постановлению № 7 выпущен еще ряд документов, целью которых было создание условий по снижению факельного сжигания ПНГ. Так, 3.03.2010 г. выпущено Постановление Правительства РФ № 118 «Об утверждении Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами», пп. 12 и 13 которого предусматривают включение в проектную документацию на разработку месторождений полезных ископаемых мероприятий по обеспечению требований в области охраны окружающей среды и экологической безопасности при пользовании недрами, а для месторождений углеводородного сырья – в обязательном порядке «мероприятий по обеспечению использования и утилизации попутного нефтяного газа».

Для облегчения предприятиям, добывающим ПНГ, его полезного использования в 2010 г. был принят Федеральный закон от 9.03.2010 г. № 26-ФЗ «О внесении изменений в ст. 32 Федерального закона «Об электроэнергетике», который предусматривает приоритетный доступ к Единой национальной электросети объектов по производству электроэнергии, работающих на ПНГ и продуктах его переработки.

18.10.2010 г. выпущен совместный Приказ Министерства энергетики Российской Федерации, Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации и Федеральной антимонопольной службы № 505/449/582 «О межведомственной комиссии по рассмотрению вопросов, связанных с использованием нефтяного (попутного) газа и доступом к мощностям газотранспортной системы ОАО «Газпром» поставщиков отбензиненного сухого газа, получаемого при переработке нефтяного (попутного) газа».

Наконец, приказом Росприроднадзора от 28.12.2011 № 950 «О мероприятиях по организации контроля за рациональным использованием попутного нефтяного газа» создана рабочая группа, которой поручено планирование и осуществление мероприятий по контролю за реализацией программ по ПНГ, подготовка заключений по ним, а также подготовка предложений по координации деятельности территориальных органов Росприроднадзора в вопросах контроля за рациональным использованием ПНГ.

Как оказалось, требования Постановления Правительства РФ от 08.01.2009 № 7 были совершенно невыполнимыми (см. табл. 4), и в 2012 г. удалось достичь [6] в целом по стране уровня полезного использования ПНГ лишь несколько более 76 %. Поэтому появился новый нормативный акт – Постановление Правительства РФ

Таблица 4

Уровень полезного использования ПНГ российскими компаниями в 2006–2012 гг. (Российский статистический ежегодник – ЦДУ ТЭК) [6]

Компания*	Использование ПНГ, %, по годам						
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ПАО «НК Роснефть»	59,0	60,3	63,2	65,4	53,8	51,1	51,2
(ТНК-ВР)	79,8	68,4	79,6	85,8	85,4	83,1	82,8
ПАО «Сургутнефтегаз»	93,5	94,3	95,4	96,8	95,9	97,8	99,2
ПАО «ЛУКОЙЛ»	75,0	70,0	70,4	71,1	76,8	78,6	87,5
ПАО «Газпром нефть»	45,0	35,7	46,8	55,1	62,4	65,6	65,7
ПАО «НГК Славнефть»	62,5	68,1	69,5	70,8	71,6	74,7	74,5
ПАО «Татнефть»	95,1	94,0	94,6	90,8	93,6	94,2	94,5
ПАО «АНК Башнефть»	78,2	82,1	84,5	83,7	83,1	81,9	75,2
ПАО «НК РуссНефть»	71,0	70,3	61,0	65,8	69,8	61,5	69,8

*Современные названия компаний

от 08.11.2012 № 1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» [12], который частично отменял принятый ранее документ и делал упор на использование экономических рычагов понуждения природопользователей к сокращению факельного сжигания ПНГ. Постановление № 1148 устанавливало «при превышении предельно допустимого значения показателя сжигания на факельных установках и (или) рассеивания попутного нефтяного газа...» введение повышающего коэффициента платы на 2013 г. – 12, а с 2014 г. – 25. Понятно, что допустимый показатель сжигания (рассеивания) ПНГ оставался на прежнем уровне.

При этом, однако, предусматривались, что «предельно допустимое значение показателя сжигания ПНГ не применяется при освоении участков недр, находящихся на этапах пробной эксплуатации и опытно-промышленной разработки, что обусловливается объективно существующими условиями разработки месторождений на первых стадиях их освоения».

Дальнейшие действия органов исполнительной власти РФ были направлены на закрепление расчетных схем определения размеров платы за нормативное или сверхнормативное сжигание ПНГ [16], а также пересчета платы или размеров штрафных санкций в тех случаях, когда нефтегазовые компании строят установки или предприятия по полезному использованию ПНГ [17–19].

Как показывают данные, приведенные в табл. 1, действенность этого нормотворчества не слишком велика, поскольку полезное использование ПНГ в целом по стране далеко от желаемых 95 %.

Последствия факельного сжигания ПНГ для окружающей среды

Одним из самых негативных последствий факельного сжигания ПНГ является влияние [2] его продуктов сгорания на окружающую среду. При сжигании ПНГ в наибольшей степени загрязняется атмосферный воздух. Так, в аналитическом обзоре по проблемам использования ПНГ, подготовленном Всемирным банком (Flared Gas Utilization Strategy. Opportunities for Small-Scale Uses of Gas. The International Bank for Reconstruction and Development. The World Bank, 2004, 113 p.), сказано: "При сжигании попутного нефтяного газа на факеле, особенно при нарушении оптимальных режимов горения, происходит выброс в атмосферный воздух разнообразных загрязняющих веществ. Исследования

Правительство Российской Федерации последние два десятилетия очень серьезно относится к задачам сокращения факельного сжигания ПНГ и увеличения степени полезного его использования.

показали, что среди них можно обнаружить:

– более 250 опасных химических соединений, включая канцерогенные 3,4-бензпирен, бензол, сероуглерод, фосген и толуол;

– тяжелые металлы, такие как ртуть, мышьяк и хром;

– оксиды азота и серы, а также сероводород".

Такое многообразие опасных веществ, содержащихся в выбросах, обусловлено, прежде всего, тем, что ПНГ содержит (или может содержать) все те элементы или их производные, которые присутствуют как в самой нефти, так и пластовых водах, контактирующих с нефтью [2]. Не считая разнообразных по структуре и молекулярной массе насыщенных и ненасыщенных углеводородов и гетероароматических соединений, в нефти присутствуют также не менее 60 различных элементов. Среди биологически активных токсичных элементов наиболее высоких концентраций достигают ванадий, никель, кобальт, сера, уран, ртуть, мышьяк. В нефти можно обнаружить природные радионуклиды, из серосодержащих веществ чаще всего встречается сероводород.

Среди загрязняющих веществ, которые обнаруживаются в выбросах факельных устройств, доминируют монооксид углерода CO, углеводороды, сажа («черный углерод») и оксиды азота NO_x. Если исходить из того, что в 2020 г. на факелах в Российской Федерации было сожжено 20,1 млрд м^3, то, в соответствии с Методикой расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках [20], в атмосферу при этом поступило ориентировочно 4,4 млн т CO, 1,1 млн т углеводородов (в том числе метан), 0,54 млн т сажи и 20 тыс. т NO_x. Естественно, что при горении ПНГ в атмосферу поступал в значительных количествах и такой парниковый газ, как диоксид углерода.

Продукты сгорания ПНГ могут достигать [2] высоты не менее 600 м, распространяясь в дальнейшем на большую территорию. Такие компоненты аэрозоля, как неорганические сульфаты, мигрируют в атмосфере в течение приблизительно 40 сут после выброса. При этом около 40 % их выпадает вблизи факела, около 30 % – на расстоянии нескольких сотен километров от источника и оставшиеся 30 % – на расстоянии от тысяч до десятков тысяч километров.

Даже при относительно слабом ветре значимые концентрации углеводородов, аммиака и монооксида углерода фиксируются на расстоянии до 15 км от факела, сероводорода – до 10 км, оксидов азота – до 3 км.

В наибольшей степени влияние загрязняющих веществ ощущается [2] вблизи горящих факелов. Так, в результате поступления в атмосферу г. Нижневартовска оксидов азота над городом в теплое время на высоте около 400 м образуется «озоновая дыра». Согласно данным УРЦ «Аэрокосмология», фоновое загрязнение атмосферы взвешенными веществами над месторождением может составлять около 2 ПДК. Зоны повышенного аэрозольного загрязнения (от 2 до 10 ПДК) формируются вблизи крупных промышленных районов ХМАО.

Горение ПНГ вызывает [2] также локальные изменения климата, например образование кучевых облаков в 1–2 балла высотой 200–300 м и ослабление инсоляции. Сжигание ПНГ вносит определенный вклад в увеличение концентрации в атмосфере парниковых газов, который можно оценить в 80–100 млн т CO_2-экв/год.

При горении ПНГ интенсивному тепловому и химическому воздействию подвергаются [2] почвенный покров и растительность, причем результат этого воздействия ощущается, по разным данным, на расстоянии от нескольких сотен метров до нескольких километров. В зависимости от мощности факела на расстоянии от 50 до 150 м происходит выжигание органического вещества почвы и, соответственно, почвенной флоры и фауны, грунт прокаливается до превращения в пылящий бесструктурный песок или спекшийся суглинок. Дефолиация и значительное угнетение растительности в зависимости от местных условий наблюдаются на расстоянии от 400 до 800 м.

В результате выбросов горящих фракций нефти, присутствующих в ПНГ, систематически возникают [2] лесные пожары, охватывающие площади в десятки гектаров, при которых погибают животные, птицы и насекомые. Выбросы «капельной» нефти и выпадение аэрозольных компонентов приводят к загрязнению прифакельной территории углеводородами, сульфатами, нитратами, сажей, полиароматическими углеводородами, 3,3-бензпиреном, диоксинами и тяжелыми металлами.

При этом концентрации полиароматических углеводородов и 3,4-бензпирена могут составлять от 10 до 20 ПДК, а содержание неорганических нитратов и сульфатов – в десятки раз превышать фоновые концентрации даже на расстоянии 600–800 м от факела.

Выпадение сажи на снежный покров и льды Арктики приводит [8] к их ускоренному таянию, что также вносит определенный вклад в изменения климата в этом регионе.

Заключение

Ситуация с использованием ПНГ в Российской Федерации выглядит достаточно неприглядной. Начиная с 2015 г. степень полезного использования ПНГ в целом по России имеет устойчивую тенденцию к снижению. По последним данным Минэнерго России, в 2020 г. оно составило лишь около 82 %. Большинство российских нефтедобывающих компаний объясняют и оправдывают это освоением новых нефтяных месторождений, которые удалены от основной транспортной инфраструктуры и предприятий газопереработки. При этом все национальные стратегические и нормативные правовые акты начиная с 2009 г. устанавливают необходимый уровень полезного использования ПНГ в 95 %. Дополнительный ущерб России как нефтедобывающей державе наносят публикуемые за рубежом данные космического мониторинга, на фоне которых российская статистическая информация относительно объемов факельного сжигания ПНГ выглядит недостоверной. Но такая невыгодная для страны зарубежная информация не встречает со стороны России серьезного опровержения. Подводя итог, следует сказать, что государственная политика в сфере использования ПНГ должна стать более адекватной и трезво оценивать возможности нефтедобывающего сектора при решении проблем ПНГ. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Стратегия использования попутного нефтяного газа в Российской Федерации / А.А. Соловьянов, Н.Н. Андреева, В.А. Крюков, К.Г. Лятс. – М.: ЗАО "Редакция газеты "Кворум", 2008. – 320 с.

2. Соловьянов А.А. Об экологических проблемах сжигания попутного нефтяного газа на факелах // Российский химический журнал. 2010. – Т. 54, № 5. – С. 10–18

3. Соловьянов А.А., Тетельмин В.В., Язев В.А., Попутный нефтяной газ. Технологии добычи, стратегия использования. – Долгопрудный: Издательский дом "Интеллект", 2013. – 206 с.

4. Попутный нефтяной газ в России: "Сжигать нельзя, перерабатывать!". Аналитический доклад об экономических и экологических издержках сжигания попутного нефтяного газа в России / П.А. Кирюшин, А.Ю. Книжников, К.В. Кочи [и др.] – М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2013. – 88 с.

5. Книжников А.Ю., Тетельмин В.В., Бунина Ю.П. Аналитический доклад по проблеме рационального использования попутного нефтяного газа в России. – М.: Всемирный фонд дикой природы (WWF), 2015.

6. Соловьянов А.А. Проблемы использования попутного нефтяного газа в России // НефтеГазоХимия. – 2015. – № 1. – С. 12–16.

7. Global Gas Flaring. Global Gas Flaring Reduction Partnership. – The World Bank, 2022.

8. Использование данных спутникового мониторинга для оценки выбросов черного углерода от сжигания попутного нефтяного газа на факелах в регионах Арктической зоны РФ / М.С. Зеленова, В.А. Гинзбург, А.М. Трифонова-Яковлева [и др.] // Исследование в рамках научного проекта РФФИ № 18-05-60183.

9. ТЭК России 2020. Функционирование и развитие. – М.: Минэнерго России, 2021.

10. ТЭК России 2019. Функционирование и развитие. – М.: Минэнерго России, 2020.

11. Постановление Правительства РФ от 08.01.2009 № 7 "О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках"

12. Постановление Правительства РФ от 08.11.2012 № 1148 "Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа"

13. Генеральная схема развития нефтяной отрасли РФ до 2020 г. Утверждена приказом Минэнерго России от 6.06.2011 г. № 212

14. Генеральная схема развития нефтяной отрасли РФ до 2035 г. Одобрена Правительством РФ 13.05.2021 г.

15. Итоги производственной деятельности ТЭК России // ТЭК России. – 2022. – № 1.

16. Приказ Минприроды России от 05.08.2013 г. № 274 "Об утверждении инструктивно-методических указаний по взиманию платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа"

17. Постановление Правительства РФ от 13.09.2016 г. № 913 "О ставках платы за негативное воздействие на окружающую среду и дополнительных коэффициентах"

18. Постановление Правительства РФ от 03.03.2017 г. № 255 "Об исчислении и взимании платы за негативное воздействие на окружающую среду"

19. Приказ Минприроды России от 09.01.2017 г. № 3 "Об утверждении Порядка представления декларации о плате за негативное воздействие на окружающую среду и ее формы"

20. Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках. НИИ Атмосфера, Санкт-Петербург, 1997 г. Утверждена приказом Госкомэкологии России от 08.04.1998 г. № 199.

УДК 622.242.422 622.276.04 622.279.04

АКТУАЛЬНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ И ПРАВОВЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

И.В. Староконь, заведующий кафедрой, канд.техн.наук,
Е.А. Муравьев, ведущий инженер,
Д.В. Шмырев, ведущий инженер
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина;
А.П. Частухин, начальник управления
ПАО «МТС-Банк»
E-mail: staroron79@mail.ru

Ключевые слова: опасный производственный объект; нефтегазовый комплекс; Ростехнадзор.

Аннотация. В 2022 г. Российская Федерация столкнулась с многочисленными вызовами в области безопасной эксплуатации объектов нефтегазового комплекса: отказом от сервисного обслуживания оборудования иностранными сервисными компаниями и проблемами продления ресурса иностранного оборудования, срок безопасной эксплуатации которого близок к завершению. В статье предложены подходы к решению этих проблем. Рассмотрены проблемы надзорной деятельности и последствия решений о сокращении 83 % проверок на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса. Внесены предложения о необходимости изменения нормативной документации.

Российская Федерация обладает развитыми комплексами добычи, транспортировки и переработки нефтегазовых ресурсов. К объектам, относящимся к нефтегазовому комплексу, принадлежат морские платформы, объекты магистрального трубопроводного транспорта и иные объекты, которые в соответствии с 116 ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1] классифицируются как опасные производственные объекты (ОПО), аварии на которых могут иметь серьёзные последствия для жителей и организаций, находящихся в зоне аварии, жизни и здоровья работающего на объекте персонала, имущества организаций, эксплуатирующих ОПО, и природной среды. Как правило, аварии на подобных объектах сопровождаются гибелью человеческого персонала, значительным ущербом окружающей среде и большими финансовыми потерями. В этой связи решение вопросов предотвращения аварий на объектах нефтегазового комплекса России является важной и актуальной задачей.

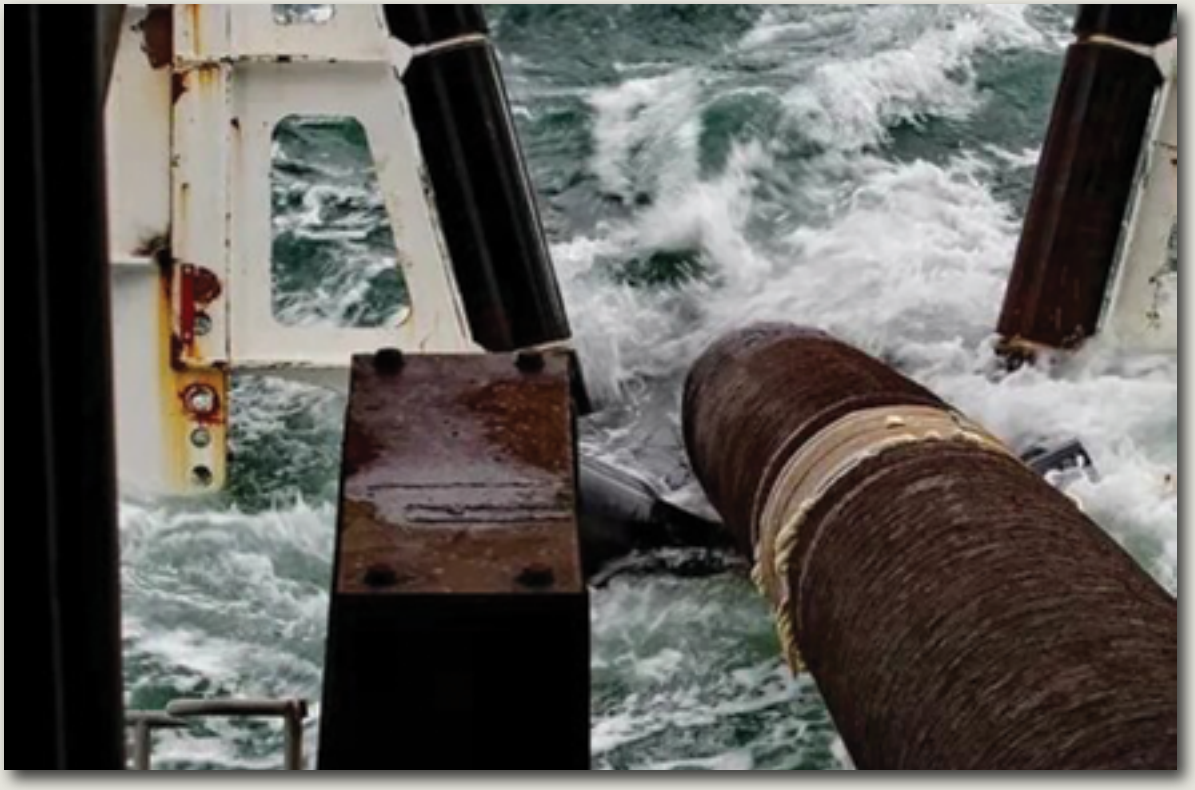


Рис. 1. Газопровод «Северный поток-2»

К опасным производственным объектам нефтегазового комплекса (НГК) относятся ОПО нефтегазодобывающей промышленности, нефтехимической и нефтегазоперерабатывающей промышленности, нефтепродуктообеспечения, магистральных газопроводов и подземного хранения газа, магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов, газораспределения и газопотребления.

Согласно 116-ФЗ [1] ОПО НГК в зависимости от факторов риска нанесения вреда здоровью человека и экологической безопасности окружающей среды подразделяются на следующие классы опасности:

- I класс – объекты чрезвычайно высокой опасности;
- II класс – высокой опасности;
- III класс – средней опасности;
- IV класс – низкой опасности.

Важен тот факт, что значительная часть объектов ОПО НГК относится к наивысшему I классу опасности, что накладывает особую ответственность на должностных лиц, эксплуатирующих данные объекты.

Отметим, что контроль за проектированием, строительством и эксплуатацией ОПО НГК осуществляется **Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор, РТН)** – федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере технологического и атомного надзора, функции по контролю и надзору в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности при использовании атомной энергии и многие другие функции, обеспечивающие контроль за безопасностью эксплуатации опасных производственных объектов.

В этом году в особых условиях эксплуатации оказались поднадзорные организации, так как возникли новые вызовы к обеспечению промышленной безопасности опасных производственных объектов. В первую очередь это отразилось на инвестиционных объектах в связи с ограничением поставок импортного оборудования и технологий. С отложенным отрицательным эффектом столкнется и эксплуатация опасных производственных объектов. До диверсии на мор-

Важен тот факт, что значительная часть объектов ОПО НГК относится к наивысшему I классу опасности, что накладывает особую ответственность на должностных лиц, эксплуатирующих данные объекты.

ских газопроводах Северного потока-1 и Северного потока-2 (рис. 1), которая произошла 26 сентября 2022 г., занимаемая ПАО «Газпром» принципиальная позиция в отношении эксплуатируемых ОПО, обслуживание которых осуществлялось зарубежными компаниями, требовала принятия срочных организационных, правовых и технических мер для стабильной работы импортного оборудования. И такая ситуация характерна для большого числа опасных производственных объектов нефтегазового комплекса, на которых применялось иностранное оборудование. Эти меры будут носить длительный временной характер и потребуют не только превентивной остановки оборудования, как это сейчас сделано, но и новых подходов к продлению ресурса работы импортного оборудования, принятия мер по его консервации и замене на отечественные аналоги. Того же требует рынок сервисного обслуживания.

В условиях санкций возникает вопрос о продлении ресурса иностранного оборудования, срок безопасной эксплуатации которого близок к завершению. Ранее обслуживанием этого оборудования и продлением его ресурса занимались иностранные сервисные компании, которые в настоящее время приостановили свою деятельность в России. Решение вопроса продления ресурса такого оборудования лежит в области проведения технической диагностики и экспертизы промышленной безопасности, проведение которых регламентируют федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности» [2]. В сложившихся условиях потребуется особое внимание обратить на совершенствование методик и глубины диагностического обследования, уделить больше внимания институту экспертиз промышленной безопасности. Решение о продлении ресурса технических устройств, эксплуатируемых на ОПО, может быть принято на основе диагностических обследований и без согласования этого решения с зарубежными производителями.

Предложение автора состоит в необходимости вернуться к вопросу повышения роли и ответственности эксплуатирующих организаций в создании и укреплении своих корпоративных инженерных центров, повышения ответственности за результаты проводимых экспертиз. Количество подписанных одним экспертом экспертиз должно нормироваться по времени, а полная ответственность за ее качество и принятие решения о продлении ресурса или сроков службы оборудования или сооружений должна возлагаться на эксплуатирующую организацию.

Отдельно следует рассмотреть процедуру подготовки и аттестации экспертов по промышленной безопасности. В настоящее время процедура обучения и сдачи экзамена на эксперта по промышленной безопасности состоит из трех этапов.

1. Проверка знаний нормативной документации.
2. Решение ситуационных задач.
3. Собеседование.

Следует отметить, что процедура проверки знаний нормативной документации имеет формат единого государственного экзамена, который сдается по завершении обучения в средней школе (ЕГЭ). Вопросы, предлагаемые на экзамене, собраны из различных разделов нормативной документации по разным аспектам и объектам и по сути являются частными вопросами для абсолютно различных объектов. Например, предлагается выучить наизусть ответ на такой вопрос: «Какая минимальная длина прямого участка технологического трубопровода от конца трубы до начала закругления рекомендуется согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утвержденному приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784?» И подобных вопросов крайне много. Такой подход не приводит к систематизации знаний эксперта, а только к заучиванию конкретных цифр, и в значительном числе случаев это происходит на основе ассоциативного мышления, без понимания сути вопроса. Отметим, что при подготовке экспертизы промышленной безопасности от эксперта никто не требует знания наизусть конкретных числовых значений, которые всегда можно уточнить, посмотрев в конкретном нормативном документе.

С ситуационными задачами проблема схожая. Предлагается решить задачу по нахождению центра масс абстрактной геометрической фигуры. Автор работает в РГУ нефти и газа имени Губкина и знает, что эти задачи взяты из учебников для студентов первого курса и используются для обучения их курсу теоретической механики. Отношения к задачам, решаемым при проведении экспертизы промышленной безопасности, данные задачи не имеют.

На собеседовании после прохождения первых двух этапов задаются те же вопросы, что и при проверке знаний нормативной документации первого этапа.

С целью улучшения системы подготовки экспертов предлагается перестроить систему подготовки экспертов в сторону обучения их качественному проведению экспертиз промышленной безопасности, а именно:

1. Ввести в каждой категории дополнительные подкатегории. Невозможно одному специалисту одновременно качественно делать экспертные заключения на резервуары для хранения нефтепродуктов, морские платформы и буровые установки. Это совершенно разные объекты с разным функционалом, каждый из которых имеет свои особенности эксплуатации. Как правило, этим занимаются профильные специалисты. На каждом из этих объектов используются совершенно различные методы неразрушающего контроля и методы оценки соответствия требованиям промышленной безопасности.

2. Ввести обучение эксперта способам, позволяющим ориентироваться в нормативной документации по конкретному ОПО. Отказаться от тестирования на знание нормативной документации в форме ЕГЭ. Экзамен проводить таким образом, чтобы эксперт мог на основе знаний нормативной документации сформировать перечень требований к оценке ОПО, для которого он проводит экспертизу, соответствующих требованиям промышленной безопасности.

3. Отказаться от абстрактных задач и приблизить ситуационные задачи к задачам, которые решают эксперты при подготовке экспертиз промышленной безопасности (ЭПБ): расчетам прочности и ресурса, оценке опасности выявленных дефектов и т.д.

4. На собеседовании предложить эксперту подготовить (может быть, в несколько сокращенной форме) экспертизу промышленной безопасности на объект из его области аттестации и оценивать уже качество подготавливаемой им экспертизы.

Предлагаемые решения, по мнению автора, помогут улучшить качество подготовки ЭПБ.

К опасным производственным объектам нефтегазового комплекса (НГК) относятся ОПО нефтегазодобывающей промышленности, нефтехимической и нефтегазоперерабатывающей промышленности, нефтепродуктообеспечения, магистральных газопроводов и подземного хранения газа, магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов, газораспределения и газопотребления.

Другая важная и требующая детального рассмотрения проблема касается надзорной деятельности. Восстановленный после пандемии коронавирусной инфекции льготный период для бизнеса, обслуживающего опасные производственные объекты, с введением постановлений Правительства Российской Федерации №336 «*Об особенностях организации и осуществления государственного контроля (надзора), муниципального контроля*» [3] и № 353 «*Об особенностях разрешительной деятельности в Российской Федерации в 2022 году*» [4] еще больше дистанцировал надзорные органы. На примере нефтегазового комплекса можно отметить, что число плановых проверок ОПО в 2022 г. значительно сократилось в связи с тем, что введен мораторий на проведение проверок в отношении ОПО I и II классов опасности. Так, в 2022 г. исключено практически 83 % плановых проверок. Также установлен мораторий на выдачу (в отдельных случаях) предписаний на проведение внеплановых проверок. Отложены вопросы аттестации, лицензирования, автоматически на 3 мес перенесены сроки исполнения ранее выданных предписаний Ростехнадзора и другие меры. Однако ответственность за обеспечение безопасной эксплуатации ОПО по-прежнему возлагается на инспекторов РТН. В этой связи было бы целесообразно изменить нормативно-техническую документацию таким образом, чтобы существенная доля ответственности была возложена на эксплуатирующую организацию. Некорректно, когда инспектор несет ответственность, но не проводит проверку.

Рис. 2. Объекты магистрального трубопроводного транспорта газа

В этой связи есть вполне обоснованная озабоченность: а сохраним ли мы достигнутый уровень промышленной безопасности, сможем ли избежать эскалации аварийных ситуаций?

На текущий момент, например, в целом по нефтегазовому комплексу уровни аварийности и травматизма находятся в пределах показателей предыдущего года, но по отдельным направлениям, таким как добыча, уже имеется негативная информация. В прошедшие три года наметилась линия тренда на увеличение аварийности, в первую очередь за счет неквалифицированных действий подрядных организаций и снижения контроля со стороны эксплуатирующих организаций, а также в результате износа промысловых трубопроводов, приводящего к их разгерметизации.

В данных условиях представляется важным развивать уровень профилактического взаимодействия с эксплуатирующими организациями. *Предлагается по каждому расследованному аварийному случаю, наряду с публикацией информационных листов в разделе «уроки, извлеченные из аварий», вернуться к практике подготовки и направления циркулярных писем в территориальные органы с последующим их доведением территориальными органами до эксплуатирующих организаций и их проработкой с ними. Также важным является установление статуса «нормативных» у тех мероприятий, которые разработаны комиссией по итогам расследования аварий. Данные мероприятия должны иметь статус предписания. Особое внимание следует также уделять качеству выполняемых диагностических работ и применению современных методов неразрушающего контроля [5–7].*

С целью улучшения системы подготовки экспертов предлагается перестроить систему подготовки экспертов в сторону обучения их качественному проведению экспертиз промышленной безопасности.

Кроме того, внеплановые проверки в ряде случаев могут проводиться только с разрешения Председателя Правительства РФ. Получение подобного разрешения является трудоемкой и длительной процедурой.

В этой связи предлагается рассмотреть возможность снижения уровня принятия решений о проверках до руководителя службы, сформулировав особые случаи, например аварийная ситуация, о которой стало известно из СМИ. Расследование аварии требует много времени, а внеплановые проверки не представляется возможным в текущей ситуации согласовать, не имея обоснования того, что существует прямая угроза жизни и здоровью граждан.

Требует реформирования постоянный государственный надзор за ОПО I класса, в том числе и за объектами магистрального трубопроводного транспорта (рис. 2). Предпринимаемые Ростехнадзором организационные меры заметны. В последние годы ведется активная методическая работа, но результативность таких действий пока не имеет требуемого эффекта.

Нужно уделять внимание глубине и адресному характеру проверок. Что касается сроков проведения проверок, то они должны соответствовать уровню сложности объекта. Для объектов I класса сроки должны быть пропорционально больше, чем для объектов более низкой категории риска.

В настоящее время аттестацией новых технологий сварки, контроля качества сварных соединений, аттестацией сварщиков и иными вопросами, связанными со сварочным производством, занимается только одна организация. Опыт работы этой организации в России является положительным. Однако, по мнению автора, только одной организации чрезвычайно сложно решить весь этот комплекс вопросов. Между тем такие организации, как ПАО «Газпром», АО НК «Роснефть» и др. имеют значительный корпоративный опыт в организации и проведении сварочных работ и обладают высококлассными специалистами и научными организациями, способными решать вопросы сварочного производства при обеспечении требуемого уровня качества.

На текущий момент, например, в целом по нефтегазовому комплексу уровни аварийности и травматизма находятся в пределах показателей предыдущего года, но по отдельным направлениям, таким как добыча, уже имеется негативная информация.

Поэтому целесообразно этим организациям разрешить создавать собственные корпоративные институты, которые могли бы выполнять эти функции. Примером подобной успешной работы является Росатом, который обладает своей успешно функционирующей системой сертификации сварочного производства.

Также требуют совершенствования вопросы производственного контроля и отчетности в его осуществлении.

Следует отметить, что в настоящее время Ростехнадзором проведена большая работа по оптимизации нормативной базы. Отменено большое количество устаревших нормативных документов. Однако в ряде случаев это вызвало пробелы в нормативной базе, так как новые документы взамен устаревших еще только разрабатываются, и при проведении работ, связанных, например, с экспертизой промышленной безопасности, при принятии решений невозможно дать ссылку на нормативную техническую документацию, обосновав тем самым принятые решения. В этой связи целесообразно рассмотреть вопрос о продлении срока действия отдельных из отмененных ранее документов на ограниченный период. Помимо этого, в связи с оптимизацией нормативной базы разработано большое количество новых документов, регламентирующих различные вопросы в сфере промышленной безопасности. Однако существенной проблемой является практика применения этих новых документов на местах как со стороны эксплуатирующих организаций, так и со стороны инспекторов РТН. Возможно целесообразно разработать программы по дополнительному переобучению инспекторов РТН и персонала эксплуатирующих организаций на местах.

В будущем планируется широкомасштабное освоение морских месторождений углеводородных ресурсов. Существующая нормативная база охватывает далеко не все вопросы промышленной безопасности в этой области и нуждается в дальнейшем совершенствовании. Такая же

ситуация по нормативной документации и для сжиженных углеводородных ресурсов.

В настоящее время ведется создание цифровой платформы Ростехнадзора, которая обеспечивает: цифровизацию государственных услуг, контрольных и надзорных функций службы, обмен данными с ведомствами и организациями, реализовывает эксперимент по организации дистанционного мониторинга.

Следует отметить, что в настоящее время Ростехнадзором проведена большая работа по оптимизации нормативной базы. Отменено большое количество устаревших нормативных документов.

В последнее время был выпущен ряд нормативных актов, принципиально меняющих подходы к исполнению государственных функций в условиях цифровизации:

– изменения в 248–ФЗ [8] «О государственном контроле (надзоре) и муниципальном контроле Российской Федерации», предусматривающие создание документов в электронном виде;

– изменения в 210–ФЗ [9] «Об организации предоставления государственных и муниципальных услуг» в части применения реестровой модели при оказании государственных услуг: уже сейчас реализована реестровая модель для массовых государственных услуг, составляющих 95,7 % от всех поступающих в Ростехнадзор заявлений. Вывод на ЕПГУ состоится после завершения апробации.

Следует отметить большую и хорошо проведенную Ростехнадзором работу в этом направлении. В дополнение можно рекомендовать дальнейшие пути развития цифровой системы управления промышленной безопасности. Одним из таких путей является **интеграция** уже существующих систем диспетчерского контроля на производстве с перспективным программным обеспечением (или аппаратно-программным комплексом), которая могла бы выявить отклонения от технологического режима эксплуатации ОПО и оценить степень опасности этих отклонений по критерию возможности возникновения аварийной ситуации, своевременно в **дистанционном режиме** уведомив РТН об опасных отклонениях.

В настоящее время на предприятиях, эксплуатирующих ОПО, существуют системы диспетчерского контроля, которые в режиме реального времени передают оператору информацию о параметрах различных технологических процессов. Подобные системы собирают информацию о температурах, давлении, расходах перекачиваемого продукта, электромагнитных полях работающего оборудования и многие другие параметры в зависимости от особенностей эксплуатации конкретного технического устройства на ОПО. Совершенно очевидно, что какие-то отклонения от параметров режима эксплуатации могут привести к аварии (например, резкий скачок давления и значительное повышение температуры), а какие-то, несмотря на их наличие, не столь опасны. Возможно целесообразно разбить все отклонения на четыре группы: чрезвычайно опасные, опасные, средней опасности и малоопасные. Внутри каждой группы каждому из отклонений можно присваивать весовые коэффициенты. Как правило для любого ОПО уже разработаны декларации промышленной безопасности, в которых рассмотрены все возможные сценарии возникновения и развития аварийных ситуаций с оценкой последствий от аварий. В этой связи предлагаемая система (аппаратно-программный комплекс) будет способна ранжировать их по степени опасности и в том случае, если указанная группа отклонений от технологического режима будет оценена как опасная и способная вызвать аварийную ситуацию, определить наиболее возможный сценарий аварии и своевременно передать информацию об этих отклонениях и сценариях аварии в соответствующие подразделения Ростехнадзора **незамедлительно** в **дистанционном режиме**. Работа подобной системы позволит своевременно предотвратить **возникновение** и развитие аварийной ситуации в дистанционном режиме и может базироваться как на существующих системах диспетчерского контроля предприятий, так и в необходимых случаях может предусматривать установку дополнительного контрольно-измерительного оборудования при условии получения необходимых согласований. Помимо этого, подобная система сможет анализировать

отклонения средней опасности (либо малоопасные), определяя наиболее вероятный сценарий их дальнейшего развития и устанавливая в автоматическом режиме срок устранения выявленных нарушений. Еще раз подчеркнем, что основной функцией такой системы должно являться своевременное дистанционное информирование органов Ростехнадзора для предотвращения возникновения и развития аварийной ситуации.

Одним из примеров подобных систем является разрабатываемая в настоящее время в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина система цифрового контроля и управления целостностью воздушных переходов магистральных газопроводов. Решение этой задачи лежит в сфере создания аппаратно-программных комплексов, включающих как специализированное оборудование, устанавливаемое непосредственно на объекте, так и программное обеспечение, обрабатывающее поступающую от датчиков информацию. Опыт эксплуатации подобных участков магистральных газопроводов показывает, что вероятность отклонения от проектного положения нельзя полностью исключить. Особенно актуальны подобные комплексы для переходов через овраги. Известно, что отклонения от проектного положения магистрального газопровода вызывают недопустимые напряжения в стенках газопровода и могут привести к возникновению аварийной ситуации. Получая информацию от установленных на газопроводе датчиков, система сможет определить наиболее вероятный сценарий их дальнейшего развития, т. е. тренд изменения уровня промышленной безопасности. Поэтому применение подобной системы позволит своевременно предотвратить возникновение и развитие аварийной ситуации on-line.

В настоящее время ведется создание цифровой платформы Ростехнадзора, которая обеспечивает: цифровизацию государственных услуг, контрольных и надзорных функций службы, обмен данными с ведомствами и организациями, реализовывает эксперимент по организации дистанционного мониторинга.

Выводы

Таким образом, в статье сформулированы основные технические и правовые проблемы обеспечения промышленной безопасности на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса и намечены пути их решения. Реализация данных решений позволит повысить уровень промышленной безопасности на ОПО НГК. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 г. N 116-ФЗ – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/ (дата обращения 21.09.2022).

2. Приказ от 20.10.2020 г. N 420 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила проведения экспертизы промышленной безопасности" – URL: https://docs.cntd.ru/document/573053315 (дата обращения 21.09.2022).

3. Постановление Правительства РФ от 10.03.2022 г. N 336 "Об особенностях организации и осуществления государственного контроля (надзора), муниципального контроля. – URL: https://base.garant.ru/403681894/ (дата обращения 21.09.2022).

4. Постановление Правительства РФ от 12.03.2022 г. N 353 "Об особенностях разрешительной деятельности в Российской Федерации в 2022 и 2023 годах" – URL: https://base.garant.ru/403695416/ (дата обращения 21.09.2022).

5. Староконь И.В., Калашников П.К. Обоснование базовых принципов методики проведения комплексного диагностирования газоизмерительных станций и экспертизы их промышленной безопасности // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2020. – № 2 (293). – С. 49–54.

6. Староконь И.В. Проблемы экспертизы промышленной безопасности морских нефтегазовых сооружений // Сб.докладов IV Региональной научно-технической конференции "Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России", посвященной 90-летию Губкинского университета и факультета экономики и управления. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина – 2020. – С. 167.

7. Староконь И.В., Булаев Р.В. Анализ отечественной и зарубежной нормативной документации в области обеспечения безопасности эксплуатации морских нефтегазовых сооружений (МНГС) // Аспирант и соискатель. – 2011. – № 5 (65). – С. 139–140.

8. Федеральный закон "О государственном контроле (надзоре) и муниципальном контроле в Российской Федерации" от 31.07.2020 г. N 248-ФЗ – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_358750/ (дата обращения 21.09.2022).

9. Федеральный закон "Об организации предоставления государственных и муниципальных услуг" от 27.07.2010 г. N 210-ФЗ – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_103023/ (дата обращения 21.09.2022).

ДЕЛЕГАЦИЯ ООО «ГАЗПРОМ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ» ПОСЕТИЛА САХАЛИН ДЛЯ УЧАСТИЯ В ПЕРВОМ ТЕХНИЧЕСКОМ ФОРУМЕ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

С **4 по 7 октября** в Южно-Сахалинске делегация молодых специалистов ООО «Газпром морские проекты» приняла участие в первом молодёжном техническом форуме «Шельфовый рубеж» с целью развития коммуникаций и обмена опытом между предприятиями Группы Газпром, научными и образовательными институтами, участвующими в реализации крупных шельфовых проектов. Организатором форума выступила компания «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск».

Делегацию ООО «Газпром морские проекты» представили руководитель группы МТО управления проектом строительства ЛСП «Каменномысская» **Ринат Жафяров**, экономист отдела финансового планирования **Давид Пилоян**, ведущий специалист юридического отдела **Дарья Трушина**, экономист группы учета и анализа затрат отдела по экономике и финансам **Софья Шкутник**.

Специалисты Общества в составе разных команд, сформированных из представителей двадцати предприятий отрасли, на высоком уровне продемонстрировали свои знания, компетенции и навыки, необходимые для реализации морских проектов, в том числе в сложных климатических условиях российской Арктики. На площадке форума обсуждали технику и технологии обустройства морских месторождений, историю газовой отрасли России и ПАО «Газпром», современные процессы и инструменты управления крупными проектами на шельфе.

По итогам форума команда, в которую вошел **Ринат Жафяров**, заняла первое место, набрав наибольшее количество баллов в общем зачете среди восьми команд-участников.

В рамках форума также состоялась панельная дискуссия с руководителями проектов «Сахалин-2» и «Сахалин-3» – главой производственного ди-

ректората «Сахалинской Энергии» **Александром Сингуровым** и генеральным директором ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» **Валерием Гурьяновым**. Молодые специалисты обсудили с ними реализацию проектов на Сахалине, текущую деятельность и перспективы компаний, а также принципы, которыми стоит руководствоваться каждому газовику. ■

ВНЕШНИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ООО «ГАЗПРОМ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ» В ПЕРВОМ ПОЛУГОДИИ 2023 ГОДА

Мероприятие	Дата и место проведения	Организаторы, площадка
Февраль–март		
7-я научно-практическая конференция «ГЕОБАЙКАЛ–2023»	27 февраля – 3 марта Иркутск	https://geomodel.ru/geobaikal22
VIII Международная конференция **«Арктика: устойчивое развитие»**	март Москва, Торогово-промышленная палата РФ	https://arctic.s-kon.ru/
Инновационный Саммит hi-tech лидеров в ТЭК ITECH ENERGY SUMMIT: digital, robotics, AI, AR/VR, 3D	16–17 марта Москва/Сочи	https://itechsummit.ru/#rec380250853
Апрель		
10-я юбилейная международная геолого-геофизическая конференция: **«Геонауки: Время перемен, время перспектив»**	10–13 апреля Санкт-Петербург	https://geomodel.ru/spb23
12-ая международная научно-практическая конференция **«Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов»»**	10–15 апреля Сочи/Краснодар	https://oilgasconference.ru/
Выставка **«НЕФТЕГАЗ-2023»:** 22-я международная выставка **«Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса»** (в рамках Национального нефтегазового форума 2023)	24–27 апреля Москва, ЦВК «Экспо-центр»	https://www.neftegaz-expo.ru/

Мероприятие	Дата и место проведения	Организаторы, площадка
«Национальный нефтегазовый форум – 2023»	24–27 апреля Москва, ЦВК «Экспо-центр»	https://oilandgasforum.pro/#rec380724342
Международный форум «Нефть и газ - 2023»	апрель Москва, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина	https://neftegaz.gubkin.ru/
Май		
Конференция **«Освоение шельфа России и СНГ»**	19 мая Москва, отель «Балчуг Кемпински»	http://www.rpi-conferences.com/upstream-development
XII Конференция **«Строительство в нефтегазовом комплексе», Нефтегазстрой-2023**	25 мая Москва, отель «InterContinental»	https://www.n-g-k.ru/?page=meropr101
31-я международная выставка-форум **«ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ – 2023»**	23–26 мая Уфа, ВДНХ-ЭКСПО УФА	«Уфа, ВДНХ-ЭКСПО УФА»
28-я Международная выставка **«Нефть и Газ Каспия»**	31 мая – 2 июня Баку, Азербайджан	https://caspianoilgas.az/ru-main/
Июнь		
28-ой Бакинский Энергетический Форум	1–2 июня Баку, Азербайджан	https://bakuenergyforum.az/ru-main/
ПМЭФ Петербургский международный экономический форум	июнь Санкт-Петербург, КВЦ «Экспофорум»	https://forumspb.com/?lang=ru

ГУБКИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ЦЕНТР ВИРТУАЛЬНОЙ, ДОПОЛНЕННОЙ И СМЕШАННОЙ РЕАЛЬНОСТИ

Центр нацелен на разработку и совершенствование цифровых продуктов, а также их комбинаций с нецифровыми продуктами с учетом трендов развития технологий и образования в ТЭК. Центр позволяет производить пилотные версии цифровых продуктов для быстрой проверки эффективности и целесообразности их внедрения.

Использование технологий виртуальной (VR) и дополненной (AR) реальности помогает студентам, начинающим специалистам предприятий, а также сотрудникам, повышающим квалификацию, максимально быстро освоить необходимые навыки и симулировать различные ситуации работы на производстве.

РАЗРАБОТКА ПРИЛОЖЕНИЙ В VR И AR ДЛЯ КОМПЬЮТЕРОВ И СМАРТФОНОВ

360

ВИРТУАЛЬНЫЕ ТУРЫ В ФОРМАТЕ 360°

VR

СОЗДАНИЕ VR ТРЕНАЖЕРОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

3D-МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

ГУБКИН ЦИФРА
Email: xr@gubkin.ru
Телефон: +7 (910) 450-53-90

xr.gubkin.ru

ГУБКИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ЦЕНТР КОЛЛЕКТИВНОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ

Центр коллективного пользования Губкинского университета предоставляет открытый доступ к современному научному оборудованию и уникальным научным установкам для решения широкого спектра исследовательских задач в рамках научных направлений:

ПОИСК И ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ

МАТЕРИАЛОВЕДЕНИЕ, ДИАГНОСТИКА И БЕЗОПАСНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

ХИМИЯ И ЭКОЛОГИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

ЦКП Губкинского университета реализует комплексный подход к выполнению исследований для осуществления научно-технических проектов и решения междисциплинарных задач углеводородной, углеродной, водородной энергетики и рационального природопользования.

Научные сотрудники ЦКП Губкинского университета осуществляют поддержку и сопровождение полного цикла реализации проекта (от разработки и согласования уникальной методики испытаний до внедрения новых поколений технологических объектов) с экспертной оценкой полученных результатов.

Контактное лицо:
Кошкина Елена Анатольевна

E-mail: ckp@gubkin.ru
Телефон: +7 (499) 507-86-18
+7 (926) 189-79-11

CKP.GUBKIN.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 соответствие 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