

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

SCIENTIFIC-TECHNICAL JOURNAL

DESIGN AND DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS

**Строительство
скважин.
Оборудование
и технологии**

Освоение шельфа

**Трубопроводный
транспорт**

**Защита окружающей
среды от загрязнения**

Информация

№1. 2022



Адреса и телефоны офисов ООО «Красноярскагазпром нефтегазпроект»:

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

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

107045, г. Москва, пер. Последний, д. 11, стр. 1

т./ф.: +7 (495) 966-25-50 / +7 (495) 966-25-51 office-msk@krskgazprom-ngp.ru

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

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

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

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

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Научно-технический журнал

Редакционный совет

Зенин С.Г. – председатель, генеральный директор
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»;

Сорокин А.А. – генеральный директор ООО «Газпром
газобезопасность»;

Лукьянчиков М.И. – генеральный директор
ООО «Газпром газнадзор».

Редакционная коллегия

Оганов Г.С. – главный редактор, первый заместитель
генерального директора
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»,
д-р техн. наук, профессор;

Волкова В.А. – заместитель главного редактора,
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»;

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

Добролюбов С.А. – декан Московского государственного
университета имени М.В. Ломоносова,
д-р геогр. наук, профессор;

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

УЧРЕДИТЕЛЬ:

ООО «Красноярскгазпром
нефтегазпроект»

Издается с 2017 г.

Выходит 2 раза в год

РЕДАКЦИЯ:

Научный редактор

Н.Е. Игнатьева

Компьютерная верстка

Т.В. Мальцева

Корректор

Я.В. Ткачева

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

107045, г. Москва, пер. Последний,
д. 11, стр. 1.

Тел.: (495) 966-25-50.

E-mail: office-msk@krskgazprom-ngp.ru

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

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

В номере использованы фотографии
из архива ООО «Красноярскгазпром
нефтегазпроект», а также
фотографии, предоставленные
авторами статей.

Подписано в печать 03.02.2022.

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

СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН. ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ

- 4 *Петренко В.Е., Оганов Г.С., Сальников А.С., Меркурьев Д.В., Потапов А.В.*
Пути оптимизации продолжительности строительства эксплуатационных скважин на Южно-Кишинском месторождении
- 14 *Следков В.В.*
Комплексная оценка эффективности процесса строительства скважин и внедрения инноваций
- 20 *Владимиров С.Г., Крайнева О.В.*
Анализ эффективности методов борьбы с АСПО в добывающих скважинах

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА

- 28 *Бобов Д.Г., Гусейнов Ч.С.*
Оценка массы и габаритов обитаемого подводного бурового аппарата

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

- 36 *Астапов Д.В.*
Применение детандер-генераторных агрегатов на объектах магистральных трубопроводов

ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ

- 42 *Соловьянов А.А.*
Климатическая повестка и энергетика России: путь перемен
- 52 *Блиновская Я.Ю., Охоткина В.Э.*
Оценка эффективности сорбентов из нетканых материалов при ликвидации разливов тяжелых сортов нефти и нефтепродуктов в замерзающих акваториях

ИНФОРМАЦИЯ

- 59 *Серова Е.*
Общественные слушания 2022 года
- 62 План по дополнительному профессиональному образованию руководителей и специалистов топливно-энергетического комплекса
- 65 Перечень международных мероприятий нефтегазовой отрасли, проводимых в первом полугодии 2022 года



Уважаемые коллеги!
Дорогие читатели!

Для меня – честь возглавить редакционный совет научно-технического журнала «Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений». Уже шесть лет журнал позволяет ведущим экспертам, ученым и специалистам обмениваться опытом, активно пропагандировать передовые научно-технические идеи и эффективные решения, способствовать прогрессу отечественной нефтегазовой отрасли, осуществлять плодотворное профессиональное взаимодействие и сотрудничество.

Отраслевая наука чутко реагирует на запросы специалистов нефтегазовой отрасли и вызовы времени. Публикации первого в 2022 году номера журнала «Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений» тому подтверждение. В статье под рубрикой «Трубопроводный транспорт» рассмотрена возможность использования избыточного давления газа в детандер-генераторных агрегатах для выработки электроэнергии на газораспределительных и компрессорных станциях магистральных газопроводах. В совместной работе авторов из ПАО «Газпром» и ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект», опубликованной под рубрикой «Строительство скважин. Оборудование и технологии», представлены особенности взаимодействия подразделений ПАО «Газпром» с дочерними обществами и сторонними организациями в процессе реализации полного цикла строительства эксплуатационных скважин на Южно-Кирином месторождении от планирования и проектирования до заключительных работ после строительства скважин. Показаны принципы и методы повышения эффективности и совершенствования технологии проведения буровых работ, приведен опыт строительства эксплуатационных скважин. Под рубрикой «Защита окружающей среды от загрязнения» коллеги из Политехнического института Дальневосточного федерального университета и ООО «Экостарт» представили результаты эксперимента по оценке эффективности сорбирующих препаратов, изготовленных из сыпучих и нетканых материалов, используемых для сбора тяжелых нефтепродуктов с морской поверхности и в холодный период.

Выражаю слова благодарности редакционной коллегии, авторам и читателям за поддержку, сотрудничество и активное участие в работе научно-технического журнала «Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений» и приглашаю вас принять участие в новых публикациях по актуальным проблемам нефтегазового комплекса России.

Генеральный директор
ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект»

С.Г. Зенин

УДК 622.245.1

ПУТИ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН НА ЮЖНО-КИРИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В.Е. Петренко, начальник Управления, канд.техн.наук,

ПАО «Газпром»;

Г.С. Оганов, первый заместитель генерального директора, д-р техн. наук, профессор,

А.С. Сальников, начальник управления,

Д.В. Меркурьев, заместитель начальника управления,

А.В. Потапов, ведущий инженер-технолог,

ООО «Красноярскаспром нефтегазпроект».

E-mail: a.potapov@krskgazprom-ngp.ru

Ключевые слова: пути оптимизации; продолжительность строительства; эксплуатационная скважина; программа бурения.

Аннотация. ООО «Красноярскаспром нефтегазпроект» принимает активное участие в строительстве эксплуатационных скважин на Южно-Кирином месторождении в рамках заключенных договоров: на разработку проектной документации, авторский надзор и супервайзинг. В статье рассмотрены особенности взаимодействия подразделений ПАО «Газпром» с дочерними обществами и сторонними организациями в процессе реализации полного цикла строительства скважин от планирования работ и проектирования до заключительных работ после строительства скважин. Показаны принципы и методы повышения эффективности и совершенствования технологии проведения буровых работ, приведен опыт строительства эксплуатационных скважин. На текущий момент накоплен значительный научно-технический, инженерный и управленческий потенциалы, сформированы информационная база данных и профессиональная команда специалистов, способных успешно решать различные производственные и управленческие задачи.

Кириносский перспективный участок недр расположен в акватории Охотского моря в северо-восточной части шельфа о. Сахалин и включает в себя следующие месторождения: Южно-Кириносское, Южно-Лунское и Мынгинское (рис. 1).

В рамках заключенных договоров на разработку проектной документации, авторский надзор и супервайзинг (строительный контроль, технологический надзор и контроль при строительстве скважин) ООО «Красноярскаспром нефтегазпроект» принимает активное участие

в строительстве эксплуатационных скважин Южно-Кириносского месторождения, входящего в Кириносский перспективный участок недр. По данным высокоразрешающих сейсмических исследований, практически на всей площади исследований выявлены аномальные зоны скопления приповерхностного газа, отнесенные к средней и высокой степеням риска, в том числе в интервалах расположения направленных [1, 2].

С 2018 г. продолжается строительство эксплуатационных скважин на Южно-Кириносском



Рис. 1. Расположение Кириновского перспективного участка недр

месторождении с использованием принадлежащих ПАО «Газпром» полупогружных плавучих буровых установок (ППБУ) «Полярная звезда» и «Северное сияние». Генеральным подрядчиком по строительству скважин является ООО «Газпром флот».

На этапе проектирования и рассмотрения подхода к реализации проекта, при выборе концепции строительства эксплуатационных скважин, совместно со всеми участниками производственного процесса в качестве основного принят двухэтапный вариант, ранее успешно апробированный при реализации проекта Кириного газоконденсатного месторождения (ГКМ). Данная концепция предусматривает бурение эксплуатационных скважин до продуктивного горизонта с последующей консервацией в конце первого бурового сезона (первый этап) и бурение продуктивного горизонта до проектной глубины, последующее освоение и временную приостановку скважин до их подключения к газосборной сети во второй буровой сезон (второй этап).

В рамках заключенных договоров на разработку проектной документации, авторский надзор и супервайзинг (строительный контроль, технологический надзор и контроль при строительстве скважин) ООО «Краснояргазпром нефтегаз-проект» принимает активное участие в строительстве эксплуатационных скважин Южно-Кириного месторождения, входящего в Кириный перспективный участок недр.

Выбор указанной концепции обусловлен следующими основными факторами:

а) безопасностью проведения работ: ледовая обстановка в районе работ позволяет проводить строительство скважин с июня по ноябрь (ориентировочно 150 сут);

б) эффективностью выполнения работ: разделение цикла строительства скважин на два этапа позволяет максимально эффективно использовать привлекаемые ППБУ и технологические сервисы в межледовый период.

За отправную точку технологического подхода к реализации программы бурения эксплуатационных скважин и обустройства Южно-Кириного месторождения принят имеющийся опыт выполнения аналогичных работ по обустройству Кириного ГКМ, схожего по своим геологическим условиям и расположенного в

непосредственной близости [3]. С учетом детального анализа опыта строительства скважин Кириного ГКМ, реализованных технических и технологических решений и передовых мировых практик в сфере строительства морских скважин рассмотрена возможная оптимизация сроков строительства скважин и проведена соответствующая корректировка Плана-графика строительства и ввода эксплуатационных скважин Южно-Кириного месторождения в целом.

При рассмотрении программы бурения эксплуатационных скважин и обустройства Южно-Кириного месторождения перед специалистами Группы Газпром и сторонних организаций были поставлены следующие задачи:

- а) проведение анализа возможности расширения бурового сезона в межледовый период;
- б) проведение оптимизации полного цикла строительства скважин за счет повышения эффективности;
- в) изучение и организация внедрения передовых мировых технологических и технических достижений и практик;
- г) сокращение сроков строительства скважин и снижение затрат на обустройство месторождения в целом;
- д) минимизация сроков и затрат на привлечение сторонних ППБУ за счет повышения эффективности проведения работ на принадлежащих ПАО «Газпром» ППБУ [3].

С целью оптимизации основополагающей была принята концепция замкнутого цикла совершенствования (рис. 2) [3]. Данная концепция подразумевает постоянное совершенствование достигнутых результатов и состоит из четырех основных этапов:

- планирования;
- реализации;
- оценки;
- корректировки.

Ключевыми инструментами указанной концепции являются:

- замкнутость цикла постоянного совершенствования;
- установление цели – достижение технического предела;
- детальное разделение процесса строительства скважины на последовательность операций;
- привлечение к планированию специалистов как управленческого, так и исполнительского уровней;
- использование при планировании «идеальных» условий среды, в которой выполняются работы.



Рис. 2. Концепция замкнутого цикла совершенствования:
ПВОК – планирование, выполнение, оценка, корректировка

Таким образом, представлен замкнутый цикл последовательности операций, выполняемых в буровом сезоне:

- а) подготовка документации;
- б) проведение промежуточных совещаний (Рабочая группа);
- в) проведение сессии «Бурение на бумаге»;
- г) защита программы бурения;
- д) оперативное управление;
- е) мониторинг результатов;
- ж) извлеченные уроки.

На этапе **планирования** [3] из состава высококвалифицированных специалистов дочерних обществ, принимавших участие в реализации программы строительства эксплуатационных скважин Киринского ГКМ, под руководством профильного департамента ПАО «Газпром» (С.Н. Меньшиков) была создана Рабочая группа.

На основе компетенций и производственного опыта членов Рабочей группы, имеющейся геолого-технологической информации и путей решения возникающих проблем в процессе строительства скважин на Киринском ГКМ

За отправную точку технологического подхода к реализации программы бурения эксплуатационных скважин и обустройства Южно-Киринского месторождения принят имеющийся опыт выполнения аналогичных работ по обустройству Киринского ГКМ.

специалистами был проведен детальный анализ разработанной проектной документации на строительство эксплуатационных скважин Южно-Киринского месторождения. По результатам анализа для дальнейшего повышения эффективности работ предложен ряд технических, технологических и организационных решений.

Комплекс сформированных Рабочей группой предложений и выводов рассмотрен и обсужден во время проведения двух технических сессий

«Бурение на бумаге» расширенным кругом профильных специалистов, включая сервисные организации, принимающие участие в строительстве скважин [3].

Сессия «Бурение на бумаге» включает в себя детальное рассмотрение и обсуждение всеми участниками проекта: комплекса подготовительных работ к бурению скважины; вопросов мобилизации/демобилизации, монтажа/демонтажа оборудования сервисных организаций; процесса бурения скважины по этапам работ. В ходе сессии определяется вероятность возникновения рисков и разрабатываются мероприятия по их недопущению. Далее все выработанные и согласованные участниками проекта решения воплощаются в программе бурения, завершая собой стадию планирования. В итоге

финальная версия программы бурения аккумулирует в себе все проработанные участниками строительства скважины рациональные предложения с учетом потенциальных рисков и корректирующих мероприятий по ним.

На **этапе реализации** [3] проводятся работы по строительству скважин с фиксацией всех положительных и отрицательных моментов, поэтапным сравнением фактических результатов с запланированными, оперативной корректировкой решений по фактическим результатам, рассмотрением и выработкой корректирующих мероприятий. После завершения строительства скважин от этапа реализации переходят к этапу оценки.

Этап оценки [3] связан с рассмотрением достигнутых результатов, сравнением с имеющи-

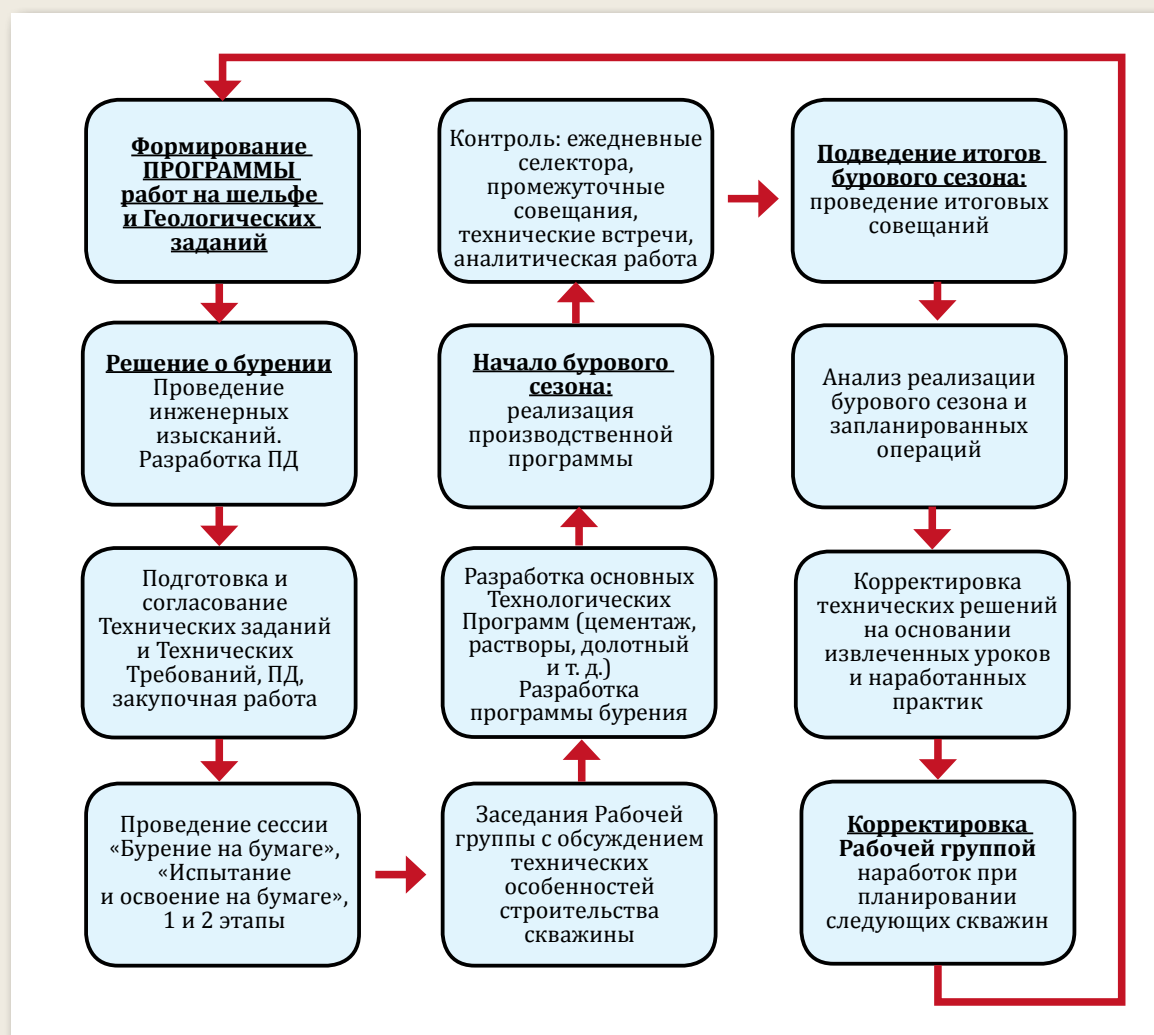


Рис. 3. Подробный цикл реализации производственной программы:
ПД – проектная документация

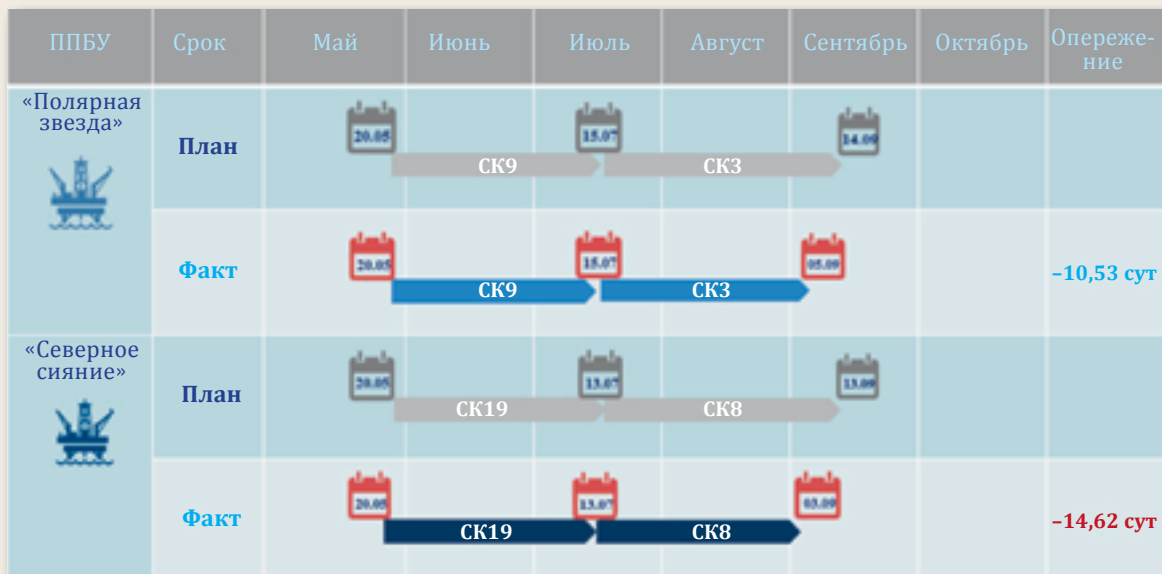


Рис. 4. Сравнение плановой (проектной) и фактической продолжительности строительства эксплуатационных скважин Южно-Киринского месторождения в буровой сезон 2020 г.

мися показателями, достигнутыми ранее, и формированием итогового перечня предложений по корректировке проектной документации на строительство последующих скважин. Перечень учитывает как положительные моменты и практики, так и корректирующие мероприятия, дополнения и/или изменения по извлеченным урокам.

Внесением изменений в проектную документацию завершается этап корректировки, возвращая процесс к началу этапа планирования и замыкая цикл постоянного совершенствования (рис. 3).

Используя описанный подход к реализации программы бурения эксплуатационных скважин и обустройства Южно-Киринского месторождения, ПАО «Газпром» в части повышения эффективности проведения работ и сокращения проектной продолжительности строительства скважин были достигнуты результаты, представленные на рис. 4.

С учетом реализации решений, принятых в рамках Рабочей группы, и актуализации проектной документации при строительстве скважин в буровой сезон 2020 г. удалось увеличить коммерческую скорость на 9 и 23 % относительно проектных значений для ППБУ «Полярная звезда» и ППБУ «Северное сияние» соответственно. Применение опыта строительства скважин Киринского ГКМ при строительстве эксплуатаци-

Сессия «Бурение на бумаге» включает в себя детальное рассмотрение и обсуждение всеми участниками проекта: комплекса подготовительных работ к бурению скважины; вопросов мобилизации/демобилизации, монтажа/демонтажа оборудования сервисных организаций; процесса бурения скважины по этапам работ.

онных скважин Южно-Киринского месторождения позволило сократить непроизводительное время (НПВ) на 72 % в период реализации проекта с 2018 по 2020 г. Проектная продолжительность строительства эксплуатационных скважин Южно-Киринского месторождения в период 2018–2020 гг. была пересмотрена и сокращена в среднем на 10 сут (15 %), а достигнутые фактические сроки строительства скважин сокращены на 15 сут (25 %) [3]. Лучшей скважиной в буровом сезоне 2020 г. с точки зрения продолжительности строительства является скв. СК8 (ППБУ «Северное сияние»).

На рис. 5 приведена информация о проектной и фактической продолжительности строительства скв. СК8 Южно-Киринского месторождения по этапам работ.



Рис. 5. План-факт по этапам работ при строительстве скв. СК8 Южно-Киринского месторождения

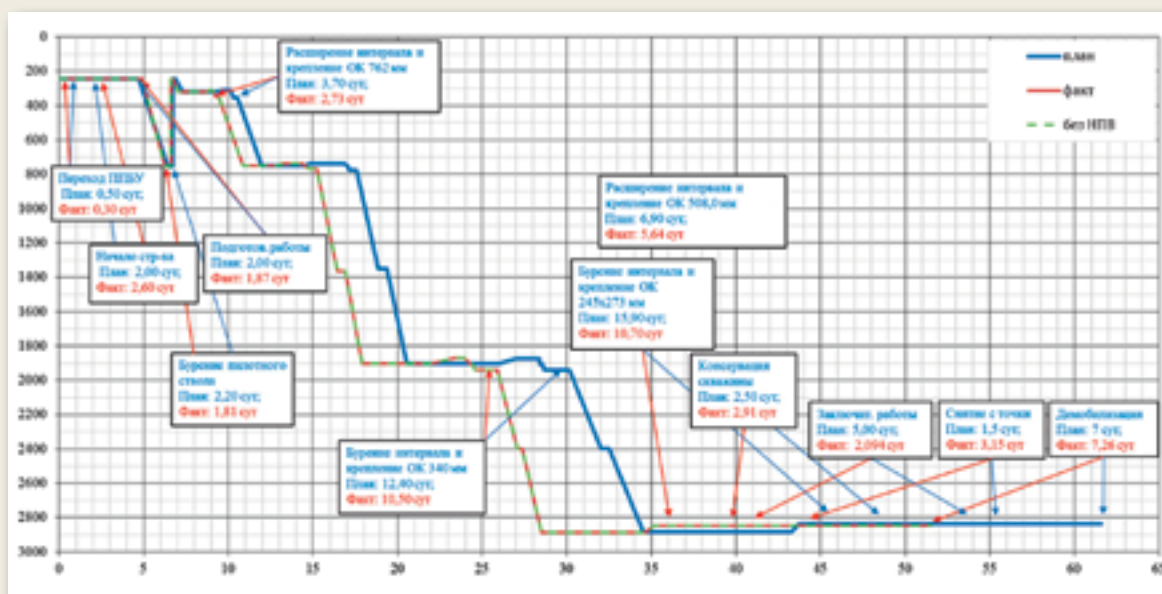


Рис. 6. График глубина-сутки по строительству скв. СК8 Южно-Киринского месторождения

На рис. 6 представлен график глубина-сутки по строительству скв. СК8 Южно-Киринского месторождения, на котором наглядно видно, что основное сокращение цикла строитель-

ва скважины происходило на этапах бурения интервалов и крепления всех обсадных колонн, а также при проведении заключительных работ.

Лучшие практики по этапам работ

№ п/п	Этап работ	Лучшие практики
1	Подготовительные работы, монтаж системы безрайзерной циркуляции промывочной жидкости (БЦПЖ)	1. Монтаж системы БЦПЖ параллельно сборке бурильного инструмента. Экономия времени в целом по этапу 0,75 сут (2019 г.). 2. Перегрузка материалов и оборудования, приготовление растворов, тестирование ТНПА параллельно другим операциям. Экономия времени 0,3 сут.
2	Бурение пилотного ствола	Ускорение на операции механического бурения без превышения предела 30 м/ч. Средняя скорость 22,5 м/ч. Экономия времени 0,27 сут.
3	Расширение интервала и крепление направления	1. Монтаж системы БЦПЖ параллельно с другими операциями. Экономия времени 0,5 сут. 2. Добавление кольматантов в состав тампонажного раствора для минимизирования поглощений. 3. Закачка буферной жидкости при цементировании буровыми насосами.
4	Расширение интервала и крепление кондуктора	1. Закачка буферной жидкости при цементировании буровыми насосами. 2. Демонтаж системы БЦПЖ во время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ). Экономия времени 0,6 сут (2019 г.). 3. Сборка и спуск подводного противовыбросового оборудования частично во время ОЗЦ. Экономия времени 1,02 сут. 4. Разбуривание башмака и оснастки кондуктора компоновкой низа бурильной колонны (КНБК) для последующего бурения.
5	Бурение интервала и крепление промежуточной колонны	1. Достижение механической скорости бурения 40–45 м/ч. Экономия времени 2,62–2,96 сут. 2. Отмена шаблонирования ствола скважины после бурения перед геофизическими исследованиями скважины (ГИС). Экономия времени 0,7 сут. 3. Ускорение по сравнению с запланированными сроками при проведении ГИС. Увеличение скорости записи. Экономия времени 1 сут. 4. Разбуривание башмака и оснастки промежуточной колонны КНБК для последующего бурения.
6	Бурение интервала и крепление эксплуатационной колонны	1. Достижение механической скорости бурения 30 м/ч. После промежуточного шаблонирования на глубине 2400 м ограничение скорости до 35 м/ч. Экономия времени 3,2 сут. 2. Ускорение по сравнению с запланированными сроками при проведении ГИС. Увеличение скорости записи. Экономия времени 0,4 сут. 3. Отмена шаблонирования ствола скважины после бурения перед проведением ГИС. Экономия времени 0,4 сут.
7	Заключительные работы	Разборка бурильного инструмента частично во время ОЗЦ консервационного цементного моста. Консервация бурильного инструмента без снятия старой и нанесения новой смазки. Средняя скорость разборки: 10 труб/ч.

С учетом реализации решений, принятых в рамках Рабочей группы, и актуализации проектной документации при строительстве скважин в буровой сезон 2020 г. удалось увеличить коммерческую скорость на 9 и 23 % относительно проектных значений для ППБУ «Полярная звезда» и ППБУ «Северное сияние» соответственно.

В целом сокращение сроков строительства скважин в основном было достигнуто за счет решений (практик), приведенных в таблице, и частичного выполнения мероприятий, представленных в [4, 5].

Выводы

Сокращение продолжительности строительства скважин создало предпосылки для пересмотра и корректировки первоначального Плана-графика строительства эксплуатационных скважин Южно-Киринского месторождения, в результате чего запланирована реализация следующих решений:

а) строительство за один буровой сезон трех скважин (первого этапа) с одной ППБУ, вместо двух запланированных ранее;

б) сокращение затрат на строительство скважин за счет повышения эффективности проведения работ;

в) на основании достигнутых результатов, не изменяя сроки ввода Южно-Киринского месторождения в эксплуатацию, привлечение только одной дополнительной арендованной ППБУ с сокращением сроков ее задействования до шести буровых сезонов.

Такой прогресс в оптимизации сроков строительства эксплуатационных скважин Южно-Киринского месторождения ставит перед Группой Газпром новые задачи:

- дальнейшее сокращение проектных сроков строительства скважин;
- минимизацию НПВ;
- увеличение числа строящихся в буровой сезон скважин с каждой ППБУ до трех (первый этап) или двух полных (первый и второй этапы) в дальнейшей перспективе;
- реализацию Проекта по строительству скважин на Южно-Киринском месторождении

без корректировки сроков ввода в эксплуатацию силами двух собственных ППБУ;

- снижение стоимости строительства скважин;
- наращивание ключевых компетенций участников проекта в области строительства морских скважин;
- поддержание нулевого травматизма и аварийности;
- поддержание высокого уровня культуры производства.

В целом достигнутые результаты и намечаемые Группой Газпром планы по дальнейшей оптимизации сроков строительства эксплуатационных газовых скважин Южно-Киринского месторождения свидетельствуют о высокой эффективности применяемой концепции замкнутого цикла совершенствования и о целесообразности ее дальнейшего использования [3]. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Приповерхностный газ: риски и варианты технико-технологических решений при проектировании строительства скважин на морском шельфе / В. Е. Петренко, Г. С. Оганов, Т. А. Свиридова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 2. – С. 21-27.
2. Геологические условия верхней части разреза на месторождениях северо-восточного шельфа Охотского моря / М. Ф. Нуриев, М. Б. Шевелев, Ю. В. Семенов, Н. А. Ершов, П. Н. Лисковский // Газовая промышленность. – 2019. – № 8(788). – С. 56-65.
3. Оптимизация сроков строительства эксплуатационных газовых скважин Киринского перспективного лицензионного участка на шельфе о-ва Сахалин / С. Н. Меньшиков, О. П. Андреев, В. Е. Петренко, М. Ф. Нуриев, М. В. Максимов, Р. В. Решитняк, Д. А. Коротыгин // Газовая промышленность. – 2021. – № 9(821). – С. 40-43.
4. Оганов Г. С., Потапов А. В. Особенности крепления морских эксплуатационных скважин с подводным расположением устья на примере месторождений проекта «Сахалин-3» / Г. С. Оганов, А. В. Потапов // Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений. – 2019. – № 4. – С. 4-8.
5. К вопросу цементирования направлений морских скважин с подводным расположением устья в условиях наличия геолого-технологических осложнений на примере месторождений шельфа о. Сахалин / В. Е. Петренко, Г. С. Оганов, А. М. Лихушин, А. В. Потапов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 7(331). – С. 43-48. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-7(331)-43-48.

VII Международная конференция

АРКТИКА-2022

Арктика: устойчивое развитие

2–3 марта 2022, Москва

Стань участником

Специализированная выставка | Спонсорство

Тел. +7 (495) 662-97-49 (многоканальный)

Электронная почта: arctic@s-kon.ru
www.arctic.s-kon.ru

Официальная поддержка:



Организаторы:



УДК 622.243

КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН И ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИЙ

В.В. Следков, доцент, канд. техн. наук

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

E-mail: Sledkovvv@gmail.com

Ключевые слова: эффективность затрат; коммерческая скорость; удельные затраты на 1 м проходки; идеальная скважина; план-факт анализ; коэффициент инноваций; комплексная технико-экономическая оценка результатов деятельности; тенденции развития технической политики предприятия.

Аннотация. Статья посвящена различным методикам оценки эффективности строительства скважин и внедрения инноваций. Используемые в настоящее время методики оценки не позволяют всесторонне учесть технико-технологические, организационные и стоимостные аспекты строительства скважин и провести сравнительный анализ. Предложенная методика оценки эффективности процесса строительства скважин и обоснованности внедрения инновационных решений обеспечивает объективную оценку целесообразности предполагаемых инноваций, позволяет определить границы минимального прироста технических показателей или максимально допустимого уровня затрат. Анализ динамики предлагаемого коэффициента инноваций для сопоставимых условий позволяет оценить и диагностировать тенденции в технической политике предприятия. Приведены примеры расчетов и анализа на основании фактических данных.

При анализе деятельности буровых подрядчиков часто требуются оценка эффективности ведения работ в одном регионе, а также сравнение эффективности строительства скважин, различающихся по глубине, литологии пород, сложности бурения, буровым программам, используемому оборудованию, регионам ведения работ и т. д.

В настоящее время существует несколько подходов к решению данного вопроса.

В отечественной практике чаще всего эффективность затрат на строительство скважин оценивается исходя из динамики стоимости 1 м проходки [1]. Однако этот показатель не позволяет оценить изменения в техническом оснащении подрядчика или целесообразность

внедрения новых технологий, обеспечивающих повышение коммерческой скорости.

Коммерческая скорость (м/ст.-мес) – интегральный показатель, характеризующий основные аспекты строительства скважин: сложность разреза, организацию работ, применяемые технологии, квалификацию персонала и т. д. [2].

Обеспечение постоянного роста коммерческой скорости является задачей и необходимым условием работы бурового подрядчика. Отсутствие положительной динамики коммерческой скорости при решении вопросов с аварийностью, простоями и т. д. свидетельствует о достижении предела технических возможностей и является индикатором необходимости внедрения новых технологий. При этом затраты на эти

мероприятия показателем коммерческой скорости не учитываются.

Кроме того, эффективность строительства скважин анализируют путем сравнения фактических значений с плановыми (план-факт анализ). Как правило, данный анализ применяется для скважин эксплуатационного фонда и является составной частью более общей оценки эффективности строительства скважин, включая показатели ее эксплуатации. Для этапа строительства этот подход реализуется следующим образом.

1. Перед началом строительства скважины формируются все плановые показатели.

2. В период строительства скважины ведется мониторинг

2.1. Стоимостных показателей строительства, включая:

а) стоимость строительства скважины, всего,

в том числе:

- подготовительных работ к строительству скважины;
- вышкомонтажных работ;
- бурения, крепления;
- геофизических работ, всего;
- освоения, всего (в том числе ГРП);
- прочих затрат;

б) стоимость 1 м проходки.

2.2. Временные характеристики, включая:

производительное время;

непроизводительное время,

в том числе:

- по вине заказчика;
- по вине подрядчика.

2.3. Качественные характеристики:

- брак;
- причины отклонений фактических показателей от плановых.

3. Проводится факторный анализ всей совокупной информации.

4. Формируются выводы и, при необходимости, разрабатываются мероприятия по повышению технико-экономической эффективности строительства скважин.

Данный подход достаточно трудоемок даже с учетом использования автоматизированной системы сбора данных. Еще одним недостатком является зависимость оценки эффективности от качества плановых показателей, которые не всегда учитывают новые технико-технологические решения, примененные на практике. К тому же он не позволяет объективно сравнить эффективность буровых работ в различных регионах и горно-геологических условиях.

В зарубежных компаниях популярен подход, основанный на сравнении фактических резуль-

В отечественной практике чаще всего эффективность затрат на строительство скважин оценивается исходя из динамики стоимости 1 м проходки.

татов с показателями так называемой идеальной скважины [3].

Основная идея предлагаемого подхода заключается в том, что, когда известна разница между текущими результатами бурения и тем, что можно было бы сделать, возможно количественно оценить улучшение и измерить степень этого улучшения.

Под термином «идеальное время строительства скважины» понимается минимальное время, за которое скважина может быть пробурена с учетом определенных физических факторов: прочности пород, конструкции, технических ограничений и т. д. Однако идеальное время строительства скважины недостижимо. Это предел, определяющий, насколько быстро скважина может быть пробурена, исходя из физики бурового процесса.

Геологический разрез, конструкция скважины, плотность бурового раствора, специфика бурового оборудования физически лимитируют сроки строительства скважины. Например, причиной низкой скорости может быть недостаток энергии на забое, когда не помогут ни идеальный тип долота, ни хорошая очистка ствола.

Для идеальной скважины принимается допущение о том, что для одной секции ствола используется одно долото, скорость проходки которого ограничена прочностью пород и приложенной к нему энергией (определяемой возможностями буровой установки), оптимальными операциями по спуску обсадных колонн и их цементированию, а также идеальным временем на спуско-подъемные операции (СПО).

Для анализа идеальной скважины в качестве исходных данных необходимо знать конструкцию скважины, прочность пород (по данным акустического каротажа или сейсмических исследований региона), поровое давление, а также некоторые параметры буровой установки (БУ).

Идея становится реальностью при использовании автоматизированных расчетов или вы-



Осциллятор конструкции ВНИИБТ

ходных параметров при анализе типовой буровой базы данных.

Безразмерный параметр «отношение к идеальной скважине» (ОИС) рассчитывается как отношение фактического времени строительства скважин к идеальному. Он позволяет сравнить скважины, пробуренные в различных условиях, с соответствующим идеальным результатом. Например, значение этого показателя, равное 2,1, свидетельствует о том, что скважина бурилась в 2,1 раза дольше, чем в идеале. Параметр ОИС, учитывая разницу в литологии, конструкции скважин, позволяет сравнивать скважины различных типов.

Идеальную скважину пробурить нельзя. Но по ОИС можно оценить степень эффективности бурения. Концепция идеальной скважины не означает скрупулёзную замену технических ограничений процесса бурения. Она сигнализирует о достигнутом уровне и подразумевает возможности для улучшения, не раскрывая, как это делать. Даже несмотря на то, что ОИС не заменит другие виды технических анализов, этот показатель может улучшить их результаты, так как с его помощью легче определить и обеспечить количественную оценку эффективности, что и является наиболее важным. Еще один нюанс – для идеальной скважины отсутствует влияние человеческого фактора.

Как уже говорилось выше, для расчета времени строительства идеальной скважины принимается ряд допущений. Исходя из опыта применения данной методики на более чем 500 скважинах, пробуренных в различных регионах мира, были приняты следующие количественные показатели:

- установка/демонтаж ПВО – 3 ч;
- тест на поглощение – 1 ч;
- СПО в открытом стволе – 1020 м/ч;
- СПО в обсаженном стволе – 1620 м/ч;
- наращивание – 300 м/ч;
- время механического бурения зависит от акустики и плотности раствора;
- время спуска обсадных труб – 810 м/ч;
- приготовление цементного раствора – 13 л/с;
- закачка цементного раствора – 53 л/с;
- каротаж – 600 м/ч.

Принято априори, что долото новое, забой и ствол идеально чистые, т. е. скорость проходки максимальная. Также принимается наличие постоянной репрессии на пласт – 0,7 МПа. Знание энергозатрат, приложенных к забою (зависящих от диаметра ствола и типа БУ), позволяет рассчитать минимальное время, за которое данный интервал теоретически может быть пробурен [3].

Помимо трудоемкости оценки эффективности строительства скважин с помощью ОИС,

методика позволяет определить затраты только через временной фактор, не учитывая стоимость новых или нестандартных технических средств и/или технологий. Вопрос о целесообразности и эффективности внедрения инновационных решений актуален, так как непрерывное совершенствование технологического процесса, форм и методов организации буровых работ является необходимым условием повышения эффективности нефтегазодобычи.

Внедрение новых технологий и технических средств для строительства скважин обусловлено ухудшением качества запасов и усложнением горно-геологических условий. То есть «замораживание» стоимости работ не будет способствовать повышению конкурентоспособности компаний. Важнейший вопрос при этом – контроль адекватности роста стоимости работ их результатам. Для этого в практику анализа эффективности затрат при строительстве добывающих скважин предлагается внедрить показатель «коэффициент инноваций».

Для комплексной технико-экономической оценки результатов деятельности и рационального планирования инвестиций в новые технику и технологии предлагается использовать количественный показатель обоснованности инноваций – коэффициент инноваций КИ. Показатель получается делением значения коммерческой скорости на стоимость 1 м проходки. Его использование позволяет оценить обоснованность роста удельных затрат на 1 м проходки, а также пределы целесообразности увеличения коммерческой скорости за счет применения новых технологий, материалов и т. п.

Примеры расчета:

I вариант. Оценка целесообразности применения осциллятора для повышения механической скорости (рисунок).

Исходные данные:

- коммерческая скорость 1300 м/ст.-мес.;
- стоимость 1 м проходки 53,6 тыс. р./м;
- показатель КИ $1300/53,6 = 24$;

Динамика коэффициента инноваций

Предприятие	Коэффициент инноваций по годам					Оценка
	1	2	3	4	5	
Западная Сибирь						
Компания 1	488	554	563	529	620	Умеренное повышение эффективности работ
Компания 2	281	397	374	403	573	Умеренное повышение эффективности работ
Компания 3	–	–	240	259	238	Нет тренда
Компания 4	1044	1350	1351	1185	1283	Отсутствие положительной динамики при высоком достигнутом уровне эффективности
Волго-Уральский регион						
Компания 1	–	–	46	44	45	Застой
Тимано-Печорский регион						
Компания 1	12	32	30	24	29	Нет тренда
Компания 2	26	23	21	21	32	Нет тренда
Компания 3	10	15	21	26	39	Хорошая системная работа, обеспечивающая поступательное развитие

– ориентировочная стоимость применения осциллятора 5000 тыс. р.

В результате применения осциллятора новая стоимость 1 м проходки составила 55,5 тыс. р. Исходя из этого необходимое значение новой коммерческой скорости $55,5 \times 24 = 1332$ м/ст.-мес.

Если использование осциллятора обеспечивает рост коммерческой скорости более чем на 2,5 %, то его применение целесообразно.

II вариант. Оценка обоснованности внедрения форсированных режимов бурения за счет техперевооружения подрядчика.

Исходные данные:

- коммерческая скорость 3720 м/ст.-мес;
- стоимость 1 м проходки 8,7 тыс. р./м;
- показатель КИ = $3720/8,7 = 428$.

Задача техперевооружения подрядчика – прирост коммерческой скорости на 15 % до 4278 м/ст.-мес.

Предельное значение новой стоимости 1 м проходки составит $4278/428 = 10$ тыс. р./м.

При превышении этого значения техперевооружение неэффективно.

Необходимо отметить, что предлагаемый показатель КИ должен применяться для сопоставимых видов работ, т. е. по скважинам, законченным строительством, отдельно для наклонно направленных и горизонтальных скважин. Он наиболее информативен для оценки деятельности в разрезе месторождений, так как не учитывает структурные изменения в составе работ.

Помимо рассмотренных выше примеров по оценке обоснованности инвестиций в инновации, использование предлагаемого показателя позволяет комплексно оценить правильность технической политики предприятия, т. е. можно провести аналогию с общепринятым соотношением цена–качество (таблица).

Анализируя значения коэффициента инноваций, приведенные в таблице, можно сделать следующие выводы.

1. Ввиду различия горно-геологических условий, конструкций скважин, применяемых технологий и др., не имеет смысла сравнивать различные регионы по абсолютным значениям коэффициента инноваций.

2. В рамках одного региона имеют значение как абсолютные величины КИ, так и их динамика. Так, в Западно-Сибирском регионе в рассматриваемом периоде компания 4 имеет существенно лучшие технико-экономические показатели (ТЭП) по сравнению с тремя другими. Но уже начиная с четвертого года положительная динамика отсутствует. Это говорит о необходимости принятия мер. У остальных трех компаний выявлены большие и вполне достижимые резервы по улучшению ТЭП.

3. Обратная картина наблюдается в Тимано-Печорском регионе. Там компания 3, имевшая худший начальный показатель КИ, за счет системного подхода, обоснованного внедрения новых технологий и совершенствования форм организации работ, в том числе и новой системы стимуляции бурового подрядчика, стала лучшей.

4. Застой в компании, работающей в Волго-Уральском регионе, наглядно показывает необходимость серьезных перемен.

Заключение

- Вопрос об объективной оценке эффективности деятельности буровых организаций при строительстве скважин в сопоставимых и несопоставимых условиях является актуальным как с точки зрения контроля затрат, так и с точки зрения выявления проблем.

- Существующие методики оценки не позволяют всесторонне учесть технико-технологические, организационные и стоимостные аспекты строительства скважин и провести сравнительный анализ.

- Совершенствование технологического процесса строительства скважин требует внедрения инновационных технико-технологических решений. Но их применение должно быть обосновано ростом технико-экономических показателей.

- Предложенный новый подход к оценке эффективности бурения скважин обеспечивает:

- комплексную технико-экономическую оценку результатов деятельности;
- рациональное планирование инвестиций в новые технику и технологии;
- объективную оценку эффективности инноваций;
- выявление тенденций развития технической политики предприятия. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Булатов А.И. Нефтепромысловая научно-техническая энциклопедия. 2-ое изд. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2009. – 317 с.
2. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. Т. 1–4. – М.: Недра, 1993–1996.
3. Behm E., Bret J.F. Analysis used to assess, improve drilling performance // Oil & Gas Journal. – 2004. – № 1. – P. 13–18.

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ

www.oilandgasforum.ru

21-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЕГАЗ-2022



www.neftegaz-expo.ru

18–21 апреля 2022

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»



12+
Реклама



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР



УДК 622.276.72(045)

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСПО В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ

С.Г. Владимиров, технолог

ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»;

О.В. Крайнева, доцент

ФГАО ВО САФУ им. М.В. Ломоносова.

E-mail: olesya-drong@yandex.ru

Ключевые слова: борьба с АСПО; осложненный фонд; предупреждение АСПО; нефтедобыча; полимерные покрытия; ремонт скважин.

Аннотация. В статье выполнен аналитический обзор методов по предупреждению и борьбе с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО). Обобщены данные по осложненному фонду и опыту реализации различных методов борьбы с АСПО на примере ряда российских нефтедобывающих компаний. Представлено описание преимуществ, недостатков различных технологий и результатов современных исследований в мировой практике по данному вопросу. Выделены ключевые влияющие факторы, позволяющие наиболее эффективно подобрать методы и технологии по предупреждению и борьбе с АСПО при добыче нефти.

Асфальтосмолопарафиновые отложения являются одним из основных факторов, осложняющих эксплуатацию добывающих скважин на нефтяных месторождениях. Образование АСПО в нефтепромысловом оборудовании связано со снижением температуры жидкости в насосно-компрессорных трубах (НКТ) ниже температуры насыщения нефти парафином, при которой начинается его выделение в твердую фазу. Это приводит к частому снижению полезного сечения НКТ, перекрытию подъемных труб и кольцевых каналов в межтрубном про-

странстве, что обуславливает необходимость проведения ремонтных работ на скважинах. Несмотря на то, что проблема не нова и довольно широко освещена в публикациях, единого подхода к ее решению не выработано и по настоящее время. В статье представлен обзор методов борьбы с АСПО при эксплуатации месторождений, анализ их эффективности, а также выделены факторы, определяющие эффективность этих мероприятий.

Результаты мониторинга осложненного фонда скважин показывают, что АСПО являются одним из наиболее распро-

страненных типов осложнений наряду с солеотложениями, но встречаются и другие виды осложнений (вынос мехпримесей, повышенное газосодержание и др.) [1, 2] (рис. 1–4).

Все методы борьбы с АСПО подразделяются на предупреждающие и устраняющие (рис. 5), а также по характеру воздействия [6]. Выделяют тепловые, механические и химические (как наиболее распространенные), а также конструкционные и физические. Однако достоверно точно определить эффективность каждого метода достаточно сложно, и нередко лаборатор-

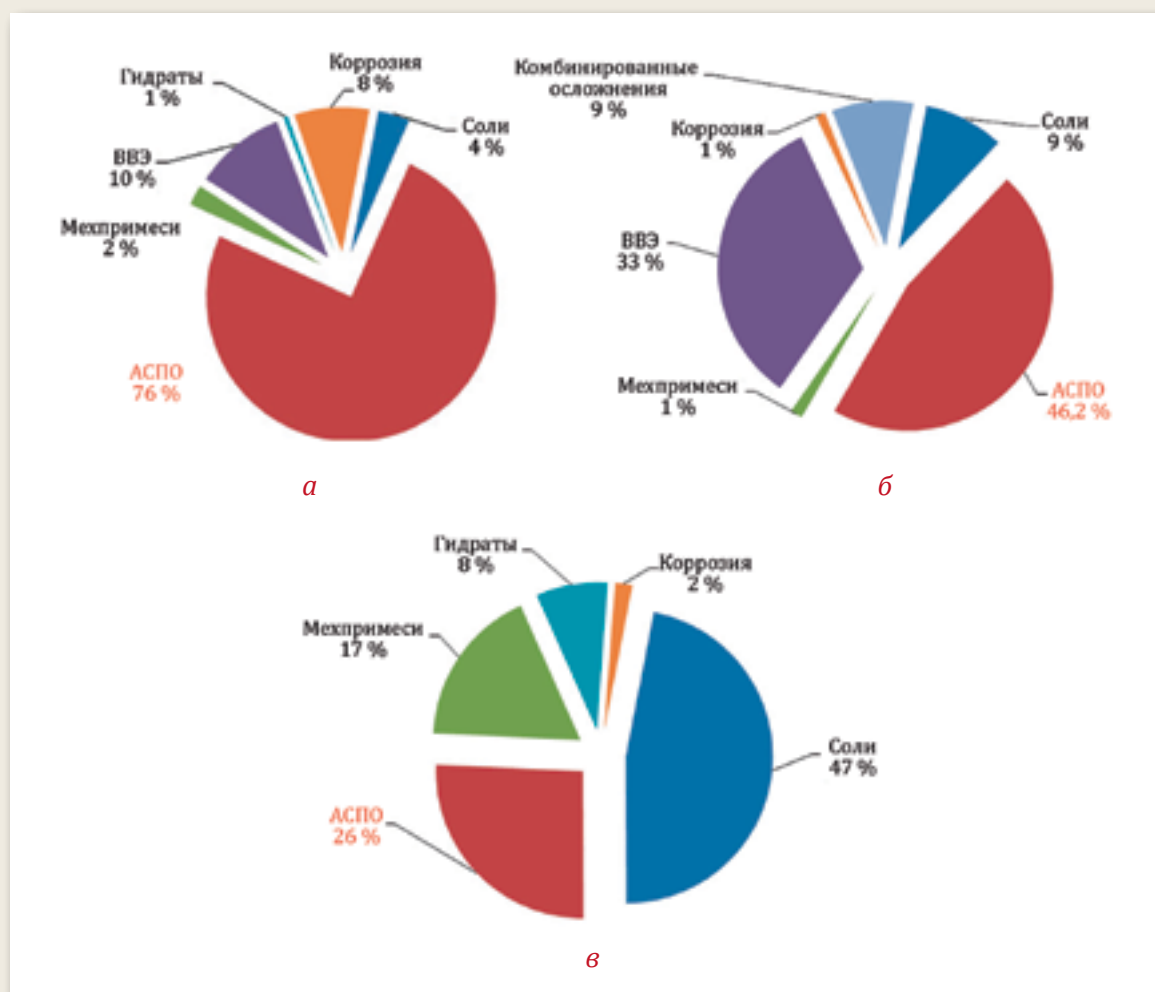


Рис. 1. Статистика осложнений фонда добывающих скважин ряда российских компаний [3–5]: а – ЛУКОЙЛ-Пермь (2015 г.); б – Башнефть-Добыча (2015 г.); в – РН-Юганскнефтегаз (2018 г.)

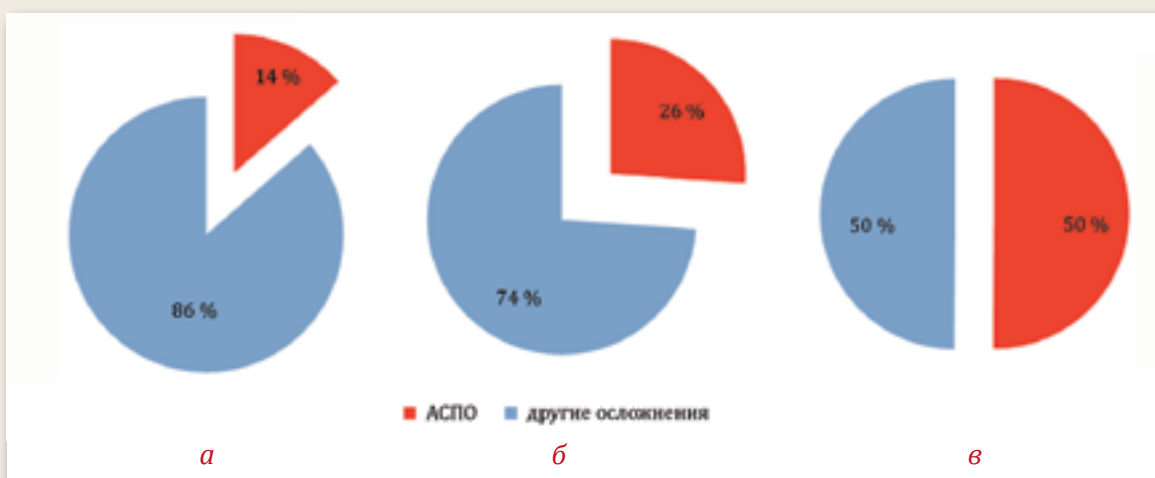


Рис. 2. Доля скважин осложненного фонда с АСПО в ПАО «ЛУКОЙЛ» за 2021 г. [6]: а – ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь; б – ЛУКОЙЛ-Коми; в – ЛУКОЙЛ-Пермь

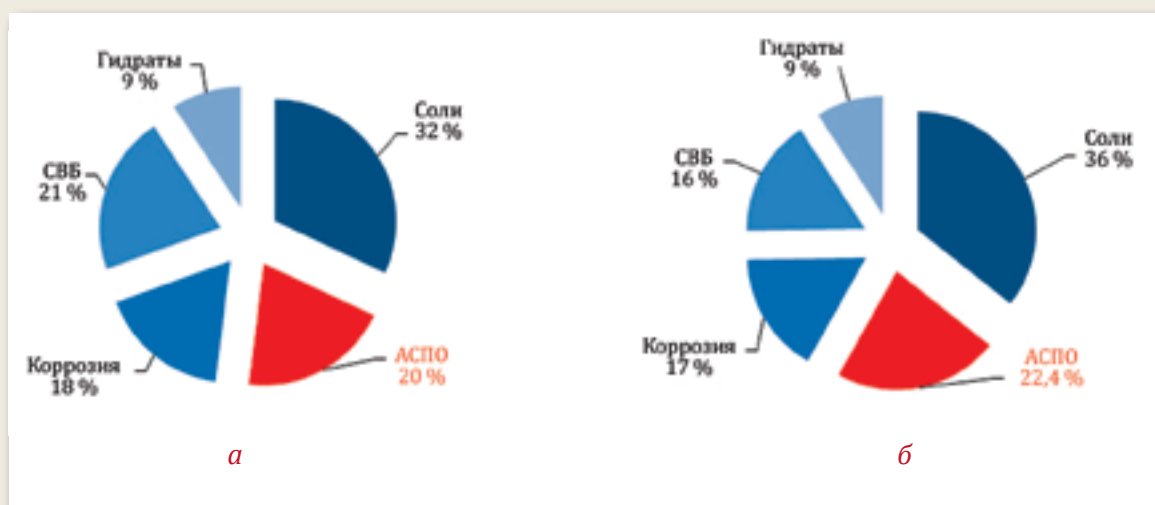


Рис. 3. Доля скважин осложненного фонда с АСПО в ТПП «Урайнефтегаз» [7]: а – 2018 г.; б – 2019 г.

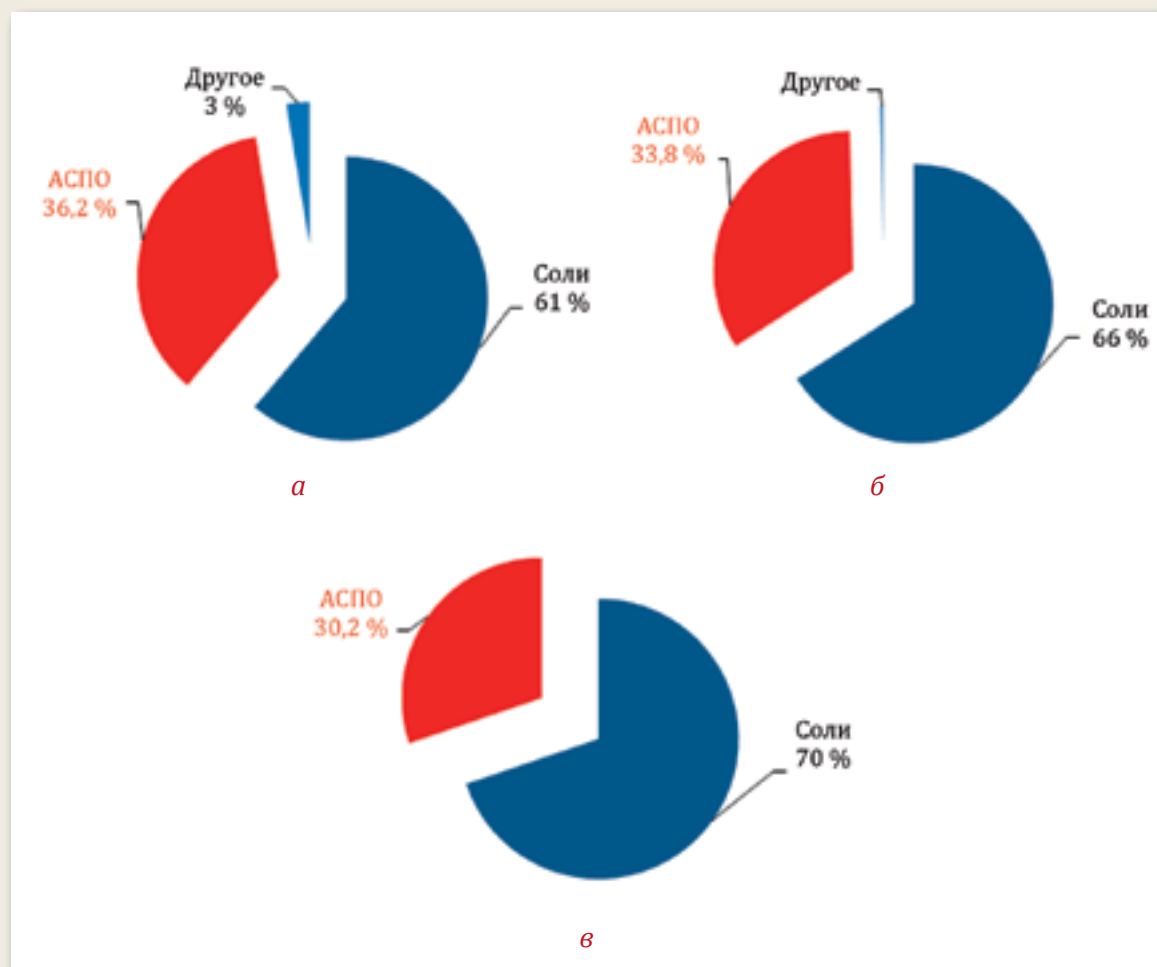


Рис. 4. Доля скважин осложненного фонда с АСПО в ТПП «Лангепаснефтегаз» [8]: а – 2015 г.; б – 2016 г.; в – 2017 г.

Методы удаления и предупреждения АСПО



Рис. 5. Способы и методы предупреждения и удаления АСПО

ные испытания радикально отличаются от опытно-промышленовых ввиду широкого спектра влияющих факторов.

Тепловой метод включает в себя технологию промывки скважины горячей нефтью или водой для удаления образовав-

шихся АСПО. При реализации данного метода подогретая вода (до 70 °С) или нефть (до 150 °С) закачивается в затрубное пространство, нагревая колонну НКТ выше температуры плавления парафина (40–60 °С). Для подогрева ис-

пользуются установки типа АДПМ (агрегат для депарафинизации) на базе автомобиля Урал.

В последние годы для реализации теплового воздействия на НКТ и АСПО стали внедряться технологии с греющими ка-

белями, которые могут быть смонтированы как внутри НКТ, так и снаружи. В процессе работы теплота нагретых жил кабеля посредством теплопроводности передается на броню кабеля и далее на лифт НКТ. Таким образом поддерживается температура, при которой исключаются осаждение парафина в колонне НКТ и гидратообразование в затрубном пространстве [7].

Главным недостатком данного метода является обеспечение надежности греющего кабеля. Нередко встречаются случаи обрыва кабеля, повреждение изоляции и отсутствие сопротивления. При повреждении изоляции сопротивление кабеля будет в допустимых пределах, однако через место повреждения внутри кабеля может происходить подсос попутного газа с последу-

ющим выходом на поверхность в распределительном щите, и обнаружить такую утечку будет достаточно сложно. При прокладке кабеля в затрубном пространстве эксплуатация осложняется тем, что ремонт будет возможен только при проведении работ по КРС. Несмотря на недостатки данного метода, он довольно широко и успешно проходит опытно-промысловые испытания.

При реализации механического метода применяют скважинные депарафинизационные установки (СДУ), предназначенные для механической очистки внутренней поверхности НКТ от АСПО. Установки различаются способом монтажа – на устьевой арматуре с помощью лубрикатора или на кустовой площадке на расстоянии 25–30 м от устья скважины. По типу управления СДУ де-

лятся на полуавтоматические и автоматические. Метод прост и эффективен, однако важным фактором является скорость потока флюида. При высоких скоростях компоновка скребка может не хватать веса для спуска. Частота спуска скребка зависит от скорости отложения парафина, и иногда спуск может проводиться каждые 2 ч. Так, в ТПП «Урайнефтегаз» [7] при осложненном фонде (ОФ) 958 скважин (215 из которых осложнены АСПО) на 154 применяется скребкование.

Применение химических методов также широко распространено при работе с ОФ. Однако химические добавки, подобранные на предоставленном образце под конкретные АСПО в лабораторных условиях, при опытно-промысловых исследованиях (ОПИ) нередко не подтверждают заявленные

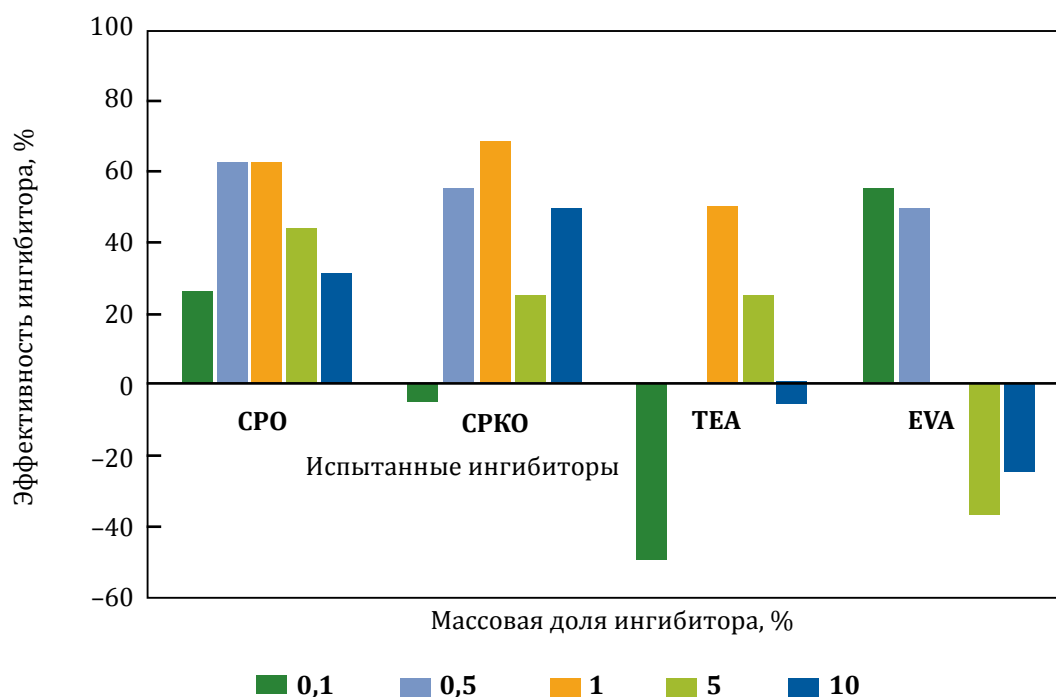


Рис. 6. Эффективность ингибиторов CPO, TEA и EVA при температуре нефти 10 °C [10]

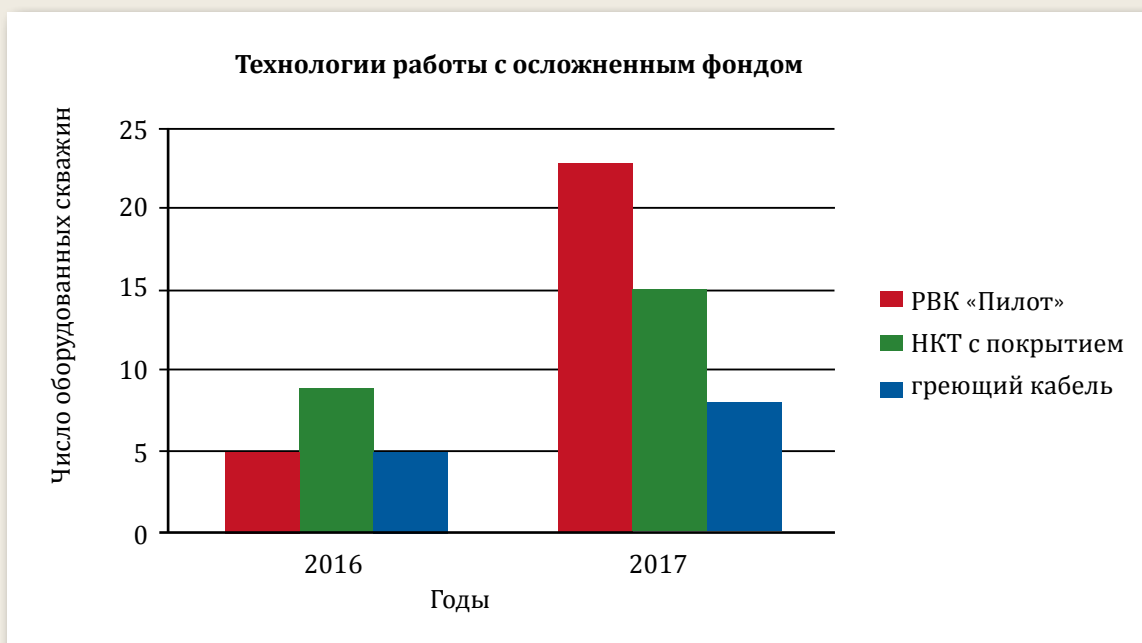


Рис. 7. Технологии, применяемые на ОФ ТПП «Лангепаснефтегаз» [8]

характеристики и не проходят ОПИ. Кроме того, химические добавки имеют различные ограничения, включая высокую стоимость и негативное воздействие на окружающую среду. В то же время имеются публикации о применении в качестве ингибитора парафина сырого пальмового масла (crude palm oil – CPO), эффективность которого была исследована на парафинистой нефти Chenog из бассейна Рену (Паханг, Малайзия). При этом проводилось сравнение с триэтаноламином (TEA) и этиленвинилацетатом (EVA). Исследования показали, что добавки на основе пальмового масла были намного эффективнее, чем испытанные коммерческие ингибиторы парафина. Так, при добавлении 1 мас. % CPO в сырую нефть при 10 °С, когда снижение вязкости было самым высоким, эффективность реагента была выше, чем любая концентрация протестированных

Результаты мониторинга осложненного фонда скважин показывают, что АСПО являются одним из наиболее распространенных типов осложнений наряду с солеотложениями, но встречаются и другие виды осложнений (вынос мехпримесей, повышенное газосодержание и др.).

коммерческих ингибиторов (рис. 6) [10].

Магнитные обработки в нефтепромысловой практике используются достаточно широко для снижения коррозионной активности, предотвращения АСПО и образования стойких эмульсий, повышения эффективности действия химических реагентов, а также для борьбы с отложением неорганических солей. Применяются специальные аппараты магнитной обработки жидкостей, представляющие систему из постоянных магнитов или электромагнитов [11]. Прин-

цип воздействия магнитного поля основан на присутствии в составе водонефтяной эмульсии примеси железа в форме микрокристаллов. При прохождении через область магнитного поля происходит разрушение микрокристаллов на субмикронные частицы, которое приводит к резкому увеличению концентрации центров кристаллизации парафинов, а вместе с этим к уменьшению и среднего размера кристаллов парафина. В результате этого кристаллы парафина выпадают в виде тонкодисперсной взвеси, и скорость

роста отложений снижается [6]. Метод с применением резонансно-волнового комплекса (РВК) был внедрен на осложненном фонде скважин ТПП «Лангепаснефтегаз» в 2016 г., показал положительные результаты. Данная технология стала тиражироваться (рис. 7) [8]. Действие магнитной обработки воды зависит от уровня перенасыщения воды, pH воды, концентрации растворенного твердого вещества, скорости потока через магнитное устройство и индукции магнитного поля [11].

Имеются публикации о применении в качестве ингибитора парафина сырого пальмового масла (crude palm oil – CPO), эффективность которого была исследована на парафинистой нефти Chenor из бассейна Рену (Паханг, Малайзия).

Одним из наиболее эффективных является направление, связанное с применением специальных покрытий внутренней стенки НКТ, которые препятствуют адгезии парафиновых отложений, а также позволяют продлить срок службы самой НКТ. Здесь применяются эмали, эпоксидные смолы, стеклопластик и другие покрытия. Эксплуатационные характеристики и свойства покрытия представлены в настоящее время в широком ассортименте и показывают положительные результаты лабораторных и опытно-промысловых испытаний. Так, суперамфифобное покрытие PES-PVDF-HFP [12] показало отличные нефтеоталкивающие свойства и оставалось чистым после 2 тыс. циклов погружения в сырую нефть. Коэффициент отторжения парафинистых отложений составил 90,9 %, а покрытие

эффективно работало даже после сильных механических повреждений и химической коррозии [12]. ОПИ покрытий с низкой адгезией на стойкость к отложениям АСПО на Пяяхинском месторождении (ЯНАО, ЛУКОЙЛ) с содержанием парафина в нефти 10,4 % и температурой начала кристаллизации 31 °С показало результаты стойкости к отложениям, вдвое меньшие, чем на стальном образце. При этом испытания проходили полимерные покрытия разных производителей [13]. Положительный

опыт применения полимерных покрытий НКТ также отмечен в НГДУ «Комсомольскнефть» [10], где на 313 скважинах из осложненного фонда (около 2000 скважин) была проблема, связанная с АСПО, которую полностью удалось решить за счет применения внутренних полимерных покрытий. Проводившаяся до этого (2014–2017 гг.) регулярная депарафинизация приводила к снижению средней наработки на отказ на 13 %, однако фонд скважин, осложненных АСПО, постоянно увеличивался (на 4,7 % за указанный период) [14]. ТПП «Лангепаснефтегаз» также с каждым годом увеличивает применение НКТ с покрытием. Опыт применения внутренних защитных покрытий для борьбы с АСПО подробно описан и на примере Приобского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» [5].

Анализируя интенсивность образования АСПО, выделяют следующие ее причины:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное разгазирование;
- снижение температуры по стволу скважины по мере приближения к устью;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси, которая может обеспечить либо отрыв кристаллов парафина с поверхности оборудования, либо, напротив, их осаждение;
- изменения состава каждой фазы смеси, соотношения объемов фаз [6] и главным образом обводненности флюида, влияющей в том числе на температуру кристаллизации парафина [15] в сырой нефти;
- шероховатость поверхности оборудования;
- адсорбционные процессы, обусловленные присутствием в нефти смолистых компонентов, обладающих высокой адгезией к металлической поверхности [6].

Подводя итог, следует отметить, что все рассмотренные методы достаточно широко применяются в настоящее время, однако при выборе технологии защиты НКТ и оборудования от образования АСПО и для борьбы с ними необходимо учесть влияющие факторы. К этим факторам относятся: степень осложнения скважины, способ эксплуатации, дебит жидкости, обводненность флюида, содержание парафинов и глубина отложений. Тщательный подход к учету данных факторов позволит подобрать наиболее эффективные методы и технологии или их комбинации по предупреждению и борьбе с АСПО. Это в том числе повысит вероятность успешного проведения ОПИ и позволит

достичь эффективного режима работы скважины. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Красноборов Д.Н. Эксплуатация малodeбитного осложненного фонда УЭЦН в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // Инженерная практика. – 2010. – № 07. – С. 62–67.
2. Ласуков А.А. Анализ причин преждевременных отказов при эксплуатации УЭЦН в пластах группы ЮС Восточно-Сургутского месторождения и методы борьбы с ними // Национальная ассоциация ученых (НАУ). – 2015. – XI (16). – С.71–76.
3. Красноборов Д.Н. Осложненный фонд скважин ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // Инженерная практика. – 2016. – № 4. – С. 62–67.
4. Системный подход к выбору технологий предотвращения осложнений при скважинной добыче нефти / Р.И. Валиахметов [и др.] // Инженерная практика – 2016. – № 4. – С. 14–23.
5. Саидов У.А. Опыт-промысловые испытания НКТ с внутренним покрытием для защиты от АСПО // Инженерная практика. – 2019. – № 11–12. – С. 38–40.
6. Митрошин А.В. Определение минимальных мероприятий в скважине по предотвращению образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 2. – С. 94–100. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.2.7.
7. Балыкин В.Н. Работа с осложненным фондом скважин в ТПП «Урай-нефтегаз» // Инженерная практика. – 2020. – № 7. – С. 66–72.
8. Раевский А.И. Опыт борьбы с влиянием осложняющих добычу факторов на фонде скважин ТПП «Лангепас-нефтегаз» // Инженерная практика – 2018. – № 5. – С. 70–75.
9. Фатыхов М.А., Фатыхов Л.М., Акчурина В.А. Температурное поле в трубе с асфальто-смолопарафиновыми отложениями при воздействии электромагнитного излучения // Инженерная физика. – 2020. – № 11. – С. 28–36.
10. The rheological behavior of crude oil in the presence of palm oil additives / T. Ragunathan, J. Zaqwan, C.D. Wood, H. Husin // Journal of Petroleum Exploration and Production. – 2021. – Vol. 11, № 6. – P. 2833–2843. DOI 10.1007/s13202-021-01193-3.
11. Алимбекова С. Р., Бахтизин Р. Н., Докичев В. А., Волошин А. И. Физические методы предупреждения солеотложения при нефтедобыче // Нефтегазовое дело, February 2019, Petroleum Engineering 17(6):31–38. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-6-31-38.
12. Peng J., Yuan S., Geng H., Zhang X., Zhang M., Xu F., Lin D., Gao Y, Wang H. Robust and multifunctional superamphiphobic coating toward effective anti-adhesion // Chemical Engineering Journal. – 2021. – Vol. 428. DOI 10.1016/j.cej.2021.131162.
13. Шляпчинский А.В. Поиск технологий для борьбы с осложнениями на примере Пякяхинского месторождения // Инженерная практика – 2019. – № 04. – С. 12–15.
14. Цику Ю.К. Осложнения при эксплуатации скважин НГДУ «Комсомольскнефть» ПАО «Сургутнефтегаз» // Инженерная практика – 2019. – № 4. – С. 4–7.
15. Li Q., Cao J, Liu Y., Cheng Q., Liu C. Effect of dispersed water on the paraffin crystallization and deposition of emulsified waxy crude oil via dissipative particle dynamics // Journal of Molecular Liquids. – 2021. – Vol. 343. DOI 10.1016/j.molliq.2021.117679.



ВЫСТАВКА «ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ»

в рамках
ЯМАЛЬСКОГО
НЕФТЕГАЗОВОГО
ФОРУМА



ООО «Выставочная компания Сибскспосервис», г. Новосибирск
Тел.: +7 (383) 335-63-50, e-mail: vk ses@yandex.ru, www.ses.net.ru

17-18 МАРТА

г. Новый Уренгой
2022



УДК 622.276.04

ОЦЕНКА МАССЫ И ГАБАРИТОВ ОБИТАЕМОГО ПОДВОДНОГО БУРОВОГО АППАРАТА

Д.Г. Бобов, менеджер по развитию бизнеса

ООО «БИМэйстер»;

Ч.С. Гусейнов, д-р техн. наук, профессор

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

E-mail: peetbool@mail.ru

Ключевые слова: подводный буровой аппарат; подводная буровая установка; подводное освоение; подводное бурение; технология подводного освоения.

Аннотация. Приведены результаты исследования оценки габаритов и массы обитаемого подводного бурового аппарата. Проанализированы возможные формы корпуса и выбран наиболее подходящий катамаранный вид сооружения, размеры которого определены исходя из усреднённых значений занимаемых площадей технологических и судовых комплексов. Проведён прочностной расчёт для определения параметров прочного и лёгкого корпусов. Затем в программном комплексе ANSYS создана трёхмерная модель корпуса, которая разделена на множество конечных элементов. Определено напряжённо-деформированное состояние, которое показало, что возникающие напряжения в узлах элементов конструкции и их перемещения не превышают допустимые значения. По результатам проверок определены массы каждого отсека с учётом насыщения конструкциями, коммуникациями и оборудованием.

Последние годы ведутся активные дискуссии по поводу подводного освоения месторождений углеводородов в Арктике. Рассматриваются различные способы освоения: обитаемые и необитаемые; много- и модульные; с опиранием на морское дно и без. Однако единого мнения так и нет, ведь каждый из способов обладает своими достоинствами и недостатками. Пока дискуссии ведутся на конференциях и площадках форумов, в мире представлены два проекта с достаточной степенью проработанности: Seabed Rig (Норвегия) [1] и проект «Айсберг» (Россия)

[2]. Оба проекта направлены на создание телеуправляемой многомодульной буровой установки. При этом только Seabed Rig дошел до этапа модельных испытаний, однако результаты этих испытаний опубликованы не были.

Ранее в [3] сравнивались концепции единой и многомодульной архитектур подводных буровых установок/аппаратов. Сравнение велось по 17 параметрам, 12 из которых отнесены к достоинствам единой архитектуры, и только пять – к достоинствам многомодульной. Проведённая оценка подтвердила целесообразность применения единой обитае-

мой архитектуры. На следующем этапе проработки вопроса подводного бурения авторами была поставлена цель – оценить габариты и массу единой обитаемой архитектуры. Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- выбрана форма аппарата;
- определён состав модулей и их габариты;
- определены размеры бурового аппарата;
- проведён прочностной расчёт корпуса;
- результаты прочностного расчёта проверены методом конечных элементов в программном комплексе ANSYS.

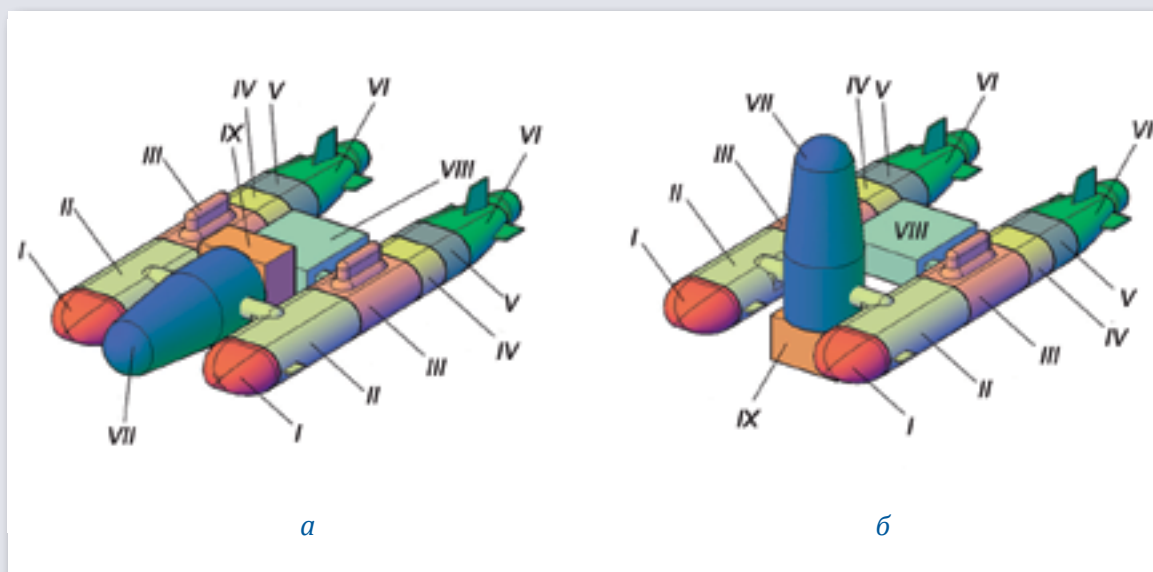


Рис. 1. Общий вид обитаемого подводного бурового аппарата (ОПБА) катамаранного типа: *а* – транспортное положение; *б* – рабочее положение; отсеки: *I* – эвакуационный; *II* – технологический; *III* – жилой; *IV* – реакторный; *V* – машинный; *VI* – кормовой; *VII* – буровой; *VIII* – транспортный; *IX* – трубный

Форма корпуса подводного бурового аппарата должна обеспечивать эффективное сопротивление гидростатической нагрузке окружающей среды; иметь оптимальное лобовое сопротивление при движении под водой; обладать повышенной устойчивостью при удержании на точке. Также стоит учитывать опыт проектирования и строительства подобных корпусов.

В той или иной степени отвечают вышеуказанным требованиям корпуса подводных лодок. Однако при интегрировании буровой вышки в корпус лодки её устойчивость уменьшится, так как высота станет сопоставимой с длиной. Увеличить устойчивость можно благодаря применению второго корпуса подводной лодки, а буровую вышку разместить между ними. Получим конструкцию катамаранного типа, которая представлена в патентной заявке [4] (рис. 1).

Технологически буровой аппарат разделён на 15 герметичных отсеков, из которых восемь относятся к технологическому комплексу и семь к судовому комплексу. При этом восемь судовых отсеков – это две пары по четыре отсека в каждом из корпусов и две пары технологического и эвакуационного модулей в каждом из корпусов.

Конструктивно буровой аппарат состоит из двух корпусов, соединённых между собой в носовой части буровым и в кормовой части транспортными модулями. Это единая конструкция. Каждый из двух корпусов снабжен энергетической установкой, главным двигателем с винтом, каютами для проживания экипажа и другим оборудованием.

Буровой отсек включает основное буровое оборудование и очистное оборудование системы циркуляции бурового раствора, гидравлическую

станцию управления, кабину бурильщика, манифольды и пр. Буровой модуль вращается относительно осей переходов для принятия транспортного (см. рис. 1, *а*) или рабочего (см. рис. 1, *б*) положений. Транспортное положение обеспечивает меньшее лобовое сопротивление по сравнению с рабочим.

Под буровым отсеком размещается трубный манипулятор [5] (отсек), обеспечивающий безопасность и защиту экипажа от окружающей среды во время спускоподъёмных операций.

В *технологическом отсеке* осуществляется хранение материалов для приготовления бурового и цементного растворов, их анализ и подача на буровую вышку, а также контроль выбуренной породы и пр. технологические операции. Помимо работ, связанных с бурением, технологический модуль обеспечивает пере-

Последние годы ведутся активные дискуссии по поводу подводного освоения месторождений углеводородов в Арктике. Рассматриваются различные способы освоения: обитаемые и необитаемые; много- и мономодульные; с опиранием на морское дно и без.

качку и приёмку жидкостей и газов с/на надводное судно снабжения.

Эвакуация экипажа предусматривается через носовые эвакуационные модули и транспортный модуль.

Транспортный отсек, снабженный приёмными камерами (грузовыми и пассажирскими), обеспечивает приёмку челночных аппаратов с грузами и экипажем. Также в состав входят залы ожидания и шлюзы безопасности для защиты в случае разгерметизации приёмных камер.

Жилой отсек предназначен для размещения кают для экипажа, столовых, комнат отдыха и пр. Также в жилом модуле располагаются центр управления и командный пункт. В каждом отдельном жилом модуле в непосредственной близости к переходу в транспортный модуль предусматриваются комнаты сбора при авариях.

Определение габаритов технологических отсеков проведено на основании [6, 7], судовых отсеков – на основании данных из открытых источ-

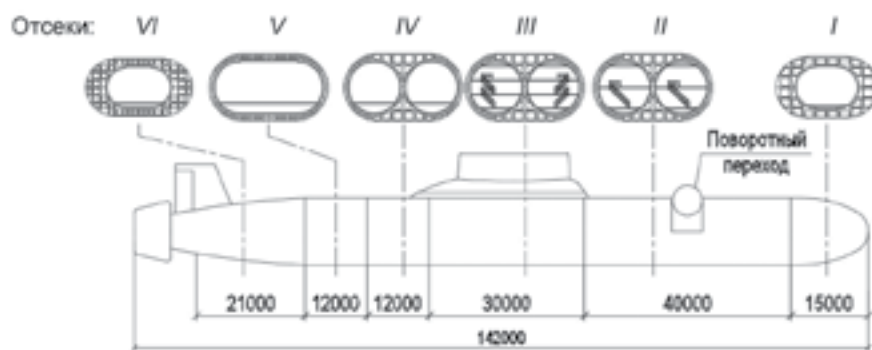
ников, приняты усреднённые значения. В результате анализа имеющихся данных определены размеры отсеков (табл. 1).

На этапе предварительных проработок стало ясно, что необходимо искать оптимальное соотношение между продольными и поперечными размерами сооружения. Для уменьшения толщины набора и обеспечения необходимых жесткости и устойчивости сооружения принято решение использовать двухкорпусную конструкцию по примеру Проекта 941 «Акула». Однако для бурового модуля это решение не подходит, так как разделить буровую вышку на две части невозможно. По этой причине буровой модуль выполнен в виде однокорпусного отсека. Габариты и сечения отсеков представлены на рис. 2. Сечения судовых отсеков показаны условно. Технологический отсек име-

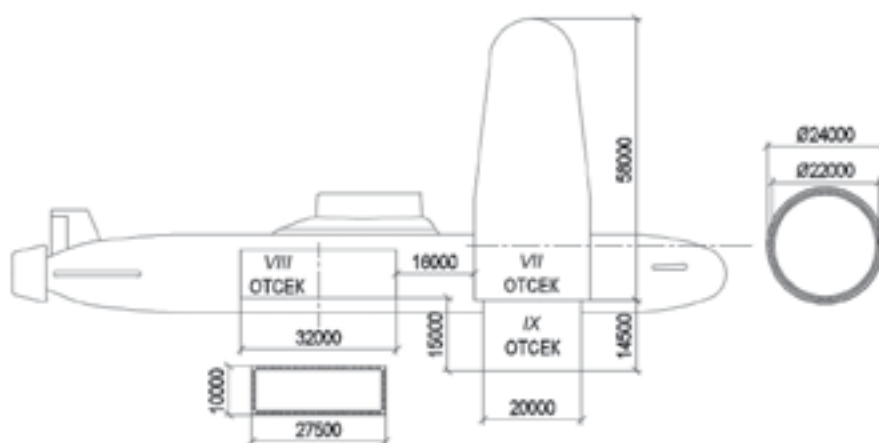
Таблица 1

Параметры отсеков

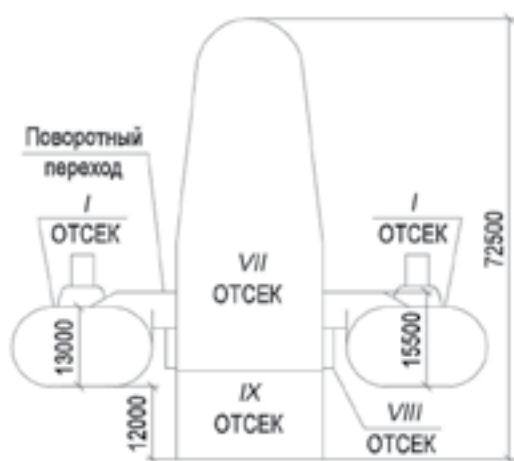
Отсек	Палуба		Отсек	
	Число, шт	Высота, м	Площадь общая, м ²	Объём общий, м ³
Эвакуационный I	1	6	180	1530
Технологический II	2	4	1360	6300
Жилой III	3	2,8	1630	4700
Реакторный IV	1	9	210	1800
Машинный V	1	9	250	2300
Кормовой VI	1	6	310	2200
Буровой VII	7	3,5	2600	19000
Транспортный VIII	1	5	500	3700
Трубный IX	1	12	330	3900
Итого:			7370	45430



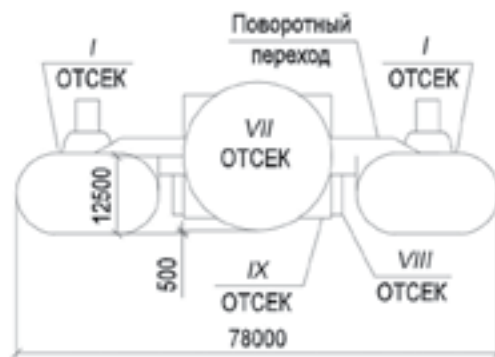
а



б



в



г

Рис. 2. Размеры корпуса ОПБА: а – вид корпуса; б – сечение по диаметральной плоскости; в – вид спереди в рабочем положении; г – вид спереди в транспортном положении

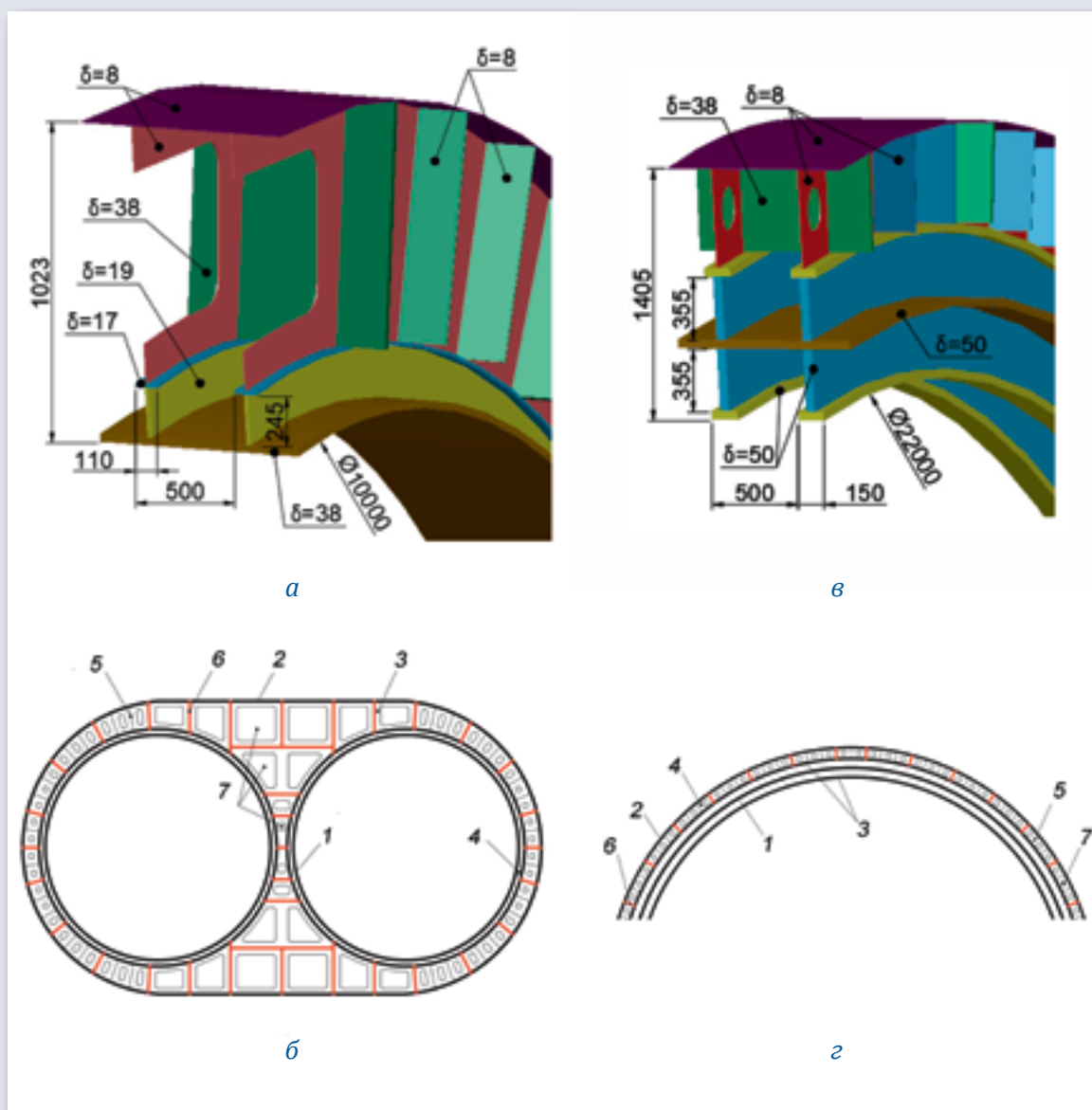


Рис. 3. Параметры сечений отсека II (а, б) и отсека VII (в, г): 1 – оболочка прочного корпуса; 2 – оболочка лёгкого корпуса; 3 – шпангоут лёгкого корпуса; 4 – шпангоут прочного корпуса; 5 – стрингер толщиной 8 мм; 6 – стрингер толщиной 38 мм; 7 – вырезы в шпангоуте

ет две палубы высотой 4 м, эвакуационный – одну палубу переменной высоты от 6,5 до 4,5 м, жилой отсек – три палубы высотой 2,8 м.

Параметры прочного и легкого корпусов определены по методике [8]. Проведена оценка сечений отсеков II (только одного прочного корпуса из двух) и VII (рис. 3) по следующим исходным данным:

- предельная глубина погружения $h_{пр} = 200$ м;
- коэффициент безопасности $k = 1,4$;
- диаметр прочного корпуса: отсека II – $d_{ПК} = 10$ м; отсека VII – $d_{ПК} = 22$ м;
- длина отсеков прочного корпуса: отсек II – $L = 20$ м; отсек VII – $L = 56$ м;
- материал прочного корпуса – сталь категории А40;

- предел текучести материала прочного корпуса (ПК) $\sigma_T = 390$ МПа.

При определении параметров не учитывали дополнительные элементы жесткости: палубные наборы, бимсы, пиллерсы и пр., т. е. фактически полученные параметры обеспечивают прочность пустотелых внутри конструкций. Это говорит о возможности уменьше-

ния толщин стальных листов при учёте внутренних стальных конструкций. Как видно, толщина стальных листов лёгкого корпуса в несколько раз меньше толщины прочного корпуса, однако выбранная схема лёгкого корпуса обладает большим приближением к действительности, а значит и толщины листов изменятся незначительно.

Анализ напряженно-деформируемого состояния проведен в модуле ANSYS Mechanical. На основе разработанных геометрических моделей создавали оболочечно-стержневые конечно-элементные расчетные модели сегментов подводного аппарата (рис. 4). Сложная конструкция набора и колоссальное число конечных элементов модели (несколько десятков миллионов элементов) требуют высокопроизводительных мощностей, поэтому расчёт выполнен только для трёх элементов A1–A3.

Для решения систем линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) методом конечных элементов (МКЭ) широко используется разреженный прямой решатель (Sparse direct solver), который позволяет с высокой точностью проводить анализ моделей с числом КЭ более 200 тыс. Разреженный прямой решатель позволяет оптимизировать СЛАУ методом факторизации матриц, т. е. приведения заданной матрицы к треугольному виду. Используемый метод решения уравнений оптимизирует исходную матрицу путем перестановки строк и столбцов матрицы для уменьшения количества операций сложения и умножения в процессе решения.

В постпроцессоре ANSYS Mechanical стандартными инструментами строились изополю перемещений узлов модели и напряжений, приведённых к узлам. Полученные результа-

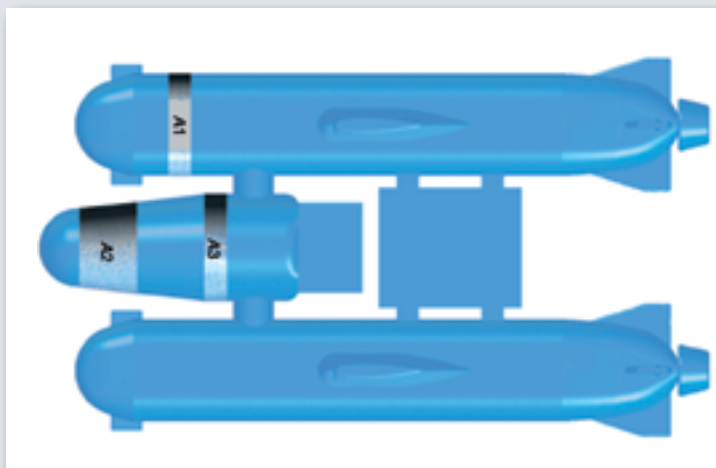


Рис. 4. Расчётная модель в транспортном положении: A1–A3 – расчетные фрагменты

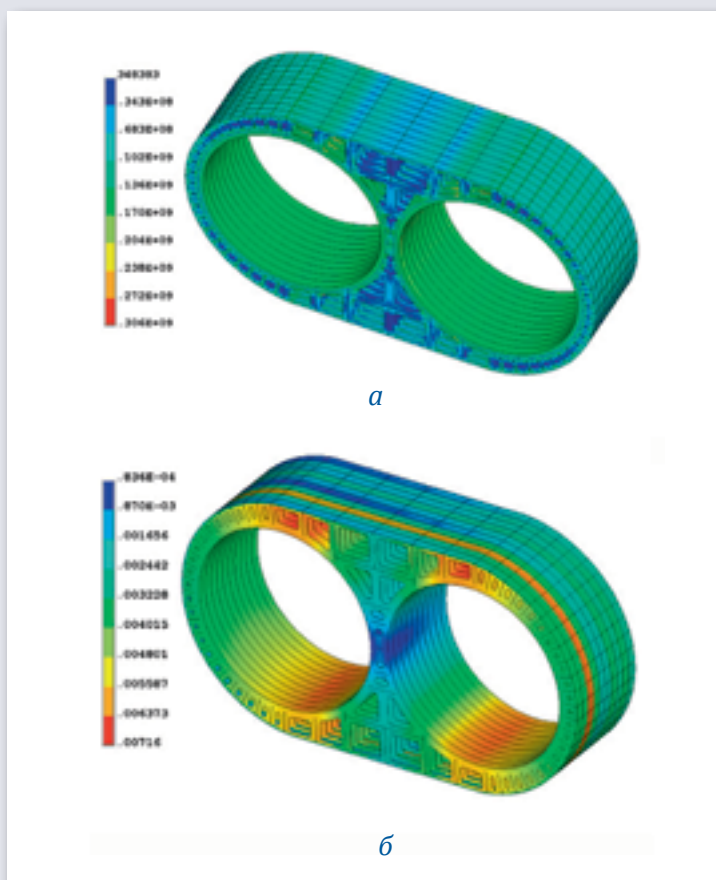


Рис. 5. Фрагмент A1. 206 476 КЭ; размер КЭ – 0,1 м: а – изополю напряжений по Мизесу, $\sigma_{\max} = 306$ МПа; б – изополю суммарных перемещений $u_{\max} = 7$ мм

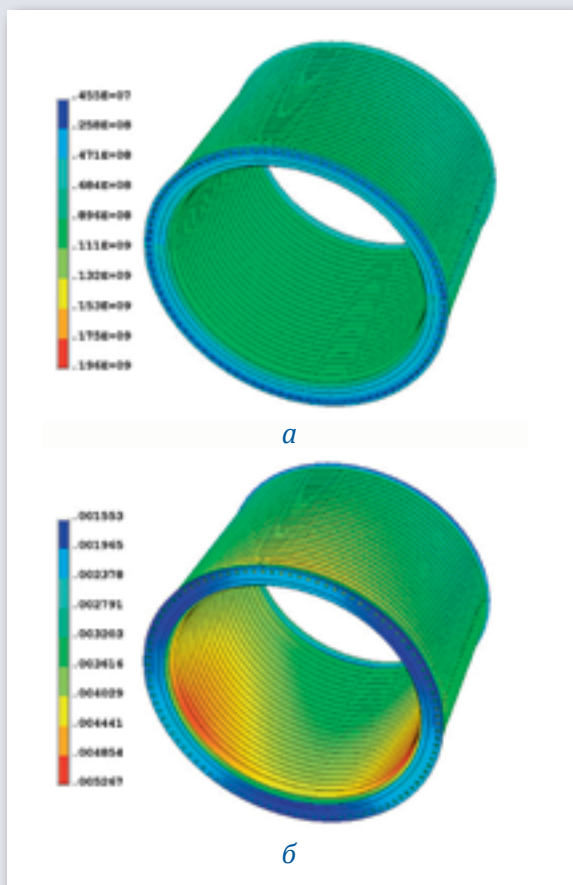


Рис. 6. Фрагмент А2. 481 354 КЭ; размер КЭ – 0,1 м:
а – изополя напряжений по Мизесу, $\sigma_{\max} = 196$ МПа;
б – изополя суммарных перемещений $u_{\max} = 5,3$ мм

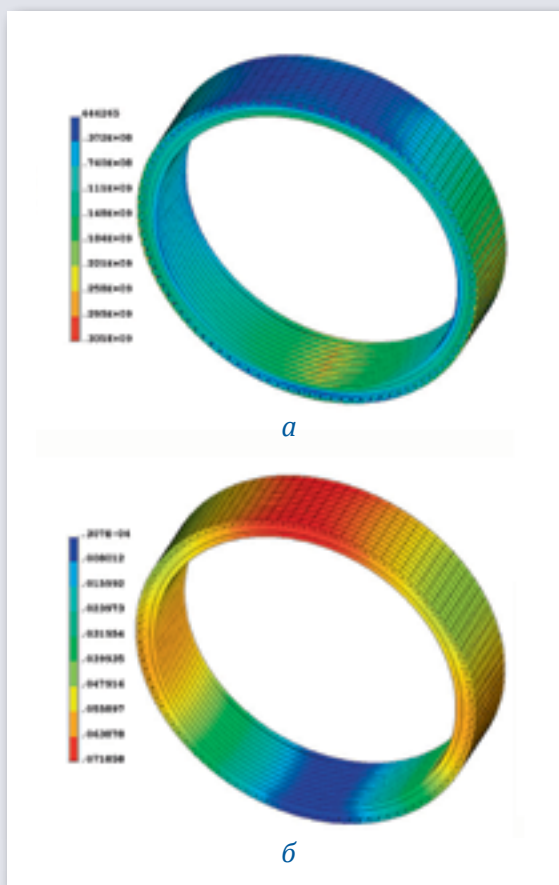


Рис. 7. Фрагмент А3. 236 473 КЭ; размер КЭ – 0,1 м:
а – изополя напряжений по Мизесу, $\sigma_{\max} = 331$ МПа;
б – изополя суммарных перемещений $u_{\max} = 72$ мм

Анализ напряженно-деформируемого состояния проведен в модуле ANSYS Mechanical. На основе разработанных геометрических моделей создавали оболочечно-стержневые конечно-элементные расчетные модели сегментов подводного аппарата.

ты представлены на рис. 5–7. Нагрузка на сжатие действует на корпус с двух сторон, поэтому максимальное перемещение является суммой двух перемещений с противоположных сторон. Соответственно, фактическое перемещение с

каждой стороны равно половине максимального перемещения.

Рассчитанные данные подтверждают корректность полученных по методике [8] параметров прочного и лёгкого корпусов. Напряжения не пре-

вышают допустимые. Однако во фрагменте А3 суммарные перемещение достигли 72 мм. Это не критическое значение, учитывая полное отсутствие при таких габаритах внутренних конструкций, повышающих жёсткость сооружения. По результатам проверки проведена оценка массы обитаемого подводного бурового аппарата (табл. 2).

Выводы

Полученные размеры бурового аппарата и толщины листов набора корпуса позволяют сделать вывод о возмож-

Таблица 2

Сводная таблица масс

Элементы подводного бурового аппарата	Число	Масса общая, т
Отсеки прочного корпуса		
<i>I</i>	2	1640
<i>II</i>	2	5010
<i>III</i>	2	3750
<i>IV</i>	2	1500
<i>V</i>	2	1080
<i>VI</i>	2	2340
<i>VII</i>	1	3910
<i>VIII</i>	1	3380
<i>IX</i>	1	2890
Судовое оборудование, комплект	2	11000
Судовые инженерные системы, комплект	2	1000
Технологическое оборудование, комплект	1	2850
Технологические инженерные системы, комплект	1	700
Иное насыщение, ед.	1	450
Сумма:		40500
Поправочный коэффициент массы, %		20
Итого:		50600

Водоизмещение надводное – 48600 т.
Водоизмещение подводное – 103920 т.
Средняя осадка в транспортном положении – 6 м.
Средняя осадка в рабочем положении – 7,2 м.
Площадь палуб – 7370 м².

ности создания корпуса подобного сооружения. Толщины не превышают 50 мм. Максимальные габариты отдельных частей (каждый из корпусов, буровой и трубный корпус) не превышают размеры современных нефтеналивных судов или газозовозов. Но стоит отметить необходимость стыковки отдельных частей на воде, а также необходимость в

глубоководной акватории для достройки, так как буровой модуль в рабочем положении имеет длинную подводную часть. А его окончательное насыщение и испытание предстоит проводить в рабочем положении.

Полученные результаты не учитывают широкого перечня нагрузок, которые воздействуют на сооружение на

протяжении всей его жизни, а конструкция корпуса выполнена с множеством отступлений и допущений. Однако они позволяют провести первичную оценку габаритов и массы сооружения, которые точно показывают начальную точку дальнейшего исследования, что очень важно при исследовании малоизученной темы. На основании вышесказанного можно говорить о достижении поставленной цели исследования. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Мирзоев Д.А., Ибрагимов И.Э. Освоение углеводородных ресурсов Арктики инновационными подводными технологиями // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2012. – № 3. – С. 49–53.
2. Интервью главного конструктора ЦКБ «Рубин» Торопов Е.Е. «Мы создаем подводный город для освоения богатств Арктики» // ТАСС. Информационное агентство. – URL: <https://tass.ru/interviews/4572997> (Дата обращения: 12.10.2021).
3. Бобов Д.Г., Гусейнов Ч.С. Анализ концепций обитаемого и необитаемого способов подводного освоения месторождений на шельфе // Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений. 2021. – № 2. – 78 с.
4. Бобов Д.Г. Обитаемый подводный буровой аппарат. Заявка на патент № 2021118263 от 28.03.2021.
5. Бобов Д.Г. Трубный манипулятор. Заявка на патент № 2020123155 от 09.07.2020.
6. Subrata K. Chakrabarti, Handbook of Offshore Engineering (2-volume set), Elsevier, 2005
7. Platform information. Cook inlet, Alaska. Belmar Engineering, Redondo beach. – California, 1993.
8. Шемендюк Г.П., Петрович Ч.Ч. Проектирование корпусов водводных лодок: учеб пособие. – Владивосток: Из-во ДВГТУ, 2007 – 166 с.

УДК 620.92

ПРИМЕНЕНИЕ ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНЫХ АГРЕГАТОВ НА ОБЪЕКТАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Д.В. Астапов, начальник технологического отдела

ОП «ЦПОМ» в г. Самаре ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект».

E-mail: d.astapov@krskgazprom-ngp.ru

Ключевые слова: детандер-генераторный агрегат; электроэнергия; газопровод; газораспределительная станция; энергоэффективность.

Аннотация. Рассмотрена возможность использования избыточного давления газа в детандер-генераторных агрегатах для выработки электроэнергии на газораспределительных и компрессорных станциях магистральных газопроводов. Отмечено, что значительно повысить надежность электроснабжения объектов магистральных газопроводов позволяет применение детандер-генераторных агрегатов. Электроэнергия, получаемая в детандер-генераторных агрегатах, направляется на собственные нужды объектов магистральных газопроводов.

В настоящее время газоснабжение промышленных предприятий и населённых пунктов в Российской Федерации осуществляется в основном через газораспределительные сети от магистральных трубопроводов. Газ в магистральных трубопроводах имеет потенциальную (давление) и кинетическую (скорость) энергию. Примерно десятая часть транспортируемого газа тратится на компримирование газа на компрессорных станциях (КС) магистральных трубопроводов. После компримирования часть энергии газа теряется при теплообмене с окружающей средой и при трении о стенки трубопроводов. При редуцировании газа безвозврат-

но рассеивается большая часть потенциальной энергии сжатого газа.

На газораспределительных станциях магистральных трубопроводов снижают давление газа для поставки населённым пунктам и промышленным предприятиям по газораспределительным сетям. Для этого применяются регулирующие клапаны, которые уменьшают проходное сечение трубопровода, и давление газа снижается до установленной величины, что ведёт к безвозвратным потерям потенциальной энергии ранее сжатого газа. Аналогичные потери происходят при редуцировании топливного газа для газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом и газотурбинных

агрегатов электростанций собственных нужд компрессорных станций магистральных газопроводов в блоках подготовки топливного, пускового и импульсного газа.

Для повышения энергоэффективности и снижения затрат на транспортировку газа необходимо использовать энергию, рассеиваемую при редуцировании, для получения электроэнергии. Перспективным способом энергосбережения в газопроводном транспорте является получение электроэнергии в детандер-генераторных агрегатах при редуцировании в газораспределительных пунктах (ГРП) и газораспределительных станциях (ГРС). В связи с более равномерной нагрузкой и на-

личием большого количества потребителей на компрессорных станциях магистральных газопроводов получение электроэнергии с помощью детандер-генераторных агрегатов более перспективно. Согласно пункту 9.11.4 СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов» в обоснованных случаях допускается совместно с агрегатом бесперебойного питания применение в качестве основных и резервных источников электроснабжения автоматизированных электроагрегатов на базе турбодетандеров, снабженных средствами автоматического включения резерва [1].

На рис. 1 показана принципиальная схема установки детандер-генераторного агрегата на газопроводе.

Газ высокого давления, транспортируемый по трубопроводу 3, поступает в детандер 2, где расширяется. При этом энергия газового потока преобразовывается в механическую, а затем в электрогенераторе 1 в электроэнергию для потребителей. После детандера охлажденный газ поступает в теплообменник 6 и далее в газопровод низкого давления 5. Регулятор давления 4 поддерживает необходимый уровень давления в газопроводе.

Детандер-генераторный агрегат представляет собой устройство, в котором энергия потока транспортируемого природного газа преобразуется сначала в детандере в механическую энергию, а затем в генераторе в электрическую энергию. При этом природный газ используется без сжигания в качестве рабочего тела. Расход газа через турбину и перепад давления газа на турбине определяют уровень полезной мощности детандер-генераторного агрегата.

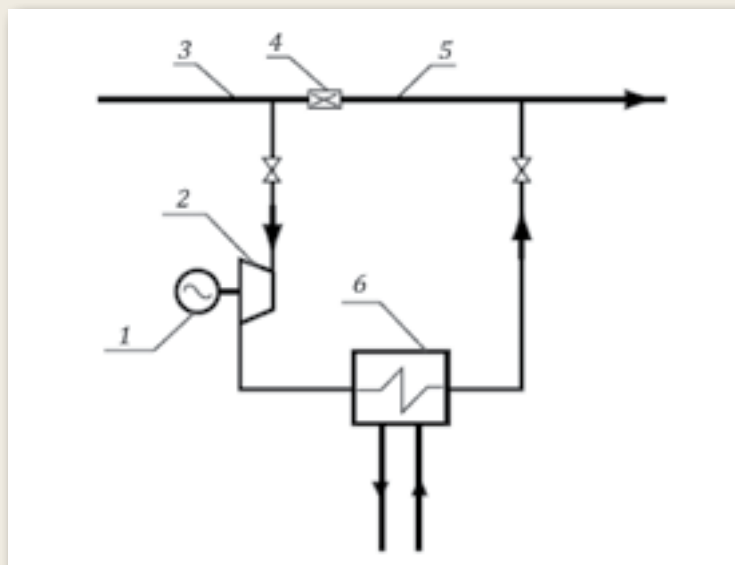


Рис. 1. Принципиальная схема установки детандер-генераторного агрегата на газопроводе:

1 – электрогенератор; 2 – детандер; 3 – газопровод высокого давления; 4 – регулятор давления; 5 – газопровод низкого давления; 6 – теплообменник

При росте расхода и перепада давления увеличивается количество вырабатываемой детандер-генераторным агрегатом электроэнергии.

Электрическая мощность, вырабатываемая детандер-генераторным агрегатом (ДГА), определяется по формуле

$$N_{\text{ДГА}} = G_r(h_{\text{гвхд}} - h_{\text{гвыхд}})\eta_{\text{мех}}\eta_{\text{ген}},$$

где G_r – расход газа, кг/с; $h_{\text{гвхд}}$ – энтальпия газа на входе в ДГА, кДж/кг; $h_{\text{гвыхд}}$ – энтальпия газа на выходе из ДГА, кДж/кг; $\eta_{\text{мех}}$ – механический КПД ДГА; $\eta_{\text{ген}}$ – КПД электрогенератора ДГА.

Турбодетандерная установка состоит из следующих элементов:

- корпуса;
- ротора;
- соплового регулируемого аппарата;
- направляющего аппарата с поворотными механизмами.

Турбодетандерная установка полностью герметична и

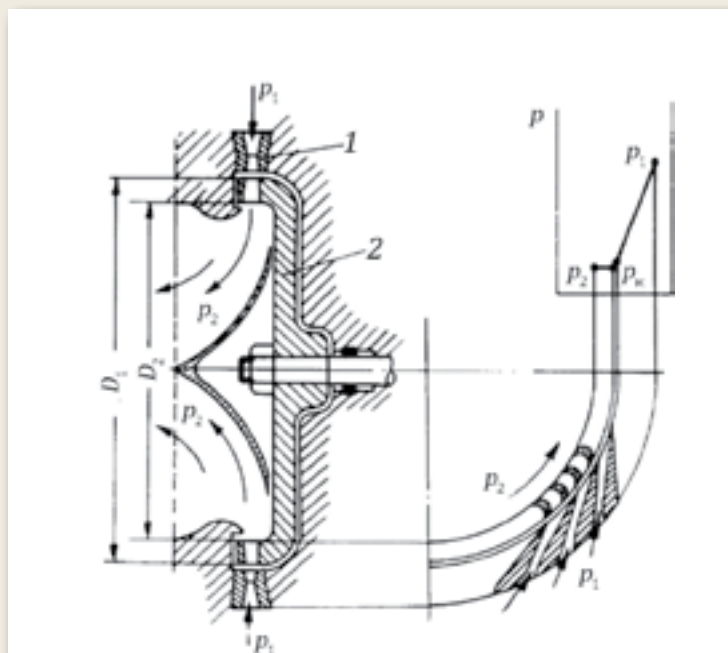
не потребляет электрическую энергию. В зависимости от направления газового потока существуют следующие виды конструкций турбодетандеров:

- центробежные;
- центростремительные;
- радиальные (осевые).

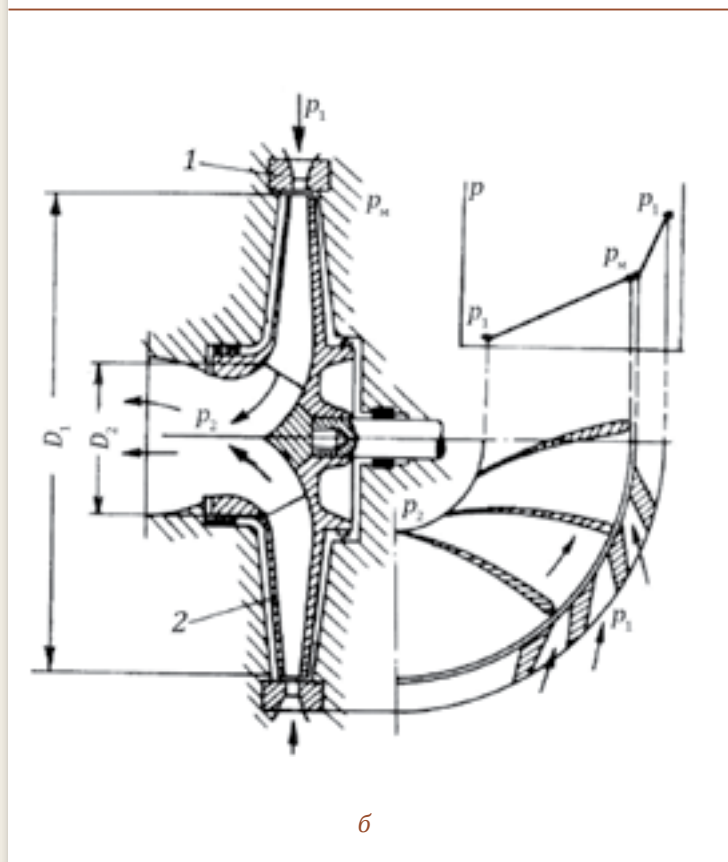
В сопле установки степень сжатия газа может быть различной. По этому параметру турбодетандеры делятся на активные и реактивные.

В активных турбодетандерах понижение давления происходит в неподвижных направляющих каналах, в реактивных может происходить во вращающихся каналах ротора.

Основные принципы работы турбодетандера изложены В.И. Атрошенко [2]. Газовый поток выполняет роль рабочего тела, перемещающегося в каналах направляющего аппарата и рабочего колеса. При этом происходит преобразование энергии в работу с одновременным понижением энтальпии. Преобразование газового



а



б

Рис. 2. Турбодетандер:
а – активный; б – реактивный; 1 – направляющий аппарат;
2 – рабочее колесо; D_1, D_2 – внешний и внутренний диаметры
лопаток рабочего колеса

потока для получения работы может происходить активным и реактивным способами. В активном турбодетандере газ расширяется в неподвижном сопловом аппарате с давления p_1 до давления p_2 и в дальнейшем воздействует на лопатки рабочего колеса, раскручивая лопаточный диск (рис. 2, а). В реактивном турбодетандере расширение газа и падения его давления от p_1 до p_2 происходит между лопаток рабочего колеса во всей проточной части и не нуждается в предварительном расширении перед ним (рис. 2, б).

Конструкции установок могут быть одно- или многоступенчатыми в зависимости от числа ступеней.

Классификация турбодетандеров приведена в табл. 1.

Устройством, способным обеспечить выработку электроэнергии при редуцировании газа, ранее осуществляемом стандартными регуляторами давления газа на газораспределительных станциях и газораспределительных пунктах, является детандер-генераторный агрегат (рис. 3). Детандер-генераторный агрегат подключается параллельно штатным регуляторам давления. Таким образом, часть газа проходит через детандер (2), приводящий во вращение электрогенератор (3).

Детандер-генераторный агрегат состоит из двух основных частей: детандера и электрического генератора. Детандер – аппарат расширительного действия, в котором транспортируемый природный газ является рабочим телом. Газ при этом в детандере не сжигается, а расширяется с понижением давления и температуры. В детандере внутренняя энергия газа преобразовывается в кинетическую энергию, последняя в свою очередь преобразуется в механическую

Таблица 1

Классификация турбодетандеров

По давлению на входе	По количеству ступеней	По направлению движения потока	По рабочему газу	По агрегатному состоянию	По типу подшипников
Низкого давления (НД) 0,4–2 МПа	Одно-ступенчатые	Центро-стремительные	Воздушные, азотные	Газовые	Гидродинамические
Среднего давления (СД) 2–10 МПа	Двух-ступенчатые	Центробежные	Гелиевые	Паро-жидкостные	Гидростатические
Высокого давления (ВД) 10–20 МПа	Много-ступенчатые		Водородные		Газостатические
			Природного газа		Комбинированные
		Магнитные			

энергию работы, которая воздействует на электрический генератор и способствует получению электрической энергии.

По принципу действия детандеры делятся на два типа:

- объёмные;
- кинетические.

К агрегатам объёмного действия относятся поршневые детандеры, а к агрегатам кинетического действия – турбодетандеры.

Турбодетандерные установки рассчитываются на разные мощности и отличаются простотой конструкции и надёжностью.

Основными технологическими условиями для выбора турбодетандерной установки являются:

- входное и выходное давления;
- мощность турбодетандера, соответствующая требуемой мощности и покрывающая все потребности, то есть дающая возможность полностью отказаться от закупки электроэнергии;

• производительность турбодетандера, которая не обязательно должна соответствовать производительности, например, газораспределительной станции, а может быть и меньше нее, а количество газа, подаваемого на вход турбо-

детандера, может составлять лишь часть от производительности, например, газораспределительной станции.

На рис. 4 показано устройство детандер-генераторного агрегата «ТурбоСфера» (табл. 2), предназначенного для вы-

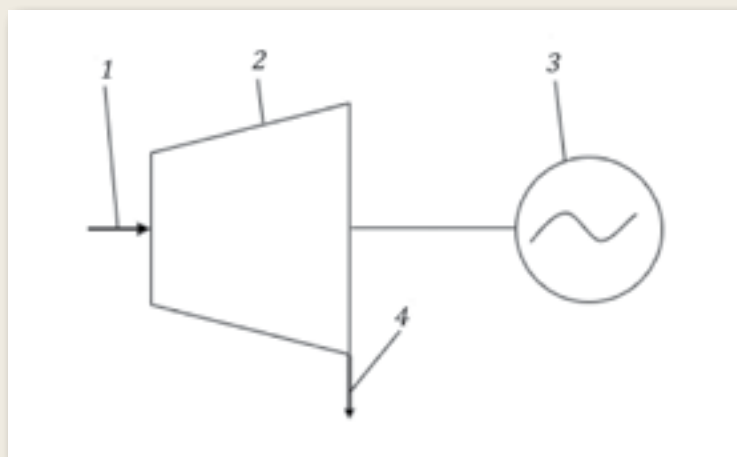


Рис. 3. Устройство детандер-генераторного агрегата:
1 – газ высокого давления на входе в детандер; 2 – детандер;
3 – электрогенератор; 4 – газ низкого давления на выходе из детандера

работки электрической энергии путем преобразования энергии избыточного давления газа в электроэнергию [3].

На компрессорных и газораспределительных станциях, а также газораспределительных пунктах постоянно теряется значительное количество энергии при редуцировании давления газа до необходимого потребителям уровня.

Энергопотенциал объектов газопроводного транспорта распределяется примерно следующим образом (%): ГРП – 55, ГРС – 30, КС (редуцирование топливного газа) – 15.

В Российской Федерации более 4 тыс. газораспределительных станций, 254 компрессорные станции и более 120 тыс. газораспределительных пунктов. Около 1 тыс. существующих объектов имеют расход и перепад давлений,

достаточные для применения детандер-генераторных агрегатов большой мощности. В основном новые магистральные газопроводы имеют рабочее давление выше существующих, и поэтому их объекты имеют большой энергетический потенциал для применения детандер-генераторных агрегатов, вырабатывающих электроэнергию.

Во всём мире и в России в последнее время всё большее внимание уделяется энергосбережению и повышению энергетической эффективности технологических процессов [4]. Поэтому необходимо предусматривать при наличии достаточного энергетического потенциала на объекте использование энергосберегающих детандер-генераторных установок для выработки электроэнергии

на собственные нужды газораспределительных пунктов, газораспределительных и компрессорных станций магистральных газопроводов.

Давление транспортируемого по магистральному трубопроводу газа обычно снижается в два этапа: на первом этапе с 3–10 до 0,3–1,2 МПа на ГРС магистральных газопроводов; на втором до 0,1–0,3 МПа, необходимых потребителям, на ГРП сетей газораспределения.

Турбодетандерные установки можно разделить на оборудование для газораспределительных пунктов мощностью до 5 кВт и для газораспределительных станций мощностью до 20 кВт в зависимости от расхода газа, рабочего давления газа и от перепада давления на турбине. Для электроснабжения установок катодной защиты подземных трубопроводов, осветительных, контрольно-измерительных приборов и телемеханики турбодетандерные установки газораспределительных пунктов можно оснастить генераторами постоянного тока. Применением детандер-генераторного агрегата в качестве автономного источника электроэнергии решается основная проблема электроснабжения объектов газопроводного транспорта в малонаселённых районах без подключения к линиям электропередач.

В зависимости от условий эксплуатации турбодетандерные установки могут быть размещены в отдельно стоящем блок-контейнере, в здании ГРП или ГРС. Турбодетандер с трубопроводной обвязкой и трубопроводной арматурой устанавливается в помещении редуцирования газа, а электрооборудование и система автоматического управления размещаются в аппаратной. Для непосред-

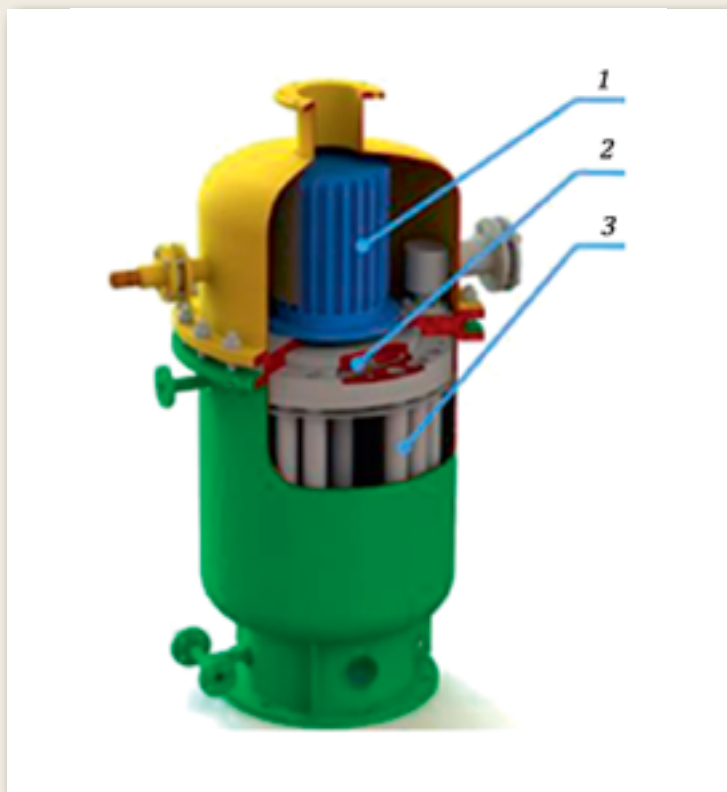


Рис. 4. Устройство ДГА «ТурбоСфера»: 1 – электрогенератор; 2 – рабочее колесо; 3 – теплообменник

Таблица 2

Технические характеристики ДГА «ТурбоСфера»

Характеристика	Значение
Давление, МПа: рабочее номинальное выходное	0,6; 1,2; 5,4; 6,3 0,01–1,2
Расход газа при номинальном режиме нагрузки, м ³ /ч	1250
Расхода газа, м ³ /ч	500–40000
Температура рабочей среды за ТГ, °С	> 0
Рабочее давление теплоносителя, МПа	< 0,4
Температура теплоносителя на входе в ТГ, °С	> 30
Генерируемая электрическая мощность, кВт	5–400
Номинальное напряжение, кВ	0,4
Номинальная частота, Гц	50
Номинальная синхронная частота вращения вала ТГ, мин ⁻¹	3000
Габаритные размеры, мм	600×600×600
<i>Примечание.</i> ТГ – турбогенератор	

ственного электропитания катодной защиты и других потребителей постоянного тока возможна компоновка с отдельным электрогенерирующим модулем с постоянным напряжением на выходе.

Передавать параметры работы диспетчеру газораспределительных сетей и контролировать режимы работы газораспределительного пункта с турбодетандерной установкой возможно с помощью системы автоматического управления через модуль сотовой связи.

Электроэнергии, получаемой при срабатывании избыточного давления газа в турбодетандерных установках, достаточно для электроснабжения объектов магистральных газопроводов. Дополнительно можно обеспечить электроснабжение сторонних потребителей (например,

небольших промышленных предприятий или населённых пунктов). В дальнейшем при росте количества и мощности автономных источников электроснабжения возможно появление механизма сдачи избытков электроэнергии в сети электроснабжающих организаций.

Таким образом, использование возможности генерации электроэнергии при снижении избыточного давления газа в турбодетандерных установках на газораспределительных пунктах, газораспределительных и компрессорных станциях магистральных газопроводов позволит значительно повысить надежность электроснабжения объектов трубопроводного транспорта, а также станет вкладом в построение углеродно-нейтральной экономики. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. – М.: ИРЦ Газпром, 2006. – 196 с.
2. Атрощенко В.И. и др. Курс технологии связанного азота. Под ред. чл.-корр. АН. УССР Атрощенко В.И. Изд. 2-е, пер и доп. – М.: Химия, 1968. – 384 с.
3. Инновационные энергосберегающие технологии и оборудование. ООО «Турбоэнерджи» [Электронный ресурс]. – URL: <http://ts.energy/turbogeneratorye-ustanovki-turbosfera>. (дата обращения 10.12.2021).
4. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [Электронный ресурс]. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_93978. (дата обращения 10.12.2021).

УДК 327

КЛИМАТИЧЕСКАЯ ПОВЕСТКА И ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ: ПУТЬ ПЕРЕМЕН

А.А. Соловьянов, д-р хим. наук, профессор

ФГБУ «Научно-исследовательский институт охраны окружающей среды» –
ФГБУ «ВНИИ Экология».

E-mail: Soloviyanov@mail.ru

Ключевые слова: ежегодный статистический отчет о состоянии мировой энергетики; климатическая повестка; Парижское соглашение; нефтегазовый сектор; ископаемые источники топлива; выбросы парниковых газов; углеродный налог.

Аннотация. На основании данных различных источников прослежены тенденции в изменении потребления первичной энергии в мире и в Российской Федерации, включая потребление различных видов ископаемого топлива, а также объемов выбросов парниковых газов (ПГ) с 90-х гг. прошлого века до 2020 г. В период пандемии COVID-19 в 2020 г. произошло одновременно снижение потребления энергии и выбросов диоксида углерода. Показано, что практически все страны мира, а также отдельные регионы и бизнес-структуры формируют свою климатическую повестку исходя из задачи широкомасштабного снижения выбросов ПГ, для чего целенаправленно отказываются от ископаемых видов топлива в пользу возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В силу общемировых тенденций и положений Парижского соглашения компании нефтегазового сектора вынуждены в ускоренном порядке разрабатывать и реализовывать корпоративные программы и проекты, направленные на внедрение энергосберегающих технологий и инвестирование в развитие ВИЭ.

Наблюдения за состоянием климата в течение последних полутора веков свидетельствуют [1] о том, что каждые 10 лет в мире происходит увеличение глобальной температуры в среднем на 0,18 °C, а в России – на 0,51 °C. Происходящие климатические изменения значительны и по масштабам, и по распространенности. Меняется картина океанических течений и циркуляции воздушных потоков, повышается уровень Мирового океана, смещаются границы лесных насаждений и многолетней мерзлоты, повышается частота наводнений и засух. Каждый год число аномаль-

ных гидрометеорологических явлений (волн тепла и холода, ураганов, торнадо, мощных ливней, засух и т. п.) увеличивается на 15–20 %. Так, например, за истекшую половину 2021 г. в России произошло [2] 574 опасных погодных явления, что на 18 % больше, чем в первое полугодие предыдущего. В июле 2021 г. во власти природных катаклизмов оказались Дальний Восток, Китай и вся Европа.

Неблагоприятные и опасные гидрометеорологические явления весьма значительно влияют на экономику. По оценкам экспертов, к 2030 г. ущерб от глобального измене-

ния климата может составить 3,2 % мирового внутреннего валового продукта (ВВП).

Общепринятым считается мнение, что причиной таких неблагоприятных изменений климата является развитие парникового эффекта, чему способствуют антропогенные выбросы парниковых газов (диоксида углерода, метана, закиси азота, галогенированных углеводородов, гексафторида серы и др.).

К энергетической отрасли мировой экономики, в которой значительное место занимает нефтегазовая промышленность, в этом случае предъявляются наибольшие

претензии, поскольку любая технологическая цепочка в ней, начиная с добычи ископаемого углеродсодержащего топлива, его переработки, транспортировки и хранения и кончая распределением и сжиганием для получения теплоты и электроэнергии, сопровождается выбросами (или утечками) парниковых газов (ПГ), среди которых доминируют диоксид углерода (CO_2), метан (CH_4) и закись азота (N_2O).

Техногенное воздействие на климатическую систему в «доковидный» период

По данным Агентства по охране окружающей среды Нидерландов (PBL) [3], в 2019 г. выбросы ПГ в мире достигли 52,4 млрд т CO_2 -экв. (за исключением сектора землепользования, изменения в землепользовании и лесного хозяйства – ЗИЗЛХ), что на 1,1 % больше, чем в 2018 г. (на 44 % больше, чем в 2000 г., и на 59 % больше, чем в 1990 г.). С учетом ЗИЗЛХ выбросы ПГ в 2019 г. оцениваются в 57,4 млрд т CO_2 -экв.

Анализ структуры выбросов ПГ показывает [4–6], что энергетический сектор вносит наибольший вклад в выбросы ПГ во всех странах. Это обусловлено не только широкомасштабным потреблением ископаемых топлив, но и особенностями интерпретации [6] сектора «энергетика» Межгосударственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК) (Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC). В соответствии с этой интерпретацией сектор «энергетика» отвечает за выбросы ПГ от сжигания всех видов углерод-

Каждый год число аномальных гидрометеорологических явлений (волн тепла и холода, ураганов, торнадо, мощных ливней, засух и т. п.) увеличивается на 15–20 %.

содержащего топлива, в том числе для тепло- и электрогенерации, при использовании ископаемого топлива на всех видах транспорта. Этому сектору приписывают также выбросы ПГ при утечках и потерях углеводородного топлива, а также при сжигании углеводородов в факелах, независимо от того, в каких отраслях экономики они происходят. На долю энергетического сектора в интерпретации МГЭИК приходится [6] в среднем около 70 % совокупных выбросов ПГ.

В структуре выбросов по парниковым газам доминирует углекислый газ (72,5 % в 2019 г., исключая ЗИЗЛХ), на метан приходится 18,7 %, на закись азота – 5,4 %, оставшиеся 3,4 % обеспечивают фторсодержащие газы.

Наиболее подробные данные по объемам выбросов основного ПГ, диоксида углерода, в «доковидный период» были представлены [7] в 69-м Ежегодном статистическом отчете о состоянии мировой энергетики, разработанном компанией British Petroleum («BP Statistical Review of World Energy»). По данным этого отчета, суммарный объем выбросов CO_2 в мире в 2019 г. составил 34,2 млрд т, что превысило уровень выбросов CO_2 в 2018 г. на 1,1 %. В развивающихся странах объем выбросов CO_2 за год вырос на 2,4 %, в то время как страны Европейского союза (ЕС), включая Великобрита-

нию, сократили выбросы CO_2 на 3,9 %.

В 2019 г. Китай сохранил [7] первое место в мире по объему выбросов CO_2 (28,8 % от общего объема выбросов CO_2 в мире), второе место занимали США (14,5 %). Затем следовали ЕС (9,7 %), Индия (7,3 %), Россия (4,5 %) и Япония (3,3 %). На долю стран Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), без учета США и Японии, приходилось 17,3 % выбросов, а на развивающиеся страны (за исключением Китая, Индии и России) – 24,3 %.

Во многих странах в 2017–2019 гг. наблюдалась явно выраженная тенденция к декарбонизации, то есть к снижению выбросов CO_2 . Так, Япония за 2019 г. сократила выбросы CO_2 на 3,5 %, США – на 3,0 %, Россия – на 1,0 %.

Россия входит в число крупнейших мировых эмитентов ПГ (около 5 % совокупных выбросов ПГ), что обуславливает повышенное внимание на международной арене к ее климатическим целям и политике. Согласно данным национального кадастра [8], Россия существенно сократила выбросы ПГ в долгосрочном периоде: в 2018–2019 гг. выбросы ПГ России составили более 2,1 млрд т CO_2 -экв. (исключая ЗИЗЛХ), что на 30,3 % меньше их величины в 1990 г. (около 3,1 млрд т CO_2 -экв.). Если учитывать ЗИЗЛХ, то снижение будет еще более выраженным – на

Таблица 1

Совокупные выбросы парниковых газов в России (млн т CO₂-экв./год) [8–10]

Парниковый газ	Годы		
	1990	2018	2019
Диоксид углерода CO ₂	2525,5	1691,6	1679,4
Метан CH ₄	441,5	312,7	315,4
Закись азота N ₂ O	139,3	82,3	84,2
Гидрофторуглероды HFC	35,9	42,9	36,5
Перфторуглероды PFC	15,1	2,7	2,5
Гексафторид серы SF ₆	1,4	1,3	1,4
Суммарные выбросы	3158,8	2133,6	2119,4
Выбросы ПГ предприятиями энергетики (вклад в суммарные выбросы, %)	2568,7 (81,5)	1679,2 (78,7)	1667,7 (78,7)

47,6 % в 2018 г. по отношению к 1990 г. На долю энергетического сектора в России в 1990 г. приходилось более 81 % выбросов ПГ, а в в 2018–2019 гг. их доля несколько уменьшилась – до 78,7 % (табл. 1).

Следует отметить, что данные, приведенные в табл. 1, не позволяют представить в полной мере то, как реально менялась ситуация с выбросами ПГ в России за последние 30 лет, а она временами была достаточно драматической. Так, в течение 1990–1998 гг. в Российской Федерации наблюдалось [5, 9] значительное снижение выбросов ПГ, обусловленное общим ухудшением экономической ситуации в стране, изменением структуры экономики и структуры топливного баланса. В 1999–2008 гг., в период экономического подъема, происходившего как в сфере производства, так и в сфере потребления, выбросы ПГ демонстрировали устойчивый

рост, однако темп увеличения выбросов ПГ был значительно ниже темпа их уменьшения в 1990-е гг. С 1990 по 1998 г. совокупный выброс ПГ (без учета ЗИЗЛХ) уменьшился на 1308,2 млн т CO₂-экв., а с 2000 по 2008 г. он увеличился лишь на 197,4 млн т CO₂-экв. В 2009 г. снова произошло падение выбросов ПГ, обусловленное мировым экономическим кризисом. В 2010–2012 гг., в период посткризисного восстановления экономики, выбросы ПГ вновь росли. В 2013–2014 гг. выброс ПГ несколько уменьшился (на 55,4 и 53,6 млн т CO₂-экв. соответственно по отношению к 2012 г., без учета сектора ЗИЗЛХ). В последующие годы выброс ПГ без учета сектора ЗИЗЛХ имел тенденцию к увеличению (прирост в 2018 г. на 6,0 % по отношению к 2014 г.). В 2018 г., по данным национального кадастра, объем выбросов ПГ в Российской Федерации без

учета сектора ЗИЗЛХ составил 2133,6 млн т CO₂-экв.

На сегодняшний день объем антропогенных выбросов ПГ в Российской Федерации составляет около 2,22 млрд т CO₂-экв.

Роль COVID-19 в техногенном воздействии на климатическую систему

Детальная оценка последствий пандемии COVID-19 в 2020 г. для мировой экономики была дана [11, 12] в 70-м Ежегодном статистическом отчете о состоянии мировой энергетики, разработанном компанией British Petroleum («BP Statistical Review of World Energy»). В результате пандемии потребление первичной энергии в 2020 г. снизилось на 4,5 %. Это был самый резкий спад с

1945 г. При этом выбросы диоксида углерода снизились еще в большей степени, на 6,3 %, и это было также самое большое снижение с 1945 г.

В Российской Федерации первичное потребление энергии снизилось даже в большей степени, чем в среднем в мире, почти на 6 %. Больше, чем среднемировое, произошло в России и снижение выбросов диоксида углерода, почти на 8 %.

Среди всех 195 стран мира исключением стал Китай – он увеличил использование всех категорий ископаемого топлива и выбросы CO₂ по сравнению с 2019 г. Общее потребление энергии в Китае выросло в прошлом году на 2,1 %.

Наибольшие потери в 2020 г. понесла [11, 12] мировая нефтяная промышленность – потребление нефти снизилось на 9,1 млн баррелей в сутки, или 9,3 %, и это был самый низкий уровень с 2011 г. Больше всего спрос на нефть упал в США – на 2,3 млн баррелей в сутки, в меньшей степени это сказалось в ЕС (–1,5 млн баррелей в сутки). Единственной страной, где потребление нефти выросло, был Китай (+0,22 млн баррелей в сутки).

Мировая добыча нефти снизилась [11, 12] на 6,6 млн баррелей в сутки, причем на ОПЕК приходится почти 70 % этого сокращения. В России и США снижение добычи составило соответственно 1,0 и 0,6 млн баррелей в сутки.

Загрузка нефтеперерабатывающих заводов упала до 74,1 %, что было самым низким уровнем с 1985 г.

Потребление природного газа снизилось на 81 млрд м³, или на 2,3 %. И в то же время доля газа в первичной энергии продолжала расти, достигнув уровня 24,7 %.

Снижение спроса на газ произошло за счет России

(–33 млрд м³) и США (–17 млрд м³), но при этом в Китае спрос на газ вырос на 22 млрд м³.

На фоне потерь, которые понесли в 2020 г. ископаемые виды топлива, возобновляемые источники энергии (ВИЭ) продолжали набирать силу [11]. Несмотря на резкое снижение мирового спроса на энергию, потребление «зеленой» энергии выросло на 10 %. Потребление энергии, генерируемой солнечными электростанциями (СЭС), выросло на 1,3 ЭДж, или на 20 %, а генерируемой ветроэлектростанциями (ВЭС) – на 1,5 ЭДж. Установленная мощность СЭС и ВЭС выросла соответственно на 127 и 111 ГВт. Суммарная установленная мощность СЭС и ВЭС в мире составила в мире 1441 ГВт, тогда как в 2010 г. она составляла только 221 ГВт.

Наибольшими потребителями «зеленой» энергии в 2020 г. были Китай (1,0 ЭДж), США (0,4 ЭДж) и ЕС (0,7 ЭДж).

Таким образом, оказалось, эта катастрофа для человеческой популяции была благоприятной для мировой климатической системы.

Регулирование климатической повестки в России

В соответствии с теми направлениями и принципами в обеспечении национальной климатической повестки, которые формулируют в своих выступлениях Президент РФ и члены Правительства РФ, был выпущен ряд стратегических и нормативных правовых актов самого высокого уровня. Прежде всего, следует упомянуть принятые стратегические и концептуальные документы, в которых важнейшее внимание обра-

щено на проблемы изменения климата и адаптации к ним.

В 2006 г. в Российской Федерации была создана национальная система оценки антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями ПГ. В соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 30.09.2013 г. № 752 «О сокращении выбросов парниковых газов» целевой показатель по снижению к 2020 г. объема выбросов парниковых газов установлен на уровне не более 75 % от объема выбросов в 1990 г.

Последствия изменения климата отнесены к вызовам в Стратегии экологической безопасности Российской Федерации на период до 2025 г., утвержденной Указом Президента Российской Федерации от 19.04.2017 г. № 176, а роль международной кооперации по реализации климатической политики и ускоренному переходу к «зеленой экономике» – к вызовам Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации, утвержденной Указом Президента Российской Федерации от 13.05.2019 г. № 216.

Одним из ключевых направлений Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г., утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 г. № 1523-р, является охрана окружающей среды и противодействие изменениям климата.

04.11.2020 г. главой государства был подписан указ № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов», которым в целях реализации Парижского соглашения Правительству Российской Федерации предписывалось:

«обеспечить к 2030 г. сокращение выбросов ПГ до 70 % относительно уровня 1990 г. с учетом максимально возмож-

ной поглощающей способности лесов и иных экосистем и при условии устойчивого и сбалансированного социально-экономического развития Российской Федерации;

разработать с учетом особенностей отраслей экономики Стратегию социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов ПГ до 2050 г. и утвердить ее;

обеспечить создание условий для реализации мер по сокращению и предотвращению выбросов ПГ, а также по увеличению поглощения таких газов».

Затем 08.02.2021 г. вышел Указ Президента РФ № 76 «О мерах по реализации государственной научно-технической политики в области экологического развития Российской Федерации и климатических изменений», который поручает Правительству Российской Федерации:

«в шестимесячный срок разработать и утвердить Федеральную научно-техническую программу в области экологического развития Российской Федерации и климатических изменений на 2021–2030 гг., предусматривающую создание наукоемких технологических решений, направленных:

на обеспечение экологической безопасности, улучшение состояния окружающей среды;

на изучение климата, механизмов адаптации к климатическим изменениям и их последствиям;

на обеспечение устойчивого и сбалансированного социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов путем проведения исследований источников и поглотителей парниковых газов и принятия мер по уменьшению негативного

воздействия таких газов на окружающую среду...»

Наконец, был подготовлен и принят Федеральный закон от 02.07.2021 г. № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов», целью которого «является создание условий для устойчивого и сбалансированного развития экономики Российской Федерации при снижении уровня выбросов парниковых газов». Закон устанавливает (ст. 3), что «ограничение выбросов парниковых газов осуществляется с соблюдением следующих принципов:

1) обеспечения устойчивого и сбалансированного развития экономики Российской Федерации при снижении уровня выбросов парниковых газов;

2) обязательности регулярного представления регулирующими организациями отчетов о выбросах парниковых газов;

3) обязательности выполнения целевых показателей сокращения выбросов парниковых газов;

4) добровольности реализации климатических проектов;

5) научной обоснованности, системности и комплексности подхода к ограничению выбросов парниковых газов».

Для достижения цели, обозначенной в федеральном законе, «юридические лица, индивидуальные предприниматели или физические лица вправе реализовывать климатические проекты».

Кроме того, в целях организации в Российской Федерации высокопроизводительной экспортно ориентированной области водородной энергетики распоряжением Правительства РФ от 12.10.2020 г. № 2634-р утвержден План мероприятий «Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 г.».

Последним документом в этой области, выпущенным 29.10.2021 г., стало распоряжение Правительства Российской Федерации №3052-р «Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г.», в котором определен целевой (интенсивный) сценарий развития экономики страны с достижением уровня выбросов ПГ в 2050 г. 1830 млн т CO₂-экв.

Риски климатической мировой повестки для российской нефтегазовой отрасли

Парижское соглашение по климату в виде, готовом для подписания, было сформировано в декабре 2015 г. в Париже по итогам 21-й конференции Рамочной конвенции об изменении климата (РКИК). Официальное его название – Парижское соглашение согласно Рамочной конвенции об изменении климата (Paris Agreement under the United Nations Framework Convention on Climate Change). Вступило оно в силу 04.11.2016 г. Цель соглашения (согласно статье 2) – «активизировать осуществление» Рамочной конвенции ООН по изменению климата, в частности, удерживать рост глобальной средней температуры «намного ниже» 2 °C, «приложить усилия» для ограничения роста температуры величиной 1,5 °C, а также «научить человечество лучше адаптироваться к последствиям изменения климата и перейти к низкоуглеродному развитию».

Участники Парижского соглашения объявили, что пик эмиссии CO₂ должен быть достигнут «настолько скоро, насколько это окажется возможным». Они взяли на себя обязательства [13] разработать национальные стратегии перехода на «безуглеродную экономику» и планомерно снижать выбросы CO₂ в атмосферу. Конкретные количественные обязательства по снижению или ограничению выбросов CO₂ каждая страна устанавливает для себя самостоятельно.

Для достижения этой цели каждая страна должна внести свой вклад в ужесточение природоохранных мер, в частности ограничить антропогенные выбросы ПГ, чтобы добиться «углеродной нейтральности». В принципе этого можно добиться двумя способами, причем их можно использовать параллельно. Во-первых, необходимо в широких масштабах внедрять во всех отраслях экономики энергосберегающие и энергоэффективные технологии, а во-вторых, необходимо заменять генерацию энергии, основанную на сжигании ископаемого топлива, альтернативными или возобновляемыми источниками энергии.

ЕС является мировым лидером в области «зеленых» инициатив, в том числе по развитию ВИЭ или внедрению энергосберегающих и энергоэффективных технологий, хотя совокупная доля всех стран ЕС в общемировых выбросах ПГ составляет только 9,7 %.

Еврокомиссия 12.12.2019 г. представила [14] мировому сообществу Европейскую «Зеленую сделку» (European Green Deal), которая рассматривается как новая европейская стратегия устойчивого развития и лидерства в климатической повестке: к 2050 г. Европа должна стать первой климатически нейтральной территорией, то

есть полностью прекратить выбросы ПГ. Сделка затрагивает широкий спектр секторов экономики ЕС, но прежде всего энергетику, транспорт, сельское хозяйство и энергоемкие отрасли промышленности, на которые приходится основной объем выбросов ПГ.

жет иметь самые неприятные последствия.

В настоящее время около 46 % российского экспорта приходится на ЕС, куда в значительных объемах поставляется продукция с высоким «углеродным следом», то есть ископаемое топливо (нефть,

В целях организации в Российской Федерации высокопроизводительной экспортно ориентированной области водородной энергетики распоряжением Правительства РФ от 12.10.2020 г. № 2634-р утвержден План мероприятий «Развитие водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 г.».

Для достижения такой амбициозной цели страны ЕС собираются кардинально изменить нынешнюю климатическую политику, поскольку пока при ее реализации выбросы ПГ в странах ЕС к 2050 г. можно снизить только на 60 %. Поэтому страны ЕС планируют внедрить в практику такие меры, как:

- распространение Европейской системы торговли квотами на выбросы ПГ на новые сектора экономики;
- ужесточение климатических целей для секторов, пока не охваченных ныне существующей системой;
- совершенствование регулирования землепользования и лесного хозяйства;
- введение углеродного сбора на импорт товаров (или трансграничного углеродного налога).

Нетрудно видеть, что для стран, которые импортируют в Европу продукцию с высоким «углеродным следом», а именно для стран Северной Америки, Китая и, естественно, России, введение трансграничного углеродного налога мо-

газ, уголь) и его производные, черные и цветные металлы, минеральные удобрения, поэтому следует ожидать, что трансграничный углеродный налог может составить для России весьма значительную величину. По оценкам экспертов, совокупный прямой углеродный след товаров, которые Россия поставляет в ЕС, оценивается приблизительно в 140 млн т CO₂-экв., а углеродный след промышленности, производящей эти товары, превышает 600 млн т CO₂-экв.

Данные BCG свидетельствуют [15], что трансграничный углеродный налог может обойтись российскому нефтегазовому сектору в 1,4–2,5 млрд долл. ежегодно, сектору черных металлов и угля – в 0,6–0,8 млрд долл., цветных металлов – в 0,3–0,4 млрд долл., прочим секторам экономики – в 0,8–1,1 млрд долл. Кроме того, аналитики BCG указывают [15], что в силу большей углеродоемкости экономики Россия может уступить часть нефтяного рынка ЕС Саудовской Аравии, а для производителей азотных

удобрений углеродный сбор может стать предельно высоким, достигая 40–65 % текущей экспортной стоимости удобрений.

В мире растет [16] количество стран, регионов и компаний, призывающих к отказу от использования ископаемого топлива из-за его негативно-го влияния на климат. Причем речь о полном исключении углеродсодержащего топлива в различных отраслях экономики: угольной генерации в электроэнергетике, двигателей внутреннего сгорания на любых видах транспорта, разведки и добычи углеводородного сырья и т. д. Хотя этот подход характерен пока только для Европы и для стран с относительно небольшим энергопотреблением и относительно «чистым» энергобалансом, однако нельзя исключить и распространения его на другие регионы и страны.

После заявлений отдельных европейских стран об отказе от угольной генерации на Конференции сторон РКИК ООН в Бонне в 2017 г. был образован «Альянс против угля» (Powering Past Coal Alliance). К концу 2020 г. он объединил 34 страны, 35 регионов и городов и 44 компании, которые поддерживают отказ от угольной генерации.

Компании финансового сектора, присоединяясь к «Альянсу против угля», отказываются от финансирования угольной генерации. Пока отказ от угольной генерации преимущественно поддерживают страны, где она отсутствует или играет незначительную роль: в совокупности на 34 страны «Альянса против угля» приходится менее 5 % действующих установленных мощностей угольной генерации в мире.

Возникновение ряда предложений, например Лофотенской декларации (Lofoten

Declaration) [17], обусловлено тем, что их инициаторы уверены в невозможности достичь ограничения роста глобальной средней температуры 1,5 °C только за счет отказа от угля, а следует также прекращать добычу и использование углеводородного топлива.

Правда, с такой инициативой выступают страны (Коста-Рика, Франция, Белиз, Новая Зеландия, Дания, Ирландия, Испания и др.), чья суммарная доля в мировой добыче нефти составляет лишь около 0,3 %.

Следует отметить, что подобные инициативы находят подтверждение в различных оценках перспектив добычи и использования ископаемого топлива. Так, доклад «Производственный разрыв» показал [18], что разрыв между достижением целей Парижского соглашения и планами стран по добыче угля, нефти и газа остается значительным: для выхода на траекторию 1,5 °C в 2020–2030 гг. странам-производителям ископаемого топлива следует ежегодно сокращать его добычу приблизительно на 6 %, тогда как в целом они планируют увеличить ее на 2 % в год.

Для предотвращения негативного влияния на климат двигателей внутреннего сгорания было образовано несколько структур. Среди них можно выделить [16, 19] Альянс по декарбонизации транспорта (Transport Decarbonisation Alliance), созданный в 2017 г. на Конференции сторон РКИК ООН в Бонне, и Альянс транспортных средств с нулевыми выбросами (Zero Emission Vehicle Alliance). В первую структуру (инициативу) входят страны (семь), регионы и города (восемь) и компании (девять), которые разделяют цель по декарбонизации транспорта до 2050 г. В Альянс транспортных средств с нуле-

выми выбросами входят пять стран и 13 регионов, взявших на себя обязательства к 2050 г. продавать новые пассажирские автомобили только с нулевыми выбросами ПГ.

С точки зрения Международного энергетического агентства (МЭА), полного отказа от использования нефтепродуктов на транспорте удастся достичь очень нескоро, но указанные инициативы будут сильно влиять [20] на спрос на автомобили с двигателями внутреннего сгорания.

Проблемой снижения выбросов ПГ, в том числе за счет снижения потребления углеводородного топлива и повышения энергоэффективности, серьезно озабочена [21] Международная морская организация (ИМО). В 2018 г. ИМО приняла первоначальную Стратегию по ограничению выбросов ПГ с судов, которая установила, например, такие цели, как снижение к 2050 г. выбросов ПГ от международного морского судоходства относительно 2008 г. не менее чем на 50 % и сокращение удельных выбросов диоксида углерода не менее чем на 40 % к 2030 г. и на 70 % к 2050 г.

Определенные действия по снижению выбросов ПГ, включающие внедрение мер по более эффективному использованию углеводородного топлива, предприняла [16] и Международная организация гражданской авиации (ИКАО). Ею была разработана и одобрена в 2016 г. Система компенсации и сокращения выбросов углерода для международной авиации (CORSIA). Данный механизм предусматривает дополнительные затраты (плату за выбросы) авиакомпаний при превышении выбросов CO₂ по сравнению с базовым уровнем 2019 г.

По экспертной оценке [22], размер годовой платы за вы-

бросы углекислого газа российскими компаниями, осуществляющими международные авиаперевозки (если такая плата по примеру ЕС будет введена для рейсов во все зарубежные страны), может составить 0,4 – 1 млрд долл. в зависимости от цены CO₂ на международном рынке (25–75 долл. за 1 т).

Дополнительные проблемы для российских компаний, в том числе оперирующих с углеводородным сырьем, могут возникнуть в дальнейшем из-за ужесточения контроля за операциями, в той или иной мере влияющими на масштабы выбросов ПГ. Усиление климатической повестки ведет к росту запроса на раскрытие бизнесом углеродной отчетности, который транслируется через настроения инвесторов, развитие добровольных инициатив, а также изменение соответствующего регулирования. Наблюдается [16] постоянное повышение требований к объему и качеству запрашиваемой информации, что отражается в изменении методических аспектов контроля.

Активно внедряют углеродную отчетность в собственную деятельность также и фондовые биржи в качестве одной из составляющих отчетности в области устойчивого развития и отчетности эмитентов.

Отсутствие или недостаточное наполнение углеродной отчетности может привести к снижению привлекательности российских компаний для инвесторов, а также стать поводом для использования против них торговых ограничений.

В условиях увеличения спроса на углеродную отчетность развиваются добровольные инициативы в этой сфере. Примером этого является международный проект по добровольному раскрытию углеродной отчетности (Carbon Disclosure Project – CDP), возникший в начале 2000-х гг. В 2020 г. CDP оценил [23] 6,8 тыс. компаний по уровню раскрываемости информации в области изменения климата. Число оцененных CDP компаний из России составило 63, т. е. около 0,9 % от общего количества. Ряд крупных российских нефтегазовых компаний получили при этом достаточно высокий рейтинг (табл. 2).

Участие российских нефтегазовых компаний в решении климатических проблем

Понимая, с какими проблемами им придется столкнуться

в будущем на мировой арене, практически все российские компании, в том числе компании нефтегазового сектора, разрабатывают и реализуют мероприятия и программы, направленные на декарбонизацию своей деятельности. В первую очередь, эти программы направлены на сокращение выбросов ПГ на всех этапах добычи, переработки, транспортировки и использования углеводородного сырья. Для нефтедобывающих компаний особенно актуальным является сокращение выбросов ПГ, являющихся компонентами попутного нефтяного газа (ПНГ), причем не путем его сжигания, а полезного использования. Примеры задач, которые ставят перед собой крупнейшие российские нефтегазовые компании, приведены в табл. 3.

Помимо этого, эти компании активно инвестируют в создание ВИЭ и их эксплуатацию. ПАО «НК «ЛУКОЙЛ» располагает в России четырьмя ГЭС общей мощностью 291 МВт. Компания владеет СЭС мощностью 10 МВт на своем НПЗ в Волгограде и планирует построить еще одну СЭС на заводе на 20 МВт, а также СЭС на 2,35 МВт в Краснодарском крае. Кроме того, ПАО «НК «ЛУКОЙЛ» владеет несколькими СЭС на НПЗ в Румынии и

Таблица 2
Рейтинг CDP «Изменение климата» ряда нефтегазовых российских компаний [23]

Компания	Рейтинг (от А до F)
ПАО «Газпром»	B
ПАО «Газпром нефть»	B
ПАО «НК «Роснефть»	C
ПАО «ЛУКОЙЛ»	C

Таблица 3

Инициативы российских нефтегазовых компаний в решении климатических проблем [16]

Компания	Поставленные задачи в снижении выбросов ПГ
ПАО «НОВАТЭК»	Снижение до 2030 г. уровня выбросов ПГ в добывающем сегменте на 6 % на ед. продукции и на 5 % на 1 т произведенного СПГ
ПАО «ЛУКОЙЛ»	Снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 5 % к 2021 г. (относительно 2018 г.). Участие в программе Zero Routine Flaring by 2030 для повышения полезного использования ПНГ (в рамках инициативы выполняются два проекта в Пермском крае и ХМАО, по которым ожидаемое сокращение выбросов ПГ составляет около 105 тыс. т CO ₂ -экв. к 2022 г.)
ПАО «Газпром»	Достижение к 2024 г. (относительно 2018 г.) снижения выбросов ПГ при транспортировке природного газа на 3,8 % и выбросов оксидов азота в атмосферный воздух при транспортировке природного газа на 5 %
ПАО «Газпром нефть»	Достижение уровня использования ПНГ в размере не менее 95 % к 2022 г. Поддержка основных положений и целей инициативы Zero Routine Flaring by 2030 по полному сокращению факельного сжигания ПНГ к 2030 г.
ПАО «НК «Роснефть»	Обеспечение объема "зеленых инвестиций" за 2018–2022 гг. в размере 300 млрд р. (7 % от ежегодных капитальных затрат). Сокращение выбросов ПГ в объеме свыше 8 млн т CO ₂ -экв. к 2022 г. и на 20 млн т CO ₂ -экв. к 2035 г. Снижение интенсивности выбросов ПГ в нефтегазодобыче на 30 % к 2035 г. и интенсивности выбросов метана до 0,25 % и ниже, а прекращение сжигания попутного нефтяного газа к 2035 г.
ПАО «Татнефть»	Достижение углеродной нейтральности к 2050 г. Снижение выбросов CO ₂ на 10 % к 2025 г. и на 20 % к 2030 г.

Болгарии, а также ВЭС мощностью 84 МВт в Румынии.

ПАО «Газпром нефть» построило СЭС мощностью 1 МВт на Омском НПЗ и рассматривает возможность строительства еще одной СЭС мощностью 20 МВт. В Ярославской области компания запустила автозаправочную станцию на солнечных батареях. В Ямало-Ненецком автономном округе ПАО «Газпром нефть» ведет опытно-промышленные испытания комбинированной ветро-сол-

нечной электростанции ЮРТА мощностью 47,5 кВт.

В Сербии, где ПАО «Газпром нефть» владеет НПЗ NIS, совместно с компанией MET оно реализует проект строительства ветропарка в Планиште, который предусматривает размещение 34 ВЭС мощностью 102 МВт.

ПАО «НК «Роснефть» использует ВЭС с интегрированными солнечными батареями на крупных месторождениях Краснодарского края. Компа-

ния также рассматривает возможность строительства ветропарков для гигантского нефтегазового проекта «Восток Ойл». В 2021 г. ПАО «НК «Роснефть» заключило соглашение с британской ВР, планируя оценить перспективы новых проектов с применением ВИЭ, технологий улавливания, утилизации и хранения CO₂.

ПАО «НК «НОВАТЭК» уже использует ВИЭ на базе солнечных панелей (до 2 кВт) и ветрогенераторов (до 3 кВт) для

управления крановыми узлами магистральных трубопроводов и кустовых площадок газоконденсатных месторождений. Компания рассматривает строительство ветропарка в пос. Сабетта на Ямале.

ПАО «Газпром», крупнейший собственник электростанций в России, располагает объектами ГЭС на подконтрольной ему ТГК-1. Компания использует ВЭС и СЭС на объектах добычи, магистрального транспорта газа и газораспределительных сетей, в частности в удаленных или изолированных районах. ПАО «Газпром» рассматривает варианты производства водорода, в том числе разработку инновационных технологий для производства водорода из метана без выбросов CO₂ и способов его транспортировки. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. В Росгидромете сообщили об ускорении климатических изменений в России. – РБК. – URL: <https://www.rbc.ru/society/13/04/2021/607518559a794756e6d0bf6b> (дата обращения 23.10.2021).
2. Вильфанд: В России случилось 574 опасных метеорологических явления / Комсомольская правда. – URL: <https://www.kp.ru/online/news/4389112/> (дата обращения 23.10.2021).
3. Olivier J.G.J., Peters J.A.H.W. Trends in Global CO₂ and Total Greenhouse Gas Emissions / PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, 21 December 2020. – URL: https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2020-trends-in-global-co2-and-total-greenhouse-gas-emissions-2020-report_4331.pdf (дата обращения 23.10.2021).
4. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990–2017 гг. / Росгидромет. – URL: <http://meteo.ru/events/102-raznoe/908-natsionalnyj-doklad-o-kadastre-antropogennykh-vybrosov-iz-istochnikov-i-absorbtsii-poglotitelyami-parnikovyykh-gazov> (дата обращения 23.10.2021).
5. Бюллетень о текущих тенденциях российской экономики. Аналитический центр при Правительстве РФ. – 2020. – Вып. № 66, октябрь. – URL: https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/BRE/_%D0%BE%D0%BA%D1%82%D1%8F%D0%B1%D1%80%D1%8C_web.pdf (дата обращения 23.10.2021).
6. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК 2006 г. Программа МГЭИК по национальным кадастрам парниковых газов, 2006, 28 с. – URL: https://www.un-gsp.org/sites/default/files/documentos/ghg_booklet_russian_final.pdf (дата обращения 23.10.2021).
7. Statistical Review of World Energy 2020 / BP. – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf/> (дата обращения 23.10.2021).
8. Национальный доклад Российской Федерации о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990–2019 гг. Подготовлен Институтом глобального климата и экологии имени акад. Ю. А. Израэля / Росгидромет. – URL: <http://meteo.ru/events/102-raznoe/908-natsionalnyj-doklad-o-kadastre-antropogennykh-vybrosov-iz-istochnikov-i-absorbtsii-poglotitelyami-parnikovyykh-gazov> (дата обращения 23.10.2021).
9. Климатическая повестка России: реагируя на международные вызовы. / Совместный доклад Центра стратегических разработок, Аналитического центра ТЭК РЭА Минэнерго России и Ситуационного центра. – Январь 2021. – 95 с.
10. Основные показатели охраны окружающей среды. Статистический бюллетень. – М.: Федеральная служба государственной статистики, 2021. – 110 с.
11. BP Statistical Review of World Energy. July 2021. Global energy demand and carbon emissions / BP. – URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (дата обращения 23.10.2021).
12. Spencer Dale. bp Statistical Review of World Energy Energy in 2020: the year of COVID / Официальный сайт ИМЭМО РАН. – URL: <https://www.imemo.ru/files/File/ru/events/2021/BP-2021.pdf> (дата обращения 23.10.2021).
13. Дубовик О. Л., Аверина К. Н. Значение Парижского соглашения для охраны климата: крупномасштабные планы и проблемы с их реализацией. // Международное право и международные организации. – 2018. – № 4. – С. 18–27.
14. Оганесян Т. Большая «зеленая» сделка ЕС. // Журнал об инновациях в России «Стимул». – URL: <https://stimul.online/articles/sreda/bolshaya-zelenaya-sdelka-es/> (дата обращения 23.10.2021).
15. Углеродный вызов российским экспортерам. / Официальный сайт компании Boston Consulting Group. – URL: <https://www.bcg.com/ru-ru/press/29july2020-carbon-challenge-to-russian-exporters> (дата обращения 23.10.2021).
16. Климатическая повестка России: реагируя на международные вызовы. / Совместный доклад Центра стратегических разработок, Аналитического центра ТЭК РЭА Минэнерго России и Ситуационного центра. Январь 2021 г. – 95 с.
17. The Lofoten Declaration / Официальный сайт Лофотенской декларации. – URL: <http://www.lofotendeclaration.org/> (дата обращения 23.10.2021).
18. The Production Gap: 2020 Special Report. – URL: <https://productiongap.org/2020report/> (дата обращения 23.10.2021).
19. Парижский процесс по мобильности и климату (History of the Paris Process on Mobility and Climate (PPMC)). – URL: <http://www.ppmc-transport.org/about/>
20. World Energy Outlook 2020 / International Energy Agency. – URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020> (дата обращения 23.10.2021).
21. 75-я сессия Комитета по защите морской среды IMO. // SeaNews от 24 ноября 2020 г.
22. Авиаационные выбросы некому принять // Коммерсант от 18.02.2019. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/3888324> (дата обращения 23.10.2021).
23. The A List 2020 / CDP. – URL: <https://www.cdp.net/en/companies/companies-scores/> (дата обращения 23.10.2021).

УДК 504.064:502.36

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СОРБЕНТОВ ИЗ НЕТКАНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ ТЯЖЕЛЫХ СОРТОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В ЗАМЕРЗАЮЩИХ АКВАТОРИЯХ

Я.Ю. Блиновская, профессор, д-р техн. наук

Политехнический институт Дальневосточного федерального университета;

В.З. Охоткина, генеральный директор, канд. геогр. наук

ООО «Экостарт».

E-mail: blinovskaya@hotmail.com

Ключевые слова: сорбенты; ликвидация разливов нефти; замерзающие акватории; оценка эффективности; нетканые материалы.

Аннотация. В условиях чрезвычайной ситуации важной задачей является не только оперативное использование средств реагирования, но и качество их работы. В статье рассмотрены результаты эксперимента по оценке эффективности сорбирующих препаратов, изготовленных из сыпучих и нетканых материалов, используемых для сбора тяжелых нефтепродуктов с морской поверхности в холодный период. Установлены различия между фактическими и техническими параметрами сорбентов.

Воздействие на окружающую среду в процессе производственной деятельности приобрело поистине катастрофические масштабы. Сегодня уже все сложнее найти место, где бы не чувствовалось в той или иной степени присутствие человека, что требует формирования экологически ориентированных подходов к реализации практически любой активности человека. Анализ влияния промышленности на окружающую среду и оценка ее состояния показали, что одним из наиболее сложных воздействий, часто с весьма отдаленными последствиями,

является нефтегазовая отрасль, производства и деятельность которой связаны с нефтью и нефтепродуктами. Разливы углеводородов при разведке, добыче и транспортировке происходят регулярно, несмотря на предпринимаемые меры безопасности. Особенно высока опасность при авариях в суровых природно-климатических условиях: Арктике, районах распространения многолетнемерзлых пород и других, где последствия для окружающей среды крайне губительны, непредсказуемы и грозят серьезной экологической катастрофой.

Сложно переоценить актуальность проблемы загрязнения окружающей среды углеводородами. При освоении нефтяных месторождений, транспортировке и переработке нефти возникают разнообразные конфликты, которые выражаются в загрязнении окружающей среды [1]. В последнее время наиболее резонансными стали разливы, произошедшие на объектах Норникеля и Славнефти, на р. Колве, под Новороссийском и других, и это только в 2021 г. (рис. 1).

Ни одна компания, несмотря на предпринимаемые



Рис. 1. Разлив нефти на р. Колве (Республика Коми) 14 мая 2021 г. [2]

меры безопасности, не застрахована от аварийных ситуаций. Реагирование должно быть оперативным и требует соответствующего инструментария. При этом важная роль принадлежит использованию превентивных мер, позволяющих обеспечить готовность к аварийной ситуации. К сожалению, несмотря на регламентируемые действующим законодательством требования, операторы и аварийно-спасательные формирования оказываются не готовыми к инциденту, что еще больше накаляет экологическую обстановку.

Обеспечение экологической ситуации требует системного подхода и сочетания нормативно-правовых, технических, технологических и иных подходов, позволяющих оптимизировать процесс реагирования

и снизить негативное воздействие на окружающую среду (рис. 2). К настоящему времени уже накоплен богатый опыт предотвращения и ликвидации разливов различных типов нефтепродуктов. Это нашло отражение и в международном праве, и разработке инновационных оборудования и материалов. Однако большинство технологий реагирования, особенно в холодный период, характеризуются недостаточной эффективностью, в частности при разливах тяжелых нефтепродуктов.

Это связано как с быстро изменяющимися физико-химическими свойствами нефти, которые также определяют особенности ее поведения при разливе и воздействие на окружающую среду, так и с динамичными условиями самой среды.

При освоении нефтяных месторождений, транспортировке и переработке нефти возникают разнообразные конфликты, которые выражаются в загрязнении окружающей среды.

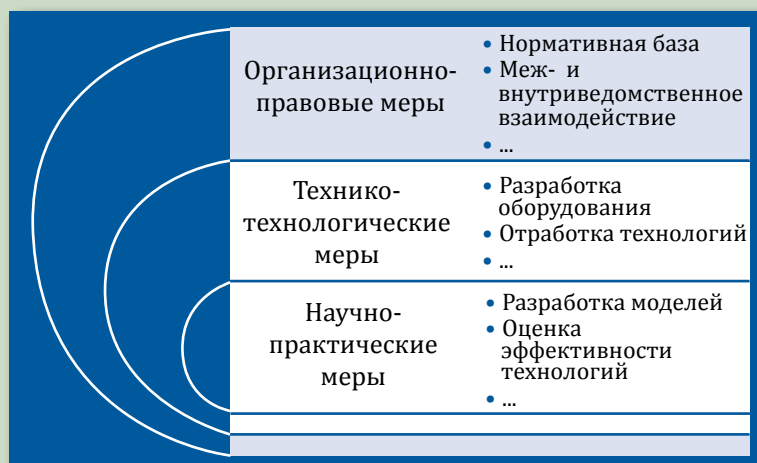


Рис. 2. Системный подход в решении проблемы разливов нефти

Среди множества технологических решений по борьбе с воздействием нефти на окружающую среду выделяется метод сорбции [3]. Современный рынок сорбентов характеризуется значительным разнообразием. К сожалению, универсальный подход, способный гарантированно ликвидировать нефть при разливе как

на акваториях, так и на суше, отсутствует. Эффективность используемых материалов зависит от большого числа факторов, среди которых условия окружающей среды (в первую очередь, температуры воды и воздуха), состояние нефти (в том числе длительность ее нахождения на открытом воздухе), наличие достаточного

количества материала и своевременность его применения и т. д.

Как показывает практика ликвидации аварий, наибольшей эффективностью отличаются сыпучие сорбенты с достаточно высокой нефтеемкостью, сочетающейся с гидрофобностью и экологичностью [4–6]. Проведенные эксперименты с разными группами сыпучих сорбентов позволили выделить цеолиты, терморасщепленный графит, торфяные сорбенты. Причем в большинстве случаев эксперименты, проводимые при оценке их эффективности для ликвидации тяжелых нефтей в морской среде, показали существенное различие между техническими характеристиками изготовителя и фактическими результатами (табл. 1).

Помимо промышленных сорбентов (СТРГ, Биоматрикс и др.), были рассмотрены отходы горнорудного производства с сорбирующими свойствами, для которых технические па-

Таблица 1

Сравнительные показатели технических характеристик сыпучих сорбентов (в соответствии с ТУ 214-10942238-03-95) [7]

Сорбент	Сорбционная емкость, сорбент/нефтепродукт, кг/кг				
	Технический паспорт	Фактические данные (морская вода)			
		Сорбент/Мазут		Сорбент/ДТ	
		15 °C	–1 °C	15 °C	–1 °C
СТРГ	1/50	1/35	1/18	1/55	1/35
НСТ	1/8	1/5	1/3	1/6	1/4
Лессорб	1/10	1/6	1/3	1/8	1/6
Биоматрикс	1/12	1/10	1/5	1/15	1/10
Забайкальский цеолит (крошка)	–	1/4	1/3	1/7	1/5
Древесные опилки	–	1/5	1/3	1/6	1/4

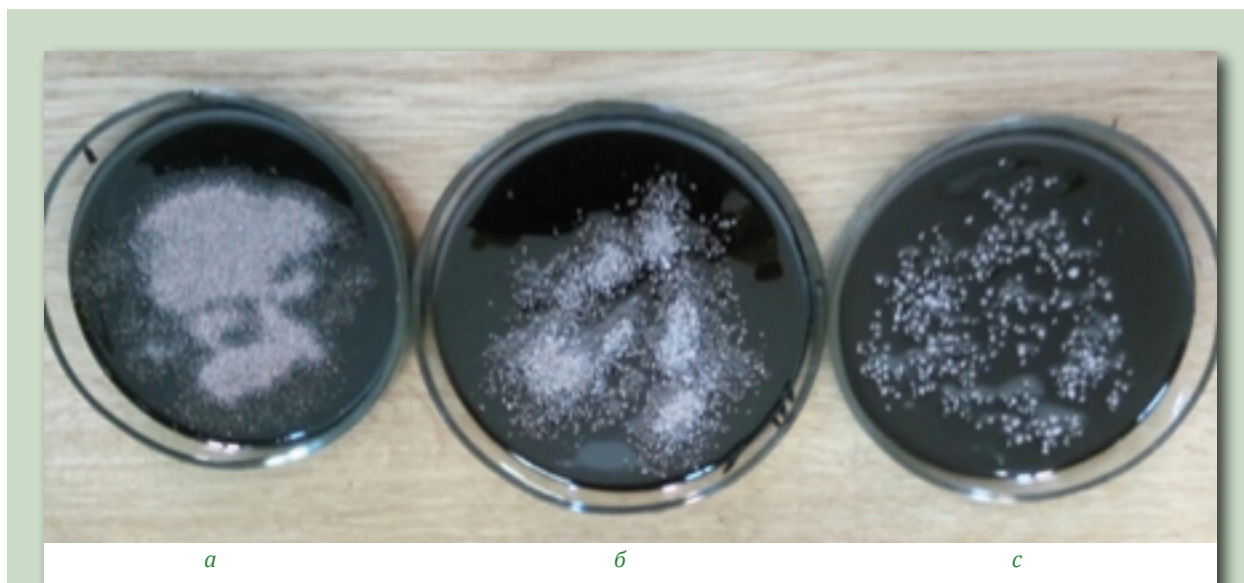


Рис. 3. Результаты лабораторного эксперимента по оценке эффективности цеолитов разных размерностей для сорбции мазута M_{100} : *а* – 0,5 мм; *б* – 1 мм; *в* – 2 мм

раметры не установлены: цеолиты (в эксперименте использовались цеолиты забайкальских Шивиртуйского и Талан-Гозагорского месторождений) (рис. 3). Также про-

ведены оценки для цеолитов иранского происхождения, которые показали идентичные результаты.

Но в условиях открытых акваторий сыпучие сорбенты

тоже показывают свою нестойкость. Уже при умеренном ветре наблюдается снос сорбента при обработке нефтяного пятна, неравномерное рассеивание материала, а

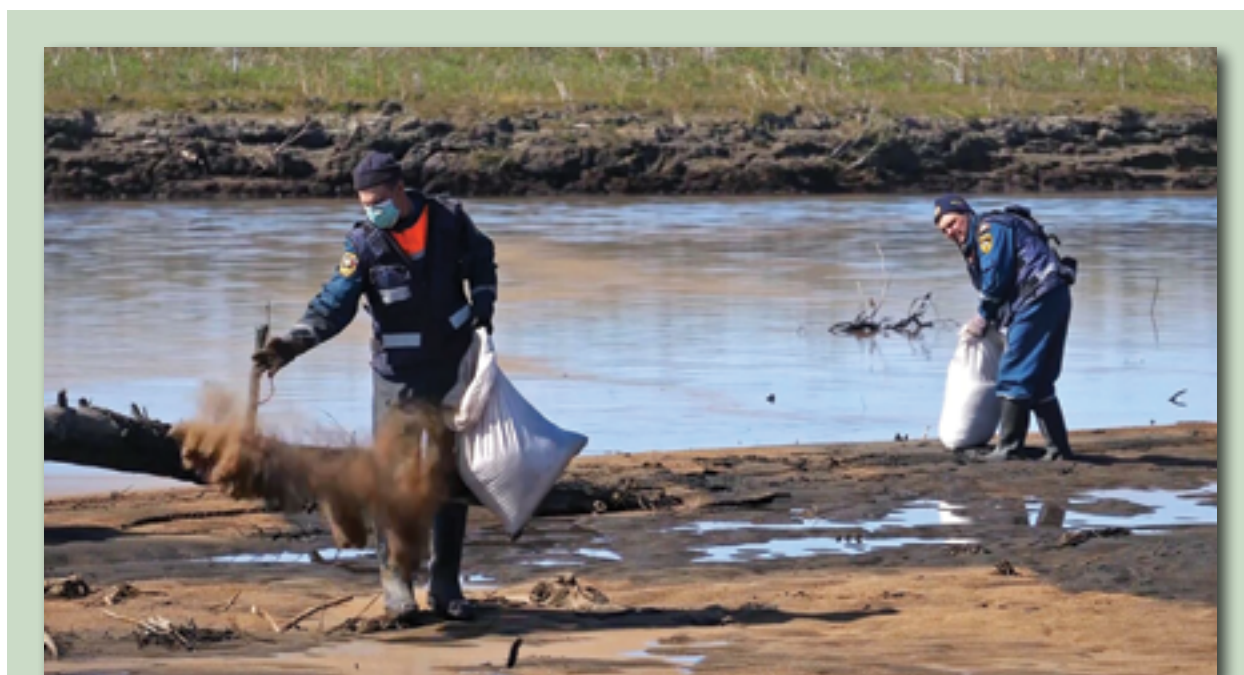


Рис. 4. Нанесение сыпучих сорбентов при ликвидации разлива в г. Норильске, 2020 г. [8]

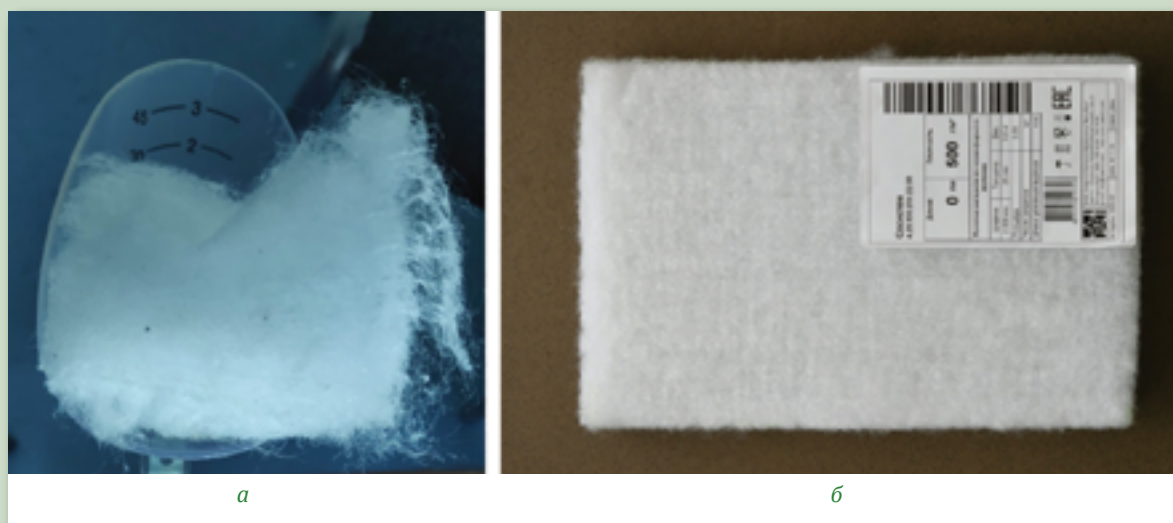


Рис. 5. Нетканые материалы семейства Sosystem (Россия): а – Sosystem®Файбер-3; б – Sosystem®3

значит, и существенное снижение эффективности (рис. 4). Также возникают трудности с их последующим сбором.

Такие ситуации часты, например, при проведении бункерных операций. В этих ус-

ловиях низкие результаты показывают и механические средства. Это обусловило необходимость поиска новых материалов и стратегий, позволяющих оптимизировать процедуру реагирования.

В этих условиях хорошие результаты показывают синтетические сорбенты на основе нетканых материалов. Их изготовлением занимаются различные производители. Формы выпуска могут быть разные



Рис. 6. Сменные кассеты на основе материала SoS (Вьетнам) в нефтеотстойниках

Таблица 2

Сорбционные характеристики нетканых материалов

Сорбат	М _с , г	М _{дс} , г	М _{пс} , г	М _{вд} , г	С, г/см ²	
					Паспорт	Факт
Sosystem®Файбер-3						
Мазут М ₁₀₀	1,5	77,1	31,5	28,3	0,08	0,28
Дизель	1,8	68,7	49,3	45,9	0,08	0,45
Эмульсия	1,7	70,5	46,8	43,3	0,08	0,43
Sosystem®3						
Мазут М ₁₀₀	1,7	54,4	35,4	32	0,27	0,32
Дизель	1,8	73	41,8	38,6	0,27	0,38
Эмульсия	2	72,1	44,5	40,6	0,27	0,40
SoS-1						
Мазут М ₁₀₀	1,5	43	28,6	25,7	0,47	0,25
Дизель	1,7	56,5	40,7	37,7	0,47	0,37
Эмульсия	1,9	54,8	38,8	35,7	0,47	0,35

Примечание. M_c – масса испытываемого сорбента; $M_{дс}$ – масса сорбента с нефтепродуктом до стекания; $M_{пс}$ – масса сорбента с нефтепродуктом после стекания; $M_{вд}$ – масса собранного нефтепродукта; С – сорбционная способность

ми: салфетки, рулоны, маты, боны. Но все эти материалы объединяют весьма высокая нефтеемкость, гидрофобность и возможность неоднократно использования. Еще одним преимуществом материалов является экологичность как в процессе производства, так и при утилизации. Наилучшую эффективность показали нетканые материалы семейства Sosystem (Россия) (рис. 5) и SoS (Вьетнам) (рис. 6).

Как и для сыпучих сорбентов, к основным свойствам, определяющим их эффективность, относятся нефтеемкость и влагоемкость. Стандартные методики оценки позволили установить эффективность выбранных материалов для поглощения разных нефтепро-

дуктов при низких температурах. Эксперименты проводили с морской водой температурой $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$ на открытом воздухе при температуре $-9\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В качестве сорбата использовали мазут марки M_{100} , дизельное топливо и эмульсию, содержащую 30 % мазута марки M_{100} , 30 % дизельного топлива, 40 % морской воды.

В период с 2018 по 2021 г. была проведена серия экспериментов (всего более 154) с российскими сорбентами Sosystem@Файбер-3, созданным на основе полиэфирного волокна, и Sosystem@3 – волокнистым синтетическим материалом, выполненным в виде полотна, сформированного в единую объемную гофрированную структуру из скреплен-

ных между собой гидрофобных полимерных волокон, а также с полотном SoS-1 производства Вьетнам (табл. 2).

Выводы

Как показывают экспериментальные данные, нетканые материалы отличаются высокой сорбционной способностью в условиях низких температур. При этом на поверхности остается от 10 до 30 % разлившегося нефтепродукта. Учитывая физико-химические свойства нефтепродукта и особенности окружающей среды – это хороший показатель.

Следует отметить, что при низких температурах тяжелые нефтепродукты, в частности

мазут марки М₁₀₀, становятся маломобильными, что приводит к снижению нефтеемкости сорбентов. Как видно из приведенных данных, для мазута была зафиксирована минимальная сорбционная способность.

Проводя эксперимент с плавающей, было отмечено, что через 24 ч после насыщения во всех случаях полотно оставалось на поверхности. При планировании процедуры сбора нефтеотходов, особенно в неблагоприятных навигационных условиях, это является важным аспектом.

Таким образом, результаты проведенных экспериментов показали, что при низких температурах практически для всех испытуемых образцов технические показатели эффективности существенно отличаются от фактических, при этом наилучшие значения имеет абсорбент СТРГ. Нетканые мате-

риалы также характеризуются высокими сорбционными показателями, что является основанием для расширения сферы их использования. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Аренс В.Ж., Гридин О.М. Проблемы нефтяных разливов и роль сорбентов в её решении // Нефть, газ и бизнес. – 2000. – № 5. – С. 27–30.
2. Полушина Ю. В Коми нефть достигла села Колва [Электронный ресурс] – URL: <https://7x7-journal.ru/articles/2021/05/13/v-komi-neft-dostigla-sela-kolva-zhiteli-sobralis-na-beregu-v-ozhidanii-vlastej-i-lukojladya-obyasnenij> (дата обращения 03.11.2021).
3. Особенности применения адсорбентов нефтепродуктов для ликвидации загрязнения на акватории / И.А. Мерициди, Е.А. Мазлова, Я.Ю. Блиновская, И.И. Мерициди // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2021. – № 2 (299). – С. 50–55.
4. Мерициди И.А., Шлапаков А.В. Критерии выбора нефтяного сорбента для локализации аварийных разливов нефти на поверхности водоёмов // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2007. – № 4. – С. 52–57.
5. Мерициди И.А., Шлапаков А.В., Мерициди Х.А. Операции по локализации разливов нефти на реках с использованием сорбентов // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2008. – № 2. – С. 48–52.
6. Техника и технология локализации и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов: Справочник /И.А. Мерициди, В.Н. Ивановский [и др.] – СПб.: НПО «Профессионал», 2008. – 819 с.
7. Каменщиков Ф.А., Богомольный Е.И. Удаление нефтепродуктов с водной поверхности и грунта. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 528 с.
8. «Норникелю» выдвинут дополнительные претензии о вреде природе – URL: <https://ria.ru/20210205/pornikel-1596185138.html> (дата обращения 03.11.2021).



МОСКОВСКИЕ
НЕФТЕГАЗОВЫЕ
КОНФЕРЕНЦИИ

ВСТРЕЧИ ЗАКАЗЧИКОВ И ПОДРЯДЧИКОВ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

НОВЫЕ ВСТРЕЧИ – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ!

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



17 ФЕВРАЛЯ
2022

ИНВЕСТЭНЕРГО

Инвестиционные проекты, модернизация и закупки в электроэнергетике

Обзор инвестиционных проектов и модернизация российской электроэнергетики, вопросы материально-технического обеспечения в отрасли, практика закупочной деятельности в крупнейших российских энергетических компаниях.
Награждение лучших поставщиков электроэнергетического оборудования
Презентация настенной карты инвестиционных проектов в электроэнергетике

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

ОБЩЕСТВЕННЫЕ ОБСУЖДЕНИЯ: ИТОГИ 2021 ГОДА

Е.Г. Серова

ООО «Красноярскагазпром нефтегазпроект»,

E-mail: e.serova@krskgazprom-ngp.ru

Организация и проведение общественных обсуждений с 2020 г. осуществляются преимущественно дистанционно в связи с распространением коронавирусной инфекции. Общественные слушания проводятся в формате видеоконференцсвязи, что позволяет принять участие в мероприятиях большему числу участников.

В 2021 г. ООО «Красноярскагазпром нефтегазпроект» организовало и провело общественные обсуждения для целого ряда организаций,

в их числе ООО «Газпром недра», ООО «Газпром инвест»; ООО «Газпромнефть-Заполярье», ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Ямбург» и ОАО «Ямал СПГ».

Начало года ознаменовалось проведением общественных обсуждений трёх проектов – «Обустройство Ен-Яхинского месторождения. ТЗРУ» в Пуровском районе ЯНАО, заказчиком которого является ООО «Газпромнефть-Заполярье», а также «Строительство разведочной скважины № 7 Ленинградского газоконденсатного место-



Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО), вид с вертолета



Село Сеяха, Ямальский район (ЯНАО)

рождения» и «Строительство поисково-оценочной скважины № 2 Скуратовской площади» в акватории Карского моря к западу от Ямальского района ЯНАО, заказчиком которых выступило ООО «Газпром недра».

Наиболее активным и насыщенным выдался второй квартал 2021 г. Совместно с заказчиком, ООО «Газпром недра», организованы и проведены общественные слушания проектной документации на строительство трёх разведочных скважин Тасийского участка Тамбейского нефтегазоконденсатного месторождения, целью разработки которых является разведка залежей углеводородов для изучения геологических и промысловых характеристик. Также для ознакомления и обсуждения общественности были представлены материалы по строительству трёх поисково-оценочных скважин Комсомольского месторождения, находящегося на территории Пуровского района ЯНАО, и трёх разведочных скважин Западно-Тамбейского участка Тамбейского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного на территории Ямальского района ЯНАО.

Для нужд ООО «Газпром добыча Надым» были проведены общественные обсуждения строительства трёх поисково-оценочных скважин Ямсовейского месторождения и двух разведочных скважин Бованенковского НГКМ.

Значительное число общественных обсуждений было организовано совместно с ООО «Газпромнефть-Заполярье». Слушания по объекту «Обустройство Песцового месторождения. Трубопровод ШФЛУ», проектируемому для транспортировки широкой фракции легких углеводородов, состоялись в Пуровском и Надымском районах ЯНАО, что обосновывается расположением объекта на территории двух муниципальных образований. Также в Надымском районе обсуждалась проектная документация проекта «Обустройство Песцового месторождения. Куст газовых скважин №16А-1».

Общественные обсуждения проектируемых объектов в рамках обустройства третьего Ачимовского участка Уренгойского месторождения вызвали живой интерес местных жителей. Было задано множество вопросов, на каждый из которых представители ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект» и ООО «Газпромнефть-Заполярье» дали подробные развернутые ответы.

Одним из наиболее активных районов, местных жителей которых волнует судьба родного края, является Тазовский район ЯНАО. Во время общественных обсуждений они активно задают вопросы, высказывают предложения и пожелания. Участие принимают в том числе жители, проживающие на межселенной территории и

ведущие кочевой образ жизни, невзирая на отсутствие доступа к сети Интернет. Представители кочевых племён поддерживают контакт с администрацией района и общественными организациями коренных малочисленных народов Севера, что позволяет им быть в курсе событий, а ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект» – учесть мнение представителей общественности.

В Тазовском районе в июне состоялись общественные слушания по проектной документации на строительство трёх разведочных скважин Ямбургской площади, целью которых является разведка залежей углеводородного сырья. В роли заказчика по данному объекту выступает ООО «Газпром добыча Ямбург». В общественных обсуждениях приняли участие более 360 человек, и большинство из них – местные жители.

Ещё одним объектом ООО «Газпром добыча Ямбург» является поисково-оценочная скважина № 262 Харвутинской площади, в отношении проектной документации на строительство этой скважины были проведены общественные слушания в Надымском районе ЯНАО. Общественность Надымского района, в том числе представители коренных малочисленных народов Севера, также проявила инициативу и заинтересованность в благополучии экологической обстановки окружающей среды.

В процесс организации общественных обсуждений, в частности в сроки и форму их проведения, внесло свои коррективы вступление в силу с 1 сентября 2021 г. Приказа Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 01.12.2020 г. № 999 «Об утверждении требований к материалам оценки воздействия на окружающую среду». Согласно положениям приказа, необходимо проводить оценку воздействия на окружающую среду (ОВОС) практически любой планируемой (намечаемой) хозяйственной и иной деятельности. Важной составляющей ОВОС являются сведения о проведении общественных обсуждений. В соответствии с новыми требованиями сроки проведения общественных обсуждений сократились почти в два раза. Также с вступлением в силу приказа информирование общественности о проведении общественных обсуждений осуществляется через официальные сайты государственных органов федерального, регионального и муниципального уровней. На федеральном уровне уведомление публикуется на сайте Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор), на региональном уровне – на сайте территориального органа Росприроднадзора и на сайте органа исполнительной власти, на муниципальном уровне – на сайте органа местного самоуправления. Данное нововведе-



Общественные слушания в с. Сеяха

ние позволяет увеличить охват аудитории и, как следствие, вовлеченность общественности в обсуждение проектируемых объектов.

Своего рода первопроходцами стали две разведочные скважины Ледового месторождения, расположенного в Баренцевом море, на расстоянии более 200 км к западу от архипелага Новая Земля. Совместно с ООО «Газпром недра» были организованы и проведены общественные обсуждения в форме опроса в Приморском муниципальном районе Архангельской области. Данный способ подразумевает заполнение опросного листа, где участники могут в свободной форме изложить свое мнение и пожелания, по результатам оформляется протокол общественных обсуждений.

В Ямальском районе ЯНАО по новым требованиям были организованы общественные обсуждения проектной документации «Строительство разведочной скважины № 177-Р на Южно-Тамбейском лицензионном участке в акватории Обской губы». Процедуру по этому объекту можно назвать исключением, так как общественные слушания состоялись единственный раз за 2021 г. очно. Мероприятие состоялось в с. Сеяха, куда представители ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект» и ОАО «Ямал СПГ» добирались на вертолете.

Подводя итоги 2021 г., можно с уверенностью сказать, что, несмотря на продолжающиеся ограничения, обусловленные коронавирусной инфекцией, граждане и представители общественных организаций продолжают принимать активное участие в обсуждениях проектов нефтегазовой отрасли, а формат дистанционного взаимодействия при проведении слушаний открывает новые возможности для большего числа заинтересованных лиц. ■

Губкинский университет – Центр инновационных компетенций

ПЛАН ПО ДОПОЛНИТЕЛЬНОМУ ПРОФЕССИОНАЛЬНОМУ ОБРАЗОВАНИЮ

руководителей и специалистов
топливно-энергетического комплекса

Центр инновационных компетенций (ЦИК) – структурное подразделение РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина оказывает образовательные услуги в области дополнительного профессионального образования руководителей и специалистов топливно-энергетического комплекса:

- повышение квалификации
- профессиональная переподготовка
- программы MBA (Мастер делового администрирования) и МРА (Специалист по государственному и муниципальному управлению)
- обучение по индивидуальным программам
- выездное обучение

План 2022 г. предусматривает возможность слушателям самостоятельно выбрать форму обучения:

- очная – в аудиториях ЦИК Губкинского университета
- дистанционная – в онлайн-формате на специализированной платформе Microsoft Teams с отрывом от производства

*Обращаем Ваше внимание, что Программы являются практико-ориентированными, предусматривают индивидуальную и групповую работу и включают активные методы обучения (практикумы, тренинги, кейсы, деловые игры и т.п.). Часть программ разработана с учетом **профессиональных стандартов**, утвержденных Министерством труда и социальной защиты Российской Федерации, что указано в аннотациях данных программ.*

В дополнение к представленным в Плане программам могут быть разработаны программы по актуальным для Вашей организации тематикам.

dpo.gubkin.ru
+7 (499) 507-88-00

Программы повышения квалификации

	Обзорные курсы для руководителей и специалистов, не имеющих профильного образования
	Поиск и разведка залежей углеводородов
	Бурение нефтяных и газовых скважин
	Разработка месторождений и добыча углеводородов
	Транспорт и хранение углеводородов
	Нефтепереработка, газохимия, водородная энергетика
	Проектирование и сооружение объектов нефтегазового комплекса
	Автоматизация технологических процессов, автоматизированные системы
	Информационные и коммуникационные технологии
	Электроэнергетика, теплоэнергетика
	Экология
	Промышленная безопасность и охрана труда
	Экономика и управление
	Логистика, трейдинг, материально-техническое обеспечение
	Право
	Комплексная безопасность топливно-энергетического комплекса

Программы профессиональной переподготовки

	Общепрофессиональные программы
	Поиск и разведка залежей углеводородов
	Бурение нефтяных и газовых скважин
	Разработка месторождений и добыча углеводородов
	Транспорт и хранение углеводородов
	Нефтепереработка, газохимия
	Проектирование и сооружение объектов нефтегазового комплекса
	Экология
	Промышленная безопасность и охрана труда
	Экономика и управление
	Программы MBA (Мастер делового администрирования)

Губкинский университет – Центр инновационных компетенций

Центр инновационных компетенций (ЦИК) – структурное подразделение РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина оказывает образовательные услуги в области дополнительного профессионального образования руководителей и специалистов топливно-энергетического комплекса:

Программы повышения квалификации по направлению «Экология»

УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ В ОБЛАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

24 акад. ч Дата: 7 – 9 июня

ЭКОЛОГИЯ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

40 акад. ч Дата: 25 – 29 апреля

СИСТЕМА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

40 акад. ч Дата: 3 – 7 октября

ПРАВОВЫЕ АСПЕКТЫ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ (курс под авторским руководством проф. Ю.В. Бабиной)

40 акад. ч Дата: 28 ноября – 2 декабря

УПРАВЛЕНИЕ ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИИ

40 акад. ч Дата: по факту набора группы

Программы профессиональной переподготовки по направлению «Экология»

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

250 акад. ч и более
по факту набора
группы

МОДУЛЬ 1 | ОСНОВЫ ЭКОЛОГИИ. МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ОБЪЕКТОВ
ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ИСТОЧНИКОВ ВОЗДЕЙСТВИЙ

МОДУЛЬ 2 | ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКОЛОГИЯ. ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МЕНЕДЖМЕНТ

МОДУЛЬ 3 | ЗАЩИТА ПОЧВ И ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ ОТ РАЗЛИВОВ НЕФТИ
И НЕФТЕПРОДУКТОВ. ИТОГОВАЯ АТТЕСТАЦИЯ

РАЗРАБОТКА, ВНЕДРЕНИЕ И АУДИТЫ СИСТЕМ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА

250 акад. ч и более
по факту набора
группы

МОДУЛЬ 1 | ВВЕДЕНИЕ В СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА

МОДУЛЬ 2 | КОРПОРАТИВНЫЕ ПРОГРАММЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО АУДИТА

МОДУЛЬ 3 | ИНСТРУМЕНТЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СЭМ.
ИТОГОВАЯ АТТЕСТАЦИЯ

dpo.gubkin.ru
+7 (499) 507-88-00

ПЕРЕЧЕНЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, ПРОВОДИМЫХ В ПЕРВОМ ПОЛУГОДИИ 2022 ГОДА

Мероприятие	Дата и место проведения	Организаторы, площадка
Февраль		
Международный арктический форум «Арктика – территория диалога» Международная конференция «Арктика: шельфовые проекты и устойчивое развитие регионов»	11–13 февраля Россия, г. Санкт-Петербург	Фонд Росконгресс https://forumarctica.ru
EGYPS 2022 Международная выставка и конференция	14–16 февраля Египет, г. Каир	Egypt International Exhibition Center https://www.egyps.com
IPTC 2022 Международная конференция и выставка новых технологий в нефтегазовой отрасли	21–23 февраля Саудовская Аравия, г. Дахран	https://2022.iptcnet.org
Oil & Gas World Expo 2022 Международная выставка и конференция	22–25 февраля Индия, г. Мумбаи	Bombay Convention & Exhibition Centre (BEC) https://chemtech-online.com/oil-gas-world-expo-2020/about-event/
Март		
Даунстрим Россия 2022 8-я ежегодная конференция и технические визиты	2–3 марта Россия, г. Астрахань	www.vostockcapital.com
Australasian Oil & Gas Expo 2022 Международная нефтегазовая выставка-конференция	2–4 марта Австралия, г. Перт	Perth Convention & Exhibition Centre Diversified Communications Australia https://aogexpo.com.au

Мероприятие	Дата и место проведения	Организаторы, площадка
СПГ Конгресс Россия 2022 Международный конгресс и выставка отрасли сжиженного природного газа	16–17 марта Россия, г. Москва	http://worldexpo.pro/lng-congress-russia+
НЕФТЕГАЗСНАБ-2022 XVI Конференция «Снабжение в нефтегазовом комплексе»	17 марта Россия, г. Москва	https://www.n-g-k.ru/
Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу 2022 Межрегиональная специализированная выставка	17–18 марта Россия, г. Новый Уренгой	Деловой центр «ЯМАЛ» ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис»
CIPPE 2022 22-я Китайская международная выставка нефтяных и нефтехимических технологий и оборудования	21–23 марта Китай, г. Пекин	China International Exhibition Center Shunyi New Venue
22-й Сибирский промышленно-инновационный форум «ПРОМТЕХЭКСПО»	22–23 марта Россия, г. Омск	https://exporu.all.biz/promtehekspo-sibirskij-promyshlenno-innovacionnyj-expo1022
Недра-2022 Всероссийский форум-выставка	30–31 марта Россия, г. Москва	Экспоцентр на Красной Пресне http://totalexpo.ru/expo
Апрель		
LNG 2022 St. Petersburg Международная конференция и выставка по сжиженному природному газу	4–8 апреля Россия, г. Санкт-Петербург	http://worldexpo.pro/lng-st-petersburg
ATYRAU OIL& GAS 2022 19-я северо-каспийская выставка технологий и оборудования нефтегазовой отрасли	6–8 апреля Казахстан, г. Атырау	https://exposale.net/ru/exhibition/global-oil-gas-atyrau
Нефтегаз 2022 21-я международная выставка оборудования и технологий для нефтяной и газовой промышленности Национальный нефтегазовый форум	18–21 апреля Россия, г. Москва	ЦВК «Экспоцентр» https://www.neftegaz-expo.ru/

Мероприятие	Дата и место проведения	Организаторы, площадка
IX Российский международный энергетический форум (РМЭФ) - 2022 Специализированная конференция	26–28 апреля Россия, г. Санкт-Петербург	КВЦ «ЭКСПОФОРУМ»
Май		
APPEA 2022 Международная выставка нефтегазовой промышленности	16–19 мая Австралия, г. Брисбен	Australian Petroleum Production & Exploration Association Australia https://www.appeaconference.com.au
«Нефть и Газ Узбекистана – OGU 2022» 24-я Международная выставка и конференция	18–20 мая Узбекистан, г. Ташкент	НБК «Узэкспоцентр» https://oilgas.uz/ru/index.php
«Освоение шельфа России и СНГ» Международная конференция	20 мая Россия, г. Москва	http://www.rpi-conferences.com/upstream-development
World Gas Conference 2022 28-я Всемирная газовая конференция (WGC - 2022)	23–27 мая Южная Корея, г. Тэгу	https://www.wgc2022.org/
«Нефть. Газ. Технологии 2022» Международный форум-выставка	24–27 мая Россия, г. Уфа	Уфа, ВК «ВДНХ-Экспо» http://gntexpo.ru
«НЕФТЕГАЗСТРОЙ» 2022 XI Конференция «Строительство в нефтегазовом комплексе»	26 мая Россия, г. Москва	https://www.n-g-k.ru
Июнь		
Caspian Oil & Gas 2022 – 27-я международная выставка «Нефть и газ Каспия»	1–3 июня Азербайджан, г. Баку	Caspian Event Organisers Baku Expo Centre https://caspianoilgas.az/ru-main/

Правила оформления статей

При оформлении статей просим соблюдать следующие правила.

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

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



**ООО «Красноярскгазпром нефтегазпроект» является
дочерним обществом АО «Газпром закупки».**

Приоритетной целью компании является проектирование современных и востребованных объектов, отвечающих принципам безопасности, экологичности, надёжности, рентабельности, эффективности и рациональности проектных решений с соблюдением интересов заказчика в соответствии со стратегией развития государства.

Основные направления деятельности компании:

- Проектирование обустройства месторождений
- Проектирование строительства скважин и авторский надзор
- Проектирование разработки месторождений
- Производственно-экологический мониторинг и контроль
- Кадастровые и землеустроительные работы
- Технический надзор
- Супервайзинг



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

www.krskgazprom-ngp.ru