ПРИЕМНЫЕ ТЕРМИНАЛЫ СПГ

СОКРАЩЕНИЕ ЭМИССИИ МЕТАНА НА ПХГ

МОРСКАЯ ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

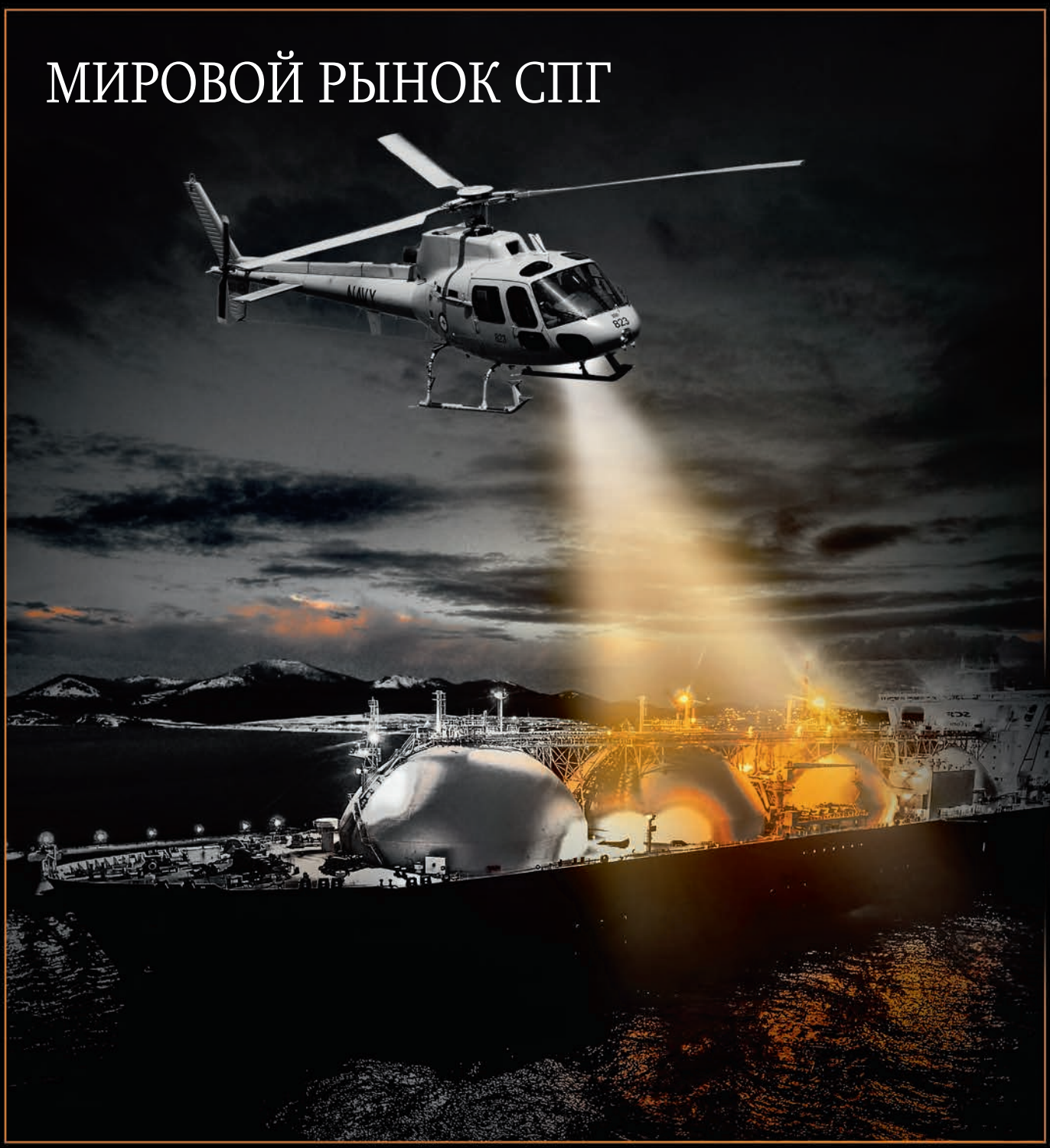
Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

2 [134] 2023

МИРОВОЙ РЫНОК СПГ



Входит в перечень ВАК

MISTRAL
HOTEL & SPA

День защитника Отечества уже давно стал общепризнанным и имеет свои традиции. Прекрасным подарком любимому мужчине будет отдых в M`Istra`l Hotel&SPA, расположенному на берегу Истринского водохранилища. Огромная территория, которая предполагает как активный отдых, так и неспешные прогулки. Для любителей адреналина – гонки на квадроциклах и снегоходах, для любителей тишины – зимняя рыбалка и беговая лыжная трасса.

После морозного дня вас ждет 25-метровый бассейн, вместительная термальная зона с саунами, русской парной, хаммамом и джакузи. Разнообразные процедуры и уходы СПА-специалистов расслабят тело, вернут легкость и радость жизни. Рестораны предлагают аутентичные блюда европейской и азиатской кухонь, в барах отличный выбор различных согревающих напитков, а утренние завтраки не оставят равнодушными даже самых искушенных гурманов.

Каждый мужчина высоко оценит выставку военно-морского флота, находящуюся на территории отеля, который проводит регулярные экскурсии для гостей, и сможет сфотографироваться с раритетными и современными экспонатами. Проверить свою меткость можно в тире со стрельбой из лука или пневматического оружия.

Вы можете не бояться хорошо отметить праздник, наша Велнес-клиника сможет подобрать для вас персональные оздоровительные программы или диет-меню.

После жгучих, морозных месяцев наступает время весны и одного из самых прекрасных праздников – 8 марта! Это, конечно же, любовь, романтика и наши самые очаровательные женщины. Что нужно прекрасным созданиям? Чувство и ощущение прекрасного. Прекрасные пейзажи, чистейший воздух, ощущение тепла, заботы и любви – это именно то, что вам предлагает M`Istra`l Hotel&SPA. Отдых в отеле поможет забыть о ежедневных заботах и рутине и поможет полностью восстановиться и перезагрузиться.

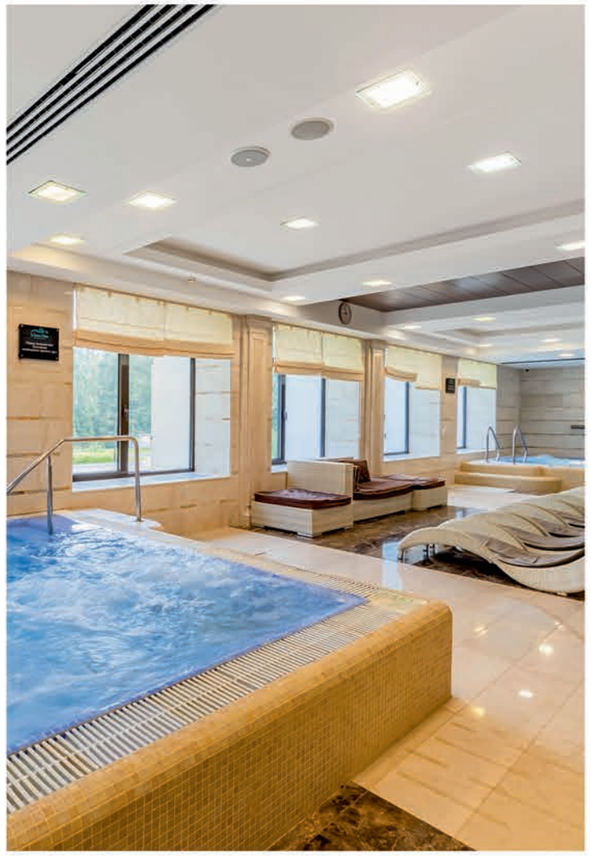
Большую часть отеля занимает СПА-комплекс, созданный для того, чтобы наши милые дамы могли получить максимум удовольствия и заботы о своем теле. Массажи, обертывания, аппаратные процедуры, бальнеотерапия, парикмахерские услуги, маникюр, педикюр, талассотерпия, омолаживающие косметологические процедуры, составление индивидуальных программ по детоксикации и омоложению, лимфотропная терапия, ВЛОК, Лаеннек, карбокситерапия и многое-многое другое доступно для всех желающих.

Интерьер отеля в золотистых тонах благородного мрамора и красного дерева располагает к неспешному и приятному времяпровождению в ресторанах и лобби баре с любимыми напитками и шикарными десертами, мимо которых невозможно пройти мимо.

В отеле работает команда анимации, которая сможет занять ребенка разнообразными программами, развлечениями и активностями, чтобы родители смогли полностью насладиться отдыхом.

В честь праздников всех наших гостей ждет непревзойденная душевная атмосфера, живая музыка, специальные меню, конкурсы и подарки!

+7 (495) 994-40-00
reservation@m-istra-l.ru
www.m-istra-l.ru



РЕКЛАМА

Новая технология сжижения природного газа

14

Увеличение извлечения жидких углеводородных компонентов

18

СОДЕРЖАНИЕ

Приемные терминалы СПГ нового поколения как один из ответов на тенденции развития газового рынка

26

ПХГ: анализ методов сокращения эмиссии метана

38

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Миттельшпиль 6

Таможня не дает добро 8

События 10

Первой строчкой 12

ГАЗОПОДГОТОВКА

Новая технология сжижения природного газа 14

Увеличение извлечения жидких углеводородных компонентов 18

Календарь событий 21

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Практика обследования переходов трубопроводов через естественные и искусственные преграды с применением технологии направленных ультразвуковых волн 22

Приемные терминалы СПГ нового поколения как один из ответов на тенденции развития газового рынка 26

Морская транспортировка газа с арктических месторождений. Перспективы развития 32

ПХГ: анализ методов сокращения эмиссии метана 38

Охлаждение газа. Изучение влияния геометрических характеристик на эффективность работы АВО на компрессорных станциях 46

Мировой рынок СПГ: структурные особенности и прогноз развития

50

Получение СПГ как метод утилизации ПНГ

70

Каталитическая очистка отходящих газов нефтепереработки и нефтехимии

76

ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

Электроразведочная аппаратура для бесконтактного измерения электрического поля

100

РЫНОК

Мировой рынок СПГ: структурные особенности и прогноз развития 50

Нефтегазовая отрасль в 2021–2022 гг. 62

ПЕРЕРАБОТКА

Получение СПГ как метод утилизации ПНГ 70

Каталитическая очистка отходящих газов нефтепереработки и нефтехимии 76

АРКТИКА

Грунтово-ледовые острова. Новые технологии для освоения ресурсов газа на шельфе Карского моря 84

НЕФТЕСЕРВИС

Строительство скважин в солянокупольных структурах. Актуальные проблемы 92

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Автоматизация прогноза добычи нефти и газа 96

Россия в заголовках 99

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Электроразведочная аппаратура для бесконтактного измерения электрического поля 100

Хронограф 103

Новости науки 104

Нефтегаз Life 106

Классификатор 108

Цитаты 112

ЭПОХИ НГК

106 лет назад

В 1917 году в США был получен первый СПГ.

83 года назад

В 1940 году началось строительство магистрального газопровода Дашава – Львов диаметром 300 мм и длиной 69 км.

82 года назад

В 1941 году в Кливленде (США) впервые налажено масштабное производство сжиженного природного газа.

77 лет назад

В 1946 году завершилось строительство первого в России крупного МГП Саратов – Москва протяженностью 843 км из труб диаметром 320 мм.

71 год назад

В 1952 году введен в эксплуатацию второй крупный МГ Дашава – Киев – Брянск – Москва протяженностью 1300 км из труб диаметром 500 мм.

64 года назад

В 1959 году осуществлена первая поставка СПГ из США в Великобританию на модифицированном танкере времен Второй мировой войны.

38 лет назад

В 1985 году началось освоение Ямбургского месторождения и строительство газопроводов Ямбург – Елец I, II, Ямбург – Западная граница, Ямбург – Тула I, II, Ямбург – Поволжье, СРТО – Урал.

14 лет назад

В 2009 году в п. Пригородное (проект «Сахалин-2») запущен первый в России завод по сжижению природного газа.

8 лет назад

В 2015 году спущен на воду контейнеровоз Isla Bella – первое грузовое судно, использующее СПГ в качестве основного вида топлива.

5 лет назад

В 2018 году круизный лайнер AIDAnova, совершил первый рейс, используя СПГ в качестве основного топлива.

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Анатолий Чижевский
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Анастасия Гончаренко
Анастасия Хасанова
Анна Шевченко

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

Ампилов Юрий Петрович
д.т.н., профессор, МГУ им. М.В. Ломоносова

Алюнов Александр Николаевич
к.т.н., ФГОБУ ВО «Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации»

Бажин Владимир Юрьевич
д.т.н., эксперт РАН, Санкт-Петербургский горный университет

Гриценко Александр Иванович
д.т.н., профессор, академик РАЕН

Гусев Юрий Павлович
к.т.н., профессор, ФГБОУ ВПО НИУ МЭИ

Данилов-Данильян Виктор Иванович
д.э.н., профессор, член-корреспондент РАН, Институт водных проблем РАН

Двойников Михаил Владимирович
д.т.н., профессор, Санкт-Петербургский горный университет

Еремин Николай Александрович
д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Илюхин Андрей Владимирович
д.т.н., профессор, Советник РААСН, Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет

Каневская Регина Дмитриевна
действительный член РАЕН, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Макаров Алексей Александрович
д.э.н., профессор, академик РАН, Институт энергетических исследований РАН

Мастепанов Алексей Михайлович
д.э.н., профессор, академик РАЕН, Институт энергетической стратегии

Панкратов Дмитрий Леонидович
д.т.н., профессор, Набережночелнинский институт

Половинкин Валерий Николаевич
научный руководитель ФГУП «Крыловский государственный научный центр», д.т.н., профессор, эксперт РАН

Салыгин Валерий Иванович
д.т.н., член-корреспондент РАН, профессор МИЭП МГИМО МИД РФ

Третьяк Александр Яковлевич
д.т.н, профессор, Южно-Российский государственный политехнический университет

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко
Галина Зуева
Виктория Мыларщикова
Евгений Короленко
pr@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 778-41-01

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Лозгачев

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

Деловой журнал Neftegaz.RU зарегистрирован федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия в 2007 году, свидетельство о регистрации ПИ №ФС77-46285

Адрес редакции:
123001, г. Москва, Благовещенский пер., д. 3, с.1
Тел.: +7 (495) 778-41-01
www.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.ru

Подписной индекс Урал Пресс 013265

Перепечатка материалов журнала Neftegaz.RU невозможна без письменного разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и правовые прогнозы, предоставленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004

РЕКЛАМА

Слушаем. Анализируем. Создаем.

ТПХ ТатПром Холдинг
ГРУППА КОМПАНИЙ

- Сервисная Компания ТатПром-Холдинг
- НЧТЗ
- ТатПром-Холдинг
- ПРОТЕК СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ
- ЗАВОД НЕФТЯНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Более 3000 скважино-операций в год

БОЛЕЕ 20 ЛЕТ ОПЫТ РАБОТ

Более 1000 человек работает в компании

Более 150 НИОКР в год

Наличие стенда V0 для испытаний в соответствии с ГОСТ ИСО 14310-2014 и INTI.M.100.4-2021

Совместно с заказчиком реализуем комплексные проекты по заканчиванию скажин для решения актуальных задач.

INTI API ISO 9001:2015

РОСНЕФТЬ TATNEFT СУРГУТНЕФТЕГАЗ ННК ЛУКОЙЛ ГАЗПРОМ НЕФТЬ НОВАТЭК ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

ГК «ТатПром-Холдинг», 121087, Россия, г. Москва, ул. Барклая, д. 6, стр. 3, тел.: +7 495 116-63-69

РОССИЯ
Главное

На 15 %

может снизиться объем производства на российских НПЗ в 2023 г.

В 5 раз

Индия увеличила закупки нефтепродуктов в ноябре 2022 г., Китай – в 3 раза

0,6 млн

из 1,2 млн барр. в сутки российских нефтепродуктов не найдет новых рынков сбыта из-за инфраструктурных ограничений

На 100 тыс.

барр. в сутки в 2023 году планируют увеличить поставки дизеля ОАЭ во Францию и Германию, Кувейт – на 50 тыс. барр.

МИТТЕЛЬШПИЛЬ

Анна Павлихина

МЭА заявило о падении нефтегазовых доходов России на 30 % (8 млрд долл.) по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. По мнению экспертов агентства, это стало результатом введения потолка цен. А 5 февраля вступило в силу эмбарго на российские нефтепродукты. Их предназначение, так же как и в случае с санкциями в отношении нефти, – снизить доходы российской казны и не допустить дефицита на рынке. Аналитики продолжают спорить о том, достигнут ли эти ограничения своей цели, на кого придется основной удар, а кто окажется в выигрыше.

В ожидании скачка цен на энергоносители зарубежные издания прогнозируют факторы, формирующие эту неблагоприятную для потребителей ситуацию. Haber7 предостерегает о скором уменьшении предложения на мировом рынке, в частности из-за того, что не менее 15 американских НПЗ будут остановлены на техобслуживание и в течение трех месяцев прекратят выпуск продукции, что сократит общее производство на 1,4 млн барр. Bloomberg сообщает, что штаты на восточном побережье Америки столкнулись с минимальными запасами бензина и дизельного топлива, вызвавшими повышение цен. Time пишет о подорожании дизтоплива, подстегивающем инфляцию, которая лишает потребителей покупательской способности и замедляет экономику. В результате снизившегося предложения страны Европы будут конкурировать с другими импортерами, что также обернется давлением на цены.

Все эти факторы могут оказать, скорее, временное влияние, пока рынок не привыкнет к новым условиям. Оптимистичный русский фольклор напоминает, что «Свято место пусто не бывает». Чрезвычайно зависящий от импорта европейский рынок не будет долго пустовать. Ежегодно в страны ЕС судами доставлялось 500 млн барр. дизеля, половина – из российских портов. Теперь из-за эмбарго придется найти альтернативу российским поставкам дизеля на 600 тыс. барр. в сутки.

На место России на этом рынке претендовали многие страны, и теперь их позиции существенно укрепятся. Предвидя переформирование глобальных энергетических потоков, страны Ближнего Востока и Азии начали наращивать перерабатывающие мощности.

Так, Кувейт и Саудовская Аравия планируют запустить крупные НПЗ к концу этого года, а к концу 2024 года – Оман. В марте должен заработать иракский НПЗ в Кербеле, во втором квартале – кувейтский завод в Аль-Зуре (мощность 615 тыс. барр. в сутки).

Не дожидаясь новых запусков, Германия заключила соглашения о поставках с национальной нефтяной компанией ОАЭ. Соединенные Штаты за последние месяцы увеличили экспорт дизельного топлива из Китая. Пока потребление на внутреннем рынке КНР не восстановилось, страна может импортировать до 600 тыс. барр. в день.

Продукция новых заводов на востоке насытит рынок. Эти поставки увеличивают логистическое плечо, что, вероятно, приведет к подорожанию дизтоплива. Кроме того, спрос на внутреннем рынке Китая будет восстанавливаться и его экспортные возможности существенно сократятся, что неизбежно приведет к повышению цены на мировом рынке.

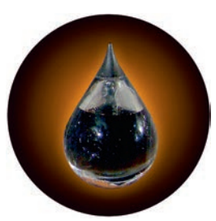
Несколько сгладят ситуацию поставки из Индии и Турции. Эти страны могут поставлять на внутренний рынок российский дизель, а на экспорт направлять продукты переработки с собственных заводов.

По данным Bloomberg, Индия существенно увеличила поставки бензина и дизельного топлива в США за счет дешевой нефти из РФ, в январе они составили 40 % от общего импорта – это максимум за четыре года.

Впрочем, США также наращивают объемы переработки (компания Exxon в январе начала работы по расширению мощностей НПЗ в Бомонте) и добычи (согласно прогнозам МЭА, она увеличится на 1 млн барр. в сутки). Увеличение добычи ориентировано в основном на Китай, где при условии восстановления спроса будет нехватка в 1,9 млн барр. в сутки. Интересно, что при таком прогнозе Россия может сократить добычу нефти в 2023 г. на 1 млн барр.

Подводя итог отметим, что, сократив поставки из России (с 50 до 27 %), Европа ищет новых поставщиков и готовится к тому, что придется платить больше. Россия ищет новых покупателей и готовится к тому, что доход будет меньше. Это будет сложнее, чем с нефтью, во-первых, спрос на импортные нефтепродукты в Азии ниже, чем на сырье, во-вторых, транспортировка нефтепродуктов осложняется недостаточным количеством специальных танкеров. Это значит, что России придется сократить не только добычу нефти, но и ее переработку. В свою очередь, выведенные с рынка объемы российских нефтепродуктов создадут дефицит и повлияют на цены. Как справедливо отмечает издание The Economist, искать замену российским нефтепродуктам европейцам придется на азиатских рынках, где их, скорее всего, будут производить из российской нефти.

Так что, да, эмбарго, вероятно, сработает, но против всех. ●



ТАМОЖНЯ НЕ ДАЕТ ДОБРО

Правительство разъяснило порядок реализации указа президента о контрпотолке цен на нефть и нефтепродукты

Елена Алифирова

В декабре прошлого года был введен потолок цен на поставляемую морем российскую нефть и введен запрета на страхование судов и торговое финансирование, связанное с этими перевозками за исключением случаев, когда цена на нефть ниже или равна установленной.

В ответ на это указом президента России устанавливается запрет на поставки российских нефти и нефтепродуктов иностранным юридическим и физическим лицам, если в контрактах на эти поставки прямо или косвенно предусматривается использование механизма потолка цен. При этом запрет применяется на всех этапах поставок до конечного покупателя. Экспортеров обязали не допускать в контрактах на поставку нефти и нефтепродуктов иностранным покупателям (в т.ч. комиссионерам или трейдерам) положений о применении механизма потолка цен и самостоятельно обеспечивать мониторинг его неприменения. В случае выявления таких фактов экспортеры обязаны в течение 5 рабочих дней направлять сведения в таможенный орган, где был задекларирован товар и в Минэнерго РФ, в течение 30 календарных дней принять меры по устранению нарушения, по истечении этого срока в течение 5 рабочих дней направить в таможенный орган уведомление об устранении или о невозможности устранения нарушения указа.

При таможенном декларировании товаров экспортеры обязаны представлять контракт на поставку товаров, в соответствии с которым определяется цена, и заявление декларанта, подтверждающее отсутствие в контракте положений потолка цен, а в Минэнерго РФ – документы и информацию для целей мониторинга.

Таможенные органы осуществляют проверку документов и в случае выявления использования механизма потолка цен принимают меры по запрету вывоза товаров до устранения нарушений, а также выносят решение об отказе в выпуске товаров. Эта информация направляется в РЖД и Транснефть для принятия мер, направленных на то, чтобы такие товары не могли быть вывезены. Данные об отказе в вывозе нефти и нефтепродуктов Федеральная таможенная служба будет направлять в Минэнерго РФ, которому до 1 марта 2023 г. поручено утвердить порядок мониторинга цен на российскую нефть, поставляемую на экспорт.

Рейтинги Neftegaz.RU

Каких действий ожидать от участников рынка и как скажется на импортерах и экспортерах эмбарго на российские нефтепродукты?

К чему приведет эмбарго ЕС на поставки российских нефтепродуктов?

18%
Цена на дизельное топливо заложена в стоимость почти всех товаров, а значит, вырастут и цены на эти товары, что подстегнет инфляцию

19%
Россия приостановит поставки

21%
Влияние на европейских потребителей будет несущественным, т.к. Европа уже более чем в два раза сократила зависимость от российских нефтепродуктов

12%
Выиграют американские компании, с начала 2022 г. они увеличили поставки дизеля с 34 тысяч до 237 тысяч баррелей в день

16%
Потоки нефтепродуктов перераспределятся: Европа найдет новых поставщиков, Россия – новых покупателей

14%
К концу 2023 г. Кувейт и Саудовская Аравия, а в 2024 году – Оман, планируют запустить крупные НПЗ, это восполнит дефицит нефтепродуктов

Учитывая разрастающийся тренд перехода на ВИЭ, добывающие компании могут столкнуться с недостаточным интересом со стороны инвесторов. В прогнозе BP Energy Outlook 2023 обосновывается необходимость вложений в добывающую промышленность

Будут ли инвесторы заинтересованы в долгосрочных вложениях в добычу нефти и газа?

16%
Да, спрос на углеводороды в течение следующих 30 лет не уменьшится

17%
Нет, доля ВИЭ в мировом энергобалансе растет с каждым годом

23%
Да, недавний дефицит энергии и рост цен подчеркивают необходимость инвестировать в отрасль

20%
Нет, спрос на нефть падает, месторождения истощаются

24%
Необходим упорядоченный переход от углеводородов, до 2035 г. нефть останется важной частью мировой энергосистемы

3–6 ОКТЯБРЯ 2023

GF

XII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

РЕКЛАМА

САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ В НАШЕМ TELEGRAM-КАНАЛЕ
@GASFORUMSPB

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2273, 2626)
GF@EXPOFORUM.RU
18+
GAS-FORUM.RU

Обвал рынка акций
Выборы президента
Газовые войны
Запуск нового производства
Северный поток
Слияние капиталов
Новый глава Роснефти
Цены на нефть

Добыча на Гронингене прекратится не позднее 2024 г.

Правительство Нидерландов планирует прекратить добычу газа на крупнейшем в Западной Европе месторождении не позднее октября 2024 г. Представители министерства экономики и политики в области климата королевства сообщили, что наиболее предпочтительным сценарием для нидерландских властей является закрытие Гронингена уже в этом году, но энергетический кризис в Европе заставляет продлить его эксплуатацию до октября 2024 г. Избежать дефицита газа после закрытия Гронингенского месторождения Нидерландам поможет газ из Норвегии, Катара и США, договоры на поставки которого уже заключены, кроме того, голландское правительство намерено принять стимулирующие меры для привлечения компаний к разработке новых газовых месторождений в Северном море, а также планируется построить две АЭС к 2035 г.

В правительстве РФ подписан пакет соглашений о сотрудничестве с крупнейшими компаниями по развитию высокотехнологичных направлений. К 2024 г. в России будет выпущено не менее 25 тыс. электромобилей и открыто более 9 тыс. зарядных станций

В России появятся независимые ценовые индикаторы

Минэкономразвития совместно с отраслевыми ведомствами прорабатывает вопрос перехода на независимые российские источники информации о стоимости нефти вместо используемых сейчас данных международного ценового агентства Argus, планируя создать комплексную систему национальных ценовых индикаторов. С ноября 2022 г. Argus изменило методику оценки стоимости российской нефти сорта Urals из-за перенаправления ее поставок из Европы в другие регионы. Раньше котировки Urals рассчитывали на основе данных спотовых торгов на базисе CIF (включает стоимость фрахта и страхование) в портах на северо-западе Европы и в Средиземноморье, теперь цена основывается на базисе поставки FOB (стоимость нефти до погрузки без учета затрат на перевозку и страхование) в российских портах, а ее стоимость на базисе CIF рассчитывается с учетом затрат на страхование и транспортировку до портов в Европе. Подход к формированию котировки изменился из-за введения эмбарго с 5 декабря 2022 г. Российские ведомства продолжают использовать данные о стоимости Urals на базисе CIF на основе данных Argus, рассчитываемых уже по новой методике.

В Европе будут хранить водород под землей

Компании Gravitricity, специализирующаяся на технологиях хранения энергии, подписала меморандум о взаимопонимании с инженерно-строительной VSL Systems UK о разработке проекта подземного хранилища водорода FlexiStore. Это подземная шахта диаметром 6 м и глубиной 365 м, изнутри облицованная сталью. В такой шахте может единовременно храниться 100 т водорода под давлением 220 бар. Такого объема достаточно для заправки свыше 1000 грузовых автомобилей и снабжения парка из 500 водородных автобусов в течение недели. FlexiStore спроектировано под проекты производства зеленого водорода. По оценке Gravitricity, одно такое хранилище сможет обеспечивать работу электролизной установки, совмещенной с ветряной электростанцией мощностью 460 МВт для производства водорода. Такое ПХГ позволит создать систему хранения водорода, более емкую и безопасную, чем наземное хранилище, а также более гибкую, чем соляные каверны. Хранилища такого типа не зависят от геологических условий и могут быть созданы как вблизи мест производства экологически чистого водорода, так и рядом с потенциальными потребителями.

Компания Crogga Limited заключила контракт на бурение оценочной скважины на газовом месторождении Crogga. Это будет первая скважина, пробуренная под юрисдикцией острова. В случае успешного освоения Crogga станет одним из крупнейших месторождений в бассейне Восточно-Ирландского моря, а о. Мэн получит энергонезависимость к 2026 г.

Вторая ветка ВСТО
Богучанская ГЭС запущена
Продажа квот
Дошли руки до Арктики
Южный поток
Цены на газ
Северный поток достроили

Япония просубсидирует ТЭС на СПГ

Правительство Японии приняло решение с 2023 финансового года оказывать материальную поддержку энергетическим компаниям, которые решили строить новые ТЭС на СПГ. Им будут предоставляться субсидии в течение 20 лет с целью повышения доходности, так правительство намерено обеспечить к 2025 финансовому году дополнительное строительство ТЭС на СПГ суммарной мощностью 6 млн кВт, что должно способствовать снижению доли ТЭС на угле и нефтепродуктах в общем энергетическом балансе с 38 до 11% в 2030 г., а в дальнейшем – отказу от них. Также власти будут выводить из строя выработавшие свой ресурс ТЭС на СПГ, поскольку они тоже выбрасывают CO_2, хотя и в меньших объемах. В 2021 г. на них приходилось более 34%, к 2030 г. их долю предполагается понизить до 20%. Параллельно будет увеличена выработка электроэнергии на АЭС и станциях, которые используют ВИЭ.

Россия и Туркменистан обсудили партнерство в ТЭК

На прошедшем в январе российско-туркменском бизнес-форуме. М. Мишустин отметил, что объем товарооборота между странами составляет 2 млрд долл. и имеет потенциал для увеличения, не только за счет наращивания товаропотоков, но и за счет создания совместных производств. В Туркменистане активно работают Татнефть и Газпром, идет работа над проектом по привлечению Силовых машин к модернизации Марыйской ГЭС и ТЭЦ в г. Туркменбаши. Рассматривается возможность строительства морских судов торгового назначения на заводе Балкан. Туркменистан готов рассмотреть предложения о размещении заказов на строительство судов для торгового флота на российских верфях. На рабочей встрече вице-премьер РФ А. Новак и зампред кабмина Туркменистана Ш. Абдрахманов обсудили двустороннее взаимодействие в нефтегазовой сфере, электроэнергетике, в области ВИЭ и мирного атома. Также обсуждалось взаимодействие в области поставок нефти и газа, сохранения экологической безопасности в Каспийском море, строительства газовой инфраструктуры, в частности ПХГ.

В 2024 г. начнутся работы по переоборудованию четырех научно-исследовательских судов Росгеологии под морской туризм. Росгеология использует свои научно-исследовательские суда в том числе для геологоразведки на шельфе

Италия заместит российский газ африканским

Италия планирует строительство нового трубопровода из Алжира и разработку двух шельфовых месторождений газа в Ливии. Eni активизировала свою работу на африканском направлении в апреле 2022 г., когда власти Италии поставили задачу по замещению российского газа. Ключевым партнером Eni в Африке является Алжир, газ которого поставляется в Италию по МГП TransMed и в виде СПГ. В апреле 2022 г. Eni и Sonatrach подписали соглашение об увеличении трубопроводных поставок.

Кроме того, Eni и NOC планируют подписать соглашение о разработке двух газовых месторождений на шельфе Средиземного моря. Ожидаемый объем добычи – 8,7 млрд м^3 в год. У компаний уже есть СП Mellitah Oil & Gas, добывающее газ в Ливии на месторождениях Wafa и Bahr Essalam, поступающий в Италию по МГП Green Stream. До 2025 г. Италия планирует нарастить импорт газа до уровня в 50–70 млрд м^3 в год, чтобы стать энергетическим хабом для континентальной Европы. Помимо поставок трубопроводного газа из Алжира и Ливии, Италия намерена увеличить поставки из Азербайджана. Для приема дополнительных объемов СПГ планируется увеличить число регазификационных терминалов с трех до семи.

Wintershall Dea покидает Россию. Компания участвует в трех добычных СП с Газпромом: разработка Южно-Русского НГКМ – СП Севернефтегазпром, Wintershall Dea и OMV, обустройство и разработка участка 1А Уренгойского НГКМ – Ачимгаз, и участков 4А и 5А Уренгойского НГКМ – Ачим Девелопмент. Также Wintershall Dea является акционером Nord Stream AG и инвестором проекта МГП Северный поток-2

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

До **70 %**

довести долю отечественного софта в энергетике планирует российское правительство к 2024 г.

12 контрактов

в сфере углеводородов расторгло Минэнерго Казахстана

В **1,5** раза

выросла добыча нефти на Хайнане в 2022 г.,

добыча газа выросла в **3,9 раза**, до **3,15 млрд м³**

8810

(37,9971 %)

обыкновенных именных акций Самаранефтегеофизики, принадлежащей Росгеологии, получит компания РН-Трейд, входящая в Роснефть

Более **2,4** млн руб.

вложит компания Арктическая перевалка в проект морского перегрузочного комплекса в Мурманской области

4 новых ядерных реактора

мощностью **2 тыс. МВт** намерена ввести в эксплуатацию Болгария до 2045 г.

1,5 млн т

товарного бензина произвел Сызранский НПЗ в 2022 г.,

что на **15 %** превышает прошлогодний показатель

На **0,6 %**

нарастила добычу жидких углеводородов Норвегия в декабре 2022 г.

На **8,2 %**

Китай увеличил импорт нефти из России в 2022 г.,

СПГ – на **43,9 %**

На **3,2 %**

компания Petrobras, сократив добычу, превысила план 2022 года, составлявший 2,6 млн б.н.э. в сутки

209 млн руб.

планирует направить на модернизацию дымовых труб Новосибирской ТЭЦ-4 и Барабинской ТЭЦ Сибирская генерирующая компания в 2023 г.

4,5 млрд евро

сэкономили жители Испании благодаря мерам по сдерживанию цен на энергоносители

Японские компании на **80 %**

поднимут стоимость страхования перевозок СПГ из России

500 млн злотых

вложит польская Orlen в строительство в Гданьске разгрузочного терминала для масел и топлива

10 микроГЭС мощностью **197 МВт**

планируется ввести в эксплуатацию в Узбекистане в 2023 г.,

благодаря чему можно экономить **200 млн м³** газа в год

282 %

составил коэффициент восполнения запасов НОВАТЭКа по сравнению с **107 %** годом ранее

Прирост запасов жидких углеводородов в России в 2023 г. ожидается на уровне

550 млн т

газа – на уровне **650 млрд м³**

На **2,8 %**

НОВАТЭК увеличил добычу газа в 2022 г. по сравнению с прошлым годом, добыча жидких углеводородов сократилась

на **2,9 %**

400 млрд м³

достиг объем накопленной добычи ПНГ на Самотлорском месторождении

На **28 %**

или на 2,5 трлн руб., выросли доходы российского бюджета от нефтегазовой отрасли в 2022 г.

НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ сжижения природного газа

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕИМУЩЕСТВАХ ТЕХНОЛОГИИ СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

IN PAPER DRIVE THE INFORMATIONS ABOUT THE ADVANTAGES OF NEW TECHNOLOGIES' OF LIQUIDATION OF NATURAL GASES

УДК 665.725

Ключевые слова: *сжиженный природный газ (СПГ), жидкий азот (ЖА), жидкий воздух (ЖВ), приёмный терминал (ПТ), преимущества.*

Гусейнов Чингиз Саибович
ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Российской академии наук», д.т.н., профессор

Фёдорова Елена Борисовна
заведующая кафедрой оборудования нефтегазопереработки, ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», д.т.н.

Кульпин Дмитрий Леонидович
научный сотрудник, Лаборатория нефтегазовой механики и физико-химии пласта, ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Российской академии наук»

Левдик Всеволод Николаевич
студент магистратуры ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»

Сжиженный природный газ (СПГ) – газ, переведенный в жидкое состояние при его охлаждении ниже критических температур (т.е. минус 163 0С), сокращается в объеме в 600 раз, что дает возможность его хранения в теплоизолированных емкостях с последующей их транспортировкой специальными судами-метановозами или по железной дороге, или же автоцистернами в любую часть мира. Именно в этом и состоит его преимущество, заключающееся в части неограниченности его транспортируемости; однако это преимущество существенно снижается из-за более высокой стоимости его получения, в особенности в части повышения энергозатрат, осуществляемых при традиционном способе его получения с применением многокомпонентных газовых смесей [1], в связи с чем и была предложена новая, более дешевая технология сжижения природного газа с использованием преобразованного в жидкость воздуха (повсеместно доступного рабочего хладагента). Более того, все традиционные технологии практически рассчитаны на их использование на поверхности, т.е. в атмосферных условиях, и рассчитаны на большую занимаемую территорию (не менее гектара); последнее обстоятельство совершенно не подходит для их использования в ограниченных объемах подводного замкнутого пространства, не говоря уже о значительном энергопотреблении.

Современные способы производства СПГ основаны на его охлаждении многосмесевыми газовыми хладагентами, получение которых, в свою очередь, довольно существенно различаются между собой технологическими процессами и набором применяемых способов их получения [1]; среди них наибольшее распространение получили технологии компаний Air Products and Chemical, Conoco Philips, Linde, Shell и Liquefin, каждая из которых использует три последовательно развивающиеся группы проектно- конструкторских решений: в первой используют холодильные циклы с чистыми хладагентами, во второй – со смесевыми хладагентами, а в третьей, наконец, используются сложные многокомпонентные смеси углеводородных хладагентов, получение которых, в свою очередь, осуществляется с помощью дополнительного набора оборудования и многократных энергетических затрат.

> Новая технология реализуется посредством сжижения природного газа в противоточном пластинчатом теплообменнике, а сам процесс основан на противопоставлении температур природного газа – до минус 163 °С и жидкого воздуха – до минус 196 °С

В отличие от традиционных способов сжижения природного газа (ПГ), нами предложен новый, чрезвычайно простой и менее энергозатратный способ его сжижения в противотоке с жидким воздухом. Такое решение логически опирается на возможность сжижения ПГ в противоточном пластинчатом теплообменнике и основано на противопоставлении температур сжижения этих сред: ПГ – минус 163 °С, а жидкий воздух – минус 196 °С. В результате реализации такого противотока на одном конце противоточного теплообменника будет вытекать СПГ, а на противоположном конце будет вытекать обычный воздух, направляемый в атмосферу или водную толщу. Осуществление такого процесса возможно, когда ПГ, выходящий из пласта, поступает в подводное сооружение, в котором его предварительно очищают от вредных примесей и паров влаги и направляют в противоточный теплообменник (как это обычно производится и в традиционном способе его сжижения) навстречу газовому потоку; в этот же теплообменник направляется жидкий воздух, который прокачивается криогенным насосом из подводного резервуара (следует отметить, что жидкий воздух должен регулярно завозиться подводным танкером/газовозом, челночно курсирующим между приемным терминалом СПГ и газовым/газоконденсатным месторождением); при этом следует отметить, что, поскольку температура природного газа, выходящего из скважины, может иметь различную положительную температуру, морская вода позволяет его охладить хотя бы до +5–10 °С. Таким образом, если прокачивать эти среды (попутный газ и жидкий воздух) в противоточном теплообменнике, то на одном конце мы получим сжиженный природный газ (СПГ), а на противоположном – обычный воздух, который можно выпускать в водную толщу/среду. Полученный таким образом СПГ направляется в подводный резервуар, установленный на месторождении. При этом уместно отметить, что в случае закачки в арктические воды, которые, как правило, обеднены растворенным в воде кислородом воздуха (в то же время хорошо известно, что морская вода обладает способностью поглощать кислород воздуха), то при использовании предложенной подводной технологии сжижения природного газа это весьма положительно отразится на жизнедеятельности органики морской среды.

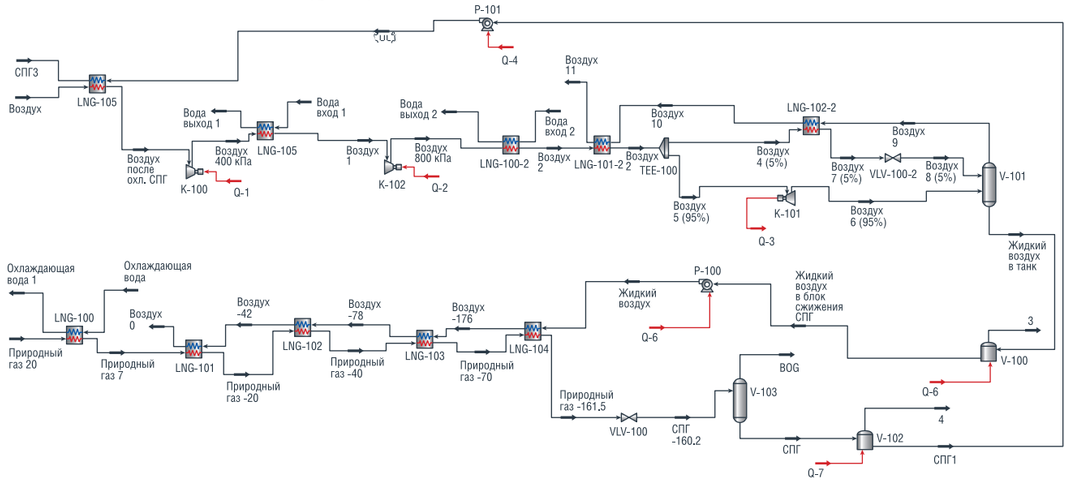
Наряду с изложенным следует отметить, что в предложенной нами технологии мы не ограничились только процессом сжижения природного газа; на приемных терминалах нового поколения можно будет получать более дешевый жидкий воздух благодаря использованию холода регазификации природного газа также в противоточном теплообменнике с нагнетаемым из атмосферы воздухом: такое решение позволяет снизить температуру нагнетаемого воздухе примерно до минус 140–150 °С с последующим доведением его до жидкого состояния традиционными способами (с помощью использования известного цикла Линде или путем его детандирования (метод П.Л. Капицы – использование турбодетандера, предложенного еще в прошлом веке); более того, из полученного жидкого воздуха дополнительно на приемном терминале можно получать жидкий кислород, жидкий аргон, широко используемые для сварки.

Еще необходимо отметить, что в процессе производства жидкого воздуха необходимо получать и жидкий азот, небольшое количество которого следует постоянно иметь в наличии для регулярной промывки танков после опорожнения СПГ с целью предотвращения образования взрывоопасной смеси паров СПГ и жидкого воздуха в резервуаре.

Таким образом, по существу предложен замкнутый цикл получения жидкого воздуха на приемном терминале; далее этот продукт танкером доставляется на месторождение, сливается в подводный резервуар, из которого жидкий воздух подается в теплообменник, а с противоположного конца подается ПГ, в результате чего в резервуар СПГ поступает требуемый продукт.

После перекачки жидкого воздуха из танкера на прием подводного резервуара на месторождении все емкости танкера промываются жидким азотом для предотвращения образования взрывоопасной смеси паров; таким образом, танкер заполняется СПГ, и с этим грузом танкер направляется на приемный терминал; так осуществляется замкнутый кругооборот: СПГ на жидкий воздух, но при этом непременно все емкости танкера подвергаются промывке.

РИСУНОК 1. Технология сжижения воздуха с циклом низкого давления



В программе UniSim Design была построена модель описанной выше технологии сжижения воздуха (рисунок 1).

Блок сжижения представляет собой ряд ребристо-пластинчатых теплообменников, в которых в противотоке будет происходить теплообмен между жидким воздухом и природным газом.

В первом теплообменном аппарате природный газ охлаждается до минус 20 °С, во втором до минус 40 °С, в третьем до минус 70 °С, на выходе из четвертого он будет иметь температуру минус 161 °С при давлении 6 МПа. Далее природный газ дросселируется до 130 кПа и поступает в сепаратор, где СПГ отделяется от отпарного газа и поступает в резервуар для хранения.

Жидкий воздух поступает в блок сжижения с температурой минус 192 °С при давлении 400 кПа, а выходит из него с температурой 0 °С при давлении 150 кПа.

В качестве цикла получения жидкого воздуха был выбран цикл низкого давления (Капицы), так как он является самым энергетически выгодным, в случае если не требуется дальнейшее разделение на компоненты.

Затраты энергии в данной технологии будут приходиться на сжатие воздуха в компрессорах в цикле низкого давления. Они изначально составляют 1696 кВт·ч/т (с учетом возврата части энергии (198 кВт·ч/т СПГ) в турбодетандере), а при использовании холода от регазификации СПГ они сократятся до 1543 кВт·ч/т СПГ.

Расчеты показали, что для производства 1 т СПГ требуется 1,98 т жидкого воздуха, а для получения 1,98 тонн жидкого воздуха требуется сжимать 25 тонн воздуха по циклу низкого давления (до 0,8 МПа). Именно поэтому требуются такие большие энергозатраты, а использование холода от регазификации не дает значительного эффекта (эффективность повышается на 9 %), так как на охлаждение 25 тонн воздуха будет приходиться холод всего от тонны СПГ.

Полученные результаты показали, что данная технология сжижения является энергетически невыгодной по сравнению с традиционными технологиями сжижения (C3MR, DMR, MFC), энергозатраты которых могут составить порядка 350 кВт·ч/т СПГ [4]. Также при данной технологии половина резервуаров танкеров не будет заполнена при транспортировке СПГ, так как необходимо почти 2 тонны жидкого воздуха на 1 тонну СПГ, и еще потребуются дополнительные затраты на получение азота для продувки резервуаров перед загрузкой СПГ.

Таким образом, использование жидкого воздуха в качестве хладагента для получения СПГ не обладает термодинамической и энергетической эффективностью, применение исследованной технологии не целесообразно. ●

> На приемных терминалах нового поколения описываемая технология позволяет получать более дешевый жидкий воздух благодаря использованию холода регазификации природного газа в противоточном теплообменнике с нагнетаемым из атмосферы воздухом; из полученного жидкого воздуха дополнительно можно получать жидкий кислород и жидкий аргон

Литература

1. *Федорова Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природною газа: технологии и оборудование. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2011. – 159 с.*
2. *Гусейнов Ч.С. и др. Патент № 2 604 887 Способ подводного освоения газовых месторождений, способ подводного сжижения природного газа и подводный комплекс для их осуществления.*
3. *Гусейнов Ч.С. и др. Патент № 2 632 598 Способ подводного освоения газоконденсатных месторождений, способ подводного сжижения природного газа и подводный комплекс для их осуществления.*
4. *Карпов А.Б., Кондратенко А.Д., Мещерин И.В. Российские производства по сжижению природного газа // Neftegaz.RU – 2019. – № 10.*

KEYWORDS: *liquid naturel gas (LNG), liquid nitrogenous, liquid air, receiving terminal, advantages.*

ОптимЛайн
ТЕХНОЛОГИИ
АДСОРБЕНТЫ И КАТАЛИЗАТОРЫ

Мы предлагаем собственные разработки катализаторов и адсорбентов на основе оксидов алюминия, титана.
Наши керамические изделия, алюмооксидные шары, молекулярные сита и цеолиты демонстрируют высочайшие показатели надежности и производительности.

ПОСТАВКА ПРОДУКЦИИ СПЕЦИАЛЬНОЙ ХИМИИ:

различные виды добавок и присадок для процессов нефтепереработки – одно из приоритетных направлений деятельности компании «ОптимЛайн».

реклама

+7 (495) 660 07 44
optimline@optimline.com
Optimline.com

УВЕЛИЧЕНИЕ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ:

технология утилизации сбросного низконапорного газа дегазации

Сыроватка Владимир Антонович
и.о. заведующего базовой кафедры эксплуатации компрессорных станций и проектирования оборудования магистрального транспорта, доцент, к.т.н.

Ясьян Юрий Павлович
профессор, заведующий кафедрой технологии нефти и газа, д.т.н.

Кирий Виктория Андреевна
аспирант кафедры технологии нефти и газа

Кубанский государственный технологический университет

Сомов Михаил Николаевич
инженер по наладке и испытаниям, Инженерно-технический центр ООО «Газпром трансгаз Краснодар»

УДК 665.625.3-403

В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМОТРЕНО ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ НА УРОВНЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ, ПОЗВОЛЯЮЩЕЕ УМЕНЬШИТЬ ПОТЕРИ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ В ТОПЛИВНУЮ СЕТЬ ПРИ УТИЛИЗАЦИИ НИЗКОНАПОРНЫХ ГАЗОВ, С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОЦЕССА КАЧЕСТВЕННОГО РАЗДЕЛЕНИЯ НА ЖИДКУЮ И ГАЗООБРАЗНУЮ ФАЗУ. ПРЕДСТАВЛЕНА ЭФФЕКТИВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ УТИЛИЗАЦИИ СБРОСНОГО НИЗКОНАПОРНОГО ГАЗА ДЕГАЗАЦИИ, КОТОРАЯ ДАЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ УВЕЛИЧИТЬ СТЕПЕНЬ ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ C_{5+} ДО $\varphi = 0,7$, ЗА СЧЕТ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ КОМПРИМИРОВАННОГО СБРОСНОГО НИЗКОНАПОРНОГО ГАЗА ДЕГАЗАЦИИ И ЭФФЕКТИВНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТОКОВ

THIS ARTICLE DISCUSSES A TECHNICAL SOLUTION AT THE LEVEL OF THE INVENTION, WHICH MAKES IT POSSIBLE TO REDUCE THE LOSS OF LIQUID HYDROCARBON COMPONENTS INTO THE FUEL NETWORK DURING THE DISPOSAL OF LOW-PRESSURE GASES, USING THE PROCESS OF HIGH-QUALITY SEPARATION INTO LIQUID AND GASEOUS PHASES. AN EFFECTIVE TECHNOLOGY FOR THE UTILIZATION OF WASTE LOW-PRESSURE SEPARATED GAS RECOVERY IS PRESENTED, WHICH MAKES IT POSSIBLE TO INCREASE THE DEGREE OF EXTRACTION OF C5+ HYDROCARBONS TO $\varphi = 0.7$, DUE TO ADDITIONAL COOLING OF THE COMPRESSED WASTE LOW-PRESSURE SEPARATED GAS RECOVERY AND EFFICIENT DISTRIBUTION OF PROCESS FLOWS

Ключевые слова: *адсорбционная установка, подготовка газа к транспорту, рациональная технология утилизации низконапорных газов, степень извлечения углеводородов C5+, наилучшая доступная технология.*

В настоящее время для сокращения потерь углеводородных компонентов в газовой и нефтяной промышленности предложена адсорбционная установка подготовки природного газа к транспорту с технологическим циклом рационального использования низконапорного газа сепарации [1]. Где применяется технологический компрессор для отвода сбросного низконапорного газа дегазации от сепаратора низкого давления на смешение с жидкой фазой сепаратора среднего давления и промежуточный теплообменник, что обеспечивает переработку сбросного низконапорного газа дегазации, с целью дополнительного получения топливного газа и газового конденсата [1]. При этом степень извлечения углеводородов C_{5+} составляет $\varphi = 0,49$.

Указанное выше техническое решение дополнительно состоит из технологического компрессора, который соединен с сепаратором среднего давления, с отводом газа дегазации в линию топливного газа и углеводородного конденсата. Конденсат через промежуточный подогреватель подается окончательно в сепаратор низкого давления на окончательную стабилизацию [1].

Недостатком адсорбционной установки подготовки природного газа к транспорту с технологическим циклом рационального использования низконапорного газа сепарации [1] является потеря жидких углеводородных компонентов C_{5+} вследствие следующих факторов:

- отвода части утилизированных жидких углеводородов из сепаратора среднего давления в топливную сеть, по причине высокой температуры процесса поглощения жидких компонентов углеводородным конденсатом, при разделении компримированного сбросного низконапорного газа дегазации на жидкую и газообразную фазу, в сепараторе среднего давления;
- цикличной выработки углеводородного конденсата на адсорбционной установке при отбензинивании газа.

Учитывая эти недостатки вышеуказанной адсорбционной установки подготовки природного газа к транспорту с технологическим циклом рационального использования низконапорного газа сепарации [1], для сокращения потерь жидких углеводородов предложена эффективная технология утилизации (переработки) сбросного низконапорного газа дегазации. Технология обеспечит разделение низконапорного газа сепарации на жидкие углеводороды и топливный газ с высокой степенью извлечения углеводородов C_{5+}.

Когда речь идет о повышении эксплуатационной эффективности в газовой и нефтяной промышленности, выбор технологии является важным фактором. Для удовлетворения стратегии сокращения низконапорных сбросных газов, поддержки комплексных систем по максимальной переработке углеводородного сырья, а также повышения эффективности технологии подготовки природного газа к транспорту необходимы специальные решения, относящиеся к наилучшим доступным технологиям (НДТ).

Одним из перспективных направлений в области данных решений является эффективная технология утилизации сбросного низконапорного газа сепарации с максимальным извлечением углеводородного сырья, которая относится к НДТ [2].

В настоящее время газовая и нефтяная промышленность при подготовке природного газа к транспорту нуждается в передовых технологиях утилизации сбросного низконапорного газа дегазации в качестве вторичного материального ресурса, что может улучшить экономические и технологические показатели производства и укрепить экологическую безопасность [2]. Эффективное использование вторичных материальных ресурсов – один из путей, который может способствовать реализации стратегии долгосрочного развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов и созданию стабильной инновационной экономической системы, что обеспечит рост прибыли и улучшение экологической ситуации. Эффективная технология утилизации сбросного низконапорного газа как вторичного материального ресурса обеспечит энерго- и ресурсосбережение, что является необходимым условием устойчивого инновационного развития предприятий газовой и нефтяной отрасли [3].

Реализация эффективной технологии связана с необходимостью усовершенствования адсорбционной установки подготовки природного газа к транспорту, позволяющая снизить потери паров жидких углеводородных компонентов в топливную сеть.

Предлагается для эффективной работы адсорбционной установки подготовки природного газа к транспорту по сокращению потерь углеводородов C_{5+} охлаждать компримированный сбросной низконапорный газ дегазации до температуры максимальной конденсации жидких углеводородов C_{5+} с целью качественного и избыточного выделения углеводородного конденсата в дополнительно установленном сепараторе топливного газа (рисунок 1).

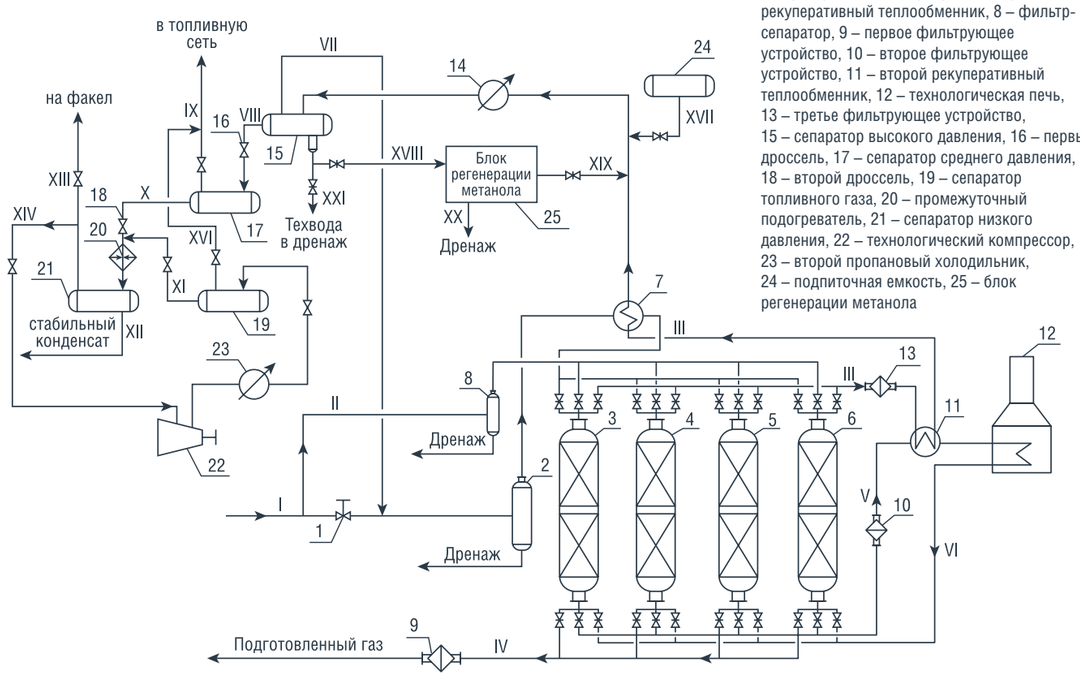
Подтверждением достижения технологического результата по качественному разделению сбросного низконапорного газа дегазации на газообразную и жидкую фазу являются теоретические закономерности низкотемпературной сепарации (НТС) углеводородного газа. НТС, как эффективная технология, относящаяся к НДТ, позволяет максимально извлекать из углеводородных газов путем однократной конденсации при пониженных температурах компоненты C_{5+} с гидромеханическим разделением равновесных газовой и жидкой фаз. Это позволяет добиться эффективной утилизации низконапорного газа за счет НДТ, которая обеспечивает качественный технологический режим процесса разделения сбросного низконапорного газа дегазации на газообразные и жидкие углеводороды.

Согласно рис. 1, технологический цикл эффективной технологии, при общем расходе природного газа I 1 900 000 нм³/ч, с плотностью 0,699 кг/м, давлением 6,3 МПа и температурой 20 °С, работает следующим образом: нестабильный газовый конденсат по линии отвода газового конденсата X из сепаратора высокого давления 15 с расходом 9992 кг/ч проходит через дроссель 16, вследствие чего происходит дросселяция потока газового конденсата по линии отвода газового конденсата VIII со снижением температуры до минус 2 °С и поступает в сепаратор среднего давления 17, где поддерживается давление 0,74 МПа.

В сепараторе среднего давления 17 происходит за счет снижения давления частичная дегазация газового конденсата. Выделившийся при этом газ дегазации с расходом 684 кг/ч направляется в топливную сеть установки. Нестабильный газовый конденсат, который по линии отвода газового конденсата X из сепаратора среднего давления 17 в количестве 9308 кг/ч проходит через дроссель 18, вследствие чего происходит дросселяция потока газового конденсата со снижением температуры до минус 4 °С.

Затем смешивается с потоком газового конденсата XI от сепаратора топливного газа 19 в количестве 164 кг/ч в общий поток,

РИСУНОК 1. Адсорбционная установка подготовки природного газа к транспорту с эффективной технологией утилизации сбросного низконапорного газа



1 – регулирующий клапан, 2 – входной сепаратор, 3–6 – адсорберы, 7 – первый рекуперативный теплообменник, 8 – фильтр-сепаратор, 9 – первое фильтрующее устройство, 10 – второе фильтрующее устройство, 11 – второй рекуперативный теплообменник, 12 – технологическая печь, 13 – третье фильтрующее устройство, 15 – сепаратор высокого давления, 16 – первый дроссель, 17 – сепаратор среднего давления, 18 – второй дроссель, 19 – сепаратор топливного газа, 20 – промежуточный подогреватель, 21 – сепаратор низкого давления, 22 – технологический компрессор, 23 – второй пропановый холодильник, 24 – подпиточная емкость, 25 – блок регенерации метанола

который через промежуточный подогреватель 20, где нагревается до температуры 45 °С, поступает в сепаратор низкого давления 21, в котором поддерживается давление 0,13 МПа для окончательной дегазации (стабилизации).

Выделившийся при этом поток стабильного газового конденсата по линии отвода стабильного конденсата XII, из сепаратора низкого давления 21 с расходом 9219 кг/ч, подается в резервуарный парк стабильного конденсата на хранение, а сбросной низконапорный газ дегазации с расходом 253 кг/ч по линии низконапорного газа дегазации, XIV поступает в компрессор 22 и далее по линии выхода компримированного сбросного низконапорного газа дегазации XV, с давлением 0,8 МПа и температурой 132 °С, подается в пропановый холодильник 23, где охлаждается до температуры минус 12 °С и затем по линии подачи охлажденного сбросного низконапорного газа дегазации XVI подается в сепаратор топливного газа 19, где выделяется газовый конденсат в количестве 164 кг/ч и газ дегазации, который отводится по линии отвода газа дегазации XVII в топливную сеть в количестве 89 кг/ч.

В случае, если компрессор 22 не работает сбросной низконапорный газ дегазации по линии низконапорного газа дегазации XIII сбрасывается на факел.

Заключение

При подготовке природного газа с использованием эффективной технологии утилизации сбросного низконапорного газа, с дополнительно установленного сепаратора топливного газа отводятся добавочно газ дегазации и газовый конденсат.

Газ дегазации может применяться для промышленного назначения, который по физико-химическим свойствам соответствует требованиям ГОСТа 5542 [4] и может использоваться в качестве топлива. А газовый конденсат, который смешивается с потоком углеводородного конденсата от сепаратора среднего давления в общий поток, подается через промежуточный подогреватель на окончательную стабилизацию в сепаратор низкого давления. Промежуточный подогреватель обеспечивает получение стабильного газового конденсата, согласно ГОСТу Р 54389 [5]. Таким образом, совокупность предлагаемых признаков позволит обеспечить энерго- и ресурсосбережение вследствие дополнительной выработки топливного газа и стабильного газового конденсата, при эффективной технологии утилизации сбросного низконапорного газа дегазации методом низкотемпературной сепарации, что дает возможность увеличить степень извлечения углеводородов C_{5+} до $\varphi = 0,7$. ●

Литература

1. *Патент РФ № 2 750 699 C1, МПК B01D 53/02. Адсорбционная установка подготовки природного газа к транспорту / Васюков Д.А., Шабля С.Г., Щербаков А.В., Царан А.А., Фесенко М.Ю. Сапрыкин В.В., Сыроватка В.А. / Опубл.: 01.07.2021. Бюл. № 19.*
2. *Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям (ИТС 50-2017) Переработка природного и попутного газа. URL: https://docs.cntd.ru/document/555664732 (дата обращения: 04.01.2023).*
3. *Газизова О.В., Галеева А.Р. Проблемы и перспективы внедрения в России инновационных технологий утилизации попутного нефтяного газа // Вестник Казанского технологического университета, 2012. Т. 15, Выпуск 21. С. 175–180.*
4. *ГОСТ 5542-2014 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения.*
5. *ГОСТ Р 54389-2011. Конденсат газовый стабильный.*

KEYWORDS: *adsorption plant, gas preparation for transport, rational technology of utilization of low-pressure gases, the degree of extraction of hydrocarbons C5+, the best available technology.*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1–3 марта

IX ежегодная конференция и технический визит

Даунстрим Казахстан и Центральная Азия 2023

г. Атырау, Казахстан

2–3 марта

VIII Международная конференция

Арктика-202: Устойчивое развитие

г. Москва, Торгово-промышленная палата РФ

7–9 марта

Ближневосточная конференция и выставка по нефтегазу и наукам о Земле

MEOS GEO 2023

Бахрейн, Манама

13–16 марта

Выставка нефтяной и газовой промышленности

NAPEC 2023

Алжир, Оран

15–17 марта

Нефтегазовая выставка-конференция

Australasian Oil & Gas Expo 2023

Австралия, Перт, Perth Convention & Exhibition Centre

23–24 марта

Межрегиональная специализированная выставка

Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу 2023

Россия, Новый Уренгой

30 марта

XVII Конференция

Снабжение в нефтегазовом комплексе Нефтегазснаб-2023

Москва, Тверская 22, отель InterContinental

МАРТ

П		6	13	20	27
В		7	14	21	28
С	1	8	15	22	29
Ч	2	9	16	23	30
П	3	10	17	24	31
С	4	11	18	25	
В	5	12	19	26	

ПРАКТИКА ОБСЛЕДОВАНИЯ ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДОВ

через естественные и искусственные преграды с применением технологии направленных ультразвуковых волн

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ПРАКТИКА И ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА LRUT ПРИ ДИАГНОСТИРОВАНИИ ТРУБОПРОВОДОВ НА УЧАСТКАХ С ПОДВОДНЫМИ ПЕРЕХОДАМИ, АВТОМОБИЛЬНЫМИ ДОРОГАМИ, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В ООО «ХАРАМПУРНЕФТЕГАЗ», ПРИВЕДЕНЫ ВЫЯВЛЕННЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА И ОГРАНИЧЕНИЯ МЕТОДА, ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБСЛЕДОВАНИЙ. ПРОВЕДЕНО СРАВНЕНИЕ ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ С РЕЗУЛЬТАТАМИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ, ДАНА ОЦЕНКА СХОДИМОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ

THE ARTICLE CONSIDERS THE PRACTICE AND FEATURES OF THE LRUT METHOD APPLICATION WHEN DIAGNOSING PIPELINES IN SECTIONS WITH UNDERWATER CROSSINGS AND ROADS OPERATING IN KHARAMPURNEFTEGAZ LLC. THE ARTICLE ALSO PRESENTS THE REVEALED ADVANTAGES AND LIMITATIONS OF THE METHOD AND THE TEST RESULTS. THE OBTAINED DATA WERE COMPARED WITH THE RESULTS OF IN-LINE DIAGNOSTICS AND THE RESULTS CONVERGENCE ESTIMATE WAS GIVEN

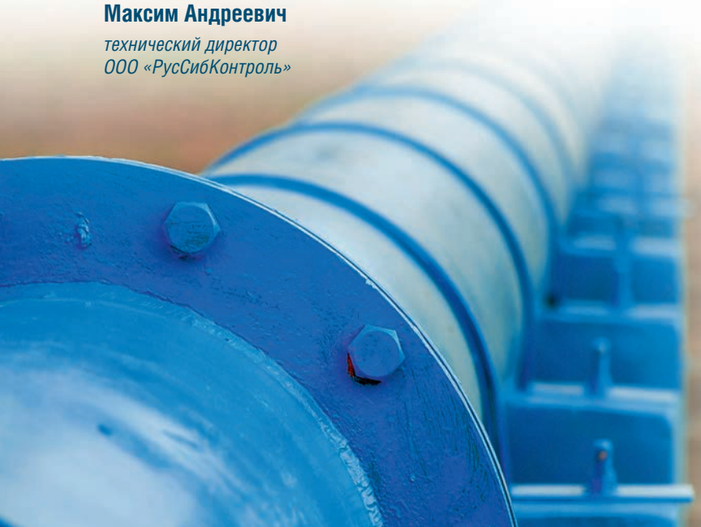
Ключевые слова: *технология направленных ультразвуковых волн, длинноволновый ультразвуковой метод, диагностика подводных переходов, промысловый трубопровод, нефтепровод, трубопроводный транспорт, диагностика, GWUT guided wave ultrasonic testing (GWUT), long range ultrasonic testing (LRUT).*

УДК 621.644.074

Суфиев Артур Мавлудович
начальник управления эксплуатации трубопроводов, ООО «Харампурнефтегаз»

Мавлютов Ренат Фаридович
главный специалист управления эксплуатации трубопроводов ООО «Харампурнефтегаз»

Шиманаев Максим Андреевич
технический директор ООО «РусСибКонтроль»

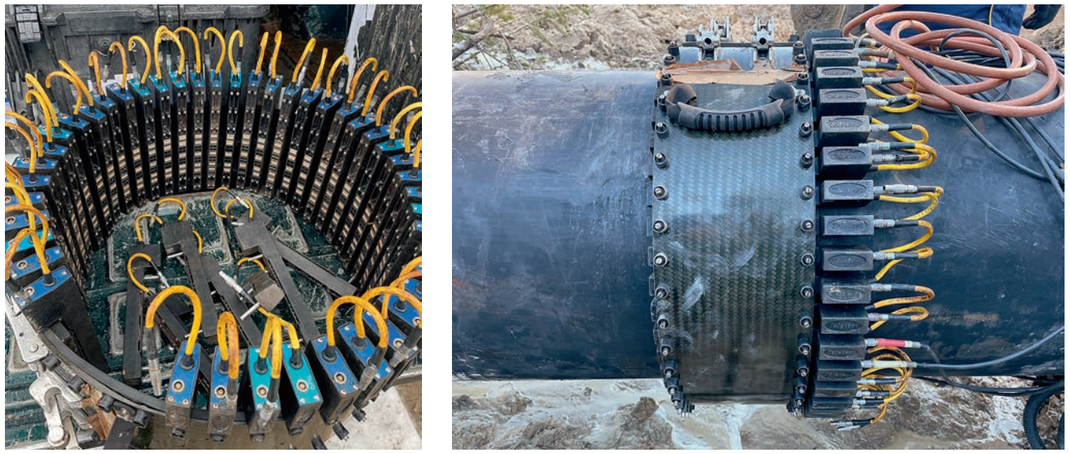


На сегодняшний день самым достоверным методом технического диагностирования протяженных участков трубопроводов является внутритрубная диагностика (ВТД). Применение данного метода предусмотрено федеральными нормами и правилами, а также нормативными документами нефтегазовых компаний. Однако данный метод применим только в тех случаях, когда трубопровод оборудован камерами запуска/приема внутритрубных устройств и не содержит элементов, исключающих возможность проведения ВТД (неравнопроходные сечения, крутоизогнутые отводы, прямые врезки и т.д.). Участки трубопроводов через водные преграды, на которых проведение ВТД не представляется возможным, имеют повышенную категорию опасности и подлежат регулярному мониторингу технического состояния возможными методами. Для достижения этих целей могут применяться оборудование и методы, основанные на технологии направленных ультразвуковых волн.

Описание метода

Диагностика с применением технологии направленных ультразвуковых волн GWUT (Guided Wave Ultrasonic Testing) или LRUT (Long Range Ultrasonic Testing) относится к экспресс-методам и позволяет обследовать протяженный участок трубопровода при обеспечении доступа в одной точке (например, шурфа). Диагностический интервал при нормальных условиях составляет от 40 до 80 метров (в обе стороны).

РИСУНОК 1. Система с технологией LRUT для экспресс-диагностики трубопроводов



Система направленных ультразвуковых волн использует низкочастотные направленные ультразвуковые волны, которые распространяются от решетки преобразователей, закрепленной вокруг трубы на каркасе в форме разъемного кольца.

Низкие частоты необходимы для генерации соответствующего типа волн. На таких частотах не требуется использование контактной жидкости между преобразователями и поверхностью трубы, так как необходимый контакт достигается за счет давления в каркасе кольца, создаваемого встроенной пневматической системой, на преобразователи для обеспечения их плотного и гарантированного контакта с поверхностью трубы.

Равномерное распределение ультразвуковых преобразователей по всей окружности трубы позволяет генерировать направленные волны, которые распространяются вдоль всей поверхности трубы. Волна распространяется по всей толщине стенки трубы, и в данном случае труба выступает в роли направляющей для волны, отсюда происходит термин «направленная волна».

Распространение направленных волн главным образом зависит от частоты ультразвуковых волн и толщины стенки трубопровода. Когда на пути распространения волны встречается изменение толщины стенки (уменьшение либо увеличение), часть волны отражается обратно к преобразователям, что позволяет выявить изменения в толщине стенки трубы. Такие элементы трубопровода, как кольцевые сварные швы, вызывают равномерное увеличение толщины по всей окружности трубы (за счет усиления сварного шва), таким образом, распространяющаяся направленная волна отражается равномерно и симметрично, что позволяет гарантированно идентифицировать сигнал как сварной шов. В случае коррозии на небольшой области, уменьшение толщины стенки будет ограничено локальным участком, что приведет к рассеянию части падающей волны и ее отражению. Поэтому отраженная волна будет состоять из колебаний падающей волны и колебаний преобразованных компонентов. Преобразованные колебания волн обозначают повреждения трубопровода, так как они происходят из неоднородных источников. Присутствие таких сигналов – явный индикатор таких неоднородностей структуры, как коррозия.

Метод LRUT уверенно регистрирует аномалии, вызванные дефектами, площадь которых в поперечном сечении составляет не менее 3% от площади поперечного сечения стенки трубы.

Особенности метода

Как любой метод диагностирования, LRUT обладает преимуществами и недостатками:

Преимущества
• является экспресс-диагностикой, позволяющей быстро определить проблемные участки трубопровода
• позволяет обнаруживать зоны повышенного внимания (аномалии) на значительном расстоянии от места установки кольца преобразователей на трубопровод
• позволяет проводить обследование труднодоступных участков трубопроводов (переходы через а/д, ж/д, реки, ручьи), где использование традиционных методов диагностики (УЗК, УЗТ и др.) невозможно
• не требует контактной жидкости и подготовки поверхности трубопровода
Недостатки
• является индикаторным методом
• затрудненное обнаружение продольных трещин
• малый диагностический интервал на трубопроводах с битумной изоляцией по причине сильного затухания сигнала
• результаты контроля зависят от квалификации и опыта оператора оборудования (отсутствует режим автоматической обработки и интерпретации сигнала)

Результаты работы

В рамках настоящей работы было обследовано 5 участков нефтепровода, представленных в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Перечень участков нефтепровода, обследованных с применением технологии LRUT

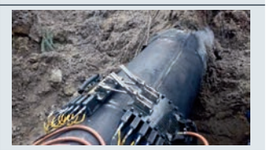
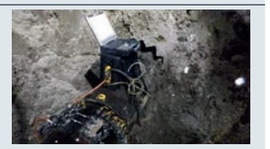
Номер участка	Номер шурфа	Местоположение	ПК	Иллюстрация
Участок № 1	1	Переход через автодорогу	ПК 993	
	2	Переход через автодорогу	ПК 992	
Участок № 2	3	Переход через реку Ханзебей-Яха, левый берег	ПК 1201	
	4	Переход через реку Ханзебей-Яха, правый берег	ПК 1201	
Участок № 3	5	Переход через реку Харампур, левый берег, основная линия	ПК 500	
	7	Переход через реку Харампур, правый берег, основная линия	ПК 490	
Участок № 4	6	Переход через реку Харампур, левый берег, резервная линия	ПК 500	
	8	Переход через реку Харампур, правый берег, резервная линия	ПК 490	
Участок № 5	9	Переход через автодорогу	ПК 460	
	10	Переход через автодорогу	ПК 460	

РИСУНОК 2. Фотофиксация выявленных дефектов

В ходе анализа результатов обследования методом LRUT было выполнено сопоставление полученных результатов с данными ВТД за 2020 год.

Всего по результатам ВТД на данных участках выявлено 20 коррозионных дефектов и один дефект геометрии (вмятина), из которых 13 (7 аномалий по LRUT) обнаружены при обследовании методом LRUT. Таким образом, сходимость результатов LRUT (без учета разрешающей способности метода) с результатами ВТД составляет 62%.

Однако необходимо учитывать разрешающую способность метода LRUT. Минимальная величина потери металла, которую можно уверенно обнаружить с использованием технологии LRUT, должна составлять не менее 3% от площади поперечного сечения стенки трубы. Таким образом, осуществив выборку дефектов по результатам ВТД по данному критерию, получим 14 дефектов по результатам ВТД (у 6 из 20 дефектов площадь поперечного сечения меньше 3% от площади поперечного сечения трубы). Отметим, что при расчете площади поперечного сечения дефектной зоны использовался консервативный подход, при котором дефект смоделирован прямоугольной формы.

В результате из 14 дефектов по данным ВТД сопоставлено 13 аномалий по результатам обследования методом LRUT. Таким образом, сходимость результатов LRUT с данными ВТД составляет 92,8%. Минимальный диапазон обследования составил 30 м в каждую сторону от места установки кольца преобразователей LRUT.

Выводы

- Применение системы сканирования трубопроводов длинноволновым ультразвуковым методом LRUT целесообразно для оценки технического состояния трубопроводов на локальных участках, таких как подводные переходы, переходы через автомобильные и железные дороги, в рамках дополнения и расширения возможностей способа диагностики в шурфах и получения достоверных сведений о состоянии участков. Метод LRUT относится к индикаторным методам.
- Направленные волны могут распространяться на расстояние в несколько десятков метров, что позволяет обследовать протяженные локальные участки (до 80 метров), обеспечив доступ к трубопроводу в одной точке. Любые изменения толщины стенки трубы (на внутренней или внешней стороне) вызывают отражения сигнала, которые фиксируются решеткой преобразователей, закрепленной вокруг трубы. С помощью технологии LRUT могут быть выявлены дефекты потери металла на внешней и внутренней поверхности, вызванные коррозией или эрозией.
- Результаты контроля зависят от квалификации и опыта оператора (режим автоматической обработки и интерпретации сигнала не предусмотрен). Сходимость результатов с данными ВТД с учетом разрешающей способности оборудования метода LRUT составляет 92,8%. ●

Keywords: *technology of directed ultrasonic waves, long-wave ultrasonic method, diagnostics of underwater crossings, field pipeline, oil pipeline, pipeline transport, diagnostics, GWUT guided wave ultrasonic testing (GWUT), long range ultrasonic testing (LRUT).*

РИСУНОК 3. Подготовка и предварительный анализ данных в процессе проведения полевых работ

ПРИЕМНЫЕ ТЕРМИНАЛЫ СПГ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

как один из ответов на тенденции развития газового рынка

УДК 627.093

МАСШТАБНАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ГАЗОВЫХ РЫНКОВ ПРИОБРЕЛА ХАРАКТЕР НЕОБРАТИМЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ГЛОБАЛЬНОГО ХАРАКТЕРА. СВЯЗАНО ЭТО С ЦЕЛЫМ РЯДОМ ПРИЧИН, СРЕДИ КОТОРЫХ – ВЫХОД НА МИРОВЫЕ РЫНКИ СПГ И ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ РЫНКОВ ГАЗА США И ЕС, ЧТО ОБЪЕКТИВНО ПРИВЕЛО К РОСТУ СПЕКУЛЯТИВНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ В ЦЕНАХ НА ГАЗ. ПОЛИТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОТОДВИГАЮТ НА ВТОРОЙ ПЛАН НЕ ТОЛЬКО ВОПРОСЫ ВЗАИМОВЫГОДНОЙ ТОРГОВЛИ, НО И ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ БЕЗОПАСНОСТЬ. ОБЩЕКРИЗИСНЫЕ ЯВЛЕНИЯ МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ МЕНЯЮТ СТРУКТУРУ ПЛАТЕЖЕСПОСОБНОГО СПРОСА И, КАК СЛЕДСТВИЕ, СПРОС НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ. РОССИЯ КАК ОДИН ИЗ КРУПНЕЙШИХ УЧАСТНИКОВ ГАЗОВОГО РЫНКА, АКТИВНО ВЛИЯЕТ НА ПРОИСХОДЯЩИЕ ПРОЦЕССЫ И ОДНОВРЕМЕННО МЕНЯЕТ СВОИ ПОДХОДЫ НА ВНЕШНИХ И ВНУТРЕННИХ РЫНКАХ. В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ТЕНДЕНЦИИ РЫНКОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ПРОИЗВОДСТВУ СПГ. ПРЕДЛАГАЕТСЯ КОНЦЕПЦИЯ НОВОГО ТИПА ПРИЕМНОГО ТЕРМИНАЛА СПГ, СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОТОРЫХ ПРИЗВАНЫ ПОВЫСИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОПЕРАЦИЙ ПО СЖИЖЕНИЮ И РЕГАЗИФИКАЦИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА. СТАТЬЯ БУДЕТ ПОЛЕЗНА СПЕЦИАЛИСТАМ В ОБЛАСТИ СТРАТЕГИЧЕСКОГО ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ГАЗОДОБЫЧИ В АРКТИЧЕСКОМ И ДАЛЬНЕВОСТОЧНОМ РЕГИОНАХ

THE SCALE TRANSFORMATION OF GAS MARKETS HAS ACQUIRED THE NATURE OF PERMANENT GLOBAL CHANGES. THIS IS DUE TO A NUMBER OF REASONS, INCLUDING THE ENTRY INTO THE WORLD LNG MARKETS AND THE LIBERALIZATION OF THE US AND EU GAS MARKETS, WHICH OBJECTIVELY LED TO AN INCREASE IN THE SPECULATIVE COMPONENT IN GAS PRICES. POLITICAL ASPECTS IGNORE NOT ONLY ISSUES OF MUTUALLY BENEFICIAL TRADE, BUT ALSO ENERGY SECURITY. DUE TO COMMON CRISIS EVENTS OF THE WORLD ECONOMY ARE CHANGING THE STRUCTURE OF EFFECTIVE DEMAND AND, AS A RESULT, THE DEMAND FOR NATURAL GAS. RUSSIA, AS ONE OF THE LARGEST PARTICIPANTS IN THE GAS MARKET, ACTIVELY INFLUENCES THE ONGOING PROCESSES AND AT THE SAME TIME CHANGES ITS APPROACHES TO FOREIGN AND DOMESTIC MARKETS. THE ARTICLE EXAMINES TRENDS IN NATURAL GAS MARKETS IN RELATION TO LNG PRODUCTION. THE CONCEPT OF A NEW TYPE OF LNG RECEIVING TERMINAL IS PROPOSED, THE CONSTRUCTION AND OPERATION OF WHICH ARE DESIGNED TO INCREASE THE EFFICIENCY OF NATURAL GAS LIQUEFACTION AND REGASIFICATION OPERATIONS. THE ARTICLE WILL BE USEFUL TO SPECIALISTS IN THE FIELD OF STRATEGIC PLANNING FOR THE DEVELOPMENT OF GAS PRODUCTION IN THE ARCTIC AND FAR EASTERN REGIONS

Ключевые слова: *газовый рынок, «зеленая» повестка, оплата газа, жидкий воздух, сжиженный природный газ (СПГ), терминал, криогенный кластер.*

Кульпин Дмитрий Леонидович
научный сотрудник, Лаборатория нефтегазовой механики и физико-химии пласта, ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Российской академии наук»

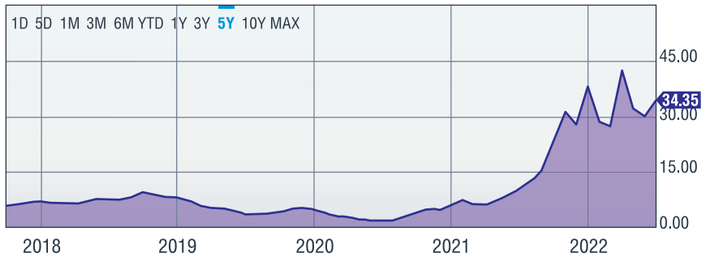
Гусейнов Чингиз Саибович
ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», ФГБУН «Институт проблем нефти и газа Российской академии наук», д.т.н., профессор

В последние годы мировой газовый рынок претерпевает масштабную трансформацию. Связано это с целым рядом причин, среди которых – хорошо известный фактор масштабного выхода на мировые рынки сжиженного природного газа (СПГ), а также вызванная этим и дополнительно стимулированная либерализация рынков газа США и Европейского союза (ЕС), что объективно привело к росту спекулятивной составляющей в ценах на газ. Политические аспекты межгосударственных отношений отодвигают на второй, а то и третий план не только коммерческие вопросы взаимовыгодной торговли, но и энергетическую безопасность ряда стран. Российская Федерация как один из крупнейших участников газового рынка не может оставаться в стороне и, несомненно, меняет и будет менять свои подходы как на внешних, так и на внутренних рынках.

В этой связи представляется целесообразным проанализировать основные тенденции многоуровневой и многовекторной картины динамично меняющегося сложнейшего устройства глобального газового рынка на основании данных из различных источников, сделать некоторые обобщения и выводы. В современном мире, по мнению авторов, нет особого смысла подробно описывать текущую весьма динамичную ситуацию, а гораздо важнее и эффективнее выявлять и описывать тенденции. Этому посвящена первая часть статьи, основанная на анализе открытых данных.

Во второй части авторы предлагают к рассмотрению концепцию

РИСУНОК 1. Цена импортируемого природного газа в Европе (долл. США за миллион британских тепловых единиц) за пятилетний период (данные ycharts.com [2])



Приемного терминала СПГ нового типа как одно из направлений развития газовой отрасли, повышающее эффективность операций по получению и реализации СПГ, как, в том числе, ответ на новые для отрасли вызовы.

Тенденции

Волатильность рынка

Нарастающая волатильность газового рынка, начиная с 2018 г. (рис. 1), перешедшая в беспрецедентно высокие цены на фоне преобладания СПГ на мировом экспортно-импортном рынке с 2020 г. (51,9 против 48,1 %) [1].

Практически та же картина характерна для европейского рынка углеводородов и угля, что хорошо видно на графиках (рис. 2), показывающих резкий рост волатильности начиная с 2005–2006 гг. Это неминуемо приводит к тому, что нефтегазовую и угольную отрасли начинает «лихорадить», поскольку их отличает высокая капиталоемкость и длительный инвестиционный цикл, а значит, попросту снижается их инвестиционная привлекательность, капитализация, повышается стоимость заимствований, увеличиваются кассовые разрывы. Другими словами, возникают отраслевые проблемы, которые трансформируются в социальные и государственные в целом, особенно если принять во внимание, что Россия является мировым лидером по совокупным поставкам нефти, нефтепродуктов, газа и угля в пересчете на условное топливо [3].

Экология

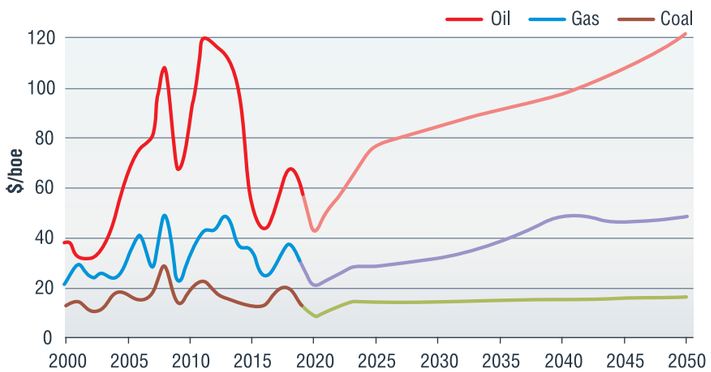
Так называемая «зеленая» повестка за пределами нашей страны звучит уже не первый год. Вместе с тем Еврокомиссия выпустила в 2021 г. доклад Объединенного исследовательского центра (Joint Research Centre), подготовленный группой специалистов под названием «Глобальная энергетика и климат, взгляд из 2020: Новая Нормальность послеCovid-19» [4]. Как указано в этом докладе, основное внимание уделяется воздействию пандемии Covid-19 на глобальную энергетическую и климатическую перспективу (GECO), глобальную энергетическую и транспортную системы. Анализируются непосредственные последствия пандемии и делаются прогнозы, вызванные рядом изменений в поведении и политических мерах, направленных на восстановление низкоуглеродных ресурсов в разрезе Парижского соглашения. Отдельно анализируется вопрос, как некоторые поведенческие изменения, усиленные или вызванные глобальной пандемией, могут привести к длительным структурным изменениям в моделях потребления энергии, которые могут усилить меры по смягчению последствий изменения климата.

Практически одновременно Международное энергетическое агентство (МЭА) выпустило доклад «Перспективы развития мировой энергетики до 2030 года» [5].

Здесь также отмечается значительное влияние событий 2020 г., связанных с пандемией, на мировую энергетику. Так, авторы доклада МЭА отмечают: «По нашим оценкам, в 2020 году мировой спрос на энергию сократится на 5%, связанные с энергетикой выбросы CO_2 – на 7%, а инвестиции в энергетику – на 18%. Воздействие зависит от вида топлива. Прогнозируемое падение спроса на нефть на 8% и потребления угля на 7% резко контрастирует с незначительным увеличением вклада возобновляемых источников энергии. Сокращение спроса на природный газ составляет около 3%, в то время как мировой спрос на электроэнергию, похоже, снизится на относительно скромные 2% в течение года».

В обоих докладах значительное внимание уделено выбросам CO_2, их уменьшению и дальнейшим перспективам чистой энергетики, что неудивительно на фоне масштабной пропагандистской кампании вокруг климата, выбросов CO_2 и «зеленой» энергетики. Авторы не склонны рассматривать вопросы климата с этой позиции, но тем не менее хотелось бы отметить, что объявление в качестве базового фактора климатических изменений выбросов CO_2 в результате антропогенной

РИСУНОК 2. Средние цены поставок нефти, газа и угля на рынок Европы (долл. США за баррель нефтяного эквивалента): факт и прогноз. По данным Joint Research Centre [4]



Note: Oil prices refer to Brent; gas and coal prices refer to the average imports to the European market
Source: POLES-JRS model

деятельности человечества путем сжигания ископаемого топлива представляется весьма неоднозначным. Совершенно очевидно, что вулканическая активность, значительно возросшая за минувшие 100 лет, наряду с рекордными выбросами метана в Арктике, также вносят свой немалый вклад в климатическую ситуацию на планете и не имеет отношения к деятельности человека [6, 7]. Однако нетрудно заметить по тексту доклада, что все сценарии развития энергетики так или иначе постулируют управляемую тенденцию к снижению выбросов CO_2 при генерации как общемировую и не подлежащую сомнению. При этом фактически за кадром в докладах экспертов МЭА и ЕС остались принципиальные вопросы энергообеспечения, такие как доступность, надежность, эффективность.

Еще одно немаловажное обстоятельство состоит в том, что ЕС, а за ним и нынешнее руководство США декларируют намерение в ближайшие годы ввести пошлины на углеводороды и товары, содержащие так называемый «большой углеродный след». Для поставщиков это означает фактически пошлины невиданного масштаба, когда не только нефть, газ и уголь, но и стальной прокат, удобрения, полимеры и прочие экспортные позиции будут облагаться пошлинами в пользу США и ЕС. С марта 2022 года ЕС и США начали предпринимать действия, направленные на ослабление российской экономики. Фактически речь идет о блокаде со стороны «коллективного Запада». Не вдаваясь в подробности, можно констатировать неминуемое снижение поставок на рынок Европы всех энергоресурсов из России в текущем году и далее. К каким последствиям это приведет для европейцев – отдельный вопрос.

Вместе с тем не стоит легкомысленно относиться к значительным усилиям Запада, направленным на замещение российских ресурсов. Так, в этом ключе будет не лишним отметить военную операцию Турции на севере Ирака, как потенциально направленную на выстраивание поставок энергоресурсов, в частности газа, в Европу через Турцию, тем более что и сирийские события имеют под собой значительную нефтегазовую подоплеку.

Одновременно Запад работает по всем возможностям увеличения альтернативных российским поставкам и, надо признать, что такие возможности имеются. Так, например, в Восточном Средиземноморье уже более десятка лет идет спор вокруг целого ряда месторождений (Фамарь, Афродита, Зохр и др.) в разной юрисдикции [8]. В текущей ситуации работы по освоению этих запасов могут быть активированы, хотя это вопрос не одного года. Как долго эта тенденция будет сохраняться, вряд ли сегодня можно уверенно предсказать.

ПАО «Газпром» 16.05.2022 выпустило релиз «Добыча и поставки газа: итоги четырех с половиной месяцев» [9], согласно которому добыча газа сократилась на 3,7% (на 7,5 млрд м³) к 2021 г., а экспорт в страны дальнего зарубежья с 1 января по 15 мая 2022 г. составил 55,9 млрд м³ – на 26,5% (на 20,2 млрд м³) меньше, чем за тот же период 2021 г. При этом растет экспорт газа в Китай по газопроводу «Сила Сибири» в рамках двустороннего долгосрочного контракта между ПАО «Газпром» и CNPC. Таким образом, можно предположить, что с учетом роста экспорта в Китай падение экспорта в европейские страны уже превышает 20 млрд м³. По прогнозам норвежской международной аналитической компании Rystad Energy (релиз от 09.05.2022 [11]), ожидаемое сокращение поставок российского газа в Европу в 2022 г. составит 37 млрд м³, а к 2030 г. вырастет до более чем 100 млрд м³. В результате потребление газа в Европе, вероятно, достигло пика в 2019 г. и теперь будет неуклонно снижаться до 2030 г. Судя по всему, это еще умеренная оценка с учетом данных ПАО «Газпром».

Так или иначе, в текущем году можно ожидать снижения экспорта ПАО «Газпром» в европейские страны примерно в 1,5 раза с дальнейшей тенденцией к снижению. На сегодня это снижение компенсируется высокими ценами на газ, но в долгосрочной перспективе это будет невыгодным как России, так и Европе.

Изменения потребления на рынках

В контексте данной статьи авторы рассматривают энергетические рынки Европы и России. Наряду с декларируемыми и предпринимаемыми усилиями европейских стран по отказу от российских энергоносителей можно наблюдать снижение их внутреннего потребления по причине высоких цен, и на этом фоне – снижение промышленного производства и уменьшение платежеспособного спроса населения. Что касается внутрироссийского рынка, то он также как минимум стагнирует, реально сжимаясь на фоне резкого падения экспортируемых энергетических объемов. ПАО «Газпром» подтверждает этот тезис [10]: «Спрос на газ компании из газотранспортной системы на внутреннем рынке за этот период уменьшился на 2,9% (на 4,7 млрд м³)». Наряду с этим подтверждаются самые негативные прогнозы относительно экспорта: «Экспорт в страны дальнего зарубежья составил 82,2 млрд м³ – на 37,4% (на 49,1 млрд м³) меньше, чем за тот же период 2021 года».

Эта тенденция, наряду с «зеленой повесткой», политической составляющей и общемировыми кризисными тенденциями, также становится трендом или по меньшей мере может быть приравнена к трендам.

Резюмируя вышеизложенное, можно сказать, что наблюдаются четыре тенденции глобального и регионального характера, которые, по мнению авторов, сформировались в тренды и по значимости для России могут быть проранжированы следующим образом:

- во-первых, усилия по выдавливанию российских энергоресурсов с мировых и, прежде всего, европейских рынков;
- во-вторых, экстремальная волатильность общих мировых цен на энергоресурсы в сочетании с текущими высокими ценами на газ, нефть и уголь;
- в-третьих, «зеленая» повестка;
- в-четвертых, снижение общих объемов потребления на фоне высоких цен на энергоресурсы.

При этом нет никаких оснований полагать, что это «временные трудности» и можно безболезненно дождаться улучшения конъюнктуры.

Как известно, в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 31.03.2022 № 172 «О специальном порядке исполнения иностранными покупателями обязательств перед российскими поставщиками природного газа» [12] оплата газа производится покупателями через уполномоченный Газпромбанк с последующей конвертацией в рубли и оплатой ПАО «Газпром». Несомненно, это правильная мера в условиях замораживания российских резервов в долларах США и евро.

Принимая во внимание вышеприведенный краткий обзор текущих мировых тенденций газового рынка, не претендуя при этом на истину в последней инстанции, тем не менее рискнем сделать отдельные предположения относительно некоторых направлений развития газовой отрасли России.

Направление – СПГ

Как хорошо известно специалистам отрасли, ПАО «Газпром» обладает монопольным правом экспорта трубопроводного газа. Пользуясь этим правом, компания наращивала мощность экспортной инфраструктуры путем строительства ряда известных «потоков». Многолетние проблемы с транзитными территориями вынудили компанию искать альтернативные решения, выразившиеся, в частности, в строительстве трубопроводов по дну Балтийского и Черного морей, а также на Восток.

Возможно, не будет преувеличением сказать, что монопольное право трубопроводного экспорта становится для ПАО «Газпром» обременением в том смысле, что инфраструктура для реализации этого права требует значительных усилий по ее содержанию при одновременном снижении поставок на рынки ЕС. Достаточно вспомнить о выходе ПАО «Газпром» из немецких активов – «31 марта Группа «Газпром» прекратила свое участие в немецкой компании GAZPROM Germania GmbH и всех принадлежащих ей активах, в числе которых – Gazprom Marketing & Trading Ltd» [13], или проблемами с ремонтом турбин для СП-1, наряду с простаивающим СП-2. Список проблем, связанных с известными событиями, можно продолжить, однако понятно, что ставку на поставки газа на экспорт трубопроводным транспортом придется пересматривать. И, надо отдать должное, ПАО «Газпром» уже не первый год работает в этом направлении, имея в виду прежде всего комплекс в Усть-Луге и Амурский ГПЗ.

Наряду с этим два других весомых участника рынка также развивают газовую отрасль. Так, ПАО «НОВАТЭК» реализовало проект «Ямал СПГ» и приступило к реализации проекта «Арктик СПГ-2». ПАО «НК «Роснефть» объявило о развитии газового потенциала одной из стратегических задач компании с перспективой добычи 100 млрд м³/год [14].

С учетом того что, как уже указывалось, в 2020 г. доля СПГ в мировых импортно-экспортных поставках природного газа превысила 50% и увеличивается далее, можно предположить, что эта тенденция сохранится, а значит, перед Россией как страной, обладающей крупнейшими запасами газа, стоит задача наилучшим образом использовать свои возможности с учетом тех ограничений, которые накладывают традиционные «партнеры».

Наряду с вышеизложенным ранее упомянутая компания Rystad Energy 09.05.2022 выпустила релиз [15], в котором указывает: «Ожидается, что мировой спрос на СПГ достигнет 436 миллионов тонн в 2022 году, превысив имеющиеся возможности в 410 миллионов тонн. Для Европы может сформироваться идеальный зимний шторм, поскольку континент стремится ограничить потоки российского газа. Дисбаланс поставок и высокие цены создадут условия для самых оптимистичных условий для проектов по производству СПГ более чем за десятилетие, хотя поставки из этих проектов будут поступать и обеспечат облегчение только после 2024 года».

СПГ-терминал нового типа

Как уже было указано, объемы СПГ в экспортно-импортных поставках превысили объемы поставок трубопроводного газа. С учетом текущих тенденций с поставками Газпрома на европейские рынки можно предполагать, что разрыв будет увеличиваться. Запланированное на 2024 год начало строительства газопровода «Сила Сибири-2» не подтверждено контрактом со стороны Китая [20]. Наряду с необходимостью диверсифицировать поставки и избежать монополии потребителя газовой отрасли предстоит разрабатывать стратегии, включающие развитие поставок СПГ. Это предполагает практически развитие подотрасли, включая создание собственных технологий и оборудования для сжижения газа, строительство танкерного флота и соответствующей инфраструктуры.

Что касается технологий, то группой авторов предложена технология получения сжиженного природного газа с использованием жидкого воздуха [15]. Суть технологии состоит в том, что природный газ после подготовки сжижается в противотоке с жидким воздухом, температура которого примерно на 30 °С ниже, чем температура СПГ. Это позволяет упростить процесс сжижения до четырехступенчатого теплообмена, что позволяет вместо завода по сжижению ограничиться практически цехом, что весьма актуально в труднодоступных условиях прибрежных и морских месторождений в Арктике. В свою очередь, сжиженный воздух (ЖВ) доставляется на промысел тем же танкером, на котором вывозится СПГ. Для условий глубоководных месторождений с тяжелыми ледовыми условиями и подводной добычей такая технология представляется наиболее перспективной.

Технологии получения жидкого воздуха хорошо известны и отработаны. Его производство может быть организовано в любом месте на побережье, где имеется достаточно энергии и логистическое плечо до газового промысла приемлемо по расстоянию. Основной центр добычи газа в России Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО), включая не только прибрежные месторождения, но и месторождения в губах, а в перспективе и в Карском море (рис. 3). Именно для таких месторождений сжижение является практически безальтернативным вариантом выхода на рынок, что и продемонстрировала компания НОВАТЭК на проекте «Ямал СПГ».

Производить ЖВ можно на суше в непосредственной близости от морского промысла при наличии энергии, источником которой может являться относительно низконапорный газ, который присутствует на Ямале практически повсеместно в верхних частях разреза [16] и разрабатывать который необходимо

РИСУНОК 3. Обзорная карта Надым-Пур-Тазовского района ЯНАО [21]

с целью снижения давления и предотвращения аварий на действующих промыслах.

Дальнейшее рассмотрение возможностей получения СПГ с помощью ЖВ приводит к мысли, что холод СПГ можно использовать при регазификации на приемном терминале для получения ЖВ. Предварительные расчеты показывают, что путем теплообмена СПГ с воздухом можно достичь понижения температуры последнего до -140 °С при минимальных энергозатратах с последующим охлаждением до сжижения традиционными технологиями. В этом случае мы получаем приемный терминал нового типа, на котором производится не только регазификация СПГ, но и получение ЖВ. Понятно, что воздух перед сжижением должен быть очищен, в частности от углекислого газа. Кроме того, возможно, что экономически и технологически будет целесообразно получение из воздуха сопутствующих компонентов, таких как аргон, неон, радон, водород, гелий, криптон.

Приемные терминалы СПГ традиционно строятся вблизи районов потребления газа. В прибрежных районах Российской Арктики мы видим потенциально только три региона, имеющих инфраструктуру и потенциал для масштабного использования СПГ. Это Мурманская, Архангельская области и Норильский промышленный район. При этом Норильский район относительно надежно обеспечен газом с Мессояхинского и Пеляткинского ГКМ, Архангельская область получает газ из магистральных газопроводов, идущих на Запад из ЯНАО, а что касается Мурманской области, то Газпром прорабатывает проект подключения области к магистральному газу в районе Волхова [17], от которого до Мурманска более 1000 км по лесам и болотам Карелии. Таким образом, из трех промышленно развитых регионов, примыкающих к арктическому побережью и имеющих приемлемое логистическое плечо до месторождений Ямала, только Мурманская область не имеет сегодня доступа к природному газу. Однако совокупный объем предполагаемого потребления Мурманской области и севера Карелии оценивается на уровне 8,6 млрд м³, что с учетом строительства магистрали и распределительных сетей в сложных условиях Карелии и особенно Кольского полуострова, не выглядит экономически оправданным. В этой связи именно Мурманская область может стать регионом, для которого целесообразно рассмотреть возможность реализации пилотного проекта терминала СПГ нового типа с одновременной привязкой к нему энергоемких по газу производств.

Применяемые ныне сложные технологии сжижения природного газа с использованием многокомпонентных смесей хладагентов требуют довольно больших энергозатрат и занимают изрядную площадь. Для сопоставления приведем сведения по удельным энергозатратам на всех российских заводах СПГ [18], откуда (табл. 1, стр. 6) видно, что самым низким показателем (т.е. наиболее совершенной технологией) обладает завод «Арктик СПГ-2»: 231 кВт/ч на 1 т СПГ. Оценка этого показателя при использовании предлагаемой технологии получения СПГ посредством ЖВ показывает, что этот показатель мог бы быть равным примерно 70 кВт/ч на 1 т СПГ, т.е. энергозатраты могут снизиться более чем втрое. Такое положение будет характерным и для других продуктов, получаемых в результате регазификации.

Таким образом, использование новой технологии сжижения воздуха с использованием холода СПГ, чрезвычайно благотворно

ТАБЛИЦА 1. Расчетные показатели работы производств СПГ в России [18]

Завод/проект	Мощность, млн т в год	Используемый процесс	Лицензиар	Максимальные удельные энергозатраты, кВт·ч/т СПГ
Сахалин-2	2×4,8	DMR	Shell	336
Ямал СПГ (1, 2, 3 очередь)	3×5,5	C3MR	APCI	343
Криогаз-Высоцк СПГ	2×0,33	Smartfin	Air Liquide	444
Газпром СПГ Портовая	1,5	LIMUM3	Linde AG	316
Ямал СПГ (4 очередь)	0,9	Арктический каскад	ПАО «НОВАТЭК»	258
Арктик СПГ-2	3×6,6	MFC4	Linde AG	231
Владивосток СПГ	0,5–1,5	GMR	ПАО «ГАЗПРОМ»	428
		LIMUM3	Linde AG	327
ГПЗ КПЭГ в Усть-Луге	2×6,5	DMR	Linde AG	241

отразится прежде всего на реальной возможности внедрения наиболее совершенной технологии подводного сжижения ПГ и наряду с этим значительно расширит производственную деятельность самих приемных терминалов СПГ, позволяя на их базе формировать криогенный энергетический кластер, направляя часть ПГ на генерацию электроэнергии. А это в целом не менее благотворно отразится на темпах освоения арктических углеводородных ресурсов и придаст дополнительный импульс промышленного освоения громадного арктического побережья.

И, резюмируя в целом перспективу получения СПГ с использованием в противотоке ЖВ, можно сказать, что удастся не только существенно повысить перспективы более эффективного преобразования газа в СПГ, но и значительно расширить диапазон промышленной деятельности приемных терминалов СПГ, превратив их в новые промышленные центры на арктическом побережье и не только [19].

Выводы

- Высокая волатильность цен на ПГ, внерыночные ограничения экспортных поставок из России, дефолты по доллару США и евро (отказ соответствующих эмитентов валют в их использовании в качестве средств международных расчетов означает отказ от исполнения обязательств, то есть дефолт), ограничения по импорту технологий и оборудования, а также «зеленая повестка» ставят газовую отрасль перед масштабными вызовами и требуют поиска новых решений, значительно, а лучше радикально увеличивающих их эффективность.
- Одним из таких решений может стать проектирование и строительство приемных терминалов СПГ в виде криогенных промышленных кластеров, осуществляющих регазификацию, сжижение воздуха с получением из него ценных компонентов, генерацию электроэнергии, а также развитие производств на базе ПГ.
- Такие кластеры могут быть актуальны для приема СПГ, получаемого на морских и прибрежных месторождениях путем противотока со сжиженным воздухом, не требуют использования иностранных технологий, позволяя одновременно кратно снизить затраты на сжижение газа, а также получать при регазификации СПГ ряд не менее ценных продуктов, причем со сниженными энергозатратами.
- Пилотный проект такого терминала может быть потенциально реализован на Кольском полуострове, где, с одной стороны, имеется ощутимая потребность в ПГ, а с другой – может получить дополнительный импульс развития производственный комплекс.
- Предлагаемая технология требует дополнительного анализа и не может решить всех проблем газовой отрасли, но может стать одним из направлений развития Арктики и Дальнего Востока. ●

Литература

1. *Statistical Review of World Energy 2021. BP, стр.42. https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf.*
2. *https://ycharts.com/indicators/europe_natural_gas_price.*
3. *Шульга И.И., Суровегин В.В. Энергоэволюция. Атомный эксперт (приложение к журналу Атомная энергия), № 3, 2022.*
4. *https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC123203/kjna30558enn_geco2020.pdf.*
5. *https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020#world-energy-model-and-special-reports.*
6. *Снакин В.В. Глобальные изменения климата: прогнозы и реальность. Жизнь Земли, том 41, № 2, 2019.*
7. *Покровский О.М. Количественные оценки влияния важнейших факторов на изменение глобального климата в последние 150 лет // Исследование Земли из космоса. – 2019. – № 3. – С. 3–12. doi: 10.31857/S0205-9614201933-12.*
8. *Горбунова Н.М., Иванова И.И. Борьба за шельф Восточного Средиземноморья: итоги и перспективы. Вестник Института востоковедения РАН. 2020. № 2. С. 64–79. DOI: 10.31696/2618-7302-2020-2-64-79.*
9. *https://www.gazprom.ru/press/news/2022/may/article552735/.*
10. *https://www.gazprom.ru/press/news/2022/september/article556147/.*
11. *https://rg.ru/2022/03/31/prezident-ukaz172-site-dok.html.*
12. *https://www.gazprom.ru/press/news/2022/april/article550606/.*
13. *https://www.rosneft.ru/business/Upstream/GasStrategy/.*
14. *https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/a-perfect-and-unavoidable-storm-LNG-supply-crisis-will-make-landfall-in-winter-2022/.*
15. *Гусейнов Ч.С. и др., Патент № 2632598 от 2.10.2015 г. на способ получения сжиженного природного газа с использованием жидкого воздуха, бюлл. № 28.*
16. *Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Формирование залежей углеводородов в верхней части разреза и кратеров выбросов газа. Neftegaz.RU, 2019, № 1, с. 48–55.*
17. *Релиз Газпрома от 30.08.22г. https://www.gazprom.ru/press/news/2022/august/article556085/.*
18. *Карпов А.Б., Кондратенко А.Д., Мещерин И.В. Российские производства по сжижению природного газа. Neftegaz.RU, 2019, № 10.*
19. *Гусейнов Ч.С., Кульпин Д.Л., Хазеев В.Б., Бобов Д.Г. К вопросам освоения нефтегазовых месторождений на длительно замерзающих арктических морях. Бурение и нефть, 2020, № 7/8, с. 26–29.*
20. *https://rg.ru/2022/09/19/truba-na-nervah.html.*
21. *http://1tmn.ru/greater_tumen/kak-rossija-stanovilas-neftegazovoj-derzhavoj-4159677.html.*

KEYWORDS: *gas market, «green» agenda, gas payment, liquid air, LNG, terminal, cryogenic cluster.*

МОРСКАЯ ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА С АРКТИЧЕСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Перспективы развития

УДК 629.543

РАЗВИТИЕ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ В ПЕРВОЙ ПОЛОВИНЕ XXI ВЕКА СТАНОВИТСЯ ОДНИМ ИЗ ОСНОВНЫХ ФАКТОРОВ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ НЕЗАВИСИМОСТИ НАШЕЙ СТРАНЫ. РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЕКТОВ ОСВОЕНИЯ АРКТИЧЕСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОСЛОЖНЕНА ЭКСТРЕМАЛЬНЫМИ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ, ОТСУТСТВИЕМ НЕОБХОДИМОЙ ЛОГИСТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ, А ТАКЖЕ ИХ ЗНАЧИТЕЛЬНОЙ УДАЛЕННОСТЬЮ ОТ КОНЕЧНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНО ВЛИЯНИЕ ОСНОВНЫХ ФАКТОРОВ НА ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ С АРКТИЧЕСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ТАКИХ КАК ПРОТЯЖЕННОСТЬ МАРШРУТА, ОБЪЕМЫ ТРАНСПОРТИРУЕМОГО ПРОДУКТА И ЕЕ ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗУЕМОСТЬ. ОТМЕЧЕНЫ ОСОБЕННОСТИ ТЕХНИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ МОРСКОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ СПГ. СФОРМУЛИРОВАНЫ ПРОБЛЕМЫ, ТРЕБУЮЩИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КРУГЛОГОДИЧНОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ СПГ В ОБЪЕМАХ, СООТВЕТСТВУЮЩИХ МОЩНОСТЯМ ПО ПРОИЗВОДСТВУ СПГ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

THE DEVELOPMENT OF NATURAL GAS PRODUCTION IN THE ARCTIC REGION IN THE FIRST HALF OF THE 21ST CENTURY IS BECOMING ONE OF THE MAIN FACTORS IN ENSURING THE ENERGY INDEPENDENCE OF OUR COUNTRY. THE IMPLEMENTATION OF PROJECTS FOR THE DEVELOPMENT OF THE ARCTIC DEPOSITS IS COMPLICATED BY EXTREME NATURAL AND CLIMATIC CONDITIONS, THE LACK OF THE NECESSARY LOGISTICS INFRASTRUCTURE, AS WELL AS THEIR SIGNIFICANT REMOTENESS FROM END CONSUMERS. THE ARTICLE CONSIDERS THE INFLUENCE OF THE MAIN FACTORS ON THE CHOICE OF TECHNOLOGY FOR TRANSPORTING HYDROCARBONS FROM THE ARCTIC FIELDS, SUCH AS THE LENGTH OF THE ROUTE, THE VOLUME OF THE TRANSPORTED PRODUCT AND ITS TECHNICAL FEASIBILITY. THE FEATURES OF THE TECHNICAL IMPLEMENTATION OF LNG SEA TRANSPORTATION ARE NOTED. THE PROBLEMS THAT NEED TO BE SOLVED TO ENSURE YEAR-ROUND TRANSPORTATION OF LNG IN VOLUMES CORRESPONDING TO THE LNG PRODUCTION CAPACITIES IN THE RUSSIAN ARCTIC ARE FORMULATED

Ключевые слова: *природный газ, СПГ, Арктика, судно-газовоз, мембранные танки.*

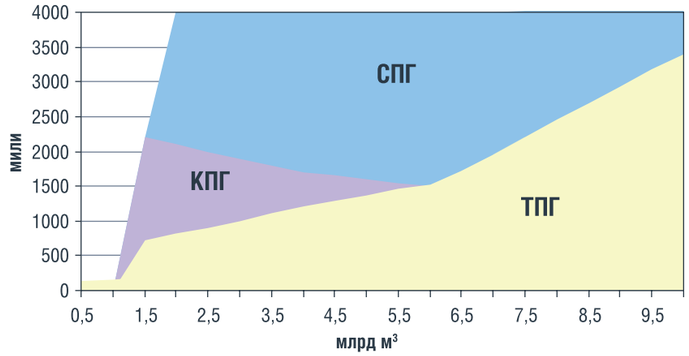
Харченко Юрий Алексеевич
профессор кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.т.н.

Карнаухов Иван Юрьевич
студент кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Морская транспортировка как наиболее оптимальный способ доставки газа с удаленных арктических месторождений

Одной из ключевых проблем при освоении углеводородных ресурсов Арктического шельфа является организация транспортировки нефти и газа от мест добычи до конечного потребителя. В настоящее время в силу экономических и геополитических факторов, основные центры потребления российских энергоресурсов сместились в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Расстояние от них до основных мест добычи углеводородов в Российской Арктике составляет свыше 3 тыс. километров. В этом направлении развивается несколько технологий

РИСУНОК 1. Сравнение способов транспортировки природного газа [2]



транспортировки углеводородов – классическая трубопроводная и морская, с использованием нефтяных танкеров и судов-газовозов. Такое разделение наиболее характерно для транспортировки газа, потребление которого неуклонно возрастает в последние годы. Поэтому в статье основное внимание уделяется проблемам транспортировки природного газа на большие расстояния. Выбор наиболее экономически эффективной технологии транспортировки зависит от многих факторов, основными из которых являются – протяженность маршрута, объем перевозимого продукта и ее техническая реализуемость. Рассмотрим перечисленные факторы подробно.

На рис. 1 представлено сравнение трех способов транспортировки природного газа – в сжиженном (СПГ) и компримированном (КПГ) состояниях, а также с использованием трубопроводов (ТПГ).

Как видно из графика, начиная с расстояний свыше 1500 миль (2414 км) и объемов транспортируемого газа свыше 6 млрд м³ (4,7 млн т СПГ) морская транспортировка газа в сжиженном виде становится конкурентоспособной с трубопроводным транспортом. Для сравнения: транспорт компримированного (сжатого) газа (КПГ) является конкурентоспособным в узком диапазоне изменения параметров (расстояние и объемы транспортировки) и не представляет интереса для организации крупномасштабного транспорта газа в страны АТР. Необходимо отметить, что такое сравнение является довольно укрупненным и не учитывает такие факторы, как возможность прокладки трубопроводов в отдельные центры потребления (например, Япония, Индия и т.д.), для которых морская транспортировка газа является безальтернативным решением. Поэтому транспортировка природного газа в сжиженном состоянии является наиболее перспективным вариантом для удаленных месторождений российского арктического шельфа. Однако для его развития с учетом добычных возможностей Российской Арктики и ростом потребления СПГ в мире требуется значительное увеличение флота судов-газовозов арктического класса, которые способны обеспечить круглогодичную (с соответствующей ледокольной поддержкой) транспортировку газа до потребителей. В настоящее время в эксплуатации находится 15 судов-газовозов серии «Кристоф де Маржери». До 2025 г. планируется построить еще 15 судов-газовозов ледового класса дедвейтом 98,8 тыс. т. Очевидно, что реализация этой задачи потребует значительных капитальных вложений (свыше 5,5 млрд долл. США) и определенного времени (более трех лет). В то же время реализация этой программы позволит обеспечить устойчивую транспортировку в страны азиатского региона [18,19] всего объема СПГ, произведенного в рамках проектов «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ-2» с объемами добычи 27 млрд м³/год и 30,5 млрд м³/год соответственно.

Важным преимуществом морской транспортировки СПГ является возможность изменения маршрутов движения судов-газовозов (рис. 2), что позволяет в случае непредвиденных ситуаций (введение санкционных ограничений, изменение цен и т.д.) перенаправлять поставки в другие государства, имеющие регазификационные терминалы.

Северный морской путь – самый близкий маршрут до потребителей Азиатского региона

Для наиболее быстрой транспортировки СПГ российских арктических проектов судами-газовозами используется кратчайший судоходный маршрут, связывающий

РИСУНОК 2. Маршруты транспортировки СПГ от российских Арктических проектов

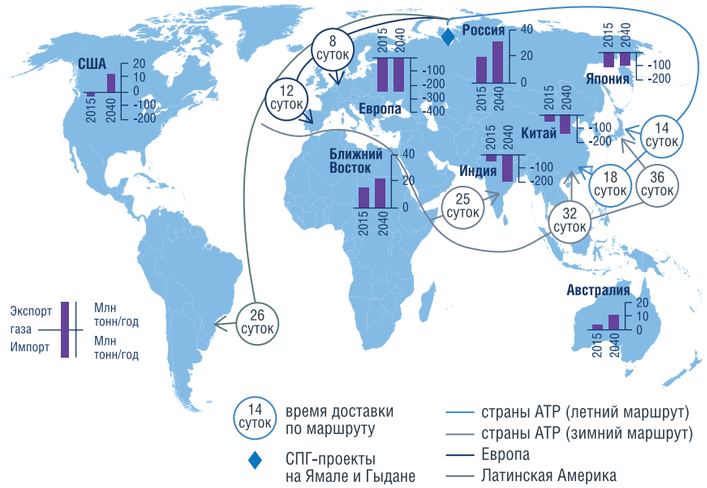
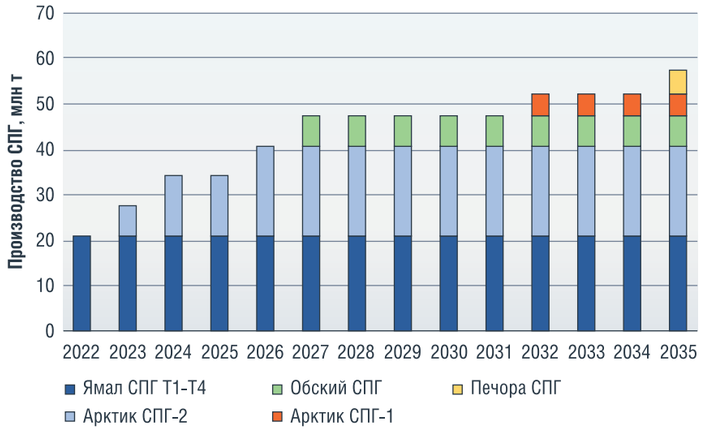


РИСУНОК 3. Реализация Арктических проектов производства СПГ



Азиатско-Тихоокеанский регион с арктическими регионами Российской Федерации – Северный морской путь (СМП) (рис. 2). Его бесперебойное функционирование обеспечивается за счет развитой портовой инфраструктуры, наличия значительного ледокольного, аварийно-спасательного и вспомогательного флотов. СМП пролегает от пролива Карские ворота до Берингова пролива, проходя через следующие моря – Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское и Берингово. Его протяженность составляет 5600 км. Такой маршрут позволяет более чем в два раза сократить сроки доставки СПГ в страны АТР по сравнению с транспортировкой через Суэцкий канал [4]. Например, транспортировка по СМП с п-ова Ямал до Японии занимает 14 суток, а через Суэцкий канал до Японии – 36 суток. Конечно, для обеспечения его круглогодичного функционирования необходимо продолжать развитие береговой инфраструктуры, ледокольного и вспомогательного флота, региональной и локальных систем аварийно-спасательного обеспечения и мониторинга ледовой обстановки, которые включают ряд таких подсистем, как центры по обработке ледовой и гидрометеорологической информации, авиационной и космической разведки и т.д.

Необходимость развития объема перевозок СПГ

В 2021 году объем грузоперевозок на СМП достиг рекордного уровня – более 34,85 млн т, при этом объем СПГ и газоконденсата составил 19,6 млн т [5]. Дальнейшее развитие Арктических проектов позволит к 2035 г. довести производство СПГ в этом регионе до 58 млн т (рис. 3).

Рост производства СПГ будет требовать дальнейшего расширения флота судов-газовозов. С учетом отмеченных выше объемов производства СПГ их суммарное количество к 2035 г. должно достигать 40–45 судов ледового класса.

Эффективность транспортировки в страны Азиатского региона также будет увеличена за счет строительства к 2024 году перегрузочного комплекса СПГ на Камчатке производительностью 21,1 млн т СПГ/год, на котором будет организована перегрузка с судов-газовозов ледового класса Arc7 на конвенциональные суда-газовозы. Терминал будет представлять плавучие хранилища объемом 360 тыс. м^3 с перевалкой борт-к-борту. Такое решение позволит сократить не только стоимость транспортировки СПГ, но и время оборота (периода между двумя загрузками) судна-газовоза ледового класса. Например, при транспортировке СПГ в Японию время оборота может сократиться с 30–36 дней до 15–22 дней, а экономия составит свыше $225 млн в год [10]. Необходимо отметить, что приведенной выше производительности Камчатского Терминала по перегрузке СПГ будет недостаточно для будущих проектов СПГ в Арктике, поэтому по мере развития производства СПГ ее необходимо будет увеличивать более чем в два раза.

Третьим фактором, определяющим возможность и эффективность реализации выбранной технологии транспортировки газа, является ее техническая реализуемость. Рассмотрим наиболее важные, с нашей точки зрения, особенности технической реализации транспортировки СПГ судами-газовозами.

Анализ существующих конструкций систем хранения судов-газовозов

Одно из основных отличий существующих судов-газовозов заключается в конструкции систем хранения, состоящей из криогенных резервуаров.

В процессе их эксплуатации возникают такие проблемы, как «слошинг» и образование отпарного газа, которые влекут за собой снижение надежности резервуаров, дополнительные потери транспортируемого продукта или увеличение энергозатрат на хранение СПГ и, следовательно, ухудшение экономических показателей проекта в целом.

Отпарным газом принято называть газ, который образуется за счет испарения СПГ в процессе его хранения. Основной причиной образования испарений является то, что конструкции криогенных резервуаров имеют различные виды теплоизоляционных материалов и структуру. При этом каждая конструкция имеет определенные несовершенства в системе теплоизоляции, из-за которых возникает попадание тепла в систему хранения.

Современные крупные суда-газовозы оснащаются системой обратной конденсации паров, которая сжижает отпарной газ и сливает СПГ обратно в танки. В этом случае дополнительные затраты энергии на сжижение определяют эффективность конструкции криогенного резервуара.

«Слошинг» представляет собой сложное явление движения жидкости в криогенном резервуаре по инерции, демонстрирующее сильную нелинейность и случайность под воздействием внешних сил, например волновых, вызывая высокие напряжения в стенках резервуара. Демонстрация эффекта «слошинга» представлена на рис. 4.

РИСУНОК 4. Эффект «слошинга»

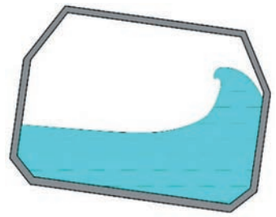


РИСУНОК 5. Основные типы криогенных резервуаров

а – танк SPB **б** – мембранный танк **в** – танк MOSS

Выделяют три основных типа системы хранения: сферические танки типа MOSS, мембранные танки и призматические танки типа SPB (рис. 5).

Одним из достоинств сферического танка MOSS является противостояние эффекту «слошинга» за счет своей криволинейной поверхности, но при этом он имеет достаточно малый объем по сравнению с размером корпуса. Такой тип является материалоемким, тяжелым по весу и относительно дорогостоящим по сравнению с мембранным. В настоящее время около 27% судов-газовозов такой конструкции эксплуатируются в мире, но постепенно компании от нее отказываются [9]. При эксплуатации судов-газовозов в ледовых условиях одним из критериев выбора конструкции верхнего строения судна является хороший обзор с капитанского мостика окружающей ледовой обстановки. Суда типа MOSS значительно уступают по этому критерию судам-газовозам мембранного и призматического типов.

Призматический танк типа SPB имеет множество преимуществ, особенно отсутствие эффекта «слошинга», но стоимость его строительства не позволяет внедрять его во флот судов-газовозов. Так, в 2016 году насчитывалось всего два судна с такой системой хранения [3].

Мембранный тип танка является более оптимальным и распространенным за счет своей компактности, хотя значительно подвержен «слошингу». Форма танка обладает максимальной объемной эффективностью, что делает его наиболее рентабельным. Кроме того, их сооружение производится путем установки модулей, которым можно придать определенную форму и это обеспечивает гибкость для различных корпусов судов. Кроме того, конструкция позволяет повысить надежность эксплуатации судна-газовоза не только снижением площади парусности, но и освобождением пространства на палубе, что как отмечалось выше, обеспечивает свободный обзор капитану судна. К другим эксплуатационным преимуществам относятся быстрые периоды охлаждения (низкая теплоемкость) во время загрузки и, следовательно, более быстрый оборот [3]. Необходимо отметить, что все суда-газовозы, эксплуатирующиеся для Арктических проектов по производству СПГ, используют именно мембранную систему хранения.

Как уже отмечалось, количество «отпарного газа» при транспортировке СПГ зависит от теплоизоляционных свойств конструкции криогенных резервуаров. Рассмотрим более подробно существующие модели мембранных криогенных резервуаров: GTT Mark III (Mark III Flex, Mark III Flex+), GTT No96 (No96 GW, No96 LO3) и KOGAS KC-1 с учетом этих свойств.

Система GTT Mark III состоит из первичной и вторичной мембран с включением слоев теплоизоляции. Общая схема стенки представлена на рис. 6.

Необходимо отметить, что для системы GTT Mark III существует модификации Mark III Flex и Mark III Flex+, которые отличаются от основной системы тем, что имеют различную толщину вторичной изоляции. Вторичная изоляция Mark III Flex имеет толщину 300 мм, а Mark III Flex+ 380 мм, и, следовательно, общая толщина изоляции увеличивается с 270 мм до 400 и 480 мм соответственно [14]. В настоящее время активно применяется система Mark III Flex.

Система GTT No96 также как и Mark III состоит из двух мембран и двух слоев теплоизоляции. Схема стенки представлена на рис. 7.

В отличие от Mark III первичная мембрана No 96 имеет гладкую форму, потому что инвар имеет очень низкий коэффициент температурного расширения и не подвергается значительным температурным деформациям.

РИСУНОК 6. Схема стенки резервуара GTT Mark III

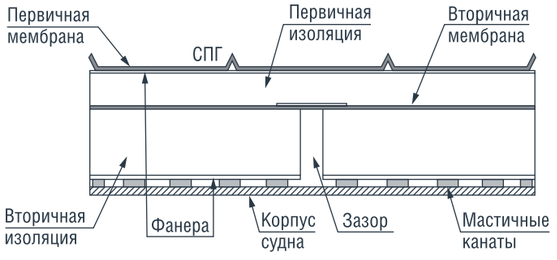


РИСУНОК 7. Схема стенки резервуара GTT No96

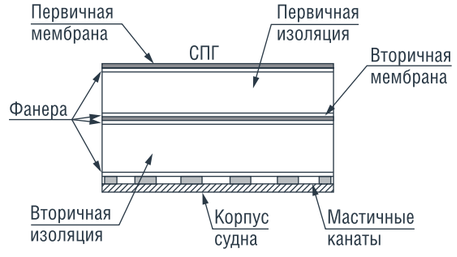
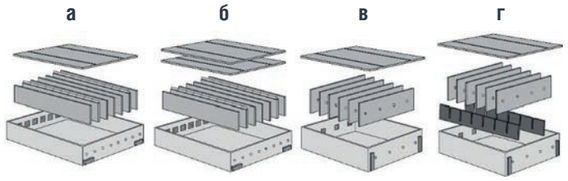
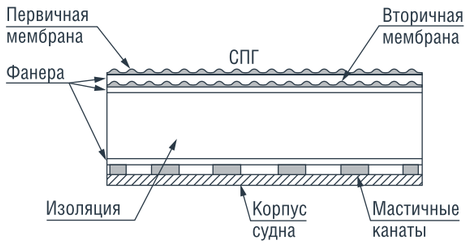


РИСУНОК 8. Типы ящиков для теплоизоляции



а – стандартный первичный; б – усиленный первичный;
в – стандартный вторичный; г – сверхпрочный вторичный

РИСУНОК 9. Схема стенки резервуара KOGAS KC-1



Слои изоляции представляют собой сборные коробки из фанеры, заполненные перлитом. Сборные коробки для первичного и вторичного слоя теплоизоляции различаются строением, и для каждого слоя разработаны несколько вариантов в целях удовлетворения необходимых показателей надежности при эксплуатации. Для первичного существуют: стандартная, усиленная (двойной верх, толще внутренние перегородки), сверхпрочная (двойной верх, толще внутренние перегородки, на 30% больше скоб в конструкции). Для вторичного существуют те же типы, но для сверхпрочного типа добавляются поперечные перегородки совместно с продольными [13]. Различия в конструктивных особенностях коробок продемонстрированы на рис. 8.

Система KOGAS KC-1 в отличие от остальных рассмотренных систем состоит из одного слоя теплоизоляции и двух мембран. Схема стенки на рис. 9.

Первичная и вторичная мембрана изготовлены из такой же стали, как для Mark III, – 304L. Между мембранами располагается дополнительный слой фанеры [6]. Для снижения влияния температурных деформаций и повышения надежности мембраны подвергают гофрированию [15].

Сравнение показателей образования отпарного газа в различных типах криогенных резервуаров представлено в таблице 1.

Как видно из представленных материалов, наилучшими теплоизоляционными свойствами обладает криогенный резервуар типа Mark III Flex+ и KC-1.

Другим важным критерием при сравнении различных конструкций криогенных резервуаров является их прочность при воздействии различных нагрузок.

Сравнение предельных нагрузок на наиболее чувствительный элемент – фанерные доски представлено в таблице 2.

По этому показателю более эффективным оказывается конструкция KC-1.

В целях снижения напряжений, оказываемых «слошингом» на конструкцию башни, а также на сами стенки криогенного резервуара, исследователями предлагаются различные методы, например, использование шаров из пенополистирола относительно высокой плотности, слой которых плавает на поверхности СПГ, сглаживая профили волн и снижая динамическое давление [17]. Для снижения испарений предлагается изменять состав перевозимого СПГ путем добавления в него около 2% азота. В таком случае азот испаряется быстрее метана и состав паровой фазы состоит преимущественно из азота, при этом относительно небольших значений достигает показатель испарений метана. Но необходимо отметить, что такой метод требует дополнительных исследований, поскольку определенная концентрация азота может оставаться в СПГ при регазификации и, следовательно, продукт не будет соответствовать требованиям качества [16].

Требования к судам-газовозам в условиях Арктических морей

Эксплуатация судов-газовозов в сложных природно-климатических условиях Арктических морей требует соответствующих изменений судна не только для повышения надежности, но и для улучшения экономических показателей проекта.

Судно-газовоз должно иметь определенный ледовый класс, для того чтобы самостоятельно преодолевать льды в акваториях морей Северного морского пути. Так, танкеры Арктических проектов имеют класс Arc7, что в соответствии с Правилами Российского морского регистра судоходства позволяет

ТАБЛИЦА 1. Сравнение показателей образования отпарного газа [6]

Название	Количество отпарного газа, %/день
Mark III	0,15
Mark III Flex	0,085
Mark III Flex+	0,08
No 96	0,15
No 96 GW	0,125
No 96 LO3	0,11
KC-1	0,093

ТАБЛИЦА 2. Сравнение предельных нагрузок на фанерные доски [11,12]

Название	Вертикальное сжатие	Напряжение сдвига
Mark III, Mark III Flex+	1,8 МПа	2,52 МПа
No96		
KC-1	4,5 МПа	3,5 МПа
Горизонтальные напряжения во всех типах ~40 МПа		

обеспечивать «самостоятельное плавание в сплоченных однолетних арктических льдах толщиной до 1,4 м в зимне-весеннюю навигацию и до 1,7 м в летне-осеннюю навигацию при эпизодическом преодолении ледовых перемычек с помощью работы набегами; плавание в канале за ледоколом в однолетних арктических льдах толщиной до 2,0 м в зимне-весеннюю навигацию и в двухлетних арктических льдах толщиной до 3,2 м в летне-осеннюю навигацию» [1].

Одним из требований к судам-газовозам арктического класса является отсутствие бульбовых носовых обводов, которые применяются на большинстве современных судов-газовозов для повышения быстроходности. Ограничение на их использование накладывается только на суда ледового класса Arc5 и выше. Это позволяет снизить ледовые нагрузки, а также не терять ход судна из-за образовавшихся ледовых нагромождений перед фоштевнем над бульбом во время прохождения битого льда. В связи с этим на судах-газовозах арктического класса применяется ледокольный обвод носовой части. Для изменения характеристики сопротивления воды движению корпуса на судах-газовозах класса Arc5 и выше скругляют шпангоуты и стремятся как можно сильнее обузить транец или вовсе убрать его из воды [8]. Также для эксплуатации в ледовых условиях устанавливают специальную винторулевую колонку, например типа Azipod, для повышения маневренности, ледопроходимости и энергоэффективности судна [7].

Подготовка к суровым природно-климатическим условиям выполняется не только для корпуса судна, но и для верхнего строения, иными словами, выполняется винтеризация. Основные элементы, которые подлежат винтеризации: жилые и рабочие помещения, палуба, вертолетная площадка, палубные краны, швартовное и буксирное оборудование, электропроводка и электрическое освещение, эвакуационный путь и спасательные средства, система противопожарной защиты, аварийного отключения и тревоги, навигация, трубопроводные системы, телекоммуникационные системы. В основном она включает внедрение хладостойких материалов, обогревы различных узлов, теплоизоляция помещений, защита от обледенения. Основные требования по винтеризации судов, эксплуатирующихся в Арктике, устанавливают морские стандарты, например DNVGL-OS-A201 «Winterization for cold climate operations» и ISO 19906:2019 «Petroleum and natural gas industries – Arctic offshore structures».

Заключение

Развитие крупнотоннажной морской транспортировки СПГ в страны азиатского региона является одним из определяющих факторов для успешной реализации проектов освоения углеводородных ресурсов Российской Арктики. Для ее обеспечения необходимо значительно увеличить флот судов-газовозов, предназначенных для круглогодичной работы на акваториях замерзающих морей.

Северный морской путь – это наиболее оптимальный маршрут транспортировки СПГ российских арктических проектов. При его круглогодичном использовании время доставки СПГ потребителям стран Азиатского региона сокращается более чем в два раза по сравнению с маршрутом через Суэцкий канал. Для обеспечения круглогодичного функционирования СМП необходимо продолжать развитие береговой инфраструктуры, ледокольного и вспомогательного флотов, региональной и локальных систем аварийно-спасательного обеспечения и мониторинга ледовой обстановки.

Дальнейшее увеличение эффективности применения судов-газовозов ледового класса связано с пуском в эксплуатацию перегрузочного комплекса СПГ на Камчатке, на котором будет организована перегрузка на конвенциональные суда-газовозы.

Анализ современных конструкций судов-газовозов показывает, что для эксплуатации на маршруте СМП наиболее оптимальным является судно-газовоз ледового класса Arc7 мембранного типа дедвейтом до 100 тыс. т с криогенными резервуарами системы KOGAS KC-1. ●

Литература

1. *Регистровая книга судов НД № 2-050101-004. – Российский морской регистр судоходства. – СПб: Российский морской регистр судоходства, 2017.*
2. *Гречко А.Г., Новиков А.И., Харченко Ю.А. Заводы по производству СПГ в Арктике. Транспортировка газа судами-газовозами. – М: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2020. – 293 с.*
3. *Thiagarajan K. P., Seah R. Liquefied Natural Gas Carriers. Springer Handbook of Ocean Engineering. – Springer, Cham, 2016. – PP. 963–984.*
4. *Архипов А. Е. Северный морской путь в системе международных транспортных коридоров: вчера, сегодня, послезавтра. Транспортно-логистические системы: научные исследования и практические решения. – 2022. – С. 31–36.*
5. *Бадина С.В., Панкратов А.А. Реализация крупных инфраструктурных проектов на территории, прилегающей к акватории Северного морского пути, в контексте климатических изменений ИнтерКарто. ИнтерГИС. Геоинформационное обеспечение устойчивого развития территорий: Материалы Междунар. конф. М: Географический факультет МГУ, 2022. Т. 28. Ч. 1. С. 91–104.*
6. *Иванов Л.В., Анохин А.В., Зайцев А.В. Анализ мембранных систем хранения груза для танкеров-газовозов. Морской Вестник. – 2019. – № 70 (2). – С. 18.*
7. *Митрофанов А.Ф. Судовые движители типа AZIPOD. Морской сборник. – 2019. – Т. 2063. – № 2. – С. 71–74.*
8. *Пустошный А.В., Шурпяк В.К. Изменение требований ИМО к конструктивному коэффициенту энергетической эффективности (EEDI) судов ледовых классов. Научно-технический сборник Российского морского регистра судоходства. – 2019. – №. 56–57. – С. 7–18.*
9. *Сафонов В.С. Современные подходы к обоснованию показателей устойчивости («живучести») танкеров СПГ при экстремальных внешних динамических воздействиях. – Вести газовой науки. – 2018. – № 2. – С. 150–165.*
10. *Севастьянов С.В., Кравчук А.А. Ускоренное развитие Арктики и Дальнего Востока: синергия проектов. Ойкумена. Регионоведческие исследования. – 2019. – №. 4 (51). – С. 7–20.*
11. *Hwang S.Y. et al. Study on structural strength of Mark III type LNG cargo containment system by idealized triangular impulse load. Journal of the Computational Structural Engineering Institute of Korea. – 2014. – T. 27. – № 6. – PP. 615–624.*
12. *Jin K. K. et al. An assessment of structure safety for basic insulation panel of KC-1 LNG cargo containment system under sloshing load. Journal of the Korean Institute of Gas. – 2013. – T. 17. – № 2. – PP. 85–89.*
13. *Park Y. I. L. Ultimate crushing strength criteria for GTT NO96 LNG carrier cargo containment system under sloshing load. Ocean Engineering. – 2019. – T. 188. – P. 106224.*
14. *Park Y. I. L., Kim J. H. Artificial neural network based prediction of ultimate buckling strength of liquid natural gas cargo containment system under sloshing loads considering onboard boundary conditions. Ocean Engineering. – 2022. – T. 249. – P. 110981.*
15. *Shim H. B., Yoon I. S. Fatigue Life Assessment of KC-1 Membrane Considering the Effects of Cryogenic Temperature and Plastic Deformation. International Journal of Precision Engineering and Manufacturing. – 2020. – T. 21. – №. 5. – PP. 905–914.*
16. *Tomasz Wlodek MSc P. E. Prediction of boil off rate in liquefied natural gas storage processes. International Multidisciplinary Scientific GeoConference: SGEM. – 2017. – T. 17. – №. 1.5. – PP. 405–413.*
17. *Zhang C., Su P., Ning D. Hydrodynamic study of an anti-sloshing technique using floating foams. Ocean Engineering. – 2019. – T. 175. – PP. 62–70.*
18. *Ресурсная база «Ямал СПГ» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – ОАО «Ямал СПГ», 2022. – Режим доступа: http://yamallng.ru/project/resource-base-utm/. – Дата обращения: 11.12.2022. – Загл. с экрана.*
19. *Проект «Арктик СПГ-2». Оценка и управление экологическими и социальными рисками и воздействиями проекта «Арктик СПГ-2» в соответствии с требованиями международных финансовых институтов [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. – Ramboll CIS, 2020. – Режим доступа: https://corporate.totalenergies.ru/ru/system/files/atoms/files/alng2_eshia_scopingreport_rus_160520.pdf. – Дата обращения: 11.12.2022. – Загл. с экрана.*

KEYWORDS: *natural gas, LNG, Arctic, LNG carrier, membrane tanks.*

Neftegaz.RU
номер 2/2023 г.

УДК 622.691.24

ПХГ

Анализ методов сокращения эмиссии метана

Вержбицкая Виктория Владимировна
ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт наук о Земле, Северо-Кавказский федеральный университет

Щекин Александр Иванович
доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт наук о Земле, Северо-Кавказский федеральный университет, к.т.н.

Ягудина Лилия Вакилевна
эксперт в области устойчивого развития и декарбонизации, ООО «Ти эМ эЛ», к.т.н.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СПОСОБСТВУЮТ УВЕЛИЧЕНИЮ УРОВНЕЙ КОНЦЕНТРАЦИИ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В АТМОСФЕРЕ ЗЕМЛИ, КОТОРЫЕ ОКАЗЫВАЮТ ВЛИЯНИЕ НА ГЛОБАЛЬНОЕ ИЗМЕНЕНИЕ КЛИМАТА. В ОТНОШЕНИИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПОДЗЕМНЫЕ ХРАНИЛИЩА ГАЗА ЯВЛЯЮТСЯ ОДНИМ ИЗ НАИБОЛЕЕ МАЛОИССЛЕДОВАННЫХ. ПО ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫМ ОЦЕНКАМ, ОБЪЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ГАЗА ПРИ ПОДЗЕМНОМ ХРАНЕНИИ СОСТАВЛЯЕТ ПОРЯДКА 1,5 МЛРД $М^3$. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ЭМИССИИ МЕТАНА НА ПРИМЕРЕ ДЕЙСТВУЮЩИХ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА В РОССИИ И ПРЕДЛОЖЕНЫ РЕШЕНИЯ ПО СОКРАЩЕНИЮ ПЛАСТОВЫХ ПОТЕРЬ

TECHNOLOGICAL PROCESSES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY CONTRIBUTE TO AN INCREASE IN THE LEVELS OF GREENHOUSE GASES IN THE EARTH'S ATMOSPHERE, WHICH HAVE AN IMPACT ON GLOBAL CLIMATE CHANGE. WITH REGARD TO THE IMPACT OF GAS INDUSTRY FACILITIES ON THE ENVIRONMENT, UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES ARE ONE OF THE LEAST EXPLORED. ACCORDING TO PRELIMINARY ESTIMATES, THE VOLUME OF TECHNOLOGICAL AND GEOLOGICAL LOSSES OF GAS DURING UNDERGROUND STORAGE IS ABOUT 1.5 BILLION M^3. THE ARTICLE DISCUSSES THE MAIN CAUSES OF METHANE EMISSIONS ON THE EXAMPLE OF EXISTING UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES IN RUSSIA AND PROPOSES SOLUTIONS TO REDUCE RESERVOIR LOSSES

Ключевые слова: *подземные хранилища газа, технологические и геологические потери газа, эмиссия метана, глобальное потепление.*

В XXI веке стала очевидной угроза глобального изменения климата, в первую очередь вызванная прогрессирующим ростом уровней концентрации парниковых газов в атмосфере Земли. Согласно Бюллетеню Всемирной метеорологической организации по парниковым газам [1], в 2020 году концентрация диоксида углерода (CO_2) составляла 149 %, метана (CH_4) – 262 % от доиндустриального уровня (1750 г.). Накопление парниковых газов вызывает ряд серьезных проблем: от климатических, таких как увеличение числа экстремальных погодных явлений, повышение уровня Мирового океана, таяние вечной мерзлоты, до социально-экономических последствий и ухудшения здоровья населения [2–4]. Любое повышение глобальной температуры влияет на человека, в первую очередь с негативными последствиями. В работе [5] приведены риски изменения климата для природных и человеческих систем. Последствия изменения климата вызывают бедность и неблагополучие народов целых стран, что приводит к миграции людей [6–7].

ФАКТЫ

На 25 %

за последние 20 лет в мире выросла эмиссия CH_4, составив 10 млрд т CO_2 эквивалента

РИСУНОК 1. Эмиссия CO_2 от сжигания ископаемого топлива по странам с наибольшим объемом выбросов, по данным [8]

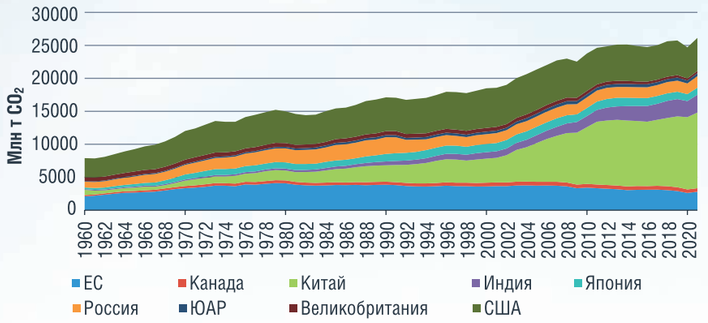
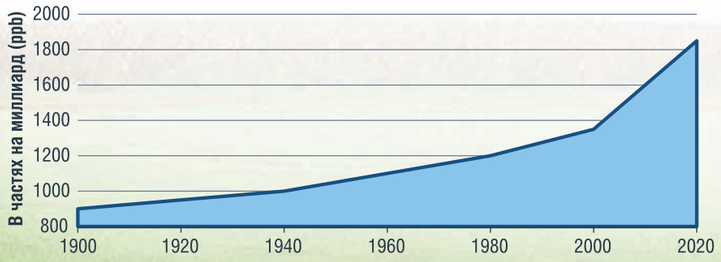


РИСУНОК 2. График увеличения концентрации метана в атмосфере Земли [9, 10]



Для благополучия человечества в 2015 г. мировое сообщество на конференции ООН приняло «Парижское соглашение по климату», включающее борьбу с изменением климата.

Основными парниковыми газами, влияющими на климатические изменения, являются диоксид углерода и метан. На рисунке 1 представлена динамика роста эмиссии CO_2 от сжигания ископаемого топлива по странам с наибольшим объемом выбросов. На рисунке 2 представлен график увеличения концентрации метана в атмосфере Земли.

Во многих научных работах [11–13] отмечено, что метан вызывает более сильный потенциальный вклад в глобальное потепление, чем CO_2. За последние 20 лет эмиссия CH_4 в мире выросла более чем на 25 % и составляет около 10 млрд т CO_2 эквивалента [10, 14].

Основными источниками эмиссии метана в атмосферу являются:

РИСУНОК 3. Источники эмиссии метана [17]

* Естественные, такие как заболоченные территории, пресноводные водоемы, поверхность океана, многолетняя мерзлота, гидраты метана, а также колонии термитов и сжигание биомассы в результате пожаров;

- Антропогенные:
  - сжигание попутного нефтяного газа;
  - сельское хозяйство (расширение рисовых плантаций и разведении крупного рогатого скота);
  - полигоны захоронения бытовых и промышленных отходов, а также очистка сточных вод;
  - угольные шахты;
  - добыча, транспортировка и переработка нефти и газа.

ФАКТЫ

60 %

выбросов метана приходится на долю антропогенных источников, в том числе 20 % – на энергетический сектор

На долю антропогенных источников выбросов метана приходится примерно 60 % от глобальной эмиссии, в том числе 30 % от сельского хозяйства, 10 % – отходы и мусорные свалки и 20 % – энергетический сектор [12, 14]. В энергетическом секторе основной объем выбросов метана обеспечивает нефтегазовая отрасль (60 %). Ключевыми факторами опережающего роста эмиссии метана в нефтегазовой отрасли стало увеличение доли добычи нетрадиционной нефти (с 15 % в 2005 г. до 31 % в 2022 г.) и сланцевого газа (с 10 % в 2005 г. до 27 % в 2022 г.).

Для каждой страны антропогенные выбросы метана изменяются со временем и зависят от уровня развития и отраслевой ориентации экономики. Так в письмах об экологических исследованиях [15] представлен анализ изменения экстремальных климатических явлений на западе и в центре Африки, при этом основной объем выбросов метана приходится на страны с развитой промышленностью, однако изменение климата ощущаются во всех регионах мира, что подтверждает масштаб глобальной проблемы. В РФ на нефтегазовую отрасль приходится до 60 % выбросов метана [16]. В связи с тем, что Россия – один из крупнейших производителей и экспортеров нефти и газа в мире, проблема эмиссии метана является весьма актуальной, рисунок 3.

Эмиссия метана в нефтегазовой отрасли РФ

Эмиссию метана от нефтегазовой отрасли можно разделить на три категории:

- прямые выбросы метана при добыче, транспортировке и переработке нефти и газа;
- эмиссия при факельном сжигании попутного нефтяного газа;
- выбросы метана при аварийных ситуациях.

В работе [18] представлена оценка эмиссии метана (природного газа) в атмосферу в результате деятельности нефтегазовой промышленности. Наибольшие выбросы метана происходят в процессе транспортировки газа – порядка 400–500 млн т в год. Потери природного газа при подземном хранении в РФ составляют около 25 млн т в год. Структура выбросов метана в нефтегазовой отрасли России на 2020 год представлена на рисунке 4.

Выбросы метана в атмосферу происходят вследствие ряда процессов производственного цикла в нефтегазовой отрасли. Они включают работу различных систем вентиляции, рассеивание попутного нефтяного газа и его неполное сжигание, продувка трубопроводов, компрессоров, вентиляционных систем, скважин, а также утечки из-за отсутствия плотного прилегания конструкций и герметичности оборудования, стравливание газа перед ремонтными работами и аварийные ситуации. Значительный объем выбросов метана имеет место при подготовке к ремонтным работам, поскольку капитальный и текущий ремонт требует откачки всего газа и разгерметизации ремонтируемого отсека. Хранение углеводородного сырья в контейнерах и резервуарах также связано с утечками метана в атмосферу.

РИСУНОК 4. Структура выбросов метана в нефтегазовой отрасли России на 2020 год [1, 18]

Эмиссия метана при подземном хранении газа

В отношении воздействия объектов газовой промышленности на окружающую среду, подземные хранилища газа (ПХГ) являются одним из наиболее малоисследованных. Неблагоприятным явлением при эксплуатации ПХГ являются утечки и миграции газа, обусловленные целым спектром как технологических, так и геологических проблем. При создании и разведывательно-промышленной эксплуатации подземных хранилищ газа технологические утечки и миграции газа значительно выше, чем при их выходе на циклический режим работы, что стоит учитывать при создании новых хранилищ [19]. Для оценки национальных коэффициентов выбросов метана от хранения природного газа необходимы исходные данные о составе закачиваемого в ПХГ природного газа и данные об объемах стравливания, продувок и эксплуатационных утечек при хранении природного газа в ПХГ. В работах [20, 21] дается примерная оценка технологических и геологических потерь газа при подземном хранении, которая в процентном выражении достигает 2,25 % от активного объема, учитывая, что активный объем газа в системе ПХГ РФ в 2020 году составлял около 75,07 млрд м^3 [22], то объем утечек составляет порядка 1,5 млрд м^3.

В работе [23] представлены данные о значительных пластовых потерях в ПХГ, созданных в водоносных горизонтах, так для хранилищ, расположенных в пологозалегающих пластах, утечки газа могут достигать 50 % от общего объема. Опираясь на представленные данные, можно предположить, что, например, для Гатчинского ПХГ с оперативным резервом газа в 0,2 млрд м^3 объем потенциальных потерь может составить 100 000 000 м^3.
В работе [24] потери на одном из ПХГ в РФ оцениваются в 500 млн м^3 в год. При этом, по данным ПАО «Газпром», выбросы метана ежегодно сокращаются и на 2020 год составляют 25,9 млн т CO_2 эквивалента.

Анализ литературного материала показал противоречивость представленных в научной литературе данных об объеме утечек метана при подземном хранении газа, однако тот факт, что потери и миграция газа существуют, является неоспоримым.

ФАКТЫ

400-500

МЛН Т

метана поступает в окружающую среду в процессе транспортировки газа

Специфические особенности эксплуатации скважин ПХГ, работающих в циклическом режиме, добавляют дополнительные знакопеременные нагрузки на скелет породы. Эксплуатационные скважины пересекают множество различных геологических пластов и пропластков. Пересекаемые пласты и пропластки различаются по литологическому составу, характеру насыщения и пластовым давлениям, которые зачастую отличаются от гидростатических в большую или меньшую сторону. При бурении скважины разрушаются перемычки, изолирующие пласты с разными пластовыми давлениями, тем самым создаются каналы перетока. Для предотвращения данной проблемы скважина обсаживается стальными трубами (обсадными колоннами) и цементируется.

Некачественный цементаж, дефекты и технические нарушения обсадных труб и муфтовых соединений приводят к перетокам по трубному, затрубному и заколонному пространствам. Перетоки негативно сказываются на эффективности эксплуатации ПХГ, так как непроизводительно теряется пластовая энергия, создаются техногенные залежи. В некоторых случаях при перетоках загрязняются водоносные горизонты, в том числе используемые для питьевого водоснабжения, или образуются газовые грифоны, которые резко ухудшают экологическую обстановку в районе расположения скважины и могут привести к взрывам и пожарам. Поэтому техническое состояние скважины является основополагающим фактором безопасной эксплуатации подземных хранилищ газа [25].

При создании и эксплуатации ПХГ максимально допустимое пластовое давление значительно превышает начальное гидростатическое давление в своде структуры, превышение давления выше начального гидростатического повышает риски возникновения перетоков по негерметичным межколонному и заколонному пространствам. Также неорганизованные выбросы связаны, в основном, с утечками, причиной которых являются неплотности разъемных соединений технологического оборудования и газопроницаемость материалов.

РИСУНОК 5. Классификация видов геологических потерь газа при подземном хранении

Кроме того, происходит эмиссия сквозь толщу пород, перекрывающих газовые залежи.

При эксплуатации ПХГ различают прямые и косвенные признаки негерметичности [25].

Прямыми признаками являются:

- газопроявления в виде выхода свободного газа на поверхность земли или водоемов в виде газовых грифонов;
- непредвиденные газопроявления в процессе бурения скважин при проходке верхних частей разреза;
- избыточное давление на устьях контрольных скважин, перфорированных на водоносные пласты в надпродуктивной части разреза;
- превышение фоновых показателей содержания углеводородного газа глубинного генезиса в приповерхностной части разреза по результатам геохимической съемки.

Косвенные признаки:

- наличие межколонного давления в скважинах;
- подъем уровня воды в скважинах, пробуренных на контрольные водоносные горизонты;
- заколонные перетоки газа в надпродуктивной части пласта;
- повышенное газосодержание в пробах воды, отобранной из контрольных водоносных горизонтов;
- дисбаланс газа в объекте хранения.

ФАКТЫ

В РФ

на нефтегазовую отрасль приходится до 60 % выбросов метана

Материалы и методы

Предлагаемые решения по сокращению пластовых потерь на ПХГ

Основными причинами пластовых потерь являются следующие [25, 26, 27]:

- газ, находящийся за пределами ловушки и изолированный от основной залежи ПХГ;
- газ, мигрирующий в вышележащие водоносные горизонты и не участвующий в технологии отбора газа, а также не оказывающий влияния на процесс эксплуатации хранилища, рисунок 5.

Пластовые потери газа фиксируются практически на всех ПХГ, как созданных в истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях, так и в водоносных пластах.

Горно-геологические условия эксплуатации являются основными причинами пластовых потерь на Невском, Краснодарском, Калужском, Северо-Ставропольском и Кирюшкинском ПХГ.

На Кирюшкинском, Пунгинском, Дмитриевском, Аманском, Михайловском и Щелковском ПХГ наблюдаются межколонные и заколонные перетоки газа за счет физического износа подземного оборудования, что требует постоянного наблюдения за изменением технического состояния эксплуатационных скважин. На ПХГ, созданных в истощенных газовых и газоконденсатных месторождениях, часто эксплуатационный фонд включает скважины, введенные в работу еще при разработке месторождения, на базе которого создано хранилище, что сказывается на их техническом состоянии. Например, на Северо-Ставропольском ПХГ (ССПХГ) доля скважин старого фонда составляет около 15 % [28], кроме того, многие скважины имеют одноколонную конструкцию. Такие скважины являются наиболее уязвимым местом в системе эксплуатации ПХГ. При этом стоит отметить, что межколонные и заколонные перетоки характерны также для скважин нового фонда, пробуренных в период создания и эксплуатации хранилища, в том числе высокодебитных.

На ПХГ фиксируются как вертикальные, в вышележащие и нижележащие горизонты, так и латеральные перетоки, в результате которых формируются скопления свободного газа. Так, особенности геологического строения ССПХГ, а именно наличие неактивных периферийных зон, стали причиной образования грифонов. Наиболее мощный выброс газа произошел в селе Пелагиада Ставропольского края [29], при этом дебит выходящего газа на поверхности достигал 800 м^3/сут.

Основными показателями работы ПХГ являются герметичность и минимизация негативных последствий его эксплуатации. Для обеспечения надежной и безопасной работы газохранилища необходимо выявление источников образования техногенных скоплений газа, их разгрузка и ликвидация, а также усиление контроля герметичности хранилища по вертикали и латерали, поиск и ликвидация путей миграции газа из объекта хранения, минимизация пластовых потерь газа.

Таким образом, для сокращения пластовых потерь газа требуется развивать индивидуальный подход с учетом особенностей геологического строения и условий эксплуатации отдельно взятого ПХГ. В свою очередь, своевременное обнаружение технологических потерь газа на ПХГ будет зависеть от объема и периодичности проведения комплексных исследований, включающих:

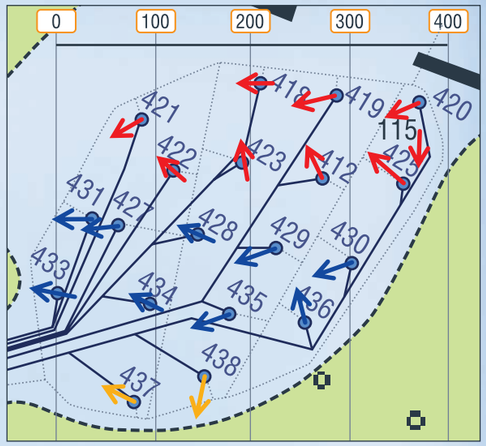
- геофизические исследования;
- газодинамические исследования;
- трассерные (индикаторные) исследования;
- геохимические исследования пластовых флюидов;
- визуальные наблюдения.

В случае необходимости возможно применение дополнительных методов исследования.

Наблюдение за распространением газа по объему ПХГ осуществляют через наблюдательные геофизические и пьезометрические скважины. Помимо исследований, проводимых в скважинах, для контроля за герметичностью ПХГ в пределах горного отвода осуществляется площадная газогеохимическая съемка.

Для эффективного определения концентрации метана необходима работающая в оперативном режиме методика контроля содержания природного газа в приповерхностных слоях грунта. В статье [30] рассмотрена возможность определения косвенного содержания метана в грунте с применением результатов измерений характеристик Земли и атмосферы. По данным атмосферно-электрического мониторинга повышенного сброса метана, было выявлено направление растекания метана по пласту-коллектору на Касимовском ПХГ (рисунок 6), что подтверждает наличие миграции газа как непосредственно в границах геологической структуры, так и за пределы ловушки.

РИСУНОК 6. Контроль растекания метана по пласту-коллектору Касимовского ПХГ [30]



ФАКТЫ

Пластовые потери газа

фиксируются практически на всех ПХГ, как созданных в истощенных месторождениях, так и в водоносных пластах

Своевременно проведенный экологический мониторинг окружающей среды на территории размещения ПХГ предотвращает чрезвычайные и аварийные случаи на ранней стадии, которые грозят опасностью для здоровья и жизни людей, а также позволяет разработать комплекс мер для предупреждения таких ситуаций.

В результате проведенного исследования по эмиссии метана в системе подземного хранения газа, установлено, что на всех ПХГ, независимо от геологической структуры, в которой создано хранилище, фиксируются геологические потери. Стоит отметить, что обнаружение миграции газа в системе подземного хранения связано с большими трудовыми и временными затратами, при этом необходимо учитывать множество влияющих факторов, поэтому своевременная идентификация, а лучше – прогнозная оценка утечек газа является актуальной задачей для всей газовой отрасли. В настоящее время для решения поставленной задачи необходимо разработать комплексную методику обнаружения существующих и потенциально возможных путей миграции газа в геологических структурах ПХГ.

Заключение

Растущая потребность человечества в дополнительных объемах углеводородов приводит к росту добычи полезных ископаемых. Процесс добычи, транспортировки и хранения углеводородов связан с процессом образования парниковых газов, которые являются причиной глобального изменения климата. Этот процесс ставит новые вызовы перед человечеством. Накопленные результаты исследований по снижению потерь газа на ПХГ показывают наибольшую эффективность следующих методов: геофизические, газодинамические исследования, различные технологические обследования скважин при капитальном ремонте, индикаторные (трассерные) методы и другие. Применение данных методов поможет значительно снизить выбросы парниковых газов. Снижение эмиссии метана на объектах ПХГ за счет реализации дополнительных мероприятий открывает возможность реализации проектов по снижению выбросов с последующим получением сертификатов единиц сокращения парниковых газов или привлечения финансирования в рамках государственной таксономии.

ФАКТЫ

800

м³/сут

достигал дебит выходящего на поверхность газа при наиболее мощном выбросе

Литература

1. *WMO GREENHOUSE GAS BULLETIN No. 17 | 25 October 2021 The State of Greenhouse Gases in the Atmosphere Based on Global Observations through 2020 [Electronic resource]. – URL: https://library.wmo.int (data access 04.10.2022).*
2. *IPCC Special Report on the Ocean and Cryosphere in a Changing Climate (2019) [H.-O. Pörtner, D.C. Roberts, V. Masson-Delmotte, P. Zhai, M. Tignor, E. Poloczanska, K. Mintenbeck, M. Nicolai, A. Okem, J. Petzold, B. Rama, N. Weyer (eds.)]. In press.*
3. *Domingues, R., Goni, G., Baringer, M., & Volkov, D. (2018). What Caused the Accelerated Sea Level Changes Along the U.S. East Coast During 2010–2015 Geophysical Research Letters, 45(24), 13,367-13,376. DOI: 10.1029/2018GL081183.*
4. *Sweet, W.V., Kopp, R.E., Weaver, C.P., Obeysekera, T., Horton, R.M., Thieler, E.R., and Zervas, C. (2017). Global and Regional Sea Level Rise Scenarios for the United States. NOAA Tech. Rep. NOS CO-OPS 083. National Oceanic and Atmospheric Administration, National Ocean Service, Silver Spring, MD. 75 p.*
5. *Burke, M., S.M. Hsiang, and E. Miguel, 2015b: Global non-linear effect of temperature on economic production. Nature, 527(7577), 235–239, doi:10.1038/nature15725.*
6. *Burrows, K. and P. Kinney, 2016: Exploring the Climate Change, Migration and Conflict Nexus. International Journal of Environmental Research and Public Health, 13(4), 443, doi:10.3390/ijerph13040443.*
7. *Cai, R., S. Feng, M. Oppenheimer, and M. Pytlikova, 2016: Climate variability and international migration: The importance of the agricultural linkage. Journal of Environmental Economics and Management, 79, 135–151, doi: 10.1016/j.jeem.2016.06.005.*
8. *Глобальный Атлас Углерода [Электронный ресурс]. – URL: http://globalcarbonatlas.org/ (дата обращения: 10.11.2022).*
9. *ПАО «Газпром» [Электронный ресурс]. – URL: https://www.gazprom.ru (дата обращения: 10.11.2022).*
10. *Программа ООН по окружающей среде (2022 г.). Взгляд на метан: отчет Международной обсерватории по выбросам метана за 2022 г. https://wedocs.unep.org/20.500.11822/40864.*
11. *Киселев А.А., Кароль И.Л. С метаном по жизни. – Санкт-Петербург: Главная геофизическая обсерватория им. А. И. Воейкова. 2019. – 73 с.: ил. ISBN 978-5-9500883-7-7.*
12. *Семенов С.М., Говор И.Л., Уварова Н.Е. Роль метана в современном изменении климата. Москва, 2018, 106 с.*
13. *Dzhioeva, A.K., & Brigida, V.S. (2020). Spatial non-linearity of methane release dynamics in underground boreholes for sustainable mining. Journal of Mining Institute, 245, 522–530. https://doi.org/10.31897/PMI.2020.5.3.*
14. *Стратегия ЕС по сокращению выбросов метана: новые вызовы для российского газа / Громов А.И. // Энергетическая политика, 2021. – № 5 (159). – С. 26–39.*
15. *Diedhiou, A. et al., 2018: Changes in climate extremes over West and Central Africa at 1.5°C and 2°C global warming. Environmental Research Letters, 13(6), 065020, doi:10.1088/1748-9326/aac3e5.*
16. *Шестое национальное сообщение Российской Федерации, представленное в соответствии со статьями 4 и 12 Рамочной конвенции Организации объединенных наций об изменении климата и статьей 7 Киотского протокола. М., 2013.*
17. *Метан и климатические изменения: научные проблемы и технологические аспекты. – М.: Российская академия наук, 2022 / Под ред. академика РАН В.Г. Бондура, академика РАН И.И. Мохова, члена-корреспондента РАН А.А. Макоско.*
18. *Плотникова И.Н., Володин С.А., Кочнева Ю.Ю., Саляхова А.Р. Актуальные вопросы декарбонизации. Часть 1 / Под научной редакцией М.Х. Салахова и М.С. Тагирова – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2021. – 56 с.*
19. *О закачке и отборе газа при создании и разведывательно-промышленной эксплуатации подземных хранилищ газа / В.В. Вержбицкий, П.Н. Ливинцев, В.В. Вержбицкая // Булатовские чтения: в 7-ми т. – Краснодар, 2020. – Т. 2. – С. 95–97.*
20. *Оценка потерь газа при его хранении в выработанных газоконденсатных месторождениях Азербайджана // Джомардов А.Я., Годжаев А.Г., Рзаева С.Д., Сулейманов П.Ю. / SOCAR Proceedings No. 2 (2016) 050-055.*
21. *Mikhailovsky A.A. (2022) Reservoir gas losses at UGS facilities in aquifers. Georesursy = Georesources, 24(3), pp. 182–186. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.15.*
22. *Проблемы повышения производительности скважин на подземных хранилищах газа / В.В. Вержбицкий, А.И. Щекин, В.А. Васильев, Т.А. Гунькина, А.В. Хандзель // Булатовские чтения: в 7-ми т. – Краснодар, 2020. – Т. 2. – С. 98–102.*
23. *Снакин В.В. Метан в атмосфере: динамика и источники / Снакин В.В., Доронин А.В., Фрейбергс Г. и др. / Жизнь Земли. – 39 (4). – 2017. – С. 365–380.*
24. *Бухгалтер Э.Б., Дедиков Е.В., Бухгалтер Л.Б., Хабаров А.В., Будников Б.О. Экология подземного хранения газа. М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2002. 431 с.*
25. *Рубан, Г.Н. Геолого-технологический контроль подземных хранилищ газа: учебник для вузов / Г.Н. Рубан. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 207 с.*
26. *Причины потерь газа при эксплуатации подземных хранилищ газа и методы их ликвидации // Вержбицкая В.В., Васильев В.А., Прачев Ю.Н., Дитрих А.В. / Актуальные проблемы наук о Земле: материалы IX (66-й) ежегодной научно-практической конференции Северо-Кавказского федерального университета «Университетская наука – региону» – Ставрополь: Бюро новостей, 2022. – 338 с.*
27. *Геологические потери газа при циклической эксплуатации подземных хранилищ газа / В.В. Вержбицкая, А.И. Щекин и др. // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий: Сборник трудов III Международной научно-практической конференции. – Ставрополь: Северо-Кавказский федеральный университет, 2022. – С. 173–179. – EDN AGHMPD.*
28. *Опыт внедрения технологий повышения производительности скважин Северо-Ставропольского подземного хранилища газа в условиях аномально низких пластовых давлений / В.В. Киселев, О.Ю. Епифанов, М.В. Свинцов и др. // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли: материалы Международной научно-практической конференции (20 ноября 2015 г.). – Ставрополь: ТЭСЭРА, 2015. – С. 299–304.*
29. *Надежная диагностика и ликвидация заколонных перетоков как залог экологической безопасности при разработке нефтегазовых месторождений / Дзюбло А.Д., Рубан Г.Н. // Актуальные проблемы нефти и газа – Вып. 4 (23) 2018 Труды Международной конференции «Дегазация Земли: геология и экология – 2018» – С. 3–4.*
30. *Шулейкин В.Н. Геофизические поисковые критерии картирования зон локализованной разгрузки метана в земной коре / В.Н. Шулейкин // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2014. – № 2 (10). – С. 21. – EDN THNLQD.*

KEYWORDS: *underground gas storages; technological and geological losses; methane emission; GHG emission, global climate change.*

ПРИОРИТЕТ
юридическая компания

Тендерный
КОНСАЛТИНГ

ПОДДЕРЖКА УЧАСТНИКОВ ЗАКУПОК НА ВСЕХ ЭТАПАХ (ПО ФЗ №44 И ПО ФЗ №223)

Действуя строго в рамках законодательства,
мы обеспечиваем вам честную победу в нужном тендере

РЕКЛАМА

+7 495 987 18 50 (многоканальный)

Москва, ул. Крымский вал, д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)

ОХЛАЖДЕНИЕ ГАЗА

Изучение влияния геометрических характеристик на эффективность работы АВО на компрессорных станциях

УДК 66.045.7

НЕОБХОДИМОСТЬ ПОВЫШЕНИЯ ТЕПЛООТДАЧИ ТЕПЛООБМЕННЫХ СЕКЦИЙ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА ОБУСЛОВЛЕНА ОБЕСПЕЧЕНИЕМ БОЛЕЕ ВЫСОКОГО КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ ИССЛЕДУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОСРЕДСТВОМ ВАРИАЦИИ РАБОЧИХ ПАРАМЕТРОВ ОТДЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ. ПОВЫШЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ ПОЗВОЛЯЕТ УВЕЛИЧИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕПЛООБМЕНА И УМЕНЬШИТЬ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ЗАТРАТЫ НА ОБОРУДОВАНИЕ. В ДАЛЬНЕЙШЕМ ПЛАНИРУЕТСЯ ПРОВЕСТИ РЯД ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ПОДТВЕРДИТЬ ПОЛУЧЕННЫЕ ДАННЫЕ ПРАКТИЧЕСКИМ РЕЗУЛЬТАТОМ И РАЗРАБОТКОЙ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА, ТРАНСПОРТИРУЕМОГО ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ

THE NEED TO INCREASE THE HEAT TRANSFER OF HEAT EXCHANGE SECTIONS OF NATURAL GAS AIR COOLERS IS DUE TO THE PROVISION OF A HIGHER HEAT TRANSFER COEFFICIENT OF THE EQUIPMENT UNDER STUDY BY VARYING THE OPERATING PARAMETERS OF INDIVIDUAL ELEMENTS. INCREASING THE HEAT TRANSFER COEFFICIENT ALLOWS TO INCREASE THE EFFICIENCY OF HEAT TRANSFER AND REDUCE THE ECONOMIC COSTS OF EQUIPMENT. IN THE FUTURE, IT IS PLANNED TO CONDUCT A NUMBER OF EXPERIMENTAL STUDIES AND CONFIRM THE DATA OBTAINED WITH A PRACTICAL RESULT AND THE DEVELOPMENT OF A METHODOLOGY FOR DETERMINING THE OPTIMAL PARAMETERS OF AIR COOLERS FOR NATURAL GAS TRANSPORTED THROUGH MAIN GAS PIPELINES

Ключевые слова: *аппарат воздушного охлаждения, коэффициент теплоотдачи, рабочие параметры аппарата воздушного охлаждения.*

Филипцова Полина Александровна
студентка кафедры проектирования и эксплуатации газонефтепроводов РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Уланов Валерий Владимирович
доцент, к.т.н., кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Аппараты воздушного охлаждения играют важную роль в системе перекачки газа. Высокая температура газа, вызванная компримированием, подвергает опасности трубопроводы, их изоляцию и, как следствие, понижает надежность.

Конструкция теплообменной секции АВО приведена на рисунке 1.

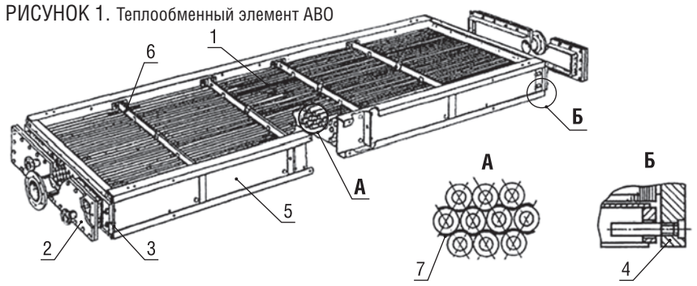
Главной задачей настоящей работы является лабораторное исследование набора параметров, влияющих на параметры работы аппаратов воздушного охлаждения, и диапазона их изменения с целью определения оптимальных значений, которые непосредственно влияют на коэффициент теплопередачи теплообменных секций АВО [2].

В работе проводится рассмотрение вариации геометрических характеристик оребренных труб АВО. Определение точки оптимума с учетом номенклатуры показателей, по которым производится вариация, позволит разработать методику подбора аппаратов воздушного охлаждения природного газа в зависимости от имеющихся температурных показателей на входе в теплообменную секцию и необходимых показателей на выходе из нее.

В дальнейшем разработанную методику планируется апробировать на существующем АВО на профильном производстве в качестве вспомогательного инструмента при подборе соответствующего оборудования.

Чаще теплообменные элементы изготавливаются из двух материалов – для внутренних

РИСУНОК 1. Теплообменный элемент АВО



1 – трубный пучок; 2 – крышка камеры;
3, 4 – неподвижная и подвижная трубные доски; 5 – боковая стенка; 6 – балка;
7 – дистанционирующий элемент

труб теплообменной установки используют сталь, а для оребрения – алюминий.

Значительная металлоемкость и трудоемкость изготовления повышает дороговизну в изготовлении и эксплуатации элементов.

Задачами проведения эксперимента являются определение необходимой номенклатуры показателей, при которых коэффициент теплоотдачи будет наивысшим, а экономичность теплообменников аппарата будет повышена.

Теплоотдача аппаратов воздушного охлаждения зависит от площади поверхности теплообмена, от теплового контакта оребрения с несущей трубой и производительности вентилятора системы АВО.

Аппараты воздушного охлаждения относятся к габаритному и металлоемкому оборудованию, однако вариация параметров оребряемой поверхности может увеличить теплоотдачу, повысить эффективность системы и привести к более экономически целесообразному использованию материалов. Благодаря методу оребрения поверхностей теплообменных трубок, обеспечивается возможность выдерживать повышение тепловых нагрузок теплообменных аппаратов за счет увеличения контактируемой поверхности со стороны теплоносителя с низким коэффициентом теплоотдачи.

Определение коэффициента теплоотдачи от газа к внутренней поверхности трубок АВО описывается формулой 1 [1]:

$$\alpha_1 = 0{,}021 \cdot \frac{\lambda_{mn}}{d_{вн}} \cdot Re^{0{,}8} \cdot \cdot Pr^{0{,}43} \cdot \left(\frac{Pr}{Pr_w}\right)^{0{,}25} \quad (1)$$

где λ_{mn} – коэффициент теплопроводности газа;

$d_{вн}$ – внутренний диаметр трубки;

Re – число Рейнольдса;

Pr – число Прандтля, определяется по формуле $Pr = \frac{\mu \cdot c_p}{\lambda_{mn}}$.

Индекс w показывает, что физические параметры при определении числа Прандтля берутся при температуре стенки (формула 2):

$$t_{ст} = (t^{вх} + t^{вых}) \cdot 0{,}5 - \frac{K_{тп} \cdot \theta_{ср}}{\alpha_1} \cdot K_1. \quad (2)$$

Коэффициент теплоотдачи от оребренной поверхности трубок АВО к воздуху определяется по эмпирической формуле 3 [1]:

$$\alpha_2 = 0{,}223 \cdot k \cdot \lambda_{воз} \cdot u^{0{,}33} \cdot \cdot h^{0{,}14} \cdot d_н^{0{,}54} \cdot \left(\frac{w_{воз} \cdot \rho_{воз}}{\mu_{воз}}\right)^{0{,}65}, \quad (3)$$

где $\lambda_{воз}$ – коэффициент теплопроводности воздуха;

$\mu_{воз}$ – коэффициент динамической вязкости воздуха;

$d_н$ – наружный диаметр трубки у основания ребра;

u – шаг между ребрами;

h – высота ребра;

k – поправочный коэффициент, учитывающий вид оребрения, эффективность ребра и т.п. (при отсутствии данных принимается 0,91);

$w_{воз}$ – скорость воздуха в узком сечении.

В качестве результата проведенной работы стоит отметить определение более выгодных параметров из номенклатуры нормируемых показателей для повышения коэффициента теплоотдачи АВО за счет вариации расположения оребренных пластин, их высоты, а также их геометрических характеристик.

В первую очередь для проведения расчетов и анализа полученных данных необходимо выбрать тип рассматриваемых труб и вид оребрения. Конструирование аппаратов воздушного охлаждения предполагает использование теплообменных труб с различными способами оребрения:

- поперечно-винтовое накатывание ребер на алюминиевой трубе, надетой на гладкую несущую трубу, с образованием биметаллической оребренной трубы;
- образование ребер методом навивки алюминиевой ленты с последующей завальцовкой ее в винтовую канавку на поверхности несущей трубы;
- образование L-образных ребер методом навивки с натягом алюминиевой ленты на несущую трубу с насечкой и без насечки наружной поверхности несущей трубы;
- образование ребер методом навивки стальной ленты.

Интенсивность теплообмена в межтрубном пространстве во многом зависит от материала и толщины ребра. Коэффициент теплопередачи будет увеличиваться при повышении теплопроводности ребра. Для обеспечения высоких коэффициентов теплопроводности ребра следует выполнять из алюминия или меди.

Метод накатки алюминиевой ленты на стальную трубу позволяет увеличить коэффициент теплоотдачи, а также уменьшить металлоемкость труб с оребрением. Данный метод позволяет получить наиболее тонкое ребро. Для изготовления деталей аппаратов должны применяться материалы, обеспечивающие их надежную работу в течение расчетного срока службы с учетом заданных условий эксплуатации.

Для оценки ряда коэффициентов теплоотдачи, полученных путем вариации геометрических параметров высоты ребра, шага ребра и наружного диаметра ребер, воспользуемся уравнением Э.Р. Карасиной:

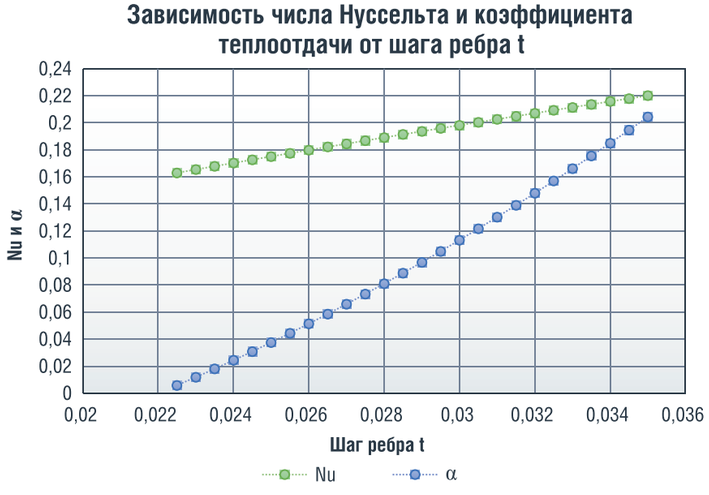
Определяем критерий Нуссельта:

$$Nu = 0{,}223 \cdot \left(\frac{D}{t}\right)^{-0{,}54} \cdot \cdot \left(\frac{h}{t}\right)^{-0{,}14} \cdot Re^{0{,}65}, \quad (4)$$

ТАБЛИЦА 1. Расчет коэффициента теплоотдачи при вариации шага ребра *t*

h	t	D	Nu	λ	d	α
0,0105	0,035	0,049	0,220089	0,026	0,028	0,204368551
0,0105	0,0345	0,049	0,217946	0,025	0,028	0,194594894
0,0105	0,034	0,049	0,215793	0,024	0,028	0,184965765
0,0105	0,0335	0,049	0,21363	0,023	0,028	0,175482071
0,0105	0,033	0,049	0,211457	0,022	0,028	0,166144744
0,0105	0,0325	0,049	0,209273	0,021	0,028	0,156954737
0,0105	0,032	0,049	0,207078	0,02	0,028	0,147913028
0,0105	0,0315	0,049	0,204872	0,019	0,028	0,139020621
0,0105	0,031	0,049	0,202656	0,018	0,028	0,130278546
0,0105	0,0305	0,049	0,200427	0,017	0,028	0,121687861
0,0105	0,03	0,049	0,198187	0,016	0,028	0,113249654
0,0105	0,0295	0,049	0,195935	0,015	0,028	0,10496504
0,0105	0,029	0,049	0,19367	0,014	0,028	0,09683517
0,0105	0,0285	0,049	0,191393	0,013	0,028	0,088861227
0,0105	0,028	0,049	0,189104	0,012	0,028	0,081044427
0,0105	0,0275	0,049	0,186801	0,011	0,028	0,073386025
0,0105	0,027	0,049	0,184484	0,01	0,028	0,065887314
0,0105	0,0265	0,049	0,182154	0,009	0,028	0,058549629
0,0105	0,026	0,049	0,17981	0,008	0,028	0,051374346
0,0105	0,0255	0,049	0,177452	0,007	0,028	0,044362888
0,0105	0,025	0,049	0,175078	0,006	0,028	0,037516724
0,0105	0,0245	0,049	0,172689	0,005	0,028	0,030837374
0,0105	0,024	0,049	0,170285	0,004	0,028	0,024326413
0,0105	0,0235	0,049	0,167864	0,003	0,028	0,017985472
0,0105	0,023	0,049	0,165427	0,002	0,028	0,011816242
0,0105	0,0225	0,049	0,162973	0,001	0,028	0,005820477

ГРАФИК 1. Зависимость тепловых характеристик от шага ребра *t*



где Nu – критерий подобия тепловых процессов, характеризующий соотношение между интенсивностью теплообмена за счет конвекции и интенсивностью теплообмена за счет теплопроводности;
D – наружный диаметр ребер, м;
h – высота ребра, м;
t – шаг ребер, м.

Определяем коэффициент теплоотдачи наружной поверхности:

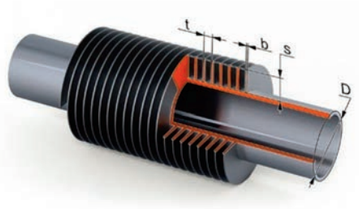
$$\alpha = \frac{Nu \cdot \lambda}{d_{экв}}, \qquad (5)$$

где λ – коэффициент теплопроводности воздуха при средней температуре, Вт/м·град;

$d_{экв}$ – эквивалентный диаметр, равный наружному диаметру трубок, несущих оребрение, м.

Пример оребрения трубы и геометрические характеристики представлены на рисунке 2.

РИСУНОК 2. Оребренная труба АВО



Примем $Re = idem$, $\lambda = idem$, $d_{экв} = idem$, определим критерий Nu для нескольких вариаций расположения ребер и их геометрических характеристик, а затем определим коэффициенты теплоотдачи для каждого из вариантов и определим оптимальный и самый подходящий.

Исходные данные, необходимые для анализа оребрения:

диаметр оребрения, $D_{ор}$	**49 мм**
наружный диаметр труб, $d_н$	**28 мм**
внутренний диаметр труб, $d_{вн}$	**22 мм**
высота ребра, h	**10,5 мм**
шаг ребер, t	**3,5 мм**

Результаты расчетов по формулам (4) и (5) и графическое представление при вариации параметра *t*, шага ребра, приведены в таблице 1 и графике 1.

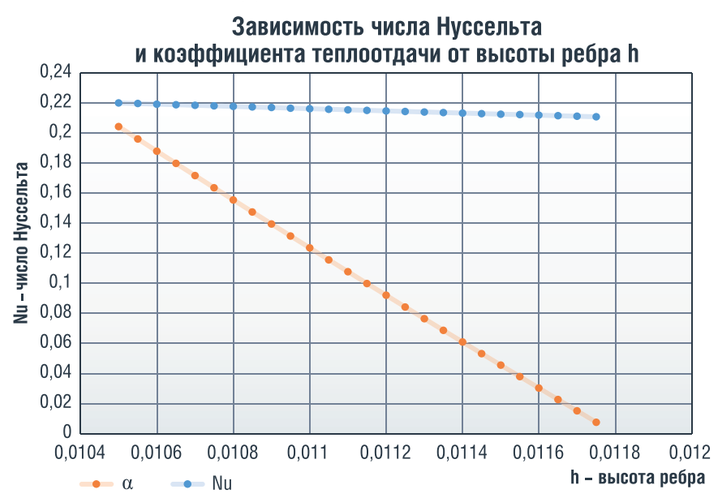
Результаты расчетов по формулам (4) и (5) и графическое представление при вариации параметра *t*, шага ребра, приведены в таблице 2 и графике 2.

Из графика следует, что при увеличении частоты оребрения и высоты ребра значение коэффициента теплоотдачи снижается.

ТАБЛИЦА 2. Зависимость коэффициента теплоотдачи от высоты ребра *h*

h	t	D	Nu	λ	d	α
0,0105	0,035	0,049	0,220089	0,026	0,028	0,204368551
0,01055	0,035	0,0491	0,219701	0,025	0,028	0,196161494
0,0106	0,035	0,0492	0,219314	0,024	0,028	0,187983775
0,01065	0,035	0,0493	0,21893	0,023	0,028	0,179835181
0,0107	0,035	0,0494	0,218547	0,022	0,028	0,171715501
0,01075	0,035	0,0495	0,218166	0,021	0,028	0,163624527
0,0108	0,035	0,0496	0,217787	0,02	0,028	0,155562053
0,01085	0,035	0,0497	0,21741	0,019	0,028	0,147527876
0,0109	0,035	0,0498	0,217034	0,018	0,028	0,139521794
0,01095	0,035	0,0499	0,21666	0,017	0,028	0,131543609
0,011	0,035	0,05	0,216288	0,016	0,028	0,123593123
0,01105	0,035	0,0501	0,215918	0,015	0,028	0,115670142
0,0111	0,035	0,0502	0,215549	0,014	0,028	0,107774474
0,01115	0,035	0,0503	0,215182	0,013	0,028	0,099905929
0,0112	0,035	0,0504	0,214817	0,012	0,028	0,092064317
0,01125	0,035	0,0505	0,214453	0,011	0,028	0,084249453
0,0113	0,035	0,0506	0,214091	0,01	0,028	0,076461153
0,01135	0,035	0,0507	0,213731	0,009	0,028	0,068699234
0,0114	0,035	0,0508	0,213372	0,008	0,028	0,060963516
0,01145	0,035	0,0509	0,213015	0,007	0,028	0,053253821
0,0115	0,035	0,051	0,21266	0,006	0,028	0,045569972
0,01155	0,035	0,0511	0,212306	0,005	0,028	0,037911795
0,0116	0,035	0,0512	0,211954	0,004	0,028	0,030279116
0,01165	0,035	0,0513	0,211603	0,003	0,028	0,022671766
0,0117	0,035	0,0514	0,211254	0,002	0,028	0,015089574
0,01175	0,035	0,0515	0,210906	0,001	0,028	0,007532374

ГРАФИК 2. Зависимость коэффициента теплоотдачи от высоты ребра *h*



Уменьшение шага ребер приводит к снижению конвективной теплоотдачи, так как у основания ребер образуются зоны со слабой циркуляцией потока воздуха. Это свидетельствует о том, что увеличение площади контактируемой поверхности не всегда является эффективным решением по улучшению характеристик работы теплообменного аппарата.

Расчеты зависимости коэффициента теплоотдачи от высоты ребра *h* также продемонстрировали уменьшение показателей. Исходя из полученных данных, можно сделать вывод о том, что для улучшения теплообмена в аппаратах воздушного охлаждения требуется расширить номенклатуру изучаемых параметров работы АВО. В [4] говорится, что при более глубоком анализе можно выявить, что падение коэффициента теплоотдачи не всегда является показателем неэффективности. Если интенсивность роста площади поверхности теплопередачи при повышении значения коэффициента оребрения выше, чем снижение коэффициента теплопередачи, то можно говорить о том, что характеристики аппарата улучшаются. ●

Литература

1. *Сарданашвили С.А. Расчетные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа) / С.А. Сарданашвили. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2005. – 577 с. – ISBN 5-7246-0356-X. – EDN YKXYKD.*
2. *Технологическое оборудование трубопроводного транспорта газа / А.С. Алихашкин, Н.Н. Голунов, С.В. Дейнеко [и др.]. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2021. – 117 с. – EDN YNSGOF.*
3. *Степанов О.А. Тепловой и гидравлический расчет теплообменного аппарата воздушного охлаждения: методические указания для студентов специальности 140104 «Промышленная теплоэнергетика» к курсовой работе по «Теоретическим основам теплотехники». – Тюмень: РИО ГОУ ВПО ТюмГАСУ, 2009. – 41 с. – УДК: 697.1.002,5+621.1+621.397 С. 79.*
4. *docs.cntd.ru/document/1200028132.*
5. *Практикум по теплопередаче: Учеб. Пособие ДЛЯ вУЗов/ А.П. Солодов, Ф.Ф. Цветков, А.В. Елисеев, В.А. Осипова; Под ред. А.П. Солодова. – М.: Энергоатомиздат, 1986 – 296 с.: ил. ББК 31.31 П69 УДК 536.2 (075.8).*
6. *Технологическое оборудование трубопроводного транспорта газа: учебное пособие / А.С. Алихашкин, Н.Н. Голунов, С.В. Дейнеко, Д.Н. Комаров, Ю.С. Матвеева, В.А. Швечков, Р.А. Шестаков, В.В. Уланов. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021 – 117 с. (Тираж – 300).*
7. *Транспорт и хранение сжиженных газов: Сборник лабораторных работ: учебное пособие / А.М. Короленок, Д.Н. Комаров, Р.А. Шестаков, И.В. Гладков, Д.Е. Гейнц. – М.: МАКС Пресс, 2019. – 46 с. (Тираж – 500).*

KEYWORDS: *air cooling unit, heat transfer coefficient, operating parameters of the air cooling unit.*

МИРОВОЙ РЫНОК СПГ

Структурные особенности и прогноз развития

Филимонова Ирина Викторовна
заведующая Центром, профессор, д.э.н.

Проворная Ирина Викторовна
старший научный сотрудник, доцент, к.э.н.

Немов Василий Юрьевич
старший научный сотрудник, к.э.н.

Карташевич Алексей Андреевич
младший научный сотрудник

Центр экономики недропользования нефти и газа ИНГГ СО РАН

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОЙ СТРУКТУРЫ ИМПОРТА ПРИРОДНОГО ГАЗА ПО СПОСОБАМ ПОСТАВОК ПОЗВОЛИЛ ВЫЯВИТЬ, ЧТО РОСТ ПРОИСХОДИТ В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ ЗА СЧЕТ СПГ, ОБЪЕМ ТРАНСПОРТИРОВКИ КОТОРОГО ЗА ПОСЛЕДНИЕ 20 ЛЕТ УВЕЛИЧИЛСЯ В 3,5 РАЗА. КРУПНЕЙШИМИ РЫНКАМИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ЯВЛЯЮТСЯ СТРАНЫ АТР И ЕВРОПЫ, ПРИ ЭТОМ ПРИНЦИПИАЛЬНО ОТЛИЧАЮТСЯ СПОСОБЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ СЫРЬЯ В ЭТИ РЕГИОНЫ. НАБЛЮДАЕТСЯ ОПЕРЕЖАЮЩЕЕ РАЗВИТИЕ МОЩНОСТЕЙ ПО РЕГАЗИФИКАЦИИ ПО ОТНОШЕНИЮ К ТЕМПАМ СТРОИТЕЛЬСТВА ЗАВОДОВ СПГ, НЕСМОТРЯ НА ЗНАЧИТЕЛЬНУЮ НЕДОЗАГРУЖЕННОСТЬ РЕГАЗИФИКАЦИОННЫХ ТЕРМИНАЛОВ В СТРАНАХ-ИМПОРТЕРАХ СПГ. ПРИ ЭТОМ СРЕДНИЙ УРОВЕНЬ ЗАГРУЗКИ ЗАВОДОВ СПГ В МИРЕ СОСТАВЛЯЕТ 76 % ОТ ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ. ВЕДУЩИМИ ПРОИЗВОДИТЕЛЯМИ И ПОСТАВЩИКАМИ СПГ НА МИРОВОЙ РЫНОК ЯВЛЯЮТСЯ АВСТРАЛИЯ И КАТАР. ЗАВОДЫ С КРУПНЫМИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ ЛИНИЯМИ, КАК ПРАВИЛО, РАСПОЛОЖЕНЫ В РЕГИОНАХ С НАЛИЧИЕМ КРУПНЫХ ПО ЗАПАСАМ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. АВТОРАМИ ДАН УКРУПНЕННЫЙ ПРОГНОЗ ДИНАМИКИ ВВОДА НОВЫХ РЕГАЗИФИКАЦИОННЫХ ТЕРМИНАЛОВ И МОЩНОСТЕЙ ПО СЖИЖЕНИЮ ПРИРОДНОГО ГАЗА. ТАК, ПОТРЕБЛЕНИЕ СПГ В МИРЕ К 2030 Г. ВЫРАСТЕТ НА 55 % ИЛИ ДО 940 МЛРД М³ В ГОД, А МОЩНОСТИ ПО РЕГАЗИФИКАЦИИ – НА 36 % ИЛИ ДО 1584 МЛРД М³

AN ANALYSIS OF THE CURRENT STRUCTURE OF NATURAL GAS IMPORTS BY MODE OF SUPPLY REVEALED THAT GROWTH IS PRIMARILY DUE TO LIQUEFIED NATURAL GAS, THE VOLUME OF TRANSPORTATION OF WHICH HAS INCREASED BY 3.5 TIMES OVER THE PAST 20 YEARS. THE LARGEST MARKETS FOR NATURAL GAS ARE THE COUNTRIES OF THE ASIA-PACIFIC REGION AND EUROPE, WHILE THE WAYS OF TRANSPORTING RAW MATERIALS TO THESE REGIONS ARE FUNDAMENTALLY DIFFERENT. THERE IS A RAPID DEVELOPMENT OF REGASIFICATION CAPACITIES IN RELATION TO THE PACE OF CONSTRUCTION OF LNG PLANTS, DESPITE THE SIGNIFICANT UNDERUTILIZATION OF REGASIFICATION TERMINALS IN LNG IMPORTING COUNTRIES. AT THE SAME TIME, THE AVERAGE LEVEL OF LOADING OF LNG PLANTS IN THE WORLD IS 76% OF THE DESIGN CAPACITY. THE LEADING PRODUCERS AND SUPPLIERS OF LNG TO THE WORLD MARKET ARE AUSTRALIA AND QATAR. PLANTS WITH LARGE PRODUCTION LINES, AS A RULE, ARE LOCATED IN REGIONS WITH LARGE GAS FIELDS IN TERMS OF RESERVES. THE AUTHORS GAVE AN ENLARGED FORECAST OF THE DYNAMICS OF COMMISSIONING OF NEW REGASIFICATION TERMINALS AND CAPACITIES FOR LIQUEFYING NATURAL GAS. THUS, LNG CONSUMPTION IN THE WORLD BY 2030 WILL GROW BY 55% OR UP TO 940 BILLION M³ PER YEAR, AND REGASIFICATION CAPACITY – BY 36% OR UP TO 1584 BILLION M³

Ключевые слова: *сжиженный природный газ, способы транспортировки, импорт, экспорт, завод СПГ, мощности по регазификации, АТР.*

УДК 622.725; 338.45

С учетом стремления мирового сообщества удержать прирост глобальной средней температуры в пределах 1,5–2 градусов относительно доиндустриального уровня и существенно сократить выбросы парниковых газов, природный газ является наиболее перспективным видом ископаемого топлива. Потребление природного газа росло опережающими темпами, замещая в топливно-энергетических балансах стран уголь и нефтепродукты в энергетическом и транспортном секторах.

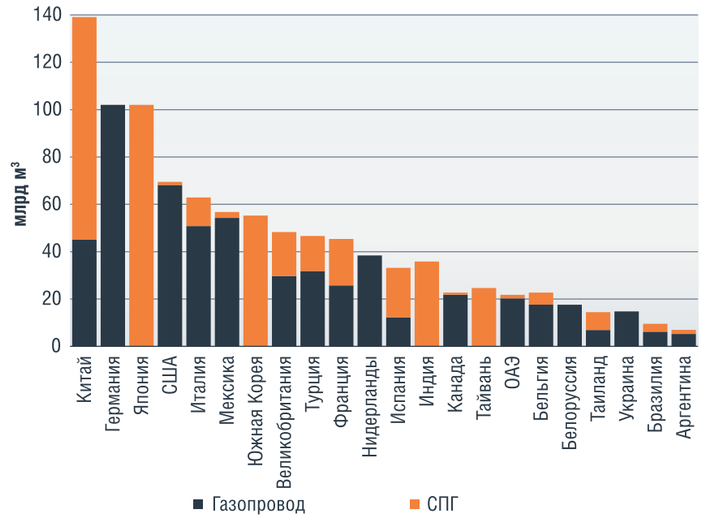
Наиболее динамично развивающийся рынок природного газа – страны Азиатско-Тихоокеанского региона. АТР занимает первое место по объему потребления природного газа (918 млрд м³), однако в структуре потребления энергоносителей доля природного газа в 2021 г. составила только 12,1 % [12]. Регион предъявляет высокий спрос на внешние поставки природного газа и имеет перспективы по существенному росту объема потребления. Крупнейшие потребители природного газа в регионе – Китай (41 %) и Япония (11 %), при этом ежегодно растет доля Китая.

Совершенствование технологий по сжижению и транспортировке природного газа в сжиженном виде существенно расширило рынок сбыта для стран-производителей природного газа. Так международные поставки СПГ выросли в 3,5 раза: с 140,5 млрд м³ в 2000 г. до 516 млрд м³ в 2021 г. [13]. Строительство новых мощностей по производству СПГ в США, Австралии, России ведет к усилению конкуренции на рынке среди производителей и стимулирует совершенствование технологий по сжижению природного газа и регазификации, снижению логистических затрат [5].

Развитие технологий производства, транспортировки и регазификации сжиженного природного газа приводит к росту интереса не только крупных производителей и поставщиков СПГ, но и региональных и локальных предприятий.

В связи с современной геополитической ситуацией и санкциями со стороны европейских стран в 2022 г. происходят существенные изменения на рынке СПГ:

РИСУНОК 1. Структура импорта газа по видам поставок в международной торговле за 2020 г.



Источник: *составлено автором на основе BP Statistical Review of World Energy*

- увеличение потребления СПГ странами Европы на фоне отказа от природного газа и санкций в отношении Северного потока, в связи с намерениями о вытеснении России с энергетического рынка. Однако СПГ не обеспечит европейский спрос на энергоносители в полном объеме в ближайшее время;
- дефицит запасов газа в ПХГ Европы. Заполнение ПХГ идет во многом за счет приобретения сжиженного природного газа (СПГ) по сверхвысоким ценам на фоне сокращения поставок из России [14];
- повышенный спрос на газ в азиатских странах, которые активно восстанавливают производство СПГ после карантинных мероприятий.

Вслед за новыми вызовами, происходит трансформация рынка сжиженного газа:

- изменение структуры рынков сбыта как СПГ, так и других энергоносителей;
- рост спроса на альтернативные российским поставкам энергоносители;
- рост цен;
- расширение географии ввода мощностей по регазификации СПГ;
- увеличение числа и мощности заводов СПГ.

Резко возросший спрос на СПГ в Европе заставляет страны союза быстрыми темпами адаптировать портовую инфраструктуру под регазификационные мощности. Динамика резкого спроса на СПГ дает мощный импульс для развития новых направлений его поставок, что нередко создает конкурентное давление для трубопроводного газа.

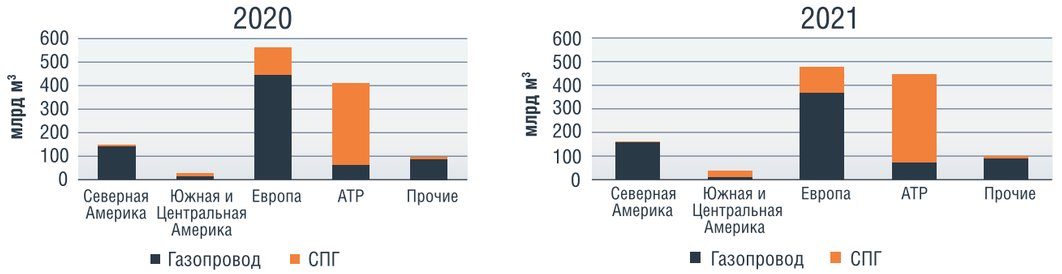
На конец 2021 г. регазификационные терминалы Европы могли принять около 254 млрд м³ природного газа, однако загружены они были только на 44 %. Европейский рынок уступает азиатскому с точки зрения возможности привлечения дополнительных объемов газа, так как газовое сырье на азиатском рынке продается за более высокую цену и по долгосрочным контрактам.

Крупнейшие потребители СПГ в мире

Основным фактором развития мирового газового рынка является стремительный рост возможностей морской транспортировки для создания новых цепочек поставок между географически удаленными центрами добычи и потребления газа в мире.

За последние 10 лет объем международных поставок газа вырос более чем на 27 %, при этом развитие международной торговли происходило преимущественно

РИСУНОК 2. Структура импорта газа по видам поставок в международной торговле за 2020 г. и 2021 г.



Источник: *составлено автором на основе BP Statistical Review of World Energy*

за счет СПГ. Объем международных поставок газа в 2021 г. превысил 1,2 трлн м³, или 30 % от общего объема потребления газа в мире. В структуре торговли газом на протяжении последних десятилетий продолжает расти доля поставок СПГ. Так, за 2000–2021 гг. объем торговли СПГ вырос в 3,7 раза. В результате доля СПГ в структуре мирового экспорта газа составила 42 %, доля трубопроводного транспорта сократилась до 58 % (рис. 1) [12].

В 2021 г. произошло сокращение импортных поставок природного газа на 7 %, в первую очередь из-за снижения объема транспортировки трубопроводного газа в Европу. Сокращение поставок природного газа по газопроводам на европейский рынок в 2021 г. связано с газовым и энергетическим кризисом (рис. 2).

Крупнейшими рынками природного газа являются АТР и Европа, на которые приходится соответственно 37 % и 39 % поставок сырья. Однако рынки в этих регионах существенно отличаются по структуре. Так, если в АТР доминируют поставки газа в виде СПГ (83 % всех поставок), то в странах Европы 77 % поставок газа осуществляется трубопроводным транспортом, однако этот показатель для европейского рынка сокращается.

Крупнейший рынок природного газа – Европа. Общий объем импорта газа странами Европы в 2021 г. составил 477 млрд м³, в том числе на трубопроводные поставки пришлось 369 млрд м³. Крупнейший импортер природного газа в Европе – Германия, импорт которой в 2021 г. составил 142 млрд м³, причем 100 % поставок осуществлялось трубопроводным транспортом. Крупнейшим поставщиком природного газа на рынок стран Европы является Россия. В 2021 г. объем поставок по трубопроводам составил 167 млрд м³, в виде СПГ – 17,4 млрд м³. Норвегия поставила на рынок Европы 113 млрд м³ газа, Алжир – 49,5 млрд м³ (34,1 – трубопроводы, 15,4 – СПГ).

Второй регион по объему чистого импорта природного газа – АТР с суммарным объемом импорта 446 млрд м³, в том числе 371,8 млрд м³ поставляется в виде СПГ. При этом регион обладает высоким потенциалом к увеличению спроса на внешние поставки энергоносителей. Крупнейший импортер природного газа в мире – Китай, закупающий на международном рынке около 163 млрд м³. При этом импортные поставки газа в Китай дифференцированы как по направлениям поставок, так и по способам (газопровод и СПГ). Второй крупнейший импортер газа в АТР – Япония, импорт которой составил 101 млрд м³, причем поставки газа осуществляются только в форме СПГ.

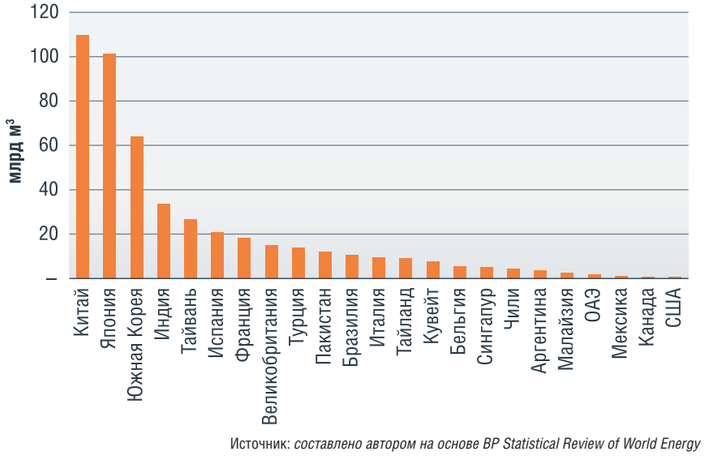
АТР находится на первом месте по импорту СПГ (72 % в структуре международных поставок). На европейский рынок поставляется около 21 % мирового импорта СПГ.

Лидер по объему импорта СПГ в 2021 г. стал Китай, обогнав Японию (рис. 3). Китай, закупил на международном рынке около 110 млрд м³ газа. Около 62 % поставок в Китай осуществляется из стран АТР. Крупнейшими поставщиками СПГ в Китай являются Австралия (40 %), Малайзия (11 %), Катар (11 %), на индонезийский и российский СПГ приходится только 6 %.

Поставки природного газа в сжиженном виде в Японию в 2021 г. составили 101 млрд м³. Крупнейшие поставщики СПГ в Японию схожи с Китаем – Австралия (36 %), Малайзия (14 %), Катар (12 %) и Россия (7 %).

Южная Корея закупила на международном рынке 64 млрд м³

РИСУНОК 3. Крупнейшие страны по объему импорта СПГ в 2021 г.



Источник: *составлено автором на основе BP Statistical Review of World Energy*

газа в виде СПГ. Основные поставщики СПГ в Южную Корею – Катар (25 %), Австралия (20 %), США (19 %) и Малайзия (8 %).

Регазификация

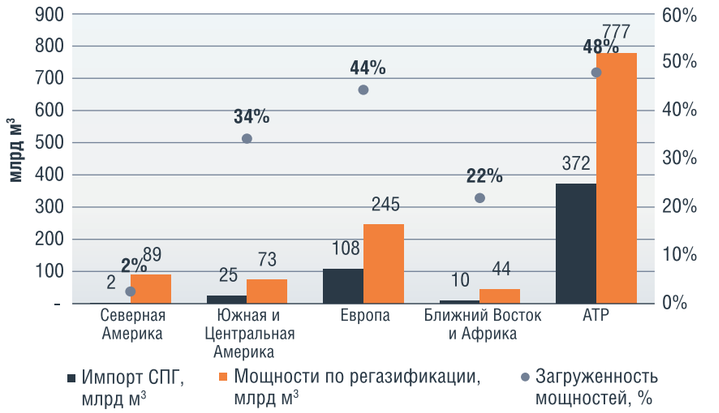
Развитие новых технологий способствовало некоторым сдвигам в структуре энергопотребления. С 2010 г. импорт СПГ странами вырос в 3,7 раза до 516 млрд м³. С учетом дефицита энергоносителей у стран Европы, санкций против России объем мирового СПГ будет увеличиваться. Вместе с тем будут развиваться технологические мощности для регазификации СПГ.

В 2021 г. в мире действовало около 144 терминалов по регазификации, из них 112 наземных, 30 морских терминалов и два оффшорных (в Италии и Малайзии) [12]. Совокупная мощность терминалов по регазификации в мире составила 901,9 млн т СПГ в 2021 г., увеличившись за год на 49,8 млн т. Среди существующих рынков СПГ новые терминалы начали функционировать в Индонезии, Кувейте и Мексике, в то время как Китай и Япония способствовали росту мощностей по регазификации и хранению, расширив 5 существующих терминалов. Первый терминал по приему СПГ был построен в Хорватии мощностью 1,9 млн т в год.

По итогам 2021 г. в мире наблюдается разрыв между мощностями по регазификации СПГ и сжижению природного газа. Иными словами, во всех странах-импортерах СПГ регазификационные мощности загружены не полностью, а во многих уровень загрузки ниже 50 % (рис. 4).

При этом в 2022 г. в мире наблюдается дефицит плавучих установок для регазификации и хранения СПГ из-за энергетического кризиса в европейских странах и аварий на «Северных потоках». Большая часть танкеров зафрахтована на неопределенный срок. И стоимость фрахта тоже увеличивается в силу ограниченности предложения. Спрос на плавучие регазификационные установки объясняется рядом преимуществ относительно наземных: мобильностью, более низкой стоимостью строительства, коротким сроком строительства (1–3 года).

РИСУНОК 4. Мощности по регазификации и импорт по регионам мира за 2021 г.



Источник: *составлено автором на основе IGU World LNG Report 2022*

Минимальная загруженность регазификационных терминалов наблюдается в Северной Америке (2 %), максимальная – в странах АТР (48 %).

В Европе загрузка регазификационных мощностей составляет 44 %. Несмотря на такой низкий показатель, существуют проекты по строительству терминалов, которые позволят переориентироваться на новые импортные рынки в условиях отказа от российского газа:

- Латвия, Эстония и Литва с трубопроводных поставок переходят на поставки СПГ через терминал Клайпеда (Литва) мощность, которого составляет 3 млн т сжиженного газа. Но даже при полной загрузке терминала потребности трех стран не будут обеспечены. Так, Эстония к концу 2022 г. должна ввести регазификационный терминал в городе Палдиски, который будет состоять из трех элементов: портовой инфраструктуры, судна и газопровода (соединяет газотранспортные системы Эстонии и Финляндии – Balticconnector). Плавучая газификационная установка будет курсировать между терминалами Эстонии и Финляндии в зависимости от готовности стран принять сырье. Латвия планирует строительство СПГ-терминала в порту Скульте [15].
- Значительным решением стал отказ Германии от использования российского трубопроводного газа и переход на СПГ. В настоящее время в Германии отсутствует инфраструктура по регазификации СПГ. При этом планируется ввод в эксплуатацию первой мобильной платформы по регазификации уже в 2023 г. в порту Вильгельмсхафен на севере страны, которая будет соединена с существующей Газотранспортной системой Нетра с помощью 30 км газопровода. Также планируется второй терминал приемки СПГ в г. Брунсбюттеле [7].
- Испания – крупнейшая страна по числу терминалов в Европе (6 штук) общей мощностью около 60 млрд м³. Однако пропускная способность магистральных газопроводов («Larrau» и «Irun-Biritaou») для поставок природного газа основным потребителям ЕС ограничена и составляет около 7 млрд м³. С учетом ввода газопровода «Midcat» (от Каталонии до Франции) мощностью 7 млрд м³ и законсервированного регазификационного терминала в порту Хихон на севере страны к 2023 г. европейские потребности в газе не будут удовлетворены. Данные проекты позволят Испании частично компенсировать российский газ. В октябре 2022 г. Испания не справилась с наплывом СПГ-танкеров, так как не хватило регазификационных мощностей.
- Италия планирует купить один регазификационный терминал и один взять в аренду с целью сокращения зависимости от российского газа (40 % российского газа в структуре импорта страной). Терминалы будут расположены в Средиземном море.

В долгосрочной перспективе изучается возможность строительства газопровода, соединяющего Италию с Ближним Востоком [3].

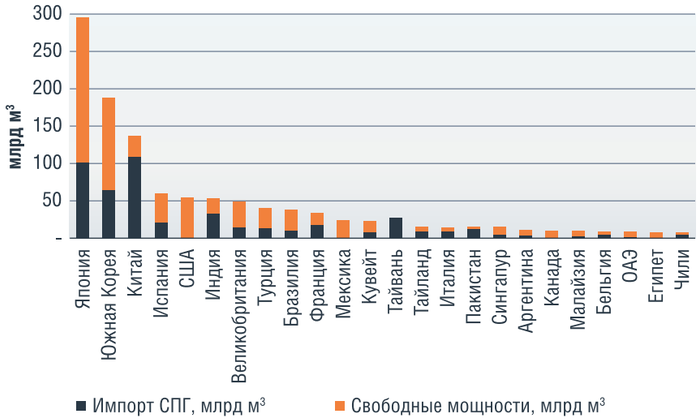
- Хорватия снизала импорт российского газа еще в 2021 г., введя в эксплуатацию плавучую регазификационную установку (FSRU) на острове Крк [4]. Первая партия СПГ была поставлена с американского завода в Cove Point. В дальнейшем планируются поставки из Катара.
- Во французском морском порту Гавр планируется построить плавучий терминал для регазификации СПГ (FSRU), импортируемого из США, а также других стран. Мощность терминала составит 3,9 млн т. На данный момент во Франции есть уже три наземных регазификационных терминала.

В других регионах мира также существуют проекты по расширению регазификационных мощностей. Почти 80 % строящихся регазификационных мощностей приходится на страны АТР. В первую очередь на Индию и Китай.

- Годовой объем импорта СПГ в Индии в 2021 г. составил около 34 млрд м³ [2]. В настоящее время в Индии функционируют 6 СПГ-терминалов общей мощностью 54 млрд м³. К концу 2022 г. должно быть построено 5 новых терминалов (три терминала FSRU) по регазификации и увеличена мощность одного берегового терминала. Так, планируется увеличить импорт до 95 млрд м³.
- В настоящее время ведется строительство плавучих регазификационных терминалов (FSRU и FSU) на Филиппинах и в Сенегале. Это будут первые терминалы в этих городах. Также планируется ввести первые регазификационные установки в Гане, Никарагуа и Вьетнаме.

Япония – основной импортер СПГ в мире – 101 млрд м³ СПГ в 2021 г., а также страна с крупнейшими мощностями по регазификации – 295 млрд м³. Россия экспортирует около 8,8 млрд м³ СПГ в Японию, через проекты Сахалин-2 и Ямал СПГ. Несмотря на рост напряженности между Россией и Японией, последняя не стремится к выходу из СПГ-проектов, поскольку это повысит стоимость СПГ для Японии

РИСУНОК 5. Крупнейшие страны по объему импорта СПГ в 2021 г.



Источник: *составлено автором на основе BP Statistical Review of World Energy*

на 35 %, а быстро найти замену не представляется возможным. Япония приняла решения не выходить из СПГ-проектов, а излишки СПГ реализовать на внутреннем рынке, не обеспечивая зарубежный спрос (рис. 5).

Спрос на природный газ в Китае значительно увеличился в 2021 г., что обусловлено ростом потребления газа в электроэнергетике и промышленности. Это привело к увеличению мощностей по регазификации за 4 года почти в два раза до 137 млрд м³ в 2021 г. В 2021 г. Китай стал мировым лидером по экспорту СПГ (110 млрд м³).

Изменения в логистических цепочках поставок СПГ вынуждают некоторые страны искать альтернативные пути замещения трубопроводного газа на СПГ в условиях невозможности его полной замены. Такая сильная стимуляция регионального спроса вызывает перебои в поставках, повышение цен, нерациональное поведение субъектов и дефицит. Несмотря на значительное количество свободных мощностей у некоторых стран, развитие СПГ-проектов остается актуальным.

Крупнейшие производители СПГ в мире

Постепенный рост спроса на СПГ стимулирует развитие производственных мощностей по сжижению и регазификации. По итогам 2021 г. в мире действуют около 56 комплексов по сжижению природного газа (завод СПГ), совокупная мощность которых составляет более 631 млрд м³.

Список заводов СПГ представлен в основном крупнотоннажными производствами, которые, как правило, проектируются из нескольких технологических линий, чаще всего по 1–2, средней мощностью 3,8 млн т. Заводы с наиболее крупными технологическими линиями расположены в Катаре (Qatargas 2-4; Rasgas 3), США (Cove Point LNG, Freeport LNG и Sabine Pass), Анголе (Angola LNG), Австралии (Gorgon LNG) и др. [13]. Наибольшее число технологических линий находится на новом заводе Calcasieu Pass LNG (18 шт.) в США, которые будут введены в производство к концу 2022 г. При этом мощность завода Calcasieu Pass LNG составляет всего 11,3 млн т. Наблюдается обратная зависимость числа технологических линий от их мощности.

Заводы с крупными линиями, как правило, расположены в регионах с наличием крупных газовых месторождений. Например, заводы Qatargas и Rasgas расположен вблизи крупнейшего нефтегазового месторождения (Северное/Южный Парс) с запасами природного газа 28 трлн м³. Поставки природного газа на американский завод Cove Point LNG осуществляются с крупного месторождения сланцевого газа Marcellus с доказанными запасами 4,2 трлн м³. Завод Gorgon LNG (Австралия) расположен вблизи месторождения Greater Gorgon с запасами 12,2 трлн м³ газа.

ТАБЛИЦА 1. Региональное распределение мощностей по производству СПГ в 2021 г.

Регион	Мощность, млрд м³	Доля региона, %	Загруженность производственных мощностей, %	Крупнейшие заводы региона
Северная и Южная Америки	149	23,2	72,7	Sabine Pass LNG, Freeport LNG, Atlantic LNG, Cameron LNG, Corpus Christi
Европа и СНГ	45	7,0	97,1	Yamal LNG, Sakhalin 2
Ближний Восток	136	21,2	95,4	Qatargas 2, Rasgas 3
Африка	101	15,8	57,8	Nigeria LNG, Arzew GL1Z-GL2Z
АТР	211	32,9	57,8	Bontang LNG, North West Shelf LNG, Gorgon LNG, MLNG Dua, Australia Pacific LNG, Ichthys LNG, Wheatstone LNG, Queensland Curtis LNG, MLNG Satu
Итого	**642**	**100,0**	**76,0**	

Источник: *составлено автором на основе IGU World LNG Report 2022*

В соответствии с региональной структурой распределения заводов 33 % (206 млрд м³) мировых мощностей по сжижению природного газа сосредоточены в АТР [13]. В этом регионе лидирующую позицию по совокупным мощностям заводов занимает Австралия – 33 %, 20 % приходится на Индонезию и 18 % – на Малайзию. Средняя загруженность региона составляет 84 %, у региона остается небольшой запас мощностей для наращивания дополнительного выпуска СПГ (табл. 1).

Следующий регион по объему производства – Ближний Восток. Регион формирует 22 % (136 млрд м³) мировых мощностей, а средний уровень загруженности производств составляет 95,4 %, при этом 77,1 % мощностей региона сосредоточено в Катаре, а оставшаяся доля приходится на Оман (10,4 %), ОАЭ (5,8 %), Йемен (6,7 %).

На Северную и Южную Америку приходится 21,2 % мировых мощностей по производству СПГ (134 млрд м³), основную долю из которых занимают США – 82 %. При этом наблюдается ежегодный рост мощностей. Так, с 2017 г. американские мощности по производству СПГ увеличились в 5,5 раза, за последний год увеличение произошло в 1,5 раза.

Более 15,7 % мощностей по производству СПГ приходится на страны Африки, из них 34,3 % – Алжир, 29,8 % – Нигерия, 16,4 % – Египет. Остальную долю мощностей в регионе формируют Ангола, Камерун, Экваториальная Гвинея, Ливия.

Страны Европы и СНГ формируют около 7 % (44,7 млрд м³) производственных мощностей, при этом 87 % приходится на Россию, остальная часть на Норвегию. Регион является самым загруженным, поскольку заводы СПГ России работают на предельных мощностях, превышая проектные мощности на 1,6 % в 2021 г.

Средний уровень загруженности заводов СПГ в мире составляет 76 % от проектной мощности. Наибольшая загруженность заводов СПГ наблюдается в странах:

- Ближний Восток: ОАЭ – 111,1 %, Оман – 100,4 %, Катар – 101,9 %;
- СНГ: Россия – 101,6 %;
- АТР: Папуа – Новая Гвинея – 122,5 %, Австралия – 96,5 %.

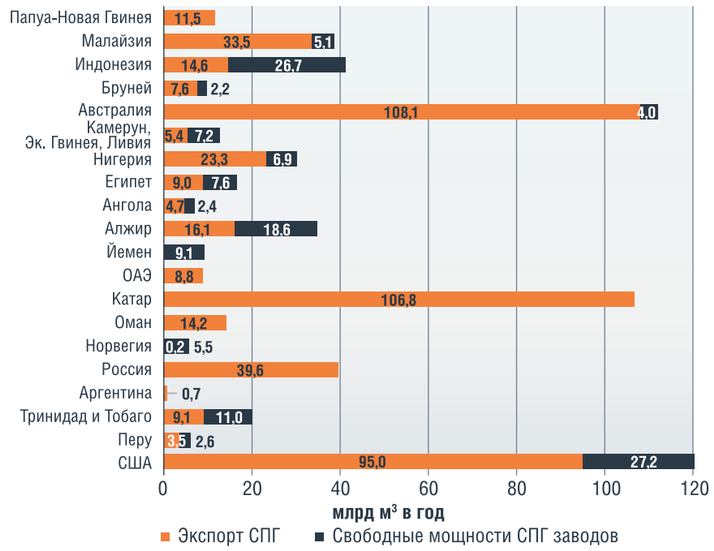
Наименее загруженные заводы СПГ в странах:

- АТР: Индонезия – 46,5;
- Африка: Алжир – 46,4 %, Экваториальная Гвинея – 42,7 %.

На макроуровне у некоторых стран имеются возможности для развития СПГ производств, которые должны обеспечить быстрорастущий спрос на голубое топливо (рис. 6).

По итогам 2021 г. превосходство экспорта над проектной мощностью заводов СПГ наблюдалось в странах: Россия, Катар, Оман и Папуа – Новая Гвинея. В данном случае прирост производства можно наблюдать при дополнительных инвестициях в расширение производственных

РИСУНОК 6. Объем экспорта и производства стран в 2021 г.



Источник: *составлено автором на основе BP Statistical Review of World Energy, IGU World LNG Report 2022*

ТАБЛИЦА 2. Наиболее распространенные технологии производства СПГ, 2021 г.

Технология	Разработчик	Совокупная мощность по сжижению в мире (млн т в год)	Количество технологических линий в среднем	Средняя мощность на одну линию	Заводы СПГ
AP-C3MR	Air products and Chemicals Inc	267,5	2,8	3,6	Nigeria LNG; Yamal LNG; Bontang LNG; North West Shelf
AP-N		2,7	1,0	1,2	Petronas FLNG Satu
AP-SMR		3,2	4,0	0,8	Marsa El Brega LNG
AP-X		46,8	1,5	7,8	Qatargas 2-4; Rasgas 3
Optimized Cascade	ConocoPhillips	112,3	2,2	4,2	Sabine Pass; Atlantic LNG; Australia Pacific LNG; Corpus Christi
Linde MFC	The Linde Group	4,2	1,0	4,2	Snohvit LNG
DMR	Shell plc	20,6	3,5	3,4	Sakhalin 2; Pluto LNG; Prelude FLNG; Elba Island
Прочие	–	14,6	2	0,59	Vysotsk LNG; Cameroon FLNG; Tango FLNG
Итого	**–**	**475,5**	**2,6**	**3,75**	

Источник: *составлено автором на основе IGU World LNG Report 2022*

мощностей. Для стран совокупная проектная мощность которых загружена не полностью (США, Индонезия, Алжир, Египет, Йемен и др.), еще существует возможность приращения производства. Ожидается дальнейшее наращивание мощностей ресурсными странами, поскольку мировые мощности по регазификации недозагружены.

Технология

На сегодняшний день происходит развитие технологий, применяемых на заводах СПГ. Географически большинство заводов располагается вблизи экваториальной зоны, соответственно некоторые технологии разработаны специально для необходимых климатических условий. Исключением являются MFC (каскадный процесс на основе смешанного хладагента) и DMR (технология двойного смешанного хладагента), внедренные на производствах в северных широтах. Также стоит отметить технологию отечественного производства «Арктический каскад», которая предполагает использование особенностей климата северных широт и отечественного оборудования. В настоящее время опытно-промышленный этап реализации технологии внедрен на 4-й линии завода Ямал СПГ. Разнообразие технологий иногда требует специфические решения для реализации, учитывая разного рода особенности, например климатические или конструкторские (технология APN, разработанная для применения на плавучих платформах) (табл. 2).

В настоящее время наблюдаются следующие изменения в технологических решениях заводов СПГ:

- Увеличение производительности технологических линий;
- Применение смешанных хладагентов;
- Уменьшение количества контуров охлаждения;
- Применение турбин большой мощности, а также многопоточных теплообменников;
- Продолжение процесса модернизации и разработки на фоне растущего спроса.

Экспорт

Ведущими производителями и поставщиками СПГ на мировой рынок являются Австралия и Катар, экспорт которых по итогам 2021 г. составил соответственно 108,1 млрд м³ и 106,8 млрд м³ (рис. 7). Экспорт австралийского СПГ полностью ориентирован на страны АТР. Основными направлениями поставок являются Китай (40%), Япония (34%) и Южная Корея (12%). Катар поставляет СПГ как в страны Европы (21%), так и в страны АТР (72%). При этом доля азиатского направления в структуре экспорта Катара растет. Крупнейшими покупателями катарского СПГ являются Индия (13%), Южная Корея (15%), Китай (12%) и Япония (12%).

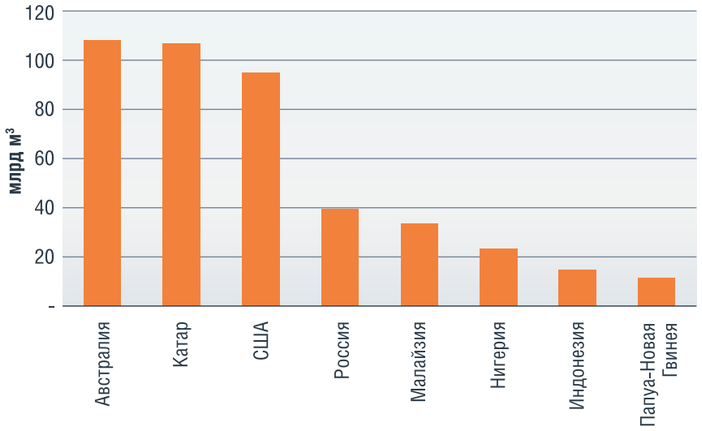
Высокими темпами растет производство и экспорт СПГ в США, увеличившись за 2021 г. в 1,5 раза. При этом ожидается, что в 2022 г. США станут лидерами по объему производства и экспорта СПГ, нарастив производственные мощности на 20 млн т за счет ввода в эксплуатацию новых мощностей по производству СПГ: завод Calcasieu Pass LNG и шестой очереди завода Sabine Pass LNG. В 2021 г. основными направлениями экспорта СПГ из США стали: Китай (13%), Южная Корея (13%), Япония (10%), Бразилия (9%).

Структура экспорта СПГ в России

Россия является крупнейшим поставщиком природного газа на мировой рынок (24%). Доля России в международных поставках газа по газопроводам составляет около 44%. Ежегодно растет доля России на рынке СПГ. Так, за последние пять лет производство СПГ в России выросло на 80%, а доля страны на мировом рынке выросла с 4 до 8% в структуре поставок сжиженного газа.

Азиатско-Тихоокеанский регион является важным направлением

РИСУНОК 7. Крупнейшие экспортеры СПГ в 2021 г.



Источник: *составлено автором на основе BP Statistical Review of World Energy*

российской экспортной газовой политики. Данный регион, особенно страны Северо-Восточной Азии, стремительно развивается, в связи с этим спрос на энергоресурсы постоянно растет. Основными центрами экспортных поставок СПГ являются страны АТР, а именно, Китай, Тайвань, Южная Корея и Япония.

В 2021 г. в региональной структуре Япония продолжила занимать лидирующее положение среди стран АТР по объему экспорта российского СПГ (8,8 млрд м³) (рис. 8). Вторым крупнейшим направлением экспорта российского сжиженного природного газа в АТР является Китай, который существенно нарастил объемы импортируемого сжиженного природного газа – до 6,2 млрд м³.

Южная Корея импортировала в 2021 г. примерно тот же объем СПГ из России, что и в 2018–2019 гг. (3,9 млрд м³). Экспорт в Тайвань в прошлом году составил 2,6 млрд м³.

С 2018 г. начались поставки российского сжиженного газа на европейский рынок. Наибольший объем российского СПГ был отправлен в 2019 г. – 20,5 млрд м³. Наибольший объем импорта СПГ из России среди стран Европы наблюдается у Франции, Испании, Великобритании. Несмотря на геополитическую обстановку, в 2022 г. Европа наращивает закупки российского СПГ на фоне снижения трубопроводных поставок. После февраля 2022 г. только Литва и Великобритания прекратили импорт российского СПГ, а увеличили Франция, Испания, Бельгия, Нидерланды. Однако с учетом трудностей, связанных с оплатой поставок СПГ в страны Европы, будет расти экспорт сжиженного газа на рынок АТР.

СПГ-заводы в России

Крупнотоннажный СПГ

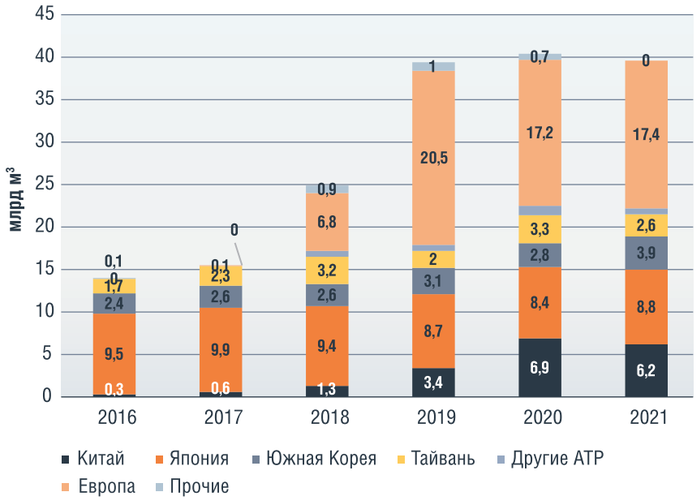
В настоящее время в России функционируют два завода по крупнотоннажному производству СПГ суммарной мощностью 27 млн т в год, один завод среднетоннажного производства мощностью 0,66 млн т и более десяти заводов мелкотоннажного производства суммарной мощностью 0,29 млн т.

В России действуют четыре терминала СПГ – Сахалин-2, Ямал, Высоцкий и Портовая. Первый в России завод по производству СПГ был введен в эксплуатацию в 2009 г. Завод построен в рамках проекта «Сахалин-2», сырьевой базой которого являются Пильтун-Астохское и Лунское месторождения сахалинского шельфа. Исходя из указа от 05.08.2022 №520 «О применении специальных экономических мер в финансовой и топливно-энергетической сферах в связи с недружественными действиями некоторых иностранных государств и международных организаций», оператор реализуемого на условиях соглашения о разделе продукции проекта «Сахалин-2» Sakhalin Energy Investment Company Ltd с Бермудских островов заменен на ООО «Сахалинская Энергия» с российской юрисдикцией.

Мощность СПГ в рамках проекта Сахалин-2 составляет 9,6 млн т СПГ в год, однако благодаря модернизации оборудования и благоприятным природно-климатическим условиям в 2021 г. объем производства составил 10,4 млн т.

В конце 2017 г. состоялся запуск первой технологической линии завода «Ямал СПГ». Четвертая технологическая линия завода была запущена в мае 2021 г., ее особенностью является используемая технология сжижения газа «Арктический каскад» с основным технологическим

РИСУНОК 8. Структура экспорта российского СПГ



оборудованием российского производства [6]. В настоящее время мощность завода «Ямал СПГ» составляет 17,4 млн т СПГ в год. Акционерами проекта являются «НОВАТЭК» (50,1%), Total и CNPC (по 20%), фонд «Шелкового пути» (9,9%). Производство СПГ основано на сырьевой базе Южно-Тамбейского месторождения.

Расположение завода на полуострове Ямал дает возможность ориентировать поставки СПГ по маршруту Северного морского пути на крупнейшие рынки: рынок стран Европы и АТР. Для реализации экспортного потенциала проекта «Ямал СПГ» построены танкеры усиленного ледового класса «Arc7», позволяющие осуществлять круглогодичную навигацию в западном направлении и в течение арктического лета – в восточном направлении.

В апреле 2019 г. компанией «НОВАТЭК» был открыт завод СПГ Криогаз-Высоцк, расположенный в порту Высоцк Ленинградской области на Балтийском море. Для строительства завода использовалось около 70% российских материалов и технологий. Это предприятие среднетоннажного класса с производственной мощностью около 600 тыс. т сжиженного газа в год. Завод ориентирован на обеспечение внутреннего спроса (основной потребитель СПГ – Калининградская область) на сжиженный газ, на рынки стран Балтики, Скандинавии и Северо-Западной Европы, а также на заправку судов-бункеровщиков [8].

В сентябре 2022 г. началось производство сжиженного газа на комплексе СПГ КС «Портовая» в Ленинградской области в 60 км от Выборга. Оператором проекта является дочерняя компания ПАО «Газпром» – ООО «Газпром СПГ Портовая». Комплекс включает установки для приема газа из системы магистральных газопроводов, его подготовки к компримированию и сжижению. Мощность завода составит 1,5 млн т СПГ в год. Комплекс позволит осуществлять отгрузку СПГ танкерами-газовозами, в том числе малотоннажными, а также отгрузку СПГ автомобильным транспортом. Произведенный СПГ предполагается использовать в качестве судового топлива, газомоторного топлива, а также для поставок на плавучий регазификационный терминал Маршал Василевский в Калининградской области, что должно обеспечить надежность газоснабжения минуя транзитный газопровод «Минск – Вильнюс – Каунас – Калининград».

На стадии строительства в настоящее время находятся два проекта по крупнотоннажному производству СПГ суммарной мощностью около 33 млн т, а также среднетоннажное производство мощностью 1,5 млн т.

В ЯНАО компания «НОВАТЭК» реализует второй крупный проект производства СПГ – «Арктик-СПГ 2». Проект предполагает строительство трех технологических линий суммарной мощностью 19,8 млн т СПГ в год. Ресурсная база проекта – Утреннее месторождение, расположенное недалеко от проекта «Ямал СПГ».

В настоящее время идет строительство Балтийского СПГ-завода в порту Усть-Луга Ленинградской области [1]. Сырьевой базой для завода будут месторождения Надым-Пур-Тазовоского района, а затем Тамбейский кластер. Мощность завода – 19,5 млн т в год. Немецкая компания Linde выступает EPC-подрядчиком по строительству СПГ-завода, но в силу сложившейся геополитической обстановки планирует выйти из проекта. В связи с этим непонятно дальнейшее развитие проекта.

Малотоннажный СПГ

Высокими темпами в России развивается рынок малотоннажного СПГ. Развитию малотоннажного производства способствует диверсификация направлений и способов поставок СПГ, а также относительно короткие сроки строительства малотоннажного завода СПГ (до двух лет). Российские компании планируют к 2035 г. построить около 30 малотоннажных СПГ-заводов, которые обеспечат около 2–3 млн т потребления газа в стране [9].

Развитию региональных проектов малотоннажного производства способствует возможность транспортировать СПГ автомобильным, железнодорожным, речным, морским транспортом, в отличие от крупных СПГ-проектов, где требуется доступ к крупным морским портам. Разнообразие вариантов транспортировки расширяет географию рынка сбыта СПГ и направления его использования.

> Российские компании планируют к 2035 г. построить около 30 малотоннажных СПГ-заводов, которые обеспечат около 2–3 млн т потребления газа в стране

В 2021 г. началось строительство комплекса по переработке этансодержащего газа и производству СПГ в районе Усть-Луги в Ленинградской области [11]. Оператором комплекса является ООО «РусХимАльянс» – совместное предприятие ПАО «Газпром» и АО «РусГаздобыча», созданное на паритетных условиях.

Проект предполагает строительство комплекса по переработке и сжижению газа, а также создание газохимического производства. Мощность комплекса в части производства СПГ составит 13 млн т в год. Мощность газоперерабатывающего завода составит 45 млрд м³ в год. Также на заводе предполагается производить более 3 млн т полимерной продукции. Ресурсная база проекта – Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Тамбейское месторождения. Ввод в эксплуатацию первой очереди комплекса предполагается в 2024 г., второй очереди – в 2025 г.

Так, СПГ с малотоннажных заводов используется в качестве моторного топлива, в автономных системах газоснабжения, в производстве электрической и тепловой энергии, замещая уголь и нефтепродукты. В настоящее время около 65% СПГ, полученного на малотоннажном производстве, приходится на экспорт, около 20% – на газомоторное топливо и 14% – на газоснабжение.

В условиях низкой плотности населения и отдаленности газотранспортной инфраструктуры, газификация населенных пунктов на основе СПГ является наиболее оптимальным вариантом относительно строительства газопроводной системы. Также развитие регионального рынка СПГ может способствовать освоению мелких месторождений природного газа, отдаленных от системы магистральных газопроводов.

Малотоннажное производство СПГ в регионах имеет преимущество перед крупными проектами в части возможности осуществления адресной доставки СПГ [10]. Так, продукция региональных заводов имеет высокий экспортный потенциал и может быть востребована потребителями, отдаленными от морских портов, при этом поставки СПГ могут осуществляться по железной дороге. Поскольку доступ к технологиям крупнотоннажного производства СПГ ограничен, то будет развиваться производство среднего и малого производства сжиженного природного газа.

Перспективны развития СПГ проектов

В апреле 2022 г. Европейский союз ввел санкции на поставку оборудования для крупнотоннажных СПГ-заводов. Высокая зависимость от импортных технологий наблюдается с криогенными теплообменниками. До 2014 г. в Россию импортировали теплообменники американской Air Products, а после – немецкой Linde. В связи с этим пока непонятно, как будут реализованы проекты Арктик СПГ-2, Балтийский СПГ. В России реализован только один проект, которые использует российское оборудование для производства СПГ – четвертая очередь Ямал СПГ мощностью 0,9 млн т.

Угрозы развития СПГ

Проблемы, связанные с транспортировкой:

- Нежелание иностранных судовладельцев поставлять российские грузы. Количество компаний, желающих торговать и перевозить российские грузы, сократилось, несмотря на юридические последствия по неисполнению обязательств.
- Рост ставок фрахта и страховой премии на перевозку морских грузов из России.

Технологические

Высокая зависимость от импортных поставок оборудования для производства СПГ. В настоящее время на российских СПГ-заводах применяются зарубежные технологии сжижения природного газа:

- APCI – технология смешанного хладагента. Применяется на 1–3 ветке Ямал СПГ. Реализацию лицензий осуществляет Air products and Chemicals Inc и Shell plc. (требует закупку импортного оборудования, преимущественно из США, теплообменное и компрессорное). DMR – технология двойного смешанного хладагента.

> В России реализован только один проект, который использует российское оборудование для производства СПГ – четвертая очередь Ямал СПГ

Применяется на заводе Сахалин-2 СПГ. Реализацию лицензий осуществляет Air products and Chemicals Inc и Shell plc. Отечественная технология Арктический каскад предполагает использование климата северных широт на базе отечественного оборудования, в настоящее время опытно-промышленный этап реализации технологии внедрен на 4-й линии завода Ямал СПГ, отмечаются сбои в работе 4-й линии, что связанно с качеством отечественных установок и оборудования. В настоящее время уже утвержден ряд инициатив по обеспечению технологической независимости России в рамках СПГ-оборудования, которое разрабатывается в рамках долгосрочной программы развития СПГ, к 2035 г.

- В настоящее время уже применены прямые санкции против газовой отрасли России, запрещающие поставки европейского СПГ-оборудования на заключенные и уже оплаченные контракты. Такое решение очень негативно сказывается на проектах, которые уже находятся на стадии реализации: Арктик СПГ-2 и Балтийский СПГ.

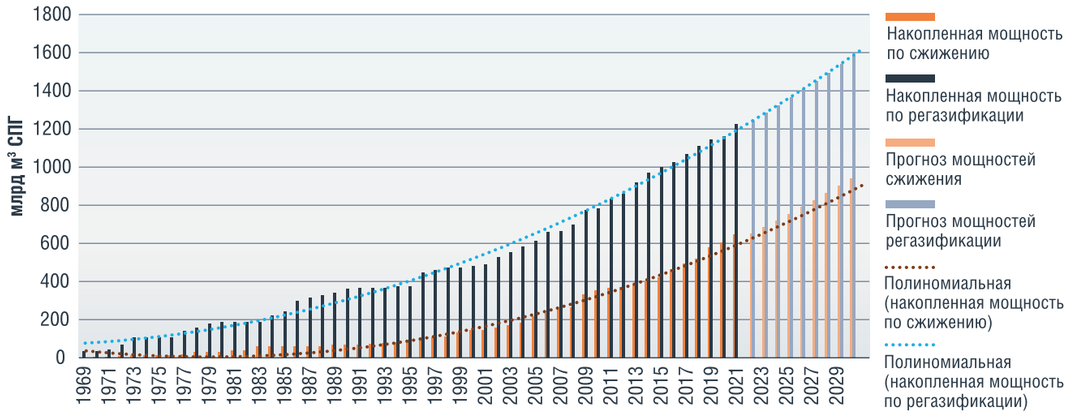
Финансово-экономические

- Выход инвесторов из акций российских компаний. Shell plc объявила об уходе из совместных предприятий с «Газпромом» и «Газпром нефтью». Shell имела долю акций завода «Сахалин-2» – 27,5%. Также ей принадлежало по 50% Salym Petroleum Development и «Гыдан энерджи», совместных с ПАО «Газпром нефть» предприятий, созданных с целью освоения группы нефтяных месторождений в Западной Сибири. Кроме того, деньги Shell были инвестированы в Nord Stream-2. Наряду с этим французская компания TotalEnergies заявила о прекращении инвестиций в новые и действующие проекты в России. Компании принадлежит примерно 20% акций «НОВАТЭК», а также большая доля в проекте Ямал СПГ. Кроме того, концерн владеет 10% проекта «Арктик СПГ 2» и 10% в компании «Арктическая перевалка». ExxonMobil заморозила проект Дальневосточный СПГ, стоимость проекта оценивается в 4,2 млрд долл. Запуск запланирован на 2027–2028 годы.
- Со стороны Евросоюза ограничение цен весь импортируемый природный газ.

Перспективные рынки реализации

Основные рынки реализации СПГ России приходятся на ЕС и АТР. Нетто-импорт (разница между потреблением энергоресурсов и их добычей) ЕС в 2021 г. составил 361 млрд м³ газа, из них 51% формируют российские поставки трубопроводного газа и СПГ. Крупными нетто-импортерами являлись следующие страны: Бельгия (нетто-импорт – 17 млрд м³), Франция (43 млрд м³), Германия (86 млрд м³), Италия (69 млрд м³), Нидерланды (17 млрд м³), Испания (34 млрд м³), Великобритания (44 млрд м³), Турция (57 млрд м³), Венгрия (11 млрд м³), Польша (19 млрд м³), Чехия (9,1 млрд м³), причем последние три страны импортируют энергоресурсы не из России.

РИСУНОК 9. Прогноз мощностей сжижения природного газа и регазификации СПГ до 2030 г.



Источник: *составлено автором на основе BP Statistical Review of World Energy*

Нетто-импорт газа в Германии самый значительный среди европейских стран, причем 51% обеспечила Россия за счет поставок трубопроводного газа. Сама Германия обеспечивает лишь 5% собственного потребления газа. Реализация мер по созданию инфраструктуры по регазификации СПГ требует большого количества ресурсов и времени, что осложняет быстрый переход на альтернативные энергоресурсы в случае введения эмбарго Евросоюзом.

Правительством РФ утвержден список недружественных стран от 05.03.2022 № 430-р, в который входят страны совершающие в отношения России недружественные действия. В основном это страны Европы, США и некоторые страны АТР. Поскольку европейский рынок сильно зависит от российского газа, а США не прекращают свое давление по вопросам полного отказа от энергоресурсов из России, ожидаются локальные отказы от поставок газа. Однако ждать быстрого перехода стран Европы на альтернативные энергоносители и направления поставок энергоресурсов нельзя, так как это требует огромных финансовых, временных и политических ресурсов. Наряду с этим ожидать дальнейшего роста перспективности европейского региона тоже нельзя, поскольку энергетический рынок Европы является стагнирующим.

По итогам 2021 г. Европейский регион и АТР находились в паритете по поставкам российского СПГ. Так, в Европу и АТР было экспортировано – 17 и 22 млрд м³ СПГ соответственно.

Восточное направление поставок имеет положительные перспективы для России. Во-первых, это самый большой рынок по потреблению природного газа в мире с ежегодными темпами прироста потребления газа около 5% за последние 20 лет.

Крупнейшие нетто-импортеры газа АТР: Китай (170 млрд м³ газа), Япония (104 млрд м³ газа), Южная Корея (63 млрд м³ газа), Индия (34 млрд м³ газа), Тайвань (27 млрд м³ газа), Таиланд (16 млрд м³ газа), Сингапур (13 млрд м³ газа), Пакистан (12 млрд м³ газа). Некоторые из представленных стран являются недружественными по отношению к России: Япония, Сингапур, Южная Корея и Тайвань (Распоряжение Правительства РФ от 05.03.2022 № 430-р). Несмотря на высокие темпы роста потребления газа в регионе, в этих странах российский СПГ занимает относительно небольшую долю в структуре потребления, что в условиях текущей внешней политики стран, характеризует эти рынки как неперспективные для поставок СПГ. Несмотря на поддержание антироссийских санкций, Япония не стремится отказываться от поставок российского СПГ с проекта Сахалин-2.

Китай остается самым крупным и перспективным потребителем СПГ. В 2021 г. Россия экспортировала в Китай 13,8 млрд м³ газа, из них 45% приходится на СПГ. Регион АТР в настоящее время является наиболее перспективным.

Прогноз мощностей по регазификации СПГ и сжижению природного газа

Как уже было отмечено, в мире наблюдается недозагруженность производственных мощностей по регазификации. Совокупные мировые мощности заводов СПГ по итогам 2021 г. составили 647 млрд м³, имеют высокую загруженность – 76%. При этом мощности регазификации почти в два раза выше. Учитывая ретроспективную динамику роста производства, а также высокий спрос на природный газ, прогнозируется рост производственных сил СПГ (рис. 9).

Рост потребления СПГ к 2030 г. прогнозируется до уровня в 940 млрд м³ СПГ в год (прирост 55%). Основную долю в этом потреблении будут занимать страны АТР и Европы. Настоящая ситуация чрезмерного и иррационального спроса на СПГ со стороны Европы должна прийти в равновесие, а отдельные страны нетто-импортеры разовьют инфраструктуру по регазификации, обеспечивая рост мировых мощностей. Таким образом, к 2030 г. ожидается рост совокупной мощности терминалов по регазификации до 1584 млрд м³ (прирост 36%).

Заключение

Сжиженный природный газ является эффективным инструментом диверсификации российского экспорта газа, поскольку при транспортировке СПГ можно миновать транзитные страны и тем самым минимизировать геополитические риски. В текущей ситуации транспортировка природного газа в сниженном состоянии обладает рядом преимуществ перед трубопроводными поставками. Реализация газа в виде СПГ, с одной стороны, открывает возможность освоения новых рынков сбыта, а с другой стороны, создает вызов отечественной промышленности и органам государственного управления в области опережающего научно-технологического развития.

Россия является крупнейшим поставщиком природного газа на мировой рынок. Ежегодно растет доля России и на рынке СПГ – с 4 до 8% за последние пять лет. В 2022 г. продолжился рост поставок российского СПГ на рынок Европы на фоне сокращения трубопроводных поставок. Мировой рынок СПГ за последние пять лет вырос на 80% и, по прогнозу авторов, увеличится к 2030 г. еще на 36% (по показателю уровня производства). Это будет способствовать реализации российских проектов по строительству СПГ-заводов, которые наряду с трубопроводными проектами участвуют в обеспечении потребностей перспективных газовых рынков:

- Рынок России (газификация и догазификация регионов России (сетевым газом, СПГ, СУГ, КПГ), использование газа в виде газомоторного топлива, а также сырья для переработки и газохимии).
- Рынок Китая (строительство и развитие трубопроводных проектов «Сила Сибири-1, 2, 3», организация поставок СПГ с заводов на п-ове Ямал).
- Рынок Турции (трубопроводные поставки в рамках проектов «Голубой поток» и «Турецкий поток»).
- Рынок Южной Кореи и Японии (организация поставок СПГ с заводов на п-ове Ямал).

В перспективе большим потенциалом поставок СПГ на мировой рынок обладают территории Восточной Сибири и Дальнего Востока. Крупнейшие нефтегазовые компании России (ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Газпром нефть») имеют значительные активы на востоке страны, однако не стремятся монетизировать запасы свободного газа в связи с организационными особенности отечественной газовой отрасли – при наличии трубопроводной инфраструктуры могут реализовать газ только на внутреннем рынке по ценам значительно ниже мировых. Как правило, газовые залежи либо не разрабатываются, либо добытый газ закачивается обратно в пласт. Небольшие объемы, как и в случае с растворенным в нефти газом, могут использовать для выработки электроэнергии и тепла на промысле или закачивать в ПХГ. Поэтому проекты разработки месторождений, территориально приближенные к Северному Ледовитому (Енисей-Хатангская НГО) или Тихому океану (Охотоморская НГП), включают строительство заводов СПГ. В соответствии с «Долгосрочной программой развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации», утв. распоряжением Правительства РФ № 640-р от 16.03.2021 г., такие проекты (Владивосток СПГ, Дальневосточный СПГ, Таймыр СПГ) отнесены к категории «потенциальных» проектов, характеризуются надежной сырьевой базой и близостью к динамично развивающимся рынкам АТР, могут быть реализованы в средне- и долгосрочной перспективе.

Организация поставок сжиженного природного газа играет важную роль во всех ключевых направлениях развития газовой отрасли страны, позволяя диверсифицировать направления реализации газа в страны АТР, преодолеть санкционное давление в отношении трубопроводного газа в страны Европы, снизить риск появления монопсонии в торговых отношениях с Китаем, стимулировать социально-экономическое развитие в регионах Арктической зоны и газифицировать удаленные и инфраструктурно слабо развитые регионы, а также сформировать новые приоритеты в области технологического перевооружения и пространственного развития страны. ●

Благодарности: исследование выполнено в рамках базового проекта НИР ИНГГ СО РАН № FWZZ-2022-0013 и стипендии Президента РФ по проекту № СП-3030.2022.1

Литература

1. *Бьядовский Д.А., Руденко А.Е., Мельников И.А. Анализ современного мирового и отечественного опыта в применении сжиженного природного газа как универсального энергоносителя XXI века // Перспективное развитие науки, техники и технологий. – 2021. – С. 49–54.*
2. *Вопиловский С.С. Зарубежные экономические партнёры России в Арктической зоне // Арктика и Север. – 2022. – № 46. – С. 33–50.*
3. *Дьякова В.В. Италия без российского газа: возможно ли это? // Российский внешнеэкономический вестник. – 2022. – № 7. – С. 109–113.*
4. *Евсеев В.В., Пивоваренко А.А., Гаджиев А.Г. Влияние политики Турции на страны балканского региона // Геоэкономика энергетики. – 2021. – Т. 16. – № 4. – С. 70–94.*
5. *Жильцов С.С. Геополитическое соперничество России и США за европейский газовый рынок // Проблемы постсоветского пространства. – 2022. – Т. 9. – № 1. – С. 8–19.*
6. *Климентьев А.Ю., Родичкин И.Г., Богданов Е.В. Арктические горизонты российского СПГ // Газовая промышленность. – 2019. – № 8 (788). – С. 66–76.*
7. *Котов А.В. Развитие инфраструктуры СПГ в Германии: гонка со временем // Научно-аналитический вестник Института Европы РАН. – 2022. – № 3. – С. 83–94.*
8. *Новак А.В. Технологии успеха // Энергетическая политика. – 2020. – № 7 (149). – С. 7–15.*
9. *Распоряжение Правительства Российской Федерации от 16.03.2021 г. № 640-р «Об утверждении долгосрочной программы развития производства сжиженного природного газа в РФ» / Официальный интернет-портал правовой информации (ГСПИ).*
10. *Сасаев Н.И. Стратегические возможности развития производства сжиженного природного газа на Дальнем Востоке // Экономическое возрождение России. – 2022. – № 2 (72). – С. 161–178.*
11. *Щербань П.С., Мазур Е.В., Синицын О.А. Исследование потерь сжиженного природного газа при его транспортировке в Калининградскую область и последующей регазификации // Научно-технический вестник Брянского государственного университета. – 2022. – № 2. – С. 165–175.*
12. *BP statistical review of world energy. BP Plc, London, United Kingdom (2021). – 112 p.*
13. *GU-2022. World LNG Report, International Gas Union, available at https://www.igu.org/ wp-content/uploads/2022/07/IGU-World-LNG-Report-2022_final.pdf*
14. *Heussaff C. et al. An assessment of Europe's options for addressing the crisis in energy markets. – Bruegel, 2022. – 214 p.*
15. *Jakštas T. The Klaipeda LNG Terminal and Its Impact on the Baltic States' Gas Market //The Future of Energy Consumption, Security and Natural Gas. – Palgrave Macmillan, Cham, 2022. – pp. 221–244.*

KEYWORDS: *liquefied natural gas, transportation methods, import, export, LNG plant, regasification capacity, Asia Pacific.*

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ В 2021–2022 гг.

Анализ изменения состояния на примере крупнейших в мире публичных нефтегазовых компаний

Ремизов Алексей Евгеньевич
начальник центра, к.т.н.

Ткач Владимир Сергеевич
главный специалист

Гусев Никита Игоревич
научный сотрудник

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЗО- И НЕФТЕДОБЫЧИ, А ТАКЖЕ ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ В 2021–2022 ГГ. С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ МИРОВЫХ ТЕНДЕНЦИЙ. В СТАТЬЕ ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НАИБОЛЕЕ КРУПНЫХ ПУБЛИЧНЫХ МИРОВЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ И ПРИВЕДЕНЫ ВЫЯВЛЕННЫЕ ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИХ РАЗВИТИЯ

THE ARTICLE DISCUSSES THE MAIN CHARACTERISTICS OF GAS AND OIL PRODUCTION AND THE CURRENT SITUATION IN THE OIL AND GAS INDUSTRY. IN THE ARTICLE REPRESENTS ANALYSIS OF THE WORLD'S LARGEST PUBLIC OIL AND GAS COMPANIES' ACTIVITIES AND IDENTIFIES MAIN DEVELOPMENT TRENDS

Ключевые слова: *запасы, добыча, углеводороды, газ, нефть, геолого-разведочные работы, гидроразрыв пласта, ГРП, добычные активы, жидкие углеводороды, ЖУВ, углеводородное сырье, УВС.*

УДК 622.279:33

После падения экономических показателей ведущих мировых компаний в 2020 году, с возвращением цен на нефть и объема операций к докризисному уровню в 2021 году, все их основные показатели выросли. Для скорейшего восстановления компаниями были предприняты значительные меры по сокращению расходов: снижены расходы на геологоразведку, продан ряд низкомаржинальных либо убыточных в условиях низких цен на нефть активов, либо активов, прибыль от которых планировалось получить в долгосрочной перспективе, многие компании сократили число работников. Инвестиции в новые проекты резко сократились, причем выбирались либо наиболее удобно расположенные в логистическом плане активы, либо наиболее маржинальные. С уверенностью можно сказать, что предпринятые отраслью меры послужили мощным побудительным стимулом для проведения оценки экономической целесообразности как отдельных проектов, так и целых регионов деятельности. Компании, рассматриваемые в данной работе, на 31.12.2021 владели 25,3% мировых запасов газа, 22,3% запасов нефти и в рассматриваемом периоде обеспечили 37,8% общемировой добычи газа и 47,4% добычи жидких углеводородов.

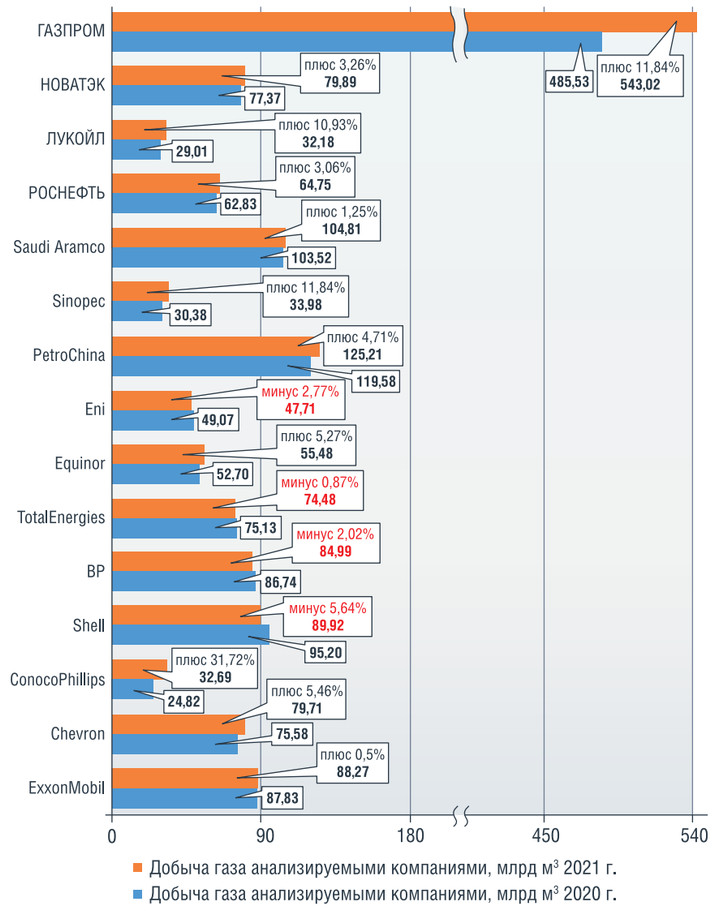
Ресурсное состояние нефтегазовой отрасли

В данной работе было выполнено сравнение наиболее крупных публичных мировых нефтегазовых компаний (11 крупнейших зарубежных и четыре отечественных нефтегазовых компаний) по основным показателям деятельности. Это такие компании, как: ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips, Shell, BP, TotalEnergies, Equinor, Eni, PetroChina, Sinopec, Saudi Aramco, ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НОВАТЭК», ПАО «Газпром». В совокупности данные компании владеют значительной долей запасов УВС и являются лидерами в его добыче.

Отчетность анализируемых компаний [1–25] различается по полноте предоставляемой информации, например российские компании отчетность за 2021 год предоставили в сокращенной форме, значительно сокращен объем информации по объемам выполненных геолого-разведочных работ, площадям лицензионных участков и т.п. Каждая компания в своей отчетности использует свое собственное деление стран мира на регионы. Как правило, выделяются США, прочие страны Америки (иногда с разделением на Северную и Южную), Европа, Африка (некоторые компании в своей отчетности разделяют Африку на Северную и Тропическую, некоторые объединяют страны Северной Африки и Ближнего Востока), Азия и Австралазия (иногда рассматриваются совместно). Некоторые компании (в частности, китайские PetroChina и Sinopec Corp.) в отчетности выделяют добычу на проектах, реализуемых в Китае, а добычу по всем зарубежным проектам дают суммарно, без разбивки на отдельные страны/регионы.

В настоящей работе принято укрупненное деление регионов, выделяются Азия и Океания как единый регион, Европа, Америка и Африка.

РИСУНОК 1. Добыча газа анализируемыми компаниями, млрд м³



Добыча

Согласно данным [1–25], общий объем добычи газа анализируемыми компаниями в 2021 году составил 1 566,38 млрд м³, что на 5,57% меньше показателя 2020 года и почти соответствует докризисному уровню 2019 года. Заметно снизилась добыча газа у трех компаний (Shell, BP и Eni, на 5,64; 2,02 и 2,77% соответственно), добыча же большинства остальных компаний выросла. Наибольший прирост в процентном отношении произошел у ConocoPhillips, которая после приобретения ряда активов нарастила добычу газа на 31,72%, на 11,84% выросла добыча ПАО «Газпром» (которое также получило наибольший прирост в абсолютных цифрах: добыча по сравнению с 2020 годом выросла на 57,49 млрд м³) и Sinopec Corp. (рисунок 1)

РИСУНОК 2. Добыча газа анализируемыми компаниями, млрд м³

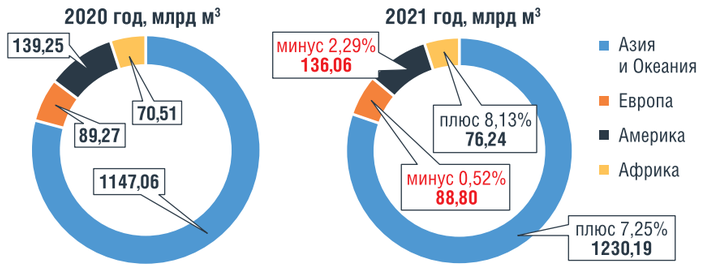


РИСУНОК 3. Добыча ЖУВ анализируемыми компаниями, млн т

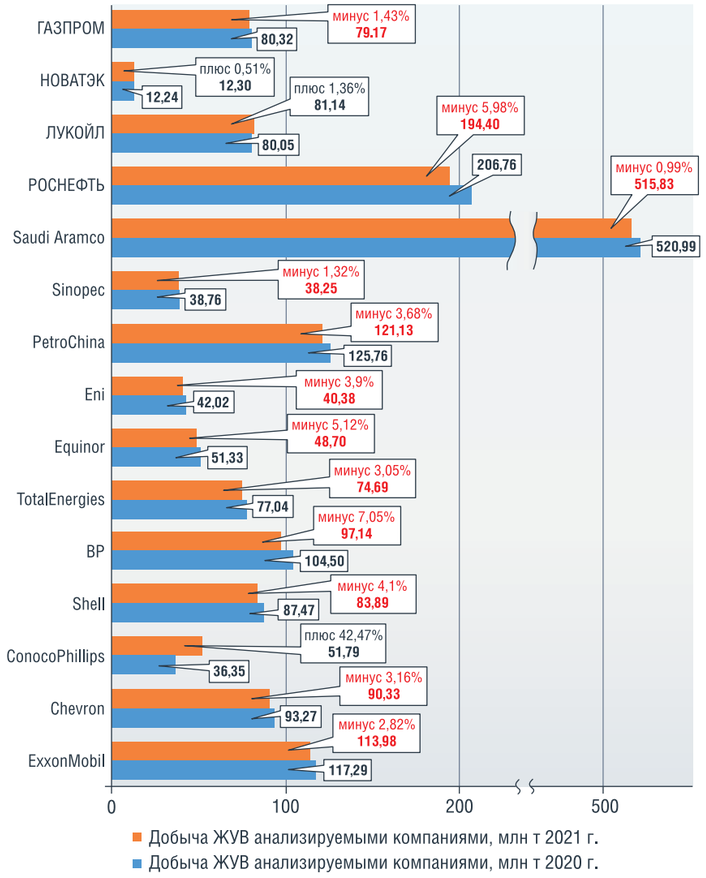
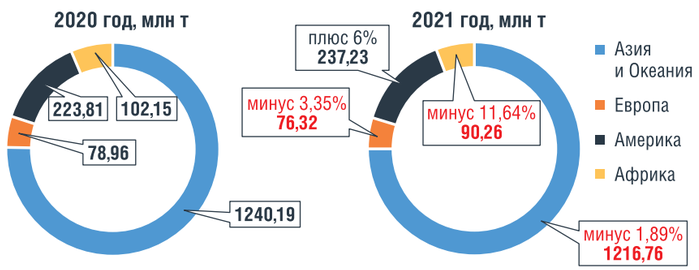


РИСУНОК 4. Добыча ЖУВ анализируемыми компаниями по регионам, млн т



[1–25]. Отметим, что в 2021 году в Европе и на Американском континенте сокращение добычи газа продолжилось, в Африке и Азии же отмечено увеличение добычи (рисунок 2), при этом основная доля прироста добычи газа в Азии получена за счет ПАО «Газпром» [1–25].

Необходимо учитывать, что некоторые компании, особенно китайские PetroChina и Sinopec Corp., а также российские компании, в 2021 году не раскрывают в отчетности подробную информацию о регионах, где ведется деятельность по добыче УВС. При невозможности локализовать добытые объемы, они учитывались при рассчете суммарной добычи компании.

Общий объем добычи ЖУВ (включая нефть, синтетическую нефть, широкую фракцию легких углеводородов, газовый конденсат и битумы) анализируемыми компаниями в 2021 году составил 1 660,20 млн т, что на 1,43% ниже показателя 2020 года (1 684,20 млн т). Наибольшее увеличение добычи, причем как в процентном, так и в абсолютном отношении, пришлось на долю ConocoPhillips, добыча которой выросла на 15,44 млн т, что составляет 42,47% от показателя 2020 года. Наибольшее снижение добычи по итогам 2021 года произошло у ПАО «НК «Роснефть», что связано с продажей ряда низкомаржинальных активов в РФ. По большинству же остальных компаний, добыча изменилась незначительно, в пределах 5–6% [1–25] (рисунок 3).

Если же рассматривать по регионам, то добыча ЖУВ в 2021 году продолжила снижаться в Африке (основное сокращение пришлось на долю TotalEnergies и ExxonMobil), на территории Азии и Океании (в основном связано с сокращением добычи Saudi Aramco и ПАО «НК «Роснефть») и на территории Европы (рисунок 4). При этом самое большое снижение в процентном отношении наблюдается в Африке, а в абсолютных единицах – на территории Азии и Океании [1–25].

Запасы

Общий объем запасов газа анализируемых компаний в 2021 году снизился на 6,15% по сравнению с запасами 2020 года [1–25]. Наиболее заметно снизились запасы ПАО «Газпром» – это снижение вызвано переоценкой запасов Тамбейского НКГМ. Заметно сократились запасы BP и TotalEnergies. При этом увеличились запасы ConocoPhillips, Saudi Aramco и Shell. Снижение запасов у многих компаний обусловлено уменьшением объема выполненных в 2020–2021 гг. геолого-разведочных работ, что привело к снижению прироста запасов по результатам геолого-разведочных работ, который не скомпенсировал объемы добычи (рисунок 5).

Запасы газа значительно сократились в Азии (за счет сокращения запасов ПАО «Газпром» снижение составило практически 3,5 трлн м³, 6,88%). Запасы газа в Америке и Европе выросли на 48 и 203 млрд м³ соответственно, преимущественно за счет открытий на шельфе, а запасы на Африканском континенте снизились на 15 млрд м³ (рисунок 6).

В 2021 году суммарные запасы ЖУВ анализируемых компаний изменились незначительно (прирост составил примерно 78 млн т – 0,16%).

Например, ExxonMobil увеличила запасы на 449 млн т в первую очередь за счет переоценки запасов битумов в Канаде, ConocoPhillips прирастила запасы больше чем на 40% (154,7 млн т), за счет приобретения новых активов, переоценки и проведения геолого-разведочных работ, а PetroChina получила прирост запасов на 117,1 млн т (16,5% от общих запасов) по результатам переоценки, геолого-разведочных работ и применения методов интенсификации добычи. В то же время значительно снизились запасы Saudi Aramco (на 274 млн т), поскольку прирост по результатам геолого-разведочных работ не перекрыл уровень добычи. Кроме этого, на 139 млн т уменьшились запасы ПАО «НК «Роснефть», преимущественно за счет продажи ряда активов, а запасы ЖУВ ПАО «Газпром» сократились на 133 млн т, преимущественно за счет переоценки запасов Тамбейского НГКМ [1–25] (рисунок 7).

Существеннее всего запасы изменились в Америке, в первую очередь за счет переоценки запасов битумов при росте цен на нефть и за счет открытий на южноамериканском шельфе. Прирост составил почти 700 млн т, запасы региона выросли практически на 33%. Запасы Азиатско-Тихоокеанского региона, Европы и Африки изменились не так значительно [1–25] (рисунок 8).

РИСУНОК 5. Доказанные запасы газа анализируемых компаний, млрд м³ (ПАО «Газпром» в своей отчетности за 2021 год приводит запасы углеводородов согласно российской классификации, прочие компании указывают запасы согласно SEC/PRMS)

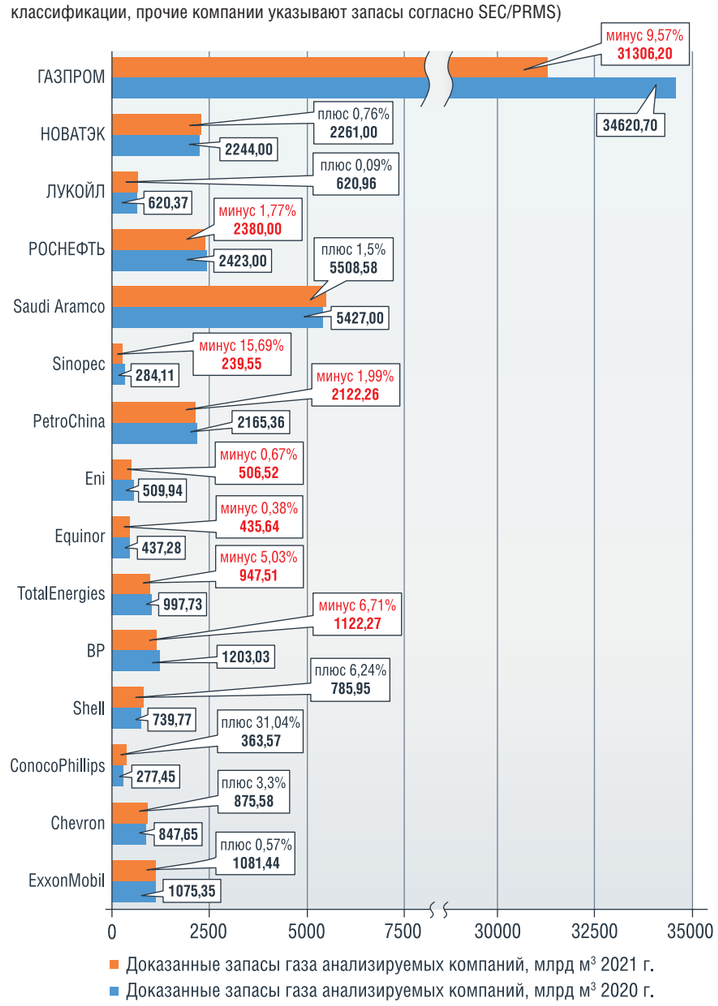


РИСУНОК 6. Запасы газа анализируемых компаний по регионам, млрд м³

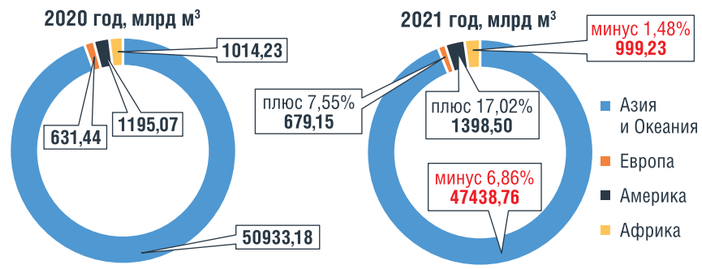


РИСУНОК 7. Доказанные запасы ЖУВ анализируемых компаний, млн т

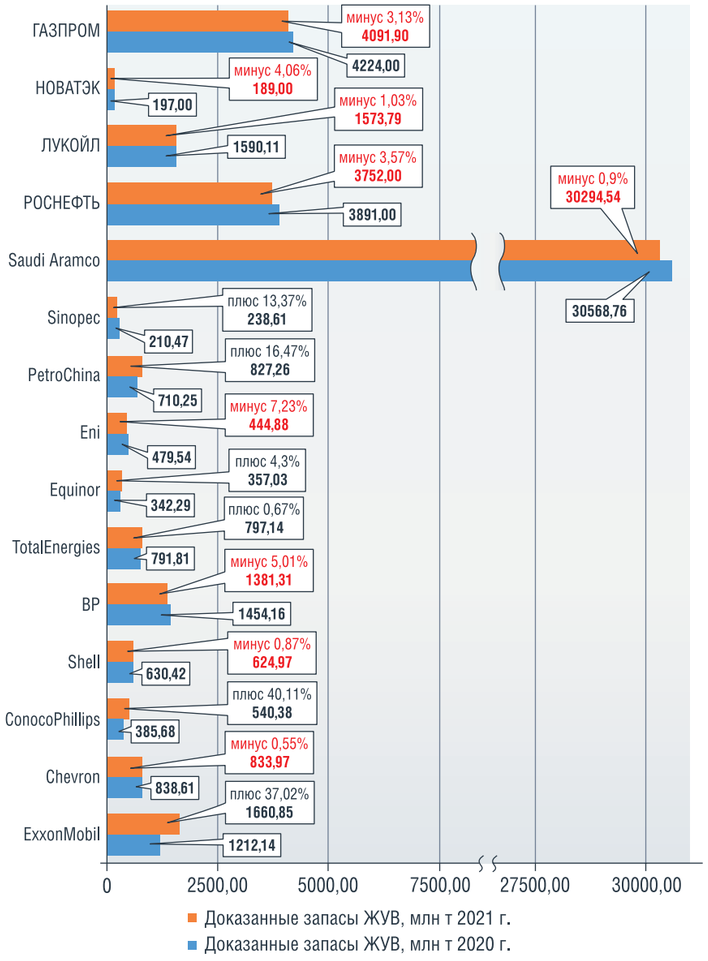
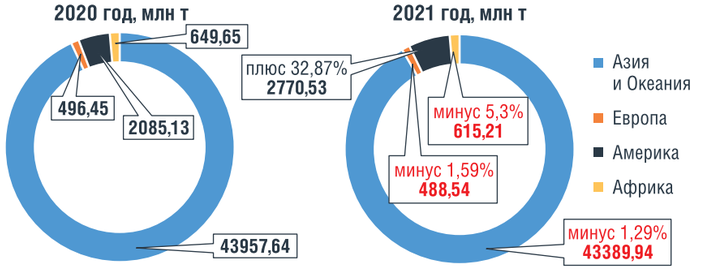


РИСУНОК 8. Доказанные запасы ЖУВ анализируемых компаний, млн т



Стоимостной эквивалент ресурсного состояния нефтегазовой отрасли

Добыча и запасы должны быть монетизированы. Для того, чтобы оценить это, было проведено сопоставление стоимости добычных активов и прибыли анализируемых компаний по направлению «Разведка и добыча».

Добычные активы

В целом по анализируемым компаниям [1–25], стоимость добычных активов (куда, как правило, входит стоимость аренды земли, сооружений, приобретения и аренды оборудования, задействованного в добыче) выросла незначительно, чуть больше чем на 2 % (таблица 1).

Закономерность прироста/снижения по компаниям проста: снижение произошло у компаний, которые заметно сократили операции на отдельных проектах, либо в целых странах. И это снижение не было скомпенсировано за счет начала новых проектов.

Именно этим обусловлено снижение добычных активов у ExxonMobil, Shell, Eni, Chevron Corporation и TotalEnergies. Рост стоимости добычных активов отмечен у компаний, которые в 2021 году приступили к реализации новых проектов, либо приобрели доли в уже реализуемых проектах по добыче. Наиболее заметное увеличение добычных активов произошло у ConocoPhillips – за счет приобретения новых активов в США прирост к показателю 2020 года составил 53,6 % – 23,3 млрд долл. США.

Прибыль

После обвального снижения прибылей на фоне общего спада отрасли в 2020 году, результаты 2021 года выглядят блестящими. Если в 2020 году суммарная прибыль анализируемых компаний составила 69,65 млрд долл. США, причем 8 компаний показали убыток, то суммарная прибыль в 2021 году увеличилась более чем в 5 раз и составила 359,8 млрд долл. США. Данные по прибыли анализируемых компаний [1–25] показаны в таблице 2.

Прибыль показали все компании, наибольший прирост в абсолютных цифрах получила Saudi Aramco, чья прибыль выросла на 89,8 млрд долл. США (на 81,5 % от уровня 2020 года). Наибольший прирост в процентном соотношении показали Equinor (после убытка примерно в 4 млрд долл. США по результатам 2020 года, в 2021 году компания получила прибыль около 32 млрд долл. США, прирост – более 900 %), ConocoPhillips (прирост 751 %) и Chevron (прирост 750 %).

ТАБЛИЦА 1. Добычные активы анализируемых компаний, млрд долл. США

Компания	2021 г., млрд долл. США	2020 г., млрд долл. США	Годовой прирост	
			%	млрд долл. США
ExxonMobil	156,95	167,47	-6,28 %	-10,52
Chevron	184,41	191,31	-3,61 %	-6,90
ConocoPhillips	66,86	43,54	53,58 %	23,33
Shell	132,92	148,99	-10,79 %	-16,07
BP	73,52	73,85	-0,45 %	-0,33
TotalEnergies	88,82	90,98	-2,38 %	-2,17
Equinor	201,82	199,78	1,02 %	2,04
Eni	64,02	65,90	-2,85 %	-1,88
PetroChina	384,85	360,23	6,83 %	24,61
Sinopec	160,86	149,80	7,38 %	11,06
Saudi Aramco	98,99	94,00	5,31 %	4,99
ПАО «НК «Роснефть»	26,68	26,65	0,10 %	0,03
ПАО «ЛУКОЙЛ»	76,76	73,55	4,37 %	3,21
ПАО «НОВАТЭК»	7,93	6,29	25,97 %	1,63
ПАО «Газпром»	93,58	84,73	10,45 %	8,85
Всего по компаниям	**1818,97**	**1777,08**	**2,36 %**	**41,89**

ТАБЛИЦА 2. Прибыль по направлению «Разведка и добыча»

Компания	2021 г., млрд долл. США	2020 г., млрд долл. США	Годовой прирост	
			%	млрд долл. США
ExxonMobil	15,78	-20,03	178,76 %	35,81
Chevron	15,82	-2,43	750,14 %	18,25
ConocoPhillips	8,13	-1,25	751,28 %	9,38
Shell	9,69	-10,79	189,88 %	20,48
BP	13,83	-16,40	184,34 %	30,24
TotalEnergies	10,44	2,36	341,77 %	8,08
Equinor	31,95	-3,98	902,69 %	35,93
Eni	6,99	-1,91	465,50 %	8,91
PetroChina	10,74	3,53	204,20 %	7,21
Sinopec	0,10	-3,15	103,06 %	3,24
Saudi Aramco	200,03	110,19	81,53 %	89,84
ПАО «НК «Роснефть»	16,00	5,50	191,21 %	10,51
ПАО «ЛУКОЙЛ»	7,70	1,69	355,03 %	6,01
ПАО «НОВАТЭК»	5,22	2,08	151,52 %	3,14
ПАО «Газпром»	7,38	4,24	74,04 %	3,14
Всего по компаниям	**359,80**	**69,65**	**416,57 %**	**290,15**

Тенденции развития нефтегазовой отрасли в разрезе региональной привязки

Несмотря на рост основных экономических показателей у большинства крупных игроков нефтегазового сектора [1–25], говорить о полном восстановлении отрасли преждевременно. Многие компании сконцентрировали свои усилия на проектах с наименьшим сроком реализации, сдвинув остальные проекты «вправо» (в качестве примера можно привести Equinor, которая сдвинула срок ввода в разработку проекта Njord future с 2021 на 2022 г.).

Ряд добычных проектов, приостановленных в 2020 г., до сих пор не возобновлены. Многие компании приняли решения по изменению приоритетных регионов деятельности, например Shell продала свои активы по добыче сланцевой нефти бассейна Permian в США ConocoPhillips и серьезно пересмотрела свои активы в Египте, продав доли в большинстве сухопутных участков и приобретя доли в шельфовых проектах.

Южная Америка

Гайана (проект Stabroek), Суринам, Бразилия (бассейн Campos) и Тринидад и Тобаго продолжают оставаться странами, на шельфе которых ведутся наиболее интенсивные работы по поиску новых и вводу в разработку уже открытых месторождений. Деятельность на сухопутной части континента ориентирована больше на доразведку уже открытых месторождений и поиск решений по разработке месторождений с ТРИЗ (в частности, формация Vaca Muerte). Освоение сланцевых коллекторов осложнено экологическими ограничениями на применение ГРП, что привело к приостановке работ компании ConocoPhillips в Колумбии.

Наиболее крупным из реализуемых проектов является проект Stabroek, оператором которого является ExxonMobil. На шельфовом участке площадью свыше 26,8 тыс. кв. км ведется добыча на двух проектах (Liza Destiny и Liza Unity, уровень добычи 17 млн т/год), до конца 2025 г. будут введены в разработку месторождения Payara и Yellowtail, которые позволят довести общую добычу до 40 млн т/год. На участке продолжаются активные геолого-разведочные работы, только в 2022 г. были успешно испытаны 7 скважин, количество открытых на участке месторождений доведено до 28. Суммарные запасы по оценкам декабря 2021 г. превышали 1,3 млрд т н.э. [26], а с учетом открытий лета 2022 г., они приблизились 1,5 млрд т н.э.

Скорее всего, общие запасы блока будут продолжать увеличиваться в ближайшие годы, кроме того, стоит ожидать активизации геолого-разведочных работ на близлежащих участках [27] Исследование Rystad Energy [28] показывает, что 6-этапная разработка морских нефтяных месторождений Гайаны приведет

к постепенному увеличению добычи, достигнув 60 млн т/год к 2028–2029 гг. с последующим увеличением до 70 млн т/год, что сделает Гайану вторым по величине производителем нефти в регионе после Бразилии.

В Бразилии высокоперспективным регионом является бассейн Santos, где реализуется несколько проектов: консорциум в составе Equinor (40 %, оператор проекта), ExxonMobil (40 %) и Petrogal Brasil (20 %) продолжает подготовку к разработке месторождения Bacalhau в подсолевых отложениях, ряд проектов (блок Libra, месторождение Lapa и блок Iara) реализует TotalEnergies. Кроме того, CNPE – Национальный совет по энергетической политике Бразилии – в 2021 году утвердил список из 92 шельфовых участков общей площадью более 54 тыс. кв. км в морских осадочных бассейнах Potiguar, Campos, Santos и Pelotas, предложенных для продажи в рамках отложенного из-за пандемии 17-го раунда торгов [29]. Однако результаты торгов, прошедших в октябре 2021 г., оказались разочаровывающими: было продано только 5 участков, при суммарной стартовой стоимости участков в 101 млн долл. США сумма продажи составила 6,7 млн долл. США [30].

В Венесуэле деятельность зарубежных компаний осложнена многочисленными санкциями, наложенными на страну, многие проекты приостановлены до смягчения условий деятельности.

Африканский континент

Несмотря на то, что страны Африканского континента продолжают оставаться перспективными в нефтегазовом отношении, многие крупные нефтегазовые компании значительно сократили свое присутствие в этом регионе. Достаточно стабильными регионами работ являются Северная Африка (Египет, Алжир, Тунис и их шельф, в 2021–2022 гг. наблюдается восстановление нефтедобычи в Ливии, однако до достижения показателей довоенного 2010 г. еще далеко), западное побережье (в районе Гвинейского залива, дельты реки Нигер и ниже, включая воды Анголы) и шельф Мозамбика, где реализуется крупный проект по строительству крупнейшего в мире плавучего СПГ-завода Rovuma.

Большинство крупных недропользователей сворачивает деятельность на сухопутных участках, поскольку постоянный саботаж со стороны незаконных формирований и акты терроризма делают добычу на сухопутных участках высокорискованной. К числу наиболее сложных регионов относится Нигерия, где в 2021 г. на объекте Shell в результате террористической атаки погибли 7 человек. В 2021 г. ExxonMobil прекратила деятельность в Мавритании, Гане, планируется выход из проекта в Чаде и шельфовых проектов в Нигерии. Shell вышел из большинства проектов в континентальном Египте, продолжает работы на шельфе Нигерии и планирует выйти из проектов в Тунисе. Многие компании в 2020–2022 гг. пересмотрели портфель своих проектов в регионе, отказавшись от проектов с большими сроками реализации и требующих значительных затрат.

Причина такой осторожности крупных нефтегазовых компаний в том, что разведка газа и нефти, в особенности на шельфе, требует значительных инвестиций, показатели успешности разведки – низкие, высок риск террористических атак и прочих форс-мажорных ситуаций.

Еще одной причиной отказа ряда крупных компаний от реализации проектов на Африканском континенте стало то, что Великобритания и другие страны «Большой семерки» (G7) планируют в будущем прекратить международную государственную поддержку новых проектов по ископаемым ресурсам, стимулируя тем самым переход на возобновляемые источники энергии. Такой энергетический переход не окажет существенного влияния на добычу углеводородов в «традиционных» добывающих странах, где уже существует вся необходимая инфраструктура. Реализация же масштабных проектов с нуля потребует значительных первоначальных инвестиций, которые из-за длительного периода окупаемости и возросшей волатильности спроса на рынке углеводородов переходят в разряд рискованных [31]. На фоне государственных бюджетных ограничений правительства и национальные африканские нефтегазовые компании вряд ли смогут самостоятельно финансировать разведку и добычу в неразвитом регионе. В связи с этим интересы анализируемых компаний в отношении африканского континента разнонаправлены. Наиболее приоритетными проектами на континенте являлись проекты по добыче газа и СПГ-проекты, в т.ч. проект Coral FLNG на шельфе Мозамбика и Rovuma (сухопутный СПГ-завод), как проекты с наибольшей степенью завершенности [32].

Высока вероятность того, что в регион в значительном количестве придут более мелкие компании, кроме того, стоит ожидать усиления присутствия компаний из Китая.

Азия и АТР

Азиатский регион в 2021 г. оставался достаточно стабильным, к основным тенденциям можно отнести все большую ориентированность стран-производителей газа на СПГ-проекты. С учетом событий 2022 г., повлекших за собой ограничения на экспорт российского УВС, рост цен на СПГ и в меньшей степени – на нефть, крупные производители региона смогут значительно нарастить свои прибыли, расширить действующие проекты.

Темп открытий в регионе в 2021 г. значительно снизился: если в 2020 г. большинство крупных открытий были сделаны на месторождениях Китая и России, то в 2021 г. результаты геолого-разведочных работ были гораздо скромнее. Однако китайские нефтегазовые компании раскрывают информацию не так подробно, как западные участники рынка, поэтому истинный объем открытий на территории Китая может быть более значительным.

Активно ведется освоение месторождений Австралии, где реализуется значительное количество СПГ-проектов и Юго-Восточной Азии, где УВС, добываемые преимущественно на шельфовых месторождениях, потребляются на внутреннем рынке и активно экспортируются.

Необходимо отметить, что для Китая, Австралии и в меньшей степени России характерно все большее внимание к такому виду углеводородов, как метан угольных пластов, проекты по добыче которого реализуются и, скорее всего, будут развиваться и в дальнейшем.

Северная Америка

Североамериканский регион в 2020–2021 гг. оставался достаточно стабильным. Основной объем геолого-разведочных работ приходился на проекты в Мексиканском заливе, проведены работы и в континентальных бассейнах, включая сланцевые толщи. Крупных сухопутных открытий в 2021 г. не зафиксировано.

Европа

Основным трендом европейской энергетики является постепенное наращивание в энергетическом балансе доли возобновляемых источников энергии и переход на «зеленую энергетику». Разработка месторождений и проведение геолого-разведочных работ все больше смещаются в шельфовые районы, преимущественно Норвежское, Северное и Баренцево моря. Добыча на месторождении Гренинген в Голландии окончательно прекращена из-за многочисленных землетрясений. Перспективным для ввода в разработку и проведения дальнейших геолого-разведочных работ районом является шельф Средиземного моря, где открыты крупные месторождения Афродита, Тамар, Левиафан и др.

Выводы

В технологическом плане в 2021 году, как и годом ранее, значительных прорывов не произошло: компании нефтегазовой отрасли продолжили внедрение цифровых технологий, включая построение цифровых двойников месторождений и оборудования, все большее внимание компании обращают на технологии и оборудование для освоения морских, в том числе глубоководных месторождений, включая подводные добычные комплексы.

Всеобщим трендом можно считать все большее внимание к возобновляемым источникам энергии, практически все крупные компании нефтегазовой отрасли, в той или иной мере, внедряют такие технологии. Ряд компаний выделили работу в области возобновляемых источников энергии в отдельные научные подразделения, некоторые компании (в частности – Equinor) создали для этого вида работ отдельные операционные сегменты.

Постепенное снижение доли относительно легко извлекаемых и неглубоко залегающих запасов углеводородов приводит к тому, что для добычи углеводородов компании вынуждены применять все более сложное оборудование и технические решения: с каждым годом растет объем выполняемых работ по стимулированию нефте- и газоотдачи, включая технологию ГРП, усложняется конструкция скважин (увеличивается число скважин со значительным отходом от вертикали, многозабойных скважин и скважин, построенных по технологии Fishbone).

Растет внимание компаний к реализации СПГ-проектов, которые в настоящий момент являются высокодоходным видом бизнеса. Ряд компаний выделили реализацию комплексных СПГ-проектов из сегмента Upstream в отдельный операционный сегмент.

Активно внедрялись технологии и практики, связанные с минимизацией ущерба, наносимого окружающей среде: снижение объемов сжигания попутного нефтяного газа, повторное использование воды при проведении ГРП. Растет доля научных бюджетов компаний, выделяемых на технологии по улавливанию и хранению углерода.

Сейчас нефтегазовая отрасль находится на пороге больших перемен: постепенное снижение и ухудшение качества запасов традиционных регионов добычи вместе с достаточно высоким уровнем цен на углеводороды дают возможность переориентации на новые регионы и внедрения новых технологий, однако геополитическая нестабильность и вполне понятное желание ведущих компаний к минимизации расходов служат мощным фактором, сдерживающим развитие отрасли. ●

Литература

1. *https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_cons_report/MDA_RUS_4Q2021.pdf?ysclid=l6ym8om5r6456630259/ – Дата обращения: 08.08.2022.*
2. *https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2021.pdf./ – Дата обращения: 16.08.2022.*
3. *https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_cons_report/rosneft_ifrs_12m2021.pdf./ – Дата обращения: 16.08.2022.*
4. *https://lukoil.ru/FileSystem/9/587033.pdf?ysclid=l7h68q4vy084615273./ – Дата обращения: 30.08.2022.*
5. *https://lukoil.ru/FileSystem/9/577502.pdf./ – Дата обращения: 30.08.2022.*
6. *https://lukoil.ru/FileSystem/9/577506.pdf./ – Дата обращения: 30.08.2022.*
7. *https://www.novatek.ru/common/upload/doc/Novatek_FS_12m2021_RUS_(Final).pdf?ysclid=l766r0izmc773430515 ./ – Дата обращения: 24.08.2022.*
8. *https://www.akm.ru/upload/akmrating/Novatek_Annual_Report_2021.pdf?ysclid=l766xf8k2r994830432./ – Дата обращения: 24.08.2022.*
9. *https://www.gazprom.ru/f/posts/57/982072/gazprom-annual-report-2021-ru.pdf./ – Дата обращения: 06.09.2022.*
10. *https://www.gazprom.ru/f/posts/57/982072/gazprom-financial-report-2021-ru.pdf./ – Дата обращения: 06.09.2022.*
11. *https://ir.exxonmobil.com/static-files/73aca83c-e65f-42ec-9a13-a7b04a302b7f ./ – Дата обращения: 04.04.2022.*
12. *https://corporate.exxonmobil.com/-/media/Global/Files/investor-relations/annual-meeting-materials/annual-report-summaries/2021-Annual-Report.pdf./ – Дата обращения: 04.04.2022.*
13. *https://chevroncorp.gcs-web.com/static-files/0ffa8d8e-45ba-4855-9073-acce2d09c4b7./ – Дата обращения: 14.06.2022.*
14. *https://www.chevron.com/-/media/chevron/annual-report/2021/documents/2021-Annual-Report.pdf./ – Дата обращения: 14.06.2022.*
15. *https://reports.shell.com/annual-report/2021/_assets/downloads/shell-annual-report-2021.pdf./ – Дата обращения: 22.06.2022.*
16. *https://www.shell.com/investors/results-and-reporting/quarterly-results/2021/q4-2021/_jcr_content/par/toptasks_1119141760__237662996.stream/1643828084813/9c895d814c2540cf227c2d9d35da0992fa4c0c29/q4-2021-slides.pdf./ – Дата обращения: 22.06.2022.*
17. *http://www.petrochina.com.cn/ptr/ndbg/202204/8605336600b744fe90cd203285b293b3.shtml./ – Дата обращения: 02.08.2022.*
18. *http://www.petrochina.com.cn/ptr/ndbg/202204/e459eded7f9246fe800962217 4a765a5/files/47b58253c2504b4cb45f3c170394dfe7.pdf./ – Дата обращения: 02.08.2022.*
19. *https://totalenergies.com/sites/g/files/nytnzq121/files/documents/2022-05/TotalEnergies_URD_2021_EN_accessible.pdf./ – Дата обращения: 19.07.2022.*
20. *https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/investors/bp-annual-report-and-form-20f-2021.pdf./ – Дата обращения: 19.07.2022.*
21. *https://www.bp.com/en/global/corporate/investors/annual-report.html#strategy ./ – Дата обращения: 24.07.2022.*
22. *https://www.equinor.com/en/investors/annual-reports.html./ – Дата обращения: 26.07.2022.*
23. *https://www.aramco.com/-/media/publications/corporate-reports/saudi-aramco-ara-2021-english.pdf?la=en&hash=8AD6C7CC2E32AE17A641FA558060215BE7EB22DD./ – Дата обращения: 18.07.2022.*
24. *http://www.sinopecgroup.com/group/en/Resource/Pdf/GroupAnnualReport2021en.pdf./ – Дата обращения: 21.07.2022.*
25. *https://report.eni.com/annual-report-2021/en/servicepages/downloads/files/entire-eni-ar21.pdf./ – Дата обращения: 21.07.2022.*
26. *https://guyanachronicle.com/2022/01/06/oil-reserves-enhanced-with-new-discoveries-at-stabroek-block/./ – Дата обращения: 06.10.2022.*
27. *https://oilnow.gy/featured/bulletwood-is-exxonmobils-second-attempt-at-hitting-pay-outside-of-prolific-stabroek-block/./ – Дата обращения: 06.10.2022.*
28. *https://oilnow.gy/featured/average-discovery-size-at-stabroek-block-is-500-million-boe-with-a-record-90-success-rate/./ – Дата обращения: 06.10.2022.*
29. *https://oilnow.gy/featured/brazil-approves-92-offshore-blocks-for-17th-bid-round-several-potentially-prolific-like-guyanas-stabroek/./ – Дата обращения: 06.10.2022.*
30. *https://www.reuters.com/business/energy/chevron-shell-total-among-potential-bidders-brazil-oil-auction-2021-10-07/*
31. *https://www.energyvoice.com/renewables-energy-transition/340969/the-energy-transition-is-coming-and-africa-is-losing-out-again/./ – Дата обращения: 06.10.2022.*
32. *https://www.whyafrica.co.za/wp-content/uploads/2020/11/AEC-Outlook-2021.pdf./ – Дата обращения: 07.10.2022.*

KEYWORDS: *reserves, production, hydrocarbons, gas, oil, geological exploration, hydraulic fracturing, production assets, liquid hydrocarbons, bitumen, condensate, LNG, Natural gas liquids, NGL.*

Neftegaz.RU
номер 2/2023 г.

УДК 665.725

ПОЛУЧЕНИЕ СПГ как метод утилизации ПНГ

Ванчугов Иван Михайлович
магистрант

Резанов Константин Сергеевич
магистрант

Ватузов Сергей Максимович
студент

Автомонов Павел Юрьевич
магистрант

Танасенко Максим Сергеевич
магистрант

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

В ДАННОЙ РАБОТЕ АНАЛИЗИРУЕТСЯ КОНЦЕПЦИЯ УТИЛИЗАЦИИ ПНГ ПУТЕМ ВКЛЮЧЕНИЯ ЕГО В КАЧЕСТВЕ ИСХОДНОГО СЫРЬЯ В ЦЕПОЧКУ ПОЛУЧЕНИЯ СПГ И СУГ. МАЛОТОННАЖНЫЙ СПГ ИМЕЕТ ХОРОШИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ДЛЯ СВОЕГО РАЗВИТИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЯ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И СОЦИАЛЬНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА, НАПРИМЕР, ДЛЯ УДОВЛЕТВОРЕНИЯ РАСТУЩЕГО СПРОСА НА ЭНЕРГИЮ В ПИКОВЫЕ ПЕРИОДЫ, МОНЕТИЗАЦИИ ВЫБРАСЫВАЕМОГО ГАЗА И ДОСТАВКИ ТОПЛИВА В ОТДАЛЕННЫЕ РАЙОНЫ, КОТОРЫЕ ЕЩЕ НЕ ПОДКЛЮЧЕНЫ К ЭЛЕКТРОСЕТЯМ И ЕДИНОЙ СЕТИ ГАЗОПРОВОДОВ. АВТОРЫ РАССМАТРИВАЮТ ТРАДИЦИОННЫЕ МЕТОДЫ ПЕРЕРАБОТКИ ПНГ, А ТАКЖЕ ДЕТАЛЬНО ОСТАНАВЛИВАЮТСЯ НА ДВУХ СМОДЕЛИРОВАННЫХ ЦИКЛАХ СЖИЖЕНИЯ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ UNISIM DESIGH

THIS PAPER ANALYZES THE CONCEPT OF APG UTILIZATION BY INCLUDING IT AS A FEEDSTOCK IN THE LNG AND LPG PRODUCTION CHAIN. SMALL-SCALE LNG HAS GOOD OPENING FOR ITS DEVELOPMENT, PROVIDING ECONOMIC AND SOCIAL BENEFITS, FOR EXAMPLE, TO MEET THE GROWING DEMAND FOR ENERGY DURING PEAK PERIODS, MONETIZATION OF GAS EMISSIONS AND DELIVERY OF FUEL TO REMOTE AREAS THAT ARE NOT YET CONNECTED TO THE ELECTRICITY GRID AND A UNIFIED GAS PIPELINE NETWORK. THE AUTHORS CONSIDER TRADITIONAL METHODS OF APG PROCESSING, AND ALSO GO THROUGH A NUMBER OF DETAILED POINTS ON TWO SIMULATED LIQUEFACTION CYCLES IN THE UNISIM DESIGH SOFTWARE PACKAGE

Ключевые слова: *сжиженный природный газ, утилизация попутного нефтяного газа, выбросы в атмосферу, циклы сжижения, программный комплекс.*

Одна из глобальных проблем современности – потепление климата на планете. Большинство исследователей сходятся во мнении, что причина этого выбросы CO_2, CH_4, и других парниковых газов в атмосферу, существенный вклад в объемы которых вносится из-за сжигания ПНГ – смеси углеводородов, растворенных в нефти.

В 2020 году во всем мире было сожжено 142 млрд м³ природного газа. В результате в атмосферу было выброшено около 265 млн тонн CO_2 и почти 8 млн тонн метана (240 млн тонн CO_2 экв), углерода и других парниковых газов [1].

Несмотря на норматив, разрешающий сжигать до 5% от добычи ПНГ, и штрафы за сверхнормативное сжигание с повышенными коэффициентами (согласно данным Российского союза промышленников и предпринимателей при сжигании 500 млн м³ ПНГ сверх разрешенного показателя сумма сверхлимитных платежей составляет более 10 млрд руб.), по данным Росстата, в 2021 г. в России из добытых 101 млрд м³ ПНГ было сожжено более 22 млрд м³, при этом этот показатель существенно не меняется с 2013 года, находясь в диапазоне 20–23 млрд м³. Согласно последним данным, в январе–июне 2022 года объем ПНГ, сожженного на факелах, достиг рекордного значения 10,8 млрд м³ [2].

ФАКТЫ

142
млрд м³
природного газа было сожжено в 2020 году во всем мире

> Одним из наиболее эффективных методов утилизации ПНГ – переработка на ГПЗ, в результате которой получают «сухой» отбензиненный газ и ШФЛУ

Проблематика

Проблематика переработки ПНГ, как правило, обосновывается экономической нерентабельностью при использовании его как углеводородного сырья. Также при возможной проработке проектов утилизации ПНГ остро встают следующие вопросы: сложность транспортирования с отдаленных месторождений, нестабильность состава, большое количество примесей.

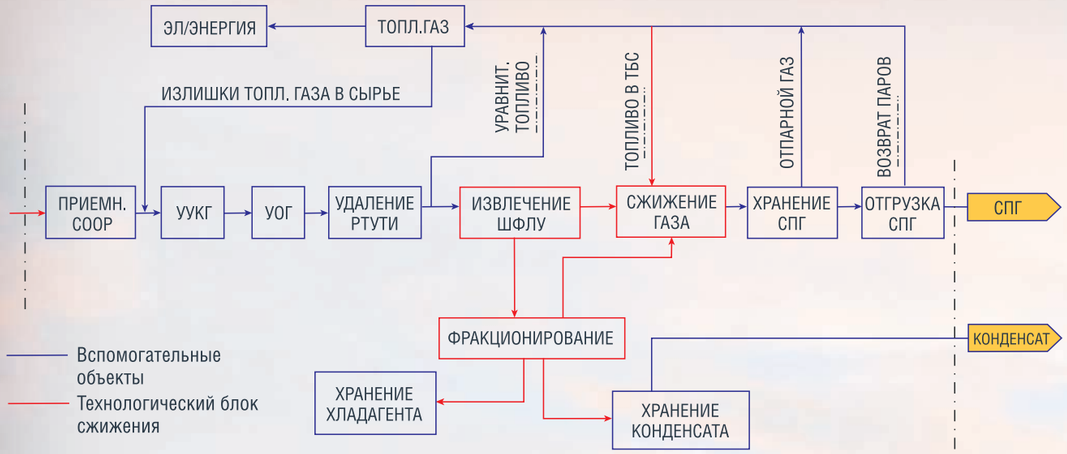
В рамках современного экологического тренда на сокращение выбросов парниковых газов и выполнение требований Парижского соглашения большинство компаний берут на себя обязательство отказаться от факельного сжигания к 2030 году. Сценарий нулевых выбросов к 2050 году требует, чтобы уже к 2030 году во всем мире было прекращено все неаварийное факельное сжигание, что привело бы к 90%-ному сокращению объемов факельного сжигания [3]. Глобальное партнерство по сокращению сжигания попутного газа (GGFR) информирует своих членов об общих взглядах на решения, которые потенциально могут монетизировать сжигаемый на факелах попутный газ.

Методы утилизации попутного нефтяного газа

На данный момент существует ряд апробированных методов утилизации ПНГ, выбор между которыми осуществляется на основании технико-стоимостных параметров, показывающих пригодность того или иного метода в конкретных условиях.

Одним из наиболее эффективных методов является переработка ПНГ на ГПЗ, которая на практике

РИСУНОК 1. Блок-схема сжижения природного газа



уже успешно применяется в РФ. В результате такой переработки получают «сухой» отбензиненный газ, ШФЛУ. При более глубокой переработке номенклатура продуктов расширяется – газы («сухой» газ, этан), сжиженные газы (пропан, бутан и т.д.) и стабильный газовый бензин (СГБ). Все продукты пользуются спросом как на внутреннем, так и на внешнем рынках, однако удаленность промысла от крупных рынков реализации продукции является критическим фактором возможной реализации.

Одним из наиболее распространенных методов также является обратная закачка для интенсификации добычи нефти [4]. Более перспективными представляются технологии, сочетающие закачку ПНГ и его переработку. Из пласта извлекается нефть вместе с растворенным и попутными газами.

ФАКТЫ

10,8

млрд м³

достиг объем ПНГ, сожженного на факелах в январе–июне 2022 года в России

> Наиболее перспективным методом утилизации ПНГ можно считать технологии, сочетающие закачку ПНГ для интенсификации добычи нефти и переработку попутного нефтяного газа

В эпоху развития прорывных технологий разработки месторождений появился «сайклинг-процесс», сущность которого заключается в том, что газ с конденсатом извлекается на поверхность, а после разделения фракций газ закачивается обратно в пласт. «Сайклинг-процесс» позволяет добиться невероятно высоких показателей коэффициента конденсатоотдачи за счет сохранения высокого давления в продуктивном пласте. Однако в нашей стране он не реализован ни на одном газоконденсатном месторождении или газоконденсатной шапке.

Для существующих месторождений перспективным решением будет внедрение станций по сжижению ПНГ. Полученная криогенная жидкость может использоваться как в качестве газомоторного топлива для тяжелой автотехники на самом месторождении, так и транспортироваться для регазификации на удаленных объектах.

В то время как отрасль СПГ традиционно была сосредоточена в первую очередь на развитии постоянно растущих мощностей заводов, зрелость технологии позволила разработать методики переработки ПНГ, применяемые для небольших объемов, чтобы быть конкурентоспособными и потенциально экономически выгодными. Таким образом, основная проблема малотоннажных применений СПГ носит не технический, а экономический характер. Поэтому одной из основных проблем при строительстве заводов по производству сжиженного природного газа (СПГ) является оптимизация мощностей с экономическим компромиссом для минимизации затрат.

Технологии сжижения попутного газа

На современном этапе развития индустрии СПГ компании-производители стараются по максимуму использовать мощности оборудования заводов с целью снизить удельные показатели стоимости строительства на тонну получаемой продукции за счет эффекта масштаба. Данный факт может создать предположение, что более мелкие заводы СПГ будут подвержены общемировому тренду, однако, согласно заявлениям крупных компаний, например Linde, что несмотря на то, что капитальные затраты на единицу заводов среднего масштаба выше, малые и средние заводы могут быть экономически развиты. За последние 20–30 лет было построено несколько заводов СПГ малой мощности.

Цепочка реализации СПГ в общем представлении состоит из трех элементов: заводы по сжижению, морские перевозки и приемные регазификационные терминалы. Тем не менее в настоящее время наблюдается диверсификация СПГ для получения гибкости в газораспределении и новых потребителей за счет небольших мощностей, заправочных станций СПГ, автомобильной дистрибуции СПГ и т.д. Сжижение природного газа – это процесс, который обычно включает несколько этапов: предварительная подготовка исходного газа, фракционирование и последующее сжижение, как показано на рисунке 1.

В настоящее время мини-установки СПГ в основном состоят из заводов по сжижению природного газа, которые снабжают вспомогательные станции СПГ в объеме до 0,2 млн тонн в год. Эти объемы СПГ эквивалентны годовому спросу на СПГ для электростанции примерно на 100 МВт.

Разработка малотоннажных циклов сжижения ПНГ

Нехватка газа в 1970-х годах привела к строительству многих заводов по снижению пиковых нагрузок СПГ: природный газ сжижается, когда спрос на него низкий, и хранится до тех пор, пока спрос не возрастет, после чего СПГ газифицируется и закачивается либо в систему газораспределения, либо транспортируется в криогенных цистернах на объект. Таким образом, снижающие пики потребления малотоннажные заводы СПГ, несмотря на меньшие объемы хранения в сравнении с крупнотоннажным

ФАКТЫ

0,2

млн тонн

сжиженного природного газа в год поставляют мини-установки СПГ на вспомогательные станции

производством, выигрывают за счет расположения в стратегических зонах, близ трубопроводной системы [5].

На данный момент на территории Российской Федерации существуют успешные практики строительства и эксплуатации мини-заводов СПГ, задействованных, как правило, на газораспределительных станциях и АГНКС и обеспечивающих базовую нагрузку СПГ в качестве топлива для транспорта в отдаленные населенные пункты. В данных установках процесс охлаждения осуществляется с помощью дросселей, детандеров, вихревой трубы, что показывает гибкость установок к различным исходным данным и требованиям по объемам получаемой продукции.

Процессы сжижения

Универсальной технологии сжижения газа на данный момент не существует, выбор схемы основывается на возможности получения максимальной эффективности в тех или иных условиях, основными критериями выбора, помимо производительности установки, как правило, являются энергоемкость и металлоемкость, которые непосредственно влияют на капитальные вложения в проект [6]. Основной спектр факторов выбора установки сжижения выглядит следующим образом:

- Удельная потребность в мощности;
- Выбор наиболее энергоэффективных единиц оборудования в конкретных условиях, а также их компоновка;
- Необходимость блока фракционирования, вопрос реализации тяжелых фракций;

РИСУНОК 2. Схема сжижения с турбодетандером

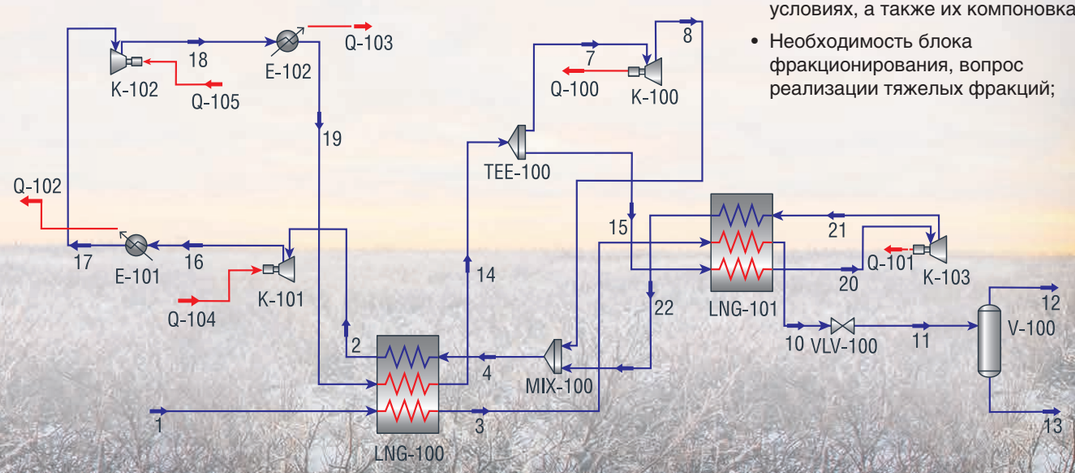


РИСУНОК 3. Схема сжижения со смешанным хладагентом

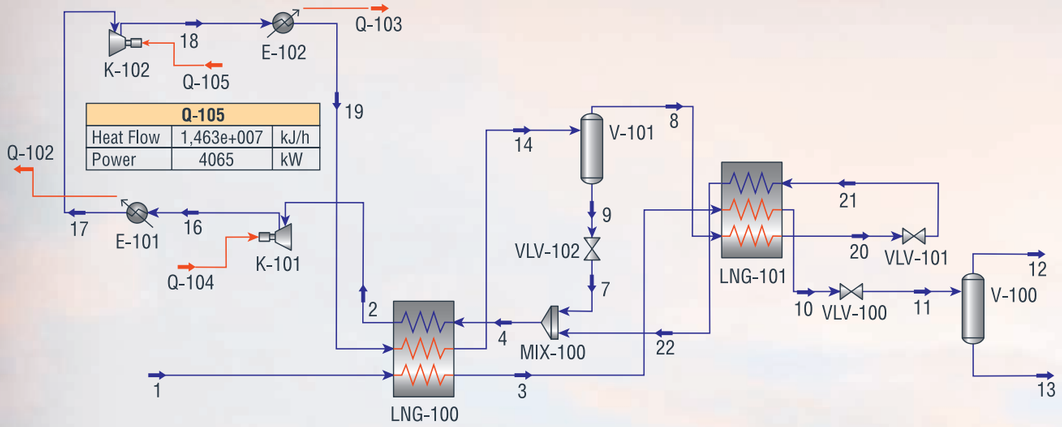


ТАБЛИЦА 1. Компоненты исходного газа СПГ

Наименование	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях
	Выделившийся газ, % моль
Сероводород	
Углекислый газ	
Азот + редкие, в т.ч. гелий	0,41
метан	97,88
этан	1,3
пропан	0,12
изобутан	0,06
н. бутан	0,07
изопентан	
н. пентан	
Остаток (С6 + высшие)	
Плотность:	
газа абсолютная, 10", г/см	6,85
газа относительная (по воздуху), доли ед.	0,568
нефти, кг/м^3	0,889

- Габариты теплообменного оборудования;
- Требуемая гибкость при изменении рыночной конъюнктуры;
- Простота эксплуатации/запуска/останова;
- Требования к пространству и весу (актуально для FLNG).

На основании вышеперечисленных факторов в данной работе были спроектированы и смоделированы два типа малогабаритных процессов сжижения природного газа. Первый цикл со смешанным хладагентом из азота и метана, показан на рисунке 2. Природный газ, пройдя через блоки предварительной подготовки, с давлением 5 МПа попадает в теплообменник LNG-100, где охлаждается до -75 °С обратным потоком хладагента,

ФАКТЫ

Основными критериями

при выборе технологии сжижения являются энергоемкость и металлоемкость, непосредственно влияющие на капитальные вложения в проект

после чего поступает на второй теплообменник LNG-101, где частично сжижается за счет переохлажденного в турбодетандере хладагента, далее основной поток дросселируется и поступает в сепаратор, где от СПГ отделяется паровая фаза. Хладагент же, охладив поток природного газа в теплообменнике LNG-100, ступенчато сжимается, охлаждаясь после каждой ступени на АВО. После этого часть потока поступает в теплообменник LNG-101, затем потоки объединяются и через LNG-100 заново поступают на линию всасывания компрессора [7].

Процесс сжижения цикла смешанного хладагента (азот, метан, пропан, этан) был принят в процессе 2, показанном на рисунке 3. Использование смеси различных компонентов позволяет быть более гибкими при постоянно меняющихся температурах за счет изменения соотношения между компонентами. Важно отметить, что, в отличие от многих крупнотоннажных циклов, для малогабаритных установок получения СПГ отсутствует цикл пропанового предварительного охлаждения, что позволяет заметно снизить металлоемкость установки за счет использования смеси хладагентов при охлаждении всего в двух сравнительно небольших теплообменниках. Отличие двух предлагаемых схем сжижения состоит в первую очередь в сниженной металлоемкости второго, однако также

ТАБЛИЦА 2. Компоненты смешанного хладагента

Компонент	Мольная доля
Метан	0,4
Этан	0,4
Пропан	0,19
Азот	0,01

ТАБЛИЦА 3. Результаты расчета схем 1 и 2

Параметр	Схема с турбодетандером	Схема со смешанным хладагентом
Расход исходного газа, кг/ч	8 669	8 669
Температура исходного газа, К	305,15	305,15
Давление исходного газа, МПа	5,0	5,0
Суммарное потребление энергии на сжатие, кВт	12 952	12 350
Поток СУГ, кг/ч	1 789	2 686
Поток СПГ, кг/ч	6 880	5 983
Температура СПГ, К	121,15	121,15
Давление СПГ, МПа	0,2	0,2

представляющего большую технологическую сложность в управлении потоком хладагента в связи с необходимостью подбора оптимального соотношения.

Моделирующий расчет и оптимизация процессов 1 и 2 были выполнены с использованием уравнения состояния PR и уравнения LKP с помощью программного обеспечения UniSim Design R460.1.

В таблицах 1 и 2 приведены компонентные составы для смешанного хладагента и исходного газа. Состав ПНГ был принят согласно данным по одному из пластов кластера Ванкорских месторождений – Ванкорского, Сузунского, Тагульского и Лодочного месторождений, расположенных на севере Восточной Сибири, в Туруханском районе и Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном округе Красноярского края.

В таблице 3 приведены результаты расчета для 1 и 2 рассматриваемых процессов. По результатам работы цикл с использованием турбодетандера показал большую эффективность по получаемому СПГ.

Заключение

В результате исследования возможности утилизации ПНГ путем внедрения малотоннажных установок получения СПГ были выявлены следующие закономерности:

- Несмотря на активную политику сокращения выбросов парниковых газов, количество сжигаемого попутного нефтяного газа на промыслах нефтедобычи не уменьшается в силу возможности платить штрафы и не внедрять на промысел различные методы утилизации ПНГ по причине экономической неэффективности;
- На данный момент существует большой ряд различных методов утилизации ПНГ, наиболее часто встречающимся из которых является выработка электричества, однако в большинстве случаев для данного метода остаются излишки ПНГ;
- Одним из перспективных методов утилизации ПНГ является получение сжиженного природного газа с внедрением малотоннажных установок по сжижению;
- В программном комплексе Unisim Desigh были смоделированы два малотоннажных цикла сжижения ПНГ, расчет подтвердил возможность работы установок с исходным составом газа, а также гибкость согласно возможной необходимости спроса на СПГ и СУГ. ●

ФАКТЫ

Малогабаритные установки СПГ

не имеют цикла пропанового предварительного охлаждения, за счет чего снижается металлоемкость установки

Литература

1. *Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и перспективы России: [Электронный ресурс]. URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Decarbonization_of_oil_and_gas_RU_220320221.pdf (Дата обращения: 20.01.2023).*
2. *Обзор: в России все больше газа сжигают в факелах: [Электронный ресурс]. URL: https://riarating.ru/macroeconomics/20220823/630227956.html?ysclid=ldeyxtwbnd675047844 (Дата обращения: 25.01.2023).*
3. *У России появился план по снижению выбросов парниковых газов до 2050 года : [Электронный ресурс]. URL: https://www.rbc.ru/business/23/03/2020/5e73c8739a7947f53f4f3a06 (Дата обращения: 28.12.2022).*
4. *Интенсификация добычи высоковязкой нефти: [Электронный ресурс]. URL: https://magazine.neftegaz.ru/articles/nefteservis/547393-intensifikatsiya-dobychi-vysokovyazkoy-nefti/?ysclid=ldeziadlgw101380466 (Дата обращения: 22.12.2022).*
5. *Khoir Lazuardi Khoir Technical and Economic Analysis of Mini LNG from the Utilization of GasFlare by Optimization of Liquefaction Process, Society of Petroleum Engineers, 2022.*
6. *Лихачева Е.А. Разработка устройства для утилизации попутного нефтяного газа / Е.А. Лихачева // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2015. – № 1. – С. 280–282.*
7. *Муллахметова Л.И. Попутный нефтяной газ: подготовка, транспортировка и переработка / Л.И. Муллахметова, Е.И. Черкасова // Вестник Технологического университета. – 2015. – Т. 18. – № 19. – С. 83–90.*

KEYWORDS: *liquefied natural gas, utilization of associated petroleum gas, emissions into the atmosphere, liquefaction cycles, software package.*

КАТАЛИТИЧЕСКАЯ ОЧИСТКА

отходящих газов нефтепереработки и нефтехимии

РАССМОТРЕНЫ ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ И ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ ОТХОДЯЩИХ ГАЗОВ ОТ ПРИМЕСЕЙ ОРГАНИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ. ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ОКИСЛЕНИЯ РЯДА ХАРАКТЕРНЫХ ПРИМЕСЕЙ ОТХОДЯЩИХ ГАЗОВ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ. ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ КОНСТРУКЦИИ КОНТАКТНЫХ УЗЛОВ РЕАКТОРОВ С НАСЫПНЫМ СЛОЕМ КАТАЛИЗАТОРА, ПЛАСТИНЧАТЫМИ СИСТЕМАМИ С НАНЕСЕННЫМИ ПЛЕНКАМИ КАТАЛИЗАТОРА, А ТАКЖЕ КОНСТРУКЦИИ КОМБИНИРОВАННЫХ РЕАКТОРНЫХ БЛОКОВ ОЧИСТКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫБРОСОВ

THE SCHEMATIC DIAGRAMS AND FEATURES OF THE PROCESS OF CATALYTIC PURIFICATION OF WASTE GASES FROM ORGANIC MATTER IMPURITIES ARE CONSIDERED. THE RESULTS OF OXIDATION OF A NUMBER OF CHARACTERISTIC IMPURITIES OF EXHAUST GASES ON INDUSTRIAL CATALYSTS ARE PRESENTED. THE DESIGNS OF REACTOR CONTACT ASSEMBLIES WITH A BULK CATALYST LAYER, PLATE SYSTEMS WITH DEPOSITED CATALYST FILMS, AS WELL AS THE DESIGNS OF COMBINED REACTOR UNITS FOR INDUSTRIAL EMISSIONS PURIFICATION ARE ANALYZED

Ключевые слова: *гранулированные катализаторы, каталитические покрытия отходящие газы, гомогенно-гетерогенное окисление, реакторы, полное окисление.*

УДК 502.55:69.621.643

Самойлов Наум Александрович

кафедра «Нефтехимия и химическая технология», Уфимский государственный нефтяной технический университет, д.т.н., профессор

Одной из базовых проблем экологии является очистка отходящих газов промышленных предприятий нефтепереработки, нефтехимии, химической промышленности, заключительных стадий машиностроения, деревообработки от примесей паров органических веществ. Среди многообразия направлений решения этой проблемы является полное окисление органических примесей до диоксида углерода и воды, наиболее эффективное в тех случаях когда утилизация этих примесей, например, адсорбционным или абсорбционным методами становится экономически нецелесообразным.

Каталитическое окисление органики в отходящих газах, осуществляемое при температурах 200-400 оС, менее затратно, чем термическое обезвреживание выбросов при 600-1000 оС, но более сложно в аппаратурном и технологическом отношении, кроме того, для конкретного газового выброса необходим предварительный подбор катализатора, температуры процесса и времени контакта катализатора и очищаемого потока.

Особенности катализа полного окисления органических веществ при очистке газовых выбросов

При глубокой полной очистке газовых выбросов, когда одна молекула органического вещества должна взаимодействовать с многими молекулами кислорода (например, для окисления одной молекулы пентана до воды и диоксида углерода необходимо 13 молекул кислорода) процесс реализуется по гомогенно-гетерогенному радикально-цепному механизму. При этом на поверхности катализатора происходит образование радикала, который формирует первую стадию процесса – зарождение цепи. Далее радикал десорбируется в газовую фазу и становится началом объемного развития цепи, в ходе которого происходит ряд химических превращений, сопровождающихся развитием цепи с возможностью ее ветвления, и, наконец, происходит обрыв цепи при попадании цепи на стенку реактора, гранулу адсорбента или при взаимодействии радикалов.

В качестве примера рассмотрим начальную стадию окисления произвольного углеводорода:

$$RH + O_2 \rightarrow R^\circ + HO_2^\circ, \quad (1)$$

$$R^\circ + O_2 \rightarrow RO_2^\circ, \quad (2)$$

$$RO_2^\circ + RH \rightarrow ROOH + R^\circ, \quad (3)$$

$$ROOH \rightarrow RO^\circ + O^\circ H, \quad (4)$$

$$ROOH + RH \rightarrow RO^\circ + H_2O + R^\circ, \quad (5)$$

где 1 – стадия зарождения цепи, 2 и 3 – продолжение цепи, при этом на стадии 3 образуется относительно стабильное соединение – гидропероксид, а на стадиях 4 и 5 происходит разветвление цепи за счет гидропероксида.

Развитая цепь может включать до сотни тысяч стадий, поэтому детальное изучение и математическое моделирование радикально-цепной гомогенно-гетерогенной реакции невозможны и химизм каталитического процесса очистки оходящих газов записывают как брутто-реакцию, например:

$$C_5H_{12} + 8O_2 = 5CO_2 + 6H_2O.$$

Математическое моделирование каталитической очистки также существенно осложняет необходимость предварительного лабораторного исследования процесса, поскольку очистка одной и той же системы на различных многочисленных катализаторах и их модификациях требуют существенно отличающихся температуры и продолжительности контакта катализатора и потока очищаемого газа. Как правило, в качестве катализаторов окисления углеводородов и других органических примесей в отходящих газах используются вещества, имеющие низкую теплоту образования оксидов и теплоты хемосорбции кислорода, что позволяет катализатору легко отдавать кислород окисляемому углеводороду. К таким веществам относятся благородные металлы (платина, палладий, рений) и оксиды переходных металлов: меди, железа, марганца, хрома, никеля, цинка и др. [1–3].

ТАБЛИЦА 1. Параметры термокаталитического окисления органических примесей при объемном расходе паровоздушной смеси 2000 $ч^{-1}$

Окисляемое вещество	Катализатор	Температура окисления, °С	Степень очистки газа, %	Энергия активации, кДж/моль
Метилметакрилат	АП-56 СТК-1-7 ВНИИнефтехим-104 НКМ-.4А НТК-4	300	100	–
		340	92.3	44.6
		300	100	35.9
		400	88.5	39.3
		300	100	71.4
Изопропилбензол	АП-56 СТК-1-7 ВНИИнефтехим-104 НКМ -.4А НТК-4	250	100	–
		300	100	90.9
		275	100	–
		400	100	35.9
		350	100	45.1
Пары бензина Б-70	АП-56 СТК-1-7 ВНИИнефтехим-104 НКМ -.4А	250	100	13.1
		350	100	16.4
		300	100	21.5
		450	100	12.7
Изопентан	АП-56 М-2	340	100	–
		350	100	–
Этилен	АП-56 М-2	300	100	–
		275	100	–
Н-пентан	СТК-1-7	320	100	96.2
Н-октан		440	100	42.6
Н-декан		320	100	31.7
Н-гексадекан		450	100	108.8
Изооктан		450	100	45.2
Муравьиная кислота		300	100	39.9
Пиромеллитовый диангидрид		370	100	–

В ходе лабораторных исследований очистки модельных смесей воздух-пары органических веществ на проточных реакторах с небольшой загрузкой исследуемого катализатора при варьировании температуры процесса и времени контакта τ парогазовой смеси с катализатором (обычно в расчете на свободное сечение реактора) определяют кинетические и энергетические характеристики брутто-реакции, рассматриваемой как реакция псевдопервого порядка: константу скорости реакции k по уравнению

$$k = -[\ln(1 - x)]/\tau,$$

где x – степень превращения углеводорода в реакторе,

и энергию активации E по уравнению Аррениуса

$$k = k_0 e^{\frac{-E}{RT}},$$

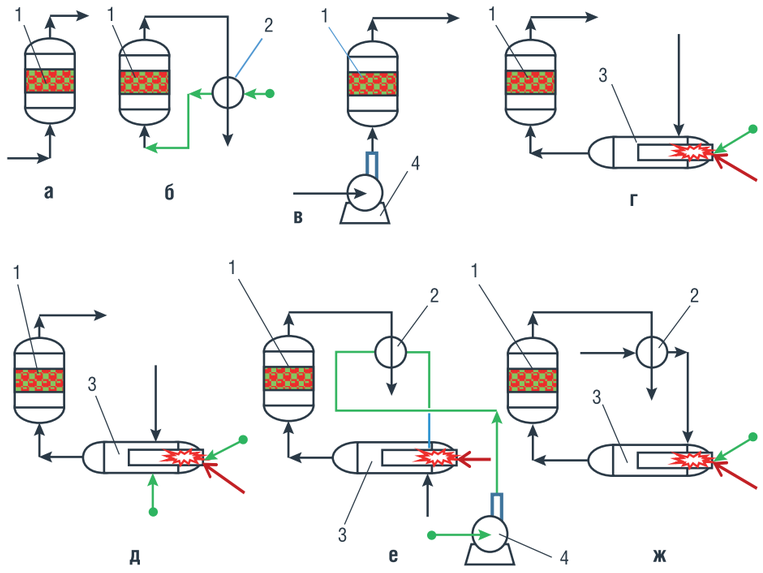
где k_0 – предэкспоненциальный множитель,

R – универсальная газовая постоянная,

T – абсолютная температура окисления.

В таблице 1 приведены некоторые результаты очистки паровоздушной смеси с характерными компонентами промышленных отходящих газов нефтепереработки и нефтехимии промышленными катализаторами на лабораторной установке.

РИСУНОК 1. Варианты схем компоновки блоков термокаталитической очистки отходящих газов



а – подключение реактора к технологической линии сброса горячего отходящего газа;
б – подача подогретого воздуха в реактор очистки отходящего газа;
в – нагнетание очищаемого в реакторе газа газодувкой;
г – подогрев отходящего газа в топке перед очисткой его в реакторе;
д – подача в топку дополнительного воздуха при подогреве отходящего газа перед очисткой его в реакторе;
е – подача в топку под давлением дополнительного подогретого в рекуператоре воздуха при подогреве отходящего газа перед очисткой его в реакторе;
ж – подача в топку дополнительно подогретого в рекуператоре очищаемого газа перед очисткой его в реакторе.

Линии:
– очищаемого газа
– воздуха
– топлива

Аппараты: 1 – реактор; 2 – рекуператор; 3 – топка под давлением; 4 – газодувка

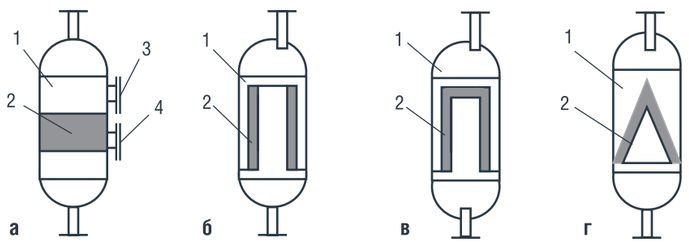
Термокаталитическая очистка отходящих газов насыпным слоем катализатора

Конструктивное оформление каталитических реакторов и блоков санитарной очистки отходящих газов зависит от технологических параметров исходных промышленных выбросов: мощности, температуры, давления, состава, причем каждый из этих факторов оказывает специфическое влияние на конечное решение задачи.

Мощность выброса определяет габаритные размеры контактного узла реактора и опосредовано – собственно размеры реактора.

Температура выброса определяет необходимость нагрева очищаемых газов до температуры интенсивного проведения каталитической реакции и, соответственно, дополнительные энергозатраты на реализацию процесса. Если по условиям процесса газ поступает на очистку при невысоких температурах, то отработавший газ необходимо дополнительно нагреть в рекуперативном теплообменнике горячим технологическим потоком или в топке под давлением (рис. 1). Подобные системы очистки газовых выбросов эффективно работают на предприятиях России («Рудгормаш» г. Воронеж, «Уралкалий» г. Березники, «Северсталь» г. Череповец, Уфимском НПЗ, «Пластик» г. Сызрань) и стран СНГ [4].

РИСУНОК 2. Конфигурация слоя катализатора: свободная полочная засыпка слоя (а) и размещение катализатора в корзинах: кольцевой (б), стаканоподобной (в), конической (д)

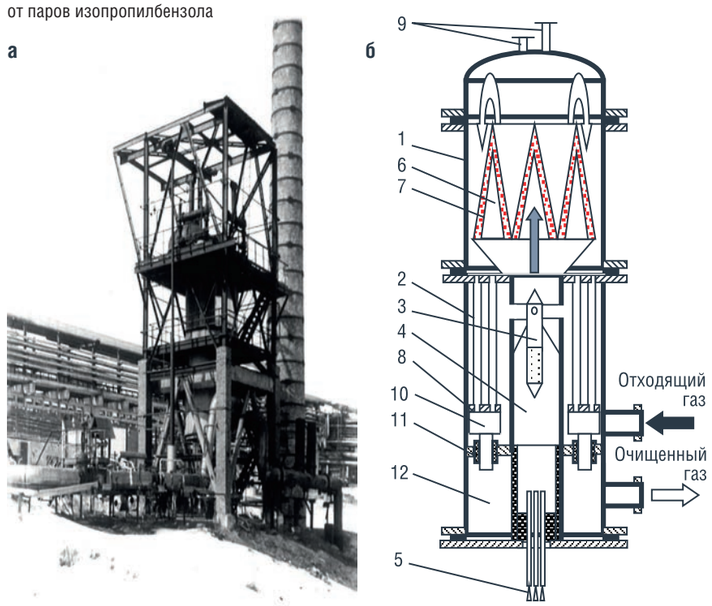


1– корпус реактора; 2 – слой катализатора; 3 – люк загрузки катализатора, 4 – люк выгрузки катализатора

Низкое давление отходящих газов может стать лимитирующим фактором процесса очистки и при разработке конструкции контактного узла и контактное устройство обычно имеет форму катализаторных корзин с толщиной слоя катализатора 5–15 см и большой площадью «фильтрации» газа, имеющих форму кольца, стакана или конуса (рис. 2).

Состав токсичных примесей, концентрация отдельных ингредиентов определяют размеры контактного узла реактора. При наличии в отходящем газе нескольких загрязняющих примесей, то размеры контактного узла определяют из условия обеспечения необходимой степени очистки газа от наиболее токсичной примеси. Если отходящие газы содержат значительное количество кислорода (более 17% об.), то их можно подавать непосредственно в топку под давлением. При недостаточном избытке кислорода в зоне реакции в реактор следует вводить дополнительно нагретый воздух. Основной опасностью для катализатора являются залповые выбросы окисляемых примесей при нарушениях технологического режимах основного производства, так как при этом резко поднимается температура слоя (горение) катализатора, приводящая к его спеканию и дезактивации.

РИСУНОК 3. Термокаталитическая колонна для очистки 30 000 м³/ч отходящих газов от паров изопропилбензола



а – общий вид, б – принципиальная схема:
1 – корпус, 2 – рекуперативная зона, 3 – коллекторная система; 4 – топочная зона; 5 – горелка; 6 – зона окисления примесей; 7 – катализаторные корзины; 8 – трубные решетки; 9 – штуцера для КИП; 10 – плавающая; 11 – сальниковое уплотнение; 12 – коллектор вывода очищенного газа

При необходимости обеспечения санитарной очистки газов на действующей установке из-за дефицита свободных площадей размещение многоаппаратных блоков (рис. 1) становится практически невозможным и в этих случаях все основные узлы (каталитический реактор, рекуперативный теплообменник, топка под давлением, смеситель отходящих и дымовых газов) объединяются в единой компактной конструкции – термокаталитической колонне.

В общем разборном корпусе колонны помещаются четыре камеры: топочная, смесительная, каталитическая и теплообменная (рис. 3).

В топочной камере размещаются струйно-вихревые горелки, в ней также размещены патрубки для запального устройства и термопар, штуцера для ввода топлива и воздуха в избытке, обеспечивающем полное сгорание топлива. Дымовые газы из топочной камеры поступают в смесительную камеру, в которую через коллектор вводятся отходящие газы, поступившие в колонну и частично нагревшиеся в межтрубном пространстве рекуперативного теплообменника, окружающего смесительную камеру. Далее смесь отходящих и дымовых газов с температурой, необходимой для эффективного каталитического дожига органических примесей проходит в каталитической камере сквозь конические катализаторные корзины, форма которых наиболее удобна для засыпки катализатора и формирования равномерного тонкого слоя катализатора с большой поверхностью «фильтрации» очищаемого газа. Горячий очищенный газ проходит через трубное пространство рекуперативного теплообменника, нагревая поступающий загрязненный отходящий газ, и сбрасывается на факел.

ТАБЛИЦА 2. Технические данные промышленных термокаталитических колонн

№ варианта	Разработчик технической документации	Завод-изготовитель	Место эксплуатации	Мощность колонны м³/ч	Масса колонны, т	Диаметр колонны, м	Высота колонны, м	Поверхность теплообмена, м²	Поверхность фильтрации, м²
1	Филиал Гипронефтемаша (Уфа)	Химмаш (Борисоглебск)	УЗСС (Уфа)	2000	4,7	1,0	4,5	13,0	0,154
2	Филиал НИИОГАЗ (Дзержинск)	СОПНХЗ (Стерлитамак)	СОПНХЗ (Стерлитамак)	2000	4,7	1,0	4,5	13,0	0,154
3	Филиал НИИОГАЗ (Дзержинск)	ОЗСК (Омск)	ОЗСК (Омск)	10000	11,7	2,0	6,5	191	3,7
4	УНИ			30000	40,8	3,0	10,0	512	10,5
5	ЦКБН (Подольск)	Маш-завод (Салават)	УЗСС (Уфа)	30000	40,8	3,0	10,3	512	7,8
6	ЦКБН (Подольск)	Ремонтно-механический завод (Ангарск)	КЗСС (Самара)	14000	13,8	2,2	9,0	191	5,2
7	Филиал НИИОГАЗ (Дзержинск)	Химмаш (Рузаевка)		25000	24,8	2,6	7,23	111	9,32

ТАБЛИЦА 3. Результаты мониторинга работы термокаталитической колонны мощностью 30000 м³/ч по отходящим газам

Расход			Температура в зоне реакции, °С	Концентрация углеводородов в газе, мг/м³		Степень очистки газа, %
отходящего газа, нм³/ч	воздуха, кг/ч	топлива, кг/ч		на входе	на выходе	
В течение первого месяца работы						
12000	680	66	360	2600	600	77
12000	3150	130	420	1110	134	88
12000	3875	130	420	1320	180	86
12000	3240	140	550	1360	183	70
28000	4300	150	480	6395	2398	62
9500	3780	120	330	600	400	30
В течение третьего месяца работы						
23500	4350	150	435	9418	2943	69
16860	4090	122	490	7325	1744	76
11805	4080	106	420	10042	2321	77
9000	3465	77	450	4150	450	90
В течение шестого месяца работы						
28000	2080	124	458	5735	478	92
26000	2380	124	420	9000	1200	86
30000	2100	130	450	10800	700	92
В течение девятого месяца работы						
30000	2100	130	450	10800	700	92
28000	2700	104	420	9000	800	91
30000	2140	88	450	9000	700	92
30500	2320	74	470	8600	840	92
30000	2700	120	485	12000	1150	97
31000	2700	120	480	11800	1170	89
24000	2900	120	480	8250	1400	83
24300	2640	110	465	8500	1500	82
24300	2850	102	465	1830	450	85
24300	2400	128	465	2100	853	59
28700	2700	128	450	4100	1850	59

Для замены катализатора верхнее днище отделяется от корпуса колонны, поднимается вверх и катализаторные корзины с катализатором снимаются и переносятся из катализаторной камеры на производственную площадку.

В табл. 2 приведены некоторые характеристики термокаталитических колонн, разработанных Р.Х Мухутдиновым (УГНТУ,Уфа) [5].

Термокаталитические колонны обеспечивают хорошие показатели очистки отходящих газов в нестационарных условиях работы, когда расход отходящего газа и концентрации окисляемых примесей существенно отличается от проектных. В табл. 3 приведены некоторые результаты мониторинга работы термокаталитической колонны (табл. 2, вариант № 5) при очистке отходящих газов от паров изопропилбензола.

После пусковых испытаний реактор в течение 9 девяти месяцев работы обеспечивал очистку газа в среднем на уровне 90 %, однако в конце девятого и начале десятого месяца работы степень очистки снизилась до 55 %. Остановка и вскрытие реактора показало, что в конусных катализаторных корзинах, выполненных из стальной сетки, натянутой на каркас из стальных прутков, произошла

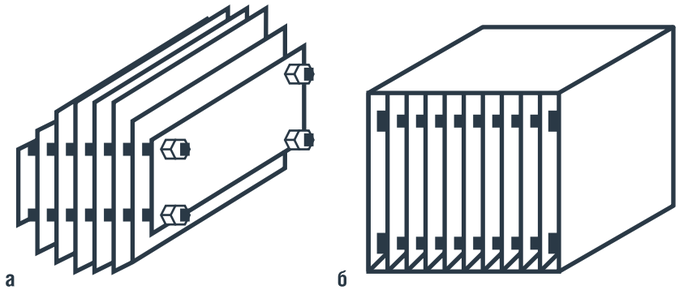
деформация сеток в нижней части корзин, из-за этого катализатор в корзинах просел и верхняя часть корзин пропускала часть потока отходящего газа без контакта с катализатором. Замена сеток на перфорированный стальной материал позволил вернуться к стабильному уровню очистки.

Термокаталитическая очистка отходящих газов на плоскостных элементах с нанесенным катализатором

При гетерогенно-гомогенном механизме катализа процесс окисления органических примесей происходит на поверхности гранул катализатора и для экономии дорогостоящих каталитически активных веществ, особенно драгоценных металлов, полезно использовать инертные плоские элементы , на поверхность которых наносится тонкий слой катализатора. Разработано большое число методов нанесения катализатора на носители различной природы:

- термохимические методы с образованием на поверхности инертных подложек пленок оксидов металлов или благородных металлов ;
- напыление и вдавливание катализатора в подложку;
- покрытие поверхности носителя пленкой суспензии, содержащей катализатор, с последующей их прокалкой, причем для повышения прочности катализаторного покрытия возможно его армирование, например, перфорацией подложки;

РИСУНОК 4. Кассеты пластинчатых элементов с катализаторным покрытием для круглых (а) и коробчатых (б) газоходов



а б

- использование термостойких клеев для нанесения катализатора на носитель.

Особо важное значение для практического применения катализаторных покрытий имеет их механическая прочность, чтобы при перевозке, монтаже в реакторе и эксплуатации катализаторных покрытий не происходило их разрушений.

Разнообразные носители катализаторных покрытий можно разделить на две группы:

- жесткие плоские листы из нержавеющей стали и других металлов с определенными геометрическими размерами с целевым назначением под конкретные конструкции реакторов [6].
- гибкие плоские или профилированные ленты из термостойких нетканых и тканых материалов, формирующие спиральные или параллельно фальцованные системы,

используемые как стандартные элементы, из которых собирается каталитическая зона в корпусе реактора [7, 8].

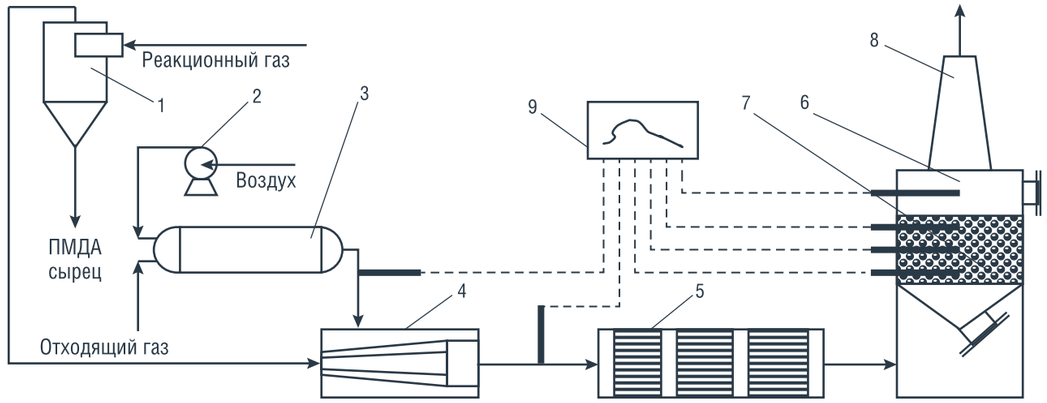
В тех случаях, когда очищаемые отходящие газы по условиям технологии имеют температуру, достаточную для термокаталитического дожига, жесткие каталитические пластинчатые элементы можно размещать непосредственно в газоходах в виде кассет (рис. 4) без каких-либо дополнительных затрат на реализацию очистки отходящих газов. В таких случаях процесс очистки газов нерегулируем и глубина очистки невысока.

Кассеты пластинчатых элементов с катализаторным покрытием были использованы на промышленной установке адсорбционной очистки жидких парафинов 56-4 (Уфа) с окислительной регенерацией адсорбента для обработки газов регенерации, содержащих 500–1500 мг/м³

ТАБЛИЦА 4. Результаты мониторинга работы кассетного реактора при очистке газов регенерации

Параметры	Число суток эксплуатации			
	42	72	145	220
Температура, °С	300–360	370	430	500
Расход газа, м³/ч	1500	1750	1900	1200
Концентрация углеводородов, мг/м³ • до очистки • после очистки	 1740 800	 1170–1680 620–676	 817 414	 450 255
Степень очистки газа от углеводородов, %	54	47–60	49	43
Концентрация оксида углерода, мг/м³ • до очистки • после очистки	 5950 3640	 1446–1586 1015–1120	 910 720	 945 245
Степень очистки газа от оксида углерода, %	39	30–29	15	74

РИСУНОК 5. Схема блока санитарной очистки отходящих газов производства пиромеллитового диангидрида

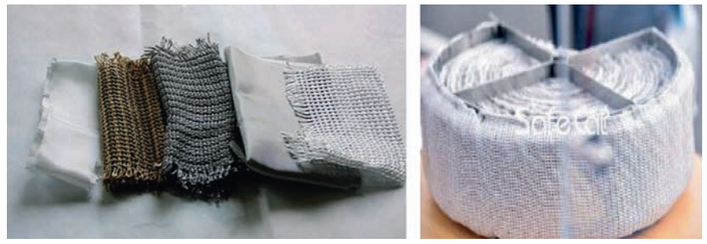


1 – циклон; 2 – воздуходувка; 3 – топка под давлением; 4 – смеситель; 5 – пластинчато-каталитический реактор; 6 – реактор с насыпным слоем катализатора; 7 – катализатор; 8 – дымовая труба; 9 – потенциометр для измерения температур

ТАБЛИЦА 5. Характеристика основного оборудования блока санитарной очистки отходящих газов производства пиромеллитового диангидрида

Параметры	Топка под давлением	Смеситель	Пластинчато-каталитический реактор	Реактор с насыпным слоем катализатора
Диаметр, мм	2600	1440	1000	3200
Высота, мм	9230	3540	2600	10 300
Температура, °С • расчетная предельная • рабочая	 1100 950	 700 50 500	 500 450	 500 450
Давление, кг/см^2 • расчетное предельное • рабочее	 0,5 0,06	 0,5 0,06	 0,6 0,05	 0,6 0,05
Производительность, нм^3/ч	–	–	23 000	23 000
Объемный расход газа, ч$^{-1}$	–	–	527 000	2900
Катализатор	–	–	ГИПХ-105-Б	СТК-1-7
Масса катализатора, т	–	–	0.0176	10

РИСУНОК 6. Образцы КСВК-систем [9] (а) и картридж на основе стекловолокна с нанесенной платиной [10] (б)



углеводородов и 1000–6000 мг/м^3 оксида углерода. В коротком горизонтальном участке газохода диаметром 350 мм, соединяющего регенератор с дымовой трубой были установлены три кассеты длиной по 500 мм (по проекту предполагалась установка четырех кассет). Каждая кассета-модуль состояла из 16 стальных пластин длиной 500 мм и шириной 160–340 мм катализаторным покрытием из дробленого катализатора АП-64, технического алюмината кальция и раствора полиметилфенилсилоксановой смолы в толуоле в соотношении 1:1:2. Общая поверхность катализаторного покрытия массой 3 кг составляла 4,5 м^2. Мониторинг работы блока кассет (табл. 4) показал устойчивую очистку отходящего газа от комплекса примесей на уровне 50–60%.

Аналогичные результаты были получены при очистке газов регенерации установки каталитического крекинга 43-102 (Уфа) на пластинчатом модуле с катализаторным покрытием на основе катализатора ГИПХ 105-Б.

ТАБЛИЦА 6. Сравнительные характеристики КСВК-систем и традиционных гранулированных катализаторов на основе Al_2O_3 в процессах очистки промышленных газовых выбросов [9]

Технологические параметры	Гранулированные катализаторы	КСВК-системы
Масса загрузки	Более 1 тонны	60–80 кг
Форма загрузки	Насыпной слой	Каталитическая кассета
Срок гарантированной эксплуатации	10 тыс. часов	12–15 тыс. часов
Время установки и замены каталитического материала	2–3 рабочих смены	1–2 часа
Температура на входе в зону катализа	350–400 °С	350–400 °С
Степень очистки	90%	Более 90%
Стоимость системы очистки (в относительных единицах)	1	0,3

Модули с катализаторным покрытием были также использованы в блоке санитарной очистки газов от пиромеллитового диангидрида (Уфа), которые выходили из циклонов при 120 °С и требовали дополнительного нагрева (рис. 5).

Характеристика основного оборудования приведена в табл. 5.

При обеспечении блоком в целом 100% очистки отходящего газа в пластинчатом модуле с поверхностью катализаторного покрытия 43,6 м^2 на 17,6 кг катализатора окислялось 27,7% пиромелитового диангидрида, на 10 т катализатора в реакторе с насыпным слоем окислялись остальные 72,3% примеси, при этом нижняя половина слоя удаляла 53,8% диангидрида.

Аналогичные преимущества катализаторных покрытий перед гранулированными катализаторами демонстрируют и гибкие тканево-волокнистые катализаторные системы на основе силикатных стекловолокон, активированные катализаторами (КСВК-системы) (рис. 6). Например, КСВК-системы, применяемые на Липецком заводе «СТИНОЛ» для очистки вентиляционного воздуха из покрасочных камер холодильников при расходе 10 000 м^3/ч потока с содержанием органических растворителей 0.5–1.0 г/м^3 при температуре на входе в зону катализа – 350–400 °С обеспечивают степень очистки – 90–95%, при этом тканый катализатор используется в форме послойно уложенного картриджа; метраж каталитического полотнища, необходимый для укомплектования реактора, – 100 м^2; масса 1 м^2 – 0,7 кг; каталитическая кассета собрана из 8 слоев с общей толщиной сборки 8°10 мм (табл. 6) [9].

Широкое внедрение перспективных материалов с катализаторными покрытиями в силу ряда специфических и стерических особенностей требует детальной предварительной экспериментальной проработки [11].

Можно предполагать, что многократное уменьшение необходимого количества катализатора при очистке отходящих газов тонким слоем катализатора, нанесенного на подложку, по сравнению с насыпным слоем связано с гетерогенно-гомогенным протеканием радикально-цепных реакций, поскольку на поверхности тесно контактирующих гранул происходит обрыв зародившейся цепи, тогда как в картриджах и модулях систем с нанесенным слоем кагализатора расстояние между подложками составляет 5–20 мм, способствуя развитию цепи и ускорению процесса окисления органических примесей.

В заключение необходимо отметить, что применение разнообразных приемов термокаталитической очистки отходящих газов от примесей органических и неорганических примесей в промышленности в значительной мере носит штучный характер, что связано как с объективными особенностями очистной техники (многообразие составов и мощностей выбросов, катализаторов, технических и технологических приемов решения задач), так и с затратностью исследований и внедрения научных разработок. ●

Литература

1. *Павлович Л.Б., Дятлова К.А. Катализаторы очистки газов от углеводородов и оксида углерода (II) // Вестник Сибирского государственного индустриального университета, 2017, – № 2 (20), – с. 50–54.*
2. *Леви С.Р. Разработка технологий очистки газовых выбросов каталитическим дожиганием на пеноматериалах // Вестник МГСУ. – 2009. – № 2, с. 136–138.*
3. *Dvorak R., Stulir R., Cagas P. Efficient fully controlled up-to-date equipment for catalytic treatment of waste gases //Applied Thermal Engineering, – 2007, vol. 27. – # 7, – pp. 1150–1157.*
4. *Тарарыкин А.Г. , Кузнецова С.Ю. Каталитическая очистка газовых выбросов // Экология производства. – 2005. – № 1, – с. 57–59.*
5. *Мухутдинов Р.Х., Самойлов Н.А. Теория и практика каталитической очистки отходящих газов. Уфа: Изд. «Гелем», – 2002, – 251 с.*
6. *Нагурянская Ю.Н. , Власов Е.А. Формирование каталитически активных оксидных пленок на поверхности меди и латуни // Известия СПбГТИ(ТУ), – 2016, – № 32, – с. 17–23.*
7. *Загоруйко А.Н., Глотов В.Д., Лопатин С.А., Жуков Ю.Н. Исследования внутренней структуры, аэродинамики потоков и массообмна в многослойных упаковках стекловолокнистого катализатора в пилотном реакторе окисления диоксида серы // Научный вестник НГТУ, – 216, – №3 (64), – с. 161–177.*
8. *Симонова Л.Г., Барелко В.В., Лапина О.Б., Паукштис Е.А., Терских В.В., Зайковский В.И., Бальжинимаев Б.С. Катализаторы на основе стекловолокнистых носителей. 1. Физико-химические свойства кремнеземных стекловолокнистых носителей // Кинетика и катализ. – 2001, – т. 42, – № 5, – с. 762–772.*
9. *Кузнецов М.В., Сафонов А.В. Каталитическая очистка индустриальных газовых выбросов от органических загрязнений с помощью стекловолокнистых тканых каталитических (СВТК) материалов //Технологии гражданской безопасности, – 2018, – т. 15, – № 2, – с. 14–18.*
10. *Каталитические технологии очистки газовых выбросов. Перспективы российской промышленности // Нефть. Газ. Новации. – 1919, – № 8, – с. 3–7.*
11. *Stoian M., Maurer T., Lamri S., Fechete I. Techniques of Preparation of Thin Films: Catalytic Combustion // Catalysts. – 2021, – vol.11, – #12, – 15 p.*

KEYWORDS: *granular catalysts, catalyst coatings waste gases, homogeneous-heterogeneous oxidation, reactors, complete oxidation.*

Neftegaz.RU
номер 2/2023 г.

УДК 69.05

ГРУНТОВО-ЛЕДОВЫЕ ОСТРОВА

Новые технологии для освоения ресурсов газа на шельфе Карского моря

Дзюбло Александр Дмитриевич
заместитель заведующего кафедрой освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ведущий научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН, д.г.-м.н.

Сторожева Анна Евгеньева
старший преподаватель кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

Алексеева Ксения Владимировна
аспирант кафедры освоения морских нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ПЕРВООЧЕРЕДНЫМ РАЙОНОМ ОСВОЕНИЯ ГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА АРКТИКИ ЯВЛЯЕТСЯ ПРИБРЕЖНАЯ – (ТРАНЗИТНАЯ) ЗОНА КАРСКОГО МОРЯ (ОБСКАЯ И ТАЗОВСКАЯ ГУБЫ, ЗАПАДНО-ЯМАЛЬСКИЙ ШЕЛЬФ). СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН И МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ СВЯЗАНЫ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ, ОБУСЛОВЛЕННЫМИ ФОРМИРОВАНИЕМ ОРЕОЛОВ ОТТАИВАНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ В ОКОЛОСТВОЛЬНОМ ПРОСТРАНСТВЕ СКВАЖИН И ГРУНТОВ В ОСНОВАНИИ ГАЗОПРОВОДОВ. КАК СЛЕДСТВИЕ, ВОЗМОЖНЫ ПРИУСТЬЕВЫЕ ПРОСАДКИ ГРУНТА, ДЕФОРМАЦИЯ СООРУЖЕНИЙ И ТРУБНОЙ ОБВЯЗКИ СКВАЖИН, ОБРУШЕНИЕ БЕРЕГОВОГО СКЛОНА В РАЙОНЕ ВЫХОДА ГАЗОПРОВОДА НА БЕРЕГ. ВО ИЗБЕЖАНИЕ УКАЗАННЫХ НЕГАТИВНЫХ ЯВЛЕНИЙ И ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ИНЖЕНЕРНЫХ ОБЪЕКТОВ ПРЕДЛАГАЮТСЯ НОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, ПРИМЕНЕНИЕ КОТОРЫХ ПОЗВОЛИТ ПОВЫСИТЬ ПРОМЫШЛЕННУЮ И ЭКОЛОГИЧЕСКУЮ БЕЗОПАСНОСТЬ ДОРОГОСТОЯЩИХ ПРОЕКТОВ. В КАЧЕСТВЕ АКТУАЛЬНОГО РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЕТСЯ УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫЙ ГРУНТОВО-ЛЕДОВЫЙ ОСТРОВ

AT PRESENT, THE PRIORITY AREA FOR THE DEVELOPMENT OF GAS RESOURCES OF THE ARCTIC CONTINENTAL SHELF IS THE COASTAL – TRANSIT ZONE OF THE KARA SEA (THE OB AND TAZOV BAYS, THE WEST YAMAL SHELF). THE CONSTRUCTION AND OPERATION OF GAS WELLS AND OFFSHORE PIPELINES IN THE ARCTIC ZONE ARE ASSOCIATED WITH COMPLICATIONS CAUSED BY THE PERMAFROST THAW HALO FORMATION IN THE NEAR-WELLBORE SPACE OF WELLS AND SOILS AROUND THE BASE OF GAS PIPELINES. AS A RESULT, NEAR-MOUTH SUBSIDENCE OF SOIL, DEFORMATION OF STRUCTURES AND PIPING OF WELLS, COLLAPSE OF THE COASTAL SLOPE IN THE AREA OF THE GAS PIPELINE LANDFALL ARE POSSIBLE. IN ORDER TO AVOID THESE NEGATIVE PHENOMENON AND IMPROVE THE OPERATIONAL RELIABILITY OF ENGINEERING FACILITIES, NEW TECHNICAL SOLUTIONS ARE PROPOSED, THE USE OF WHICH WILL IMPROVE THE INDUSTRIAL AND ENVIRONMENTAL SAFETY OF EXPENSIVE PROJECTS. AN IMPROVED ISLAND OF GROUNDED ICE IS PROPOSED AS A RELEVANT SOLUTION

Ключевые слова: *газ, нефть, мелководный шельф, Арктика, транзитная зона, многолетнемерзлые породы, искусственный остров.*

Основная часть начальных суммарных ресурсов газа на шельфе Арктики находится в акваториях Карского и Баренцева морей. По состоянию на 01.01.2020, по данным ПАО «Газпром», запасы свободного газа РФ составляют около 50 трлн м³, при этом на шельф приходится более 10 трлн м³. В Баренцевом море на балансе Штокманского ГКМ числится 3,9 трлн м³, в Карском море ресурсообразующим является также уникальное по запасам газа Ленинградское газоконденсатное месторождение (свыше 2 трлн м³). В Южно-Карской нефтегазоносной области открыты также крупные газоконденсатные месторождения: Русановское, имени В. Динкова и др.

Морская добыча газа в арктических условиях сопряжена с технологическими сложностями, поэтому на реализацию проектов по добыче газа понадобится значительный срок – не менее 15–20 лет. С учетом этих обстоятельств газовые месторождения транзитного мелководья Карского моря – Западно-Ямальский шельф и Обская и Тазовская губы – представляют собой первоочередные объекты освоения углеводородного потенциала шельфа [9].

Ресурсы газа по разным оценкам составляют от 12 до 16 трлн м³. Ввиду истощения крупнейших сухопутных газовых месторождений и роста доли газа в глобальном энергопотреблении следует вести опережающую подготовку к обустройству месторождений в прибрежной зоне Карского моря (рис. 1).

Наибольший интерес представляют уникальные газоконденсатные месторождения: Крузенштернское, Харасавэйское, Чугорьяхинское, Антипаютинское, Семаковское, Тота-Яхинское, Северо-Обское, где уже проведено бурение поисковых скважин и установлена промышленная газоносность альб-сеноманских и аптских отложений. Характерная особенность большинства этих месторождений заключается в расположении площади продуктивных пластов и крупных запасов газа не только на суше, но и в мелководной акватории Карского моря.

ФАКТЫ

50 трлн м³
составляют запасы свободного газа РФ, при этом на шельф приходится более 10 трлн м³

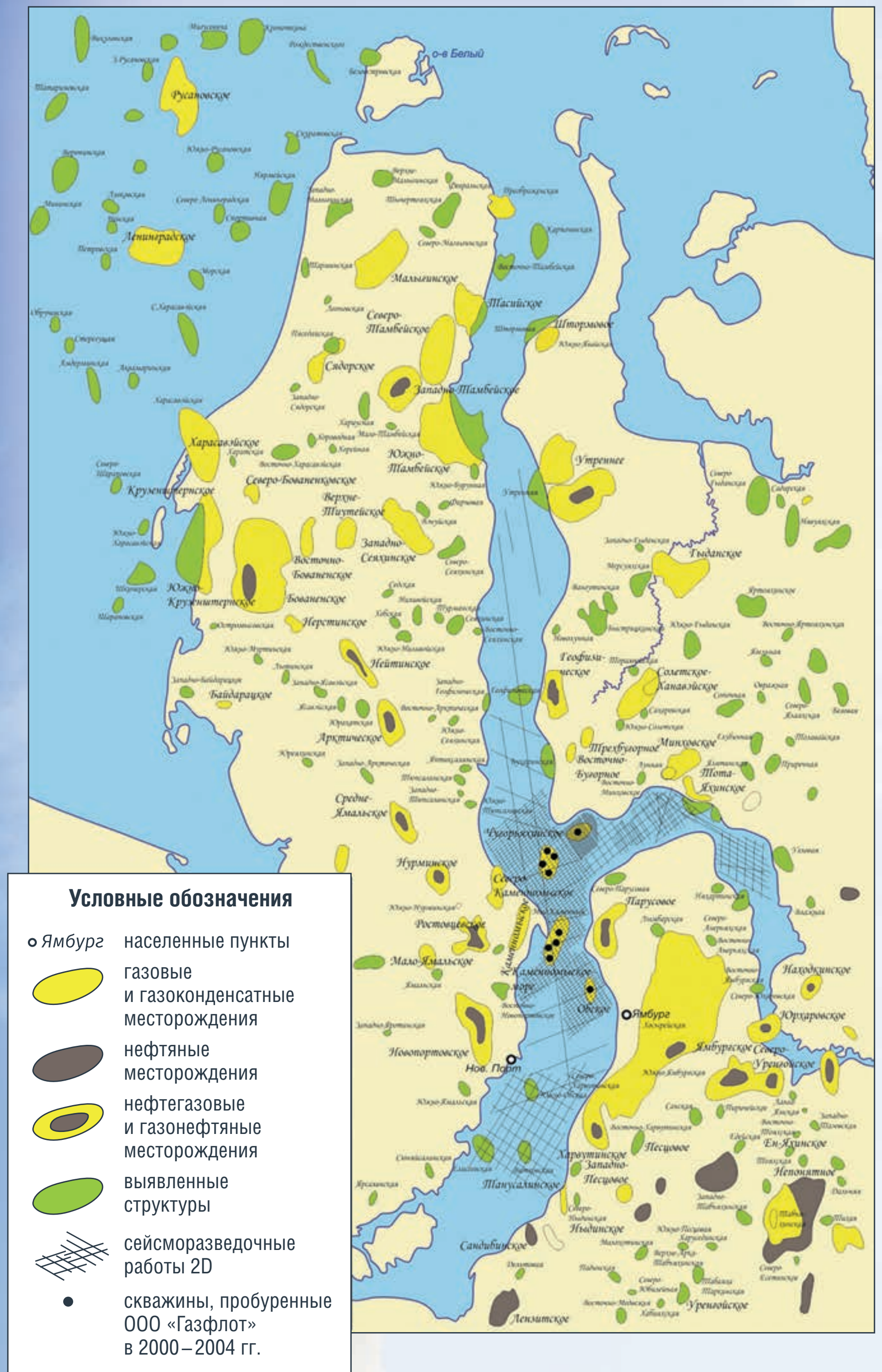
Освоение месторождений Арктики осложняется природно-климатическими, инженерно-геологическими и геокриологическими условиями разработки. К числу наиболее вероятных опасных геологических процессов и явлений могут быть отнесены: ледовое пропахивание; размыв дна и аккумуляция осадков; многолетнемерзлые породы (ММП); приповерхностный газ и интервалы с аномально высоким пластовым давлением [1, 2, 13].

В связи с этим разработка технических решений по обустройству месторождений углеводородов в прибрежной зоне Карского моря в вышеуказанных условиях своевременна и актуальна.

Природные и геологические риски транзитной зоны шельфа Карского моря

Освоение месторождений здесь сопряжено со значительными трудностями в связи со специфическими условиями региона:

РИСУНОК 1. Обзорная карта Приямальского шельфа и района Обской и Тазовской губ



- предельным мелководьем;
- ледовым режимом акватории (толщина льда достигает 2,5 м);
- сложными инженерно-геологическими условиями (донные отложения преимущественно сложены илами и сильно сжимаемыми глинистыми грунтами текучей и текучепластичной консистенции с длительной консолидацией во времени и низкой несущей способностью);
- удаленностью от промышленно развитых регионов;
- отсутствием развитой сети транспортных коммуникаций;
- дефицитом местных грунтовых строительных материалов;

ФАКТЫ

2,5 м

достигает толщина льда в Карском море

- экологической чувствительностью региона к техногенным воздействиям;
- неустойчивыми илистыми грунтами (13–15 метров);
- мощными пресными льдами толщиной до 2,5 метров;
- постоянными подвижками ледовых полей, сезонным движением льдов;
- коротким периодом навигации (в среднем 3,5 месяца);
- небольшими глубинами акватории;
- суровым арктическим климатом (с температурой наиболее холодной пятидневки до -47°C).

К числу наиболее вероятных опасных геологических процессов и явлений могут быть отнесены: ледовое выпахивание; размыв дна и аккумуляция осадков; многолетнемерзлые породы; приповерхностные интервалы с аномально высоким пластовым давлением.

В верхней части разреза мелководного шельфа по данным электроразведки и сейсморазведочных работ выявлено наличие криогенных зон и газовых карманов. На месторождении Семаковское в Тазовской губе электроразведка позволила закартировать площадь распространения и толщину многолетнемерзлых пород. На южном участке его толщина на ближайших к берегу пикетах составляет 40 м и затем слой выклинивается в сторону акватории до 10 м (рис. 2). На юго-востоке в прибрежной части его толщина достигает 73 м и также уменьшается в сторону моря до 10 м. Максимальное расстояние многолетнемерзлых пород от берега – 3 км.

В Обской губе вблизи мыса Каменный, по данным АО «АМИГЭ», в прибрежном мелководье ММП встречаются на удалении до 100 м от берега. Кровля ММП была зафиксирована на удалении 50 м от берега на глубине 3 м, на удалении 100 м – на глубине 10–12 м.

Характерная картина распространения ММП прослеживается и на шельфе Западного Ямала. По результатам интерпретации геофизических данных, для нижней части

РИСУНОК 2. Карта толщин многолетнемерзлых пород акваториальной части Семаковского месторождения

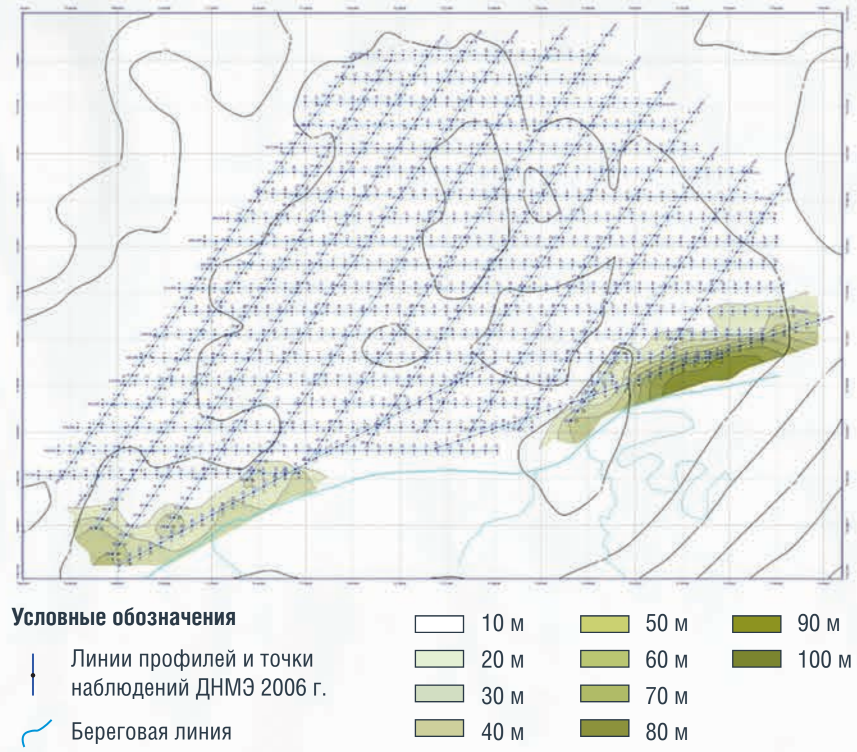
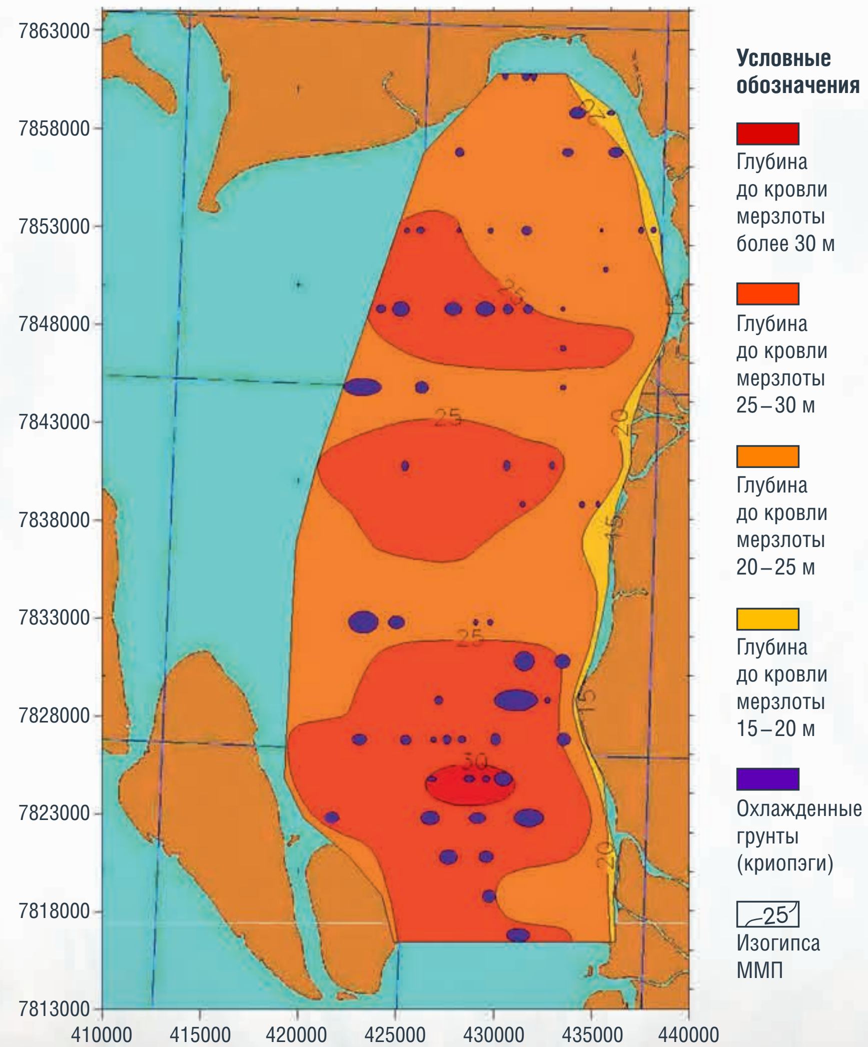


РИСУНОК 3. Карта геокриологического районирования месторождения Крузенштернское



геоэлектрического разреза компанией ООО «МГУ-геофизика» построена карта развития многолетнемерзлых пород на Крузенштернском месторождении Карского моря. Поскольку контраст удельных электрических сопротивлений при переходе пород из талого в мерзлое состояние очень велик, то картирование удельно-электрического сопротивления позволяет оконтурить развитие ММП и таликов на участке работ (рис. 3).

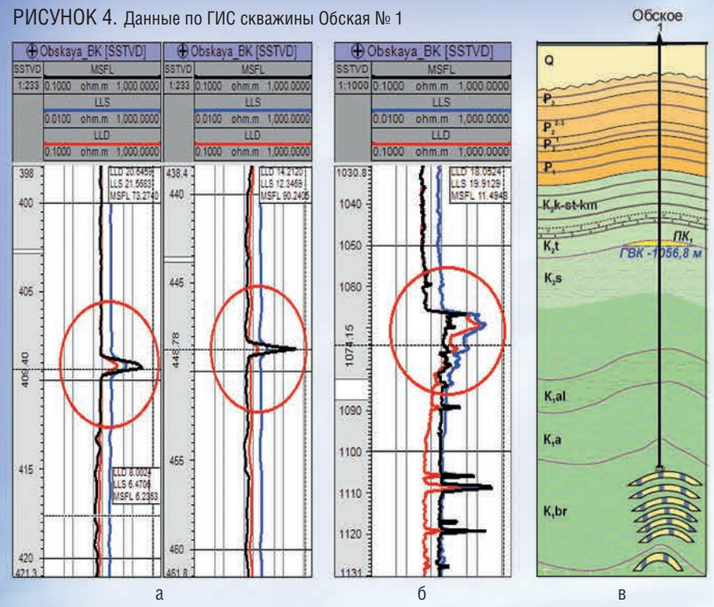
Нижняя граница ММП была закартирована на глубинах 100–180 м. Толща многолетнемерзлых пород имеет неоднородное строение. Верхняя часть криолитозоны, мощностью около 180 м, находится в мерзлом состоянии, ниже границы ММП имеют место аномалии низкого сопротивления. Их природа, по всей видимости, связана охлажденными сильноминерализованными водами (криопэги).

Инженерно-геологическое бурение показало (по данным АО «АМИГЭ»), что в интервале от поверхности дна до глубины 40 м многолетнемерзлые льдистые породы отсутствуют. Однако признаки деградации мерзлоты в виде посткриогенных структур наблюдаются в кернах инженерно-геологических скважин, пробуренных в площади Крузенштернского участка. В пределах западноуральской криолитозоны распространение многолетнемерзлых пород носит островной характер.

В свою очередь, присутствие ММП может создавать условия для концентрации газа с образованием интервалов аномально высокого пластового давления (АВПД). Наиболее опасными с этой точки зрения являются интервалы, приуроченные к подошве ММП. Приповерхностные интервалы с наличием АВПД нередко вскрывались при инженерно-геологическом бурении на полуострове Ямал, что сопровождалось выбросами газо-водяной смеси и открытым фонтанированием скважин в районах ряда месторождений [6].

Результаты исследования показали, что мерзлые породы акваториальной части находятся в стадии деградации. Процесс перехода мерзлой породы в талое сопровождается посткриогенными

РИСУНОК 4. Данные по ГИС скважины Обская № 1



а б в

а) высокие значения сопротивлений, метод БК. Интервалы 400–420 м и 438–460 м;
б) продуктивный пласт, метод БК. Интервал 1000–1130 м;
в) фрагмент геологического разреза

явлениями, главным из которых является газовыделение. Это влечет за собой изменение как физических, так и механических характеристик пород, поскольку они даже с малым содержанием газа приобретают совершенно иные специфические свойства [3, 4, 14].

Наличие в верхней части разреза свободного газа в районе исследований выявлено на геоакустических разрезах и по материалам ГИС газовых месторождений: Семаковское и Обское, а также газоконденсатных: Северо-Каменномысское и Чугорьяхинское.

На Обском месторождении с газовой залежью в пласте $ПК_1$ сеноманских отложений в скважине № 1 методом бокового каротажа выявлены аномалии УЭС на глубине 408 м и 448 м. Мощность аномальных пластов 2 м и 1,5 м, величина сопротивления составила 21 Ом·м и 14 Ом·м соответственно, что близко к сопротивлению продуктивного пласта 20 Ом·м на глубине 1074 м (рис. 4) [7].

Исходя из этого, при подготовке к бурению скважин необходимо уделять повышенное внимание к выбору точки заложения с учетом данных инженерно-геологических изысканий вероятного наличия приповерхностного газа во избежание аварийных ситуаций и рисков при бурении [8].

Опыт освоения ресурсов углеводородов в транзитной зоне

Освоение месторождений, открытых в транзитных зонах арктических акваторий, может осуществляться различными способами: с использованием ледостойких платформ; искусственных островов; с помощью направленного бурения скважин с берега [11].

ФАКТЫ

3,5 м

максимальная глубина для строительства искусственного грунтового острова

Присутствие потенциально неустойчивой пластичной глины оказывает значительное влияние на конструкцию оснований и сооружений. Применение гравитационных платформ на мелководных акваториях затруднительно из-за большой осадки опорного основания платформы при его доставке на точку установки.

Строительство искусственного островного сооружения (ИОС) для освоения газовых месторождений в существующих природно-климатических, инженерно-геологических, гидрологических условиях также без специальных мер по укреплению грунтов основания недопустимо. Использование различных типов (насыпных, гравийных, песчаных и др.) островов представляется трудноосуществимым как по экологическим, так и техническим причинам, связанным с долгосрочной консолидационной осадкой, темпом строительства острова и в конечном итоге с технической надежностью сооружения.

Строительство искусственного грунтового острова для круглогодичного освоения в экологически чувствительном регионе следует рассматривать только на глубинах, для которых невозможно подобрать подходящее техническое средство (глубина менее 3,5 м).

Искусственные ледовые острова применимы для мелководья. Одним из позитивных факторов, прежде всего, является существенная продолжительность зимнего периода.

Кроме этого, район отличается малой подвижностью ледового припая, который в течение зимы в значительной своей части, особенно непосредственно вдоль берега и мелководий, «садится на грунт» и приобретает дополнительную устойчивость и прочность. За счет малой глубины воды на самой площадке существенно упрощается создание искусственного ледового острова.

Для обеспечения необходимой устойчивости ледового остова можно создать длинные и пологие откосы, уменьшающие величины ледовых нагрузок, а песчаное теплоизоляционное покрытие увеличит срок жизни острова. При этом ледовая масса должна создавать такое давление на дно, чтобы оно было достаточным для сохранения устойчивости. Для круглогодичного освоения месторождений дополнительно можно предусмотреть применение свай [10].

Следующим способом освоения прибрежных месторождений является бурение наклонно-направленных скважин с берега. Основные преимущества освоения морского месторождения с берега: минимизируется стоимость бурения скважины, уменьшается угроза загрязнения морской среды, не требуются подводные трубопроводы. Недостаток состоит в том, что продуктивные пласты при их залегании на больших расстояниях от береговой линии недосягаемы, т.е. такой способ освоения дает возможность разработки лишь небольшой части прибрежной полосы залежи [5].

Даже используя уникальную по своим характеристикам мощную буровую установку, которая сможет построить скважины с коэффициентом сложности 8, бурение скважин с берега со значительным отходом более 5 км от вертикали на глубине залегания сеноманской залежи экономически нецелесообразно и технически трудно реализуемо (термоабразионное разрушение берега моря – рис. 5; сползание конструкций в море и т.п.).

Значительная часть берега залива Шарапов Шар, Обской и Тазовской губы сложена льдистыми породами и подвержена интенсивному термоабразионному разрушению за счет теплового и волнового воздействия.

В то же время реализация проектов по освоению морских нефтегазовых месторождений на мелководье в Карском море уже началась на Юрхаровском и Каменномысском-море месторождениях.

ФАКТЫ

Юрхаровское

нефтегазоконденсатное месторождение – первое разрабатываемое российское арктическое месторождение в переходной зоне «суша – море»

РИСУНОК 5. Термоабразионное разрушение берега Карского моря

Юрхаровское нефтегазоконденсатное месторождение можно считать первым разрабатываемым российским арктическим месторождением в переходной зоне «суша – море». Западная часть месторождения находится на Тазовском полуострове, а центральная и восточная части в Тазовской губе Карского моря, средняя глубина которой составляет 4 метра. Месторождение открыто в 1970 г., введено в промышленную разработку в январе 2003 г. По величине извлекаемых запасов газа месторождение относится к уникальным [12].

Газовое месторождение Каменномысское-море расположено в южной части Обской губы, между мысом Парусный и мысом Каменный, и вытянуто на расстояние 56 км. По величине запасов газа относится к уникальным. Глубина моря в районе месторождения составляет 5–12 м. Ключевым объектом обустройства станет морская ледостойкая платформа, строительство которой началось в июне 2020 года.

Технические решения освоения ресурсов углеводородов в прибрежной зоне Карского моря

Исходя из природно-климатических и инженерно-геологических условий, по основным критериям наиболее подходящим вариантом освоения прибрежных месторождений изучаемого района является искусственный ледовый остров. Тем не менее ледовый остров имеет ряд своих недостатков: низкая прочность, пластичность, деформируемость, высокая теплопроводность. В связи с этим предлагается усовершенствовать конструкцию ледового острова, нивелируя указанные недостатки.

В целях повышения надежности была разработана конструкция грунтово-ледового острова, которая согласно теплотехническим расчетам может быть использована для круглогодичного освоения месторождений углеводородов Западного Ямала, Обской и Тазовской губ.

РИСУНОК 6. Трехмерная расчетная модель грунтово-ледового острова

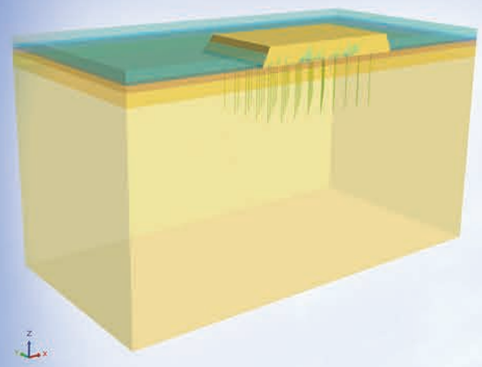
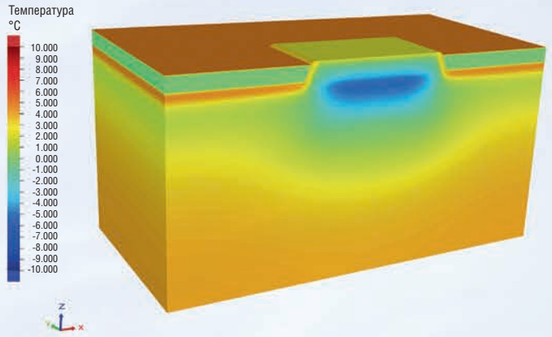


РИСУНОК 7. Температурные поля по грунтовому массиву. Сентябрь. Конец теплого периода. Пятый год работы охлаждающих устройств



Прогнозные теплотехнические расчеты были выполнены по программе «Frost 3D Universal». Программа сертифицирована в Российской Федерации и соответствует требованиям нормативных документов.

Размер насыпного острова принят 80×80 м. Высота насыпи составляет 6,0 метра при глубине воды 2,5 метра (рис. 6).

Для сохранения пород в консолидированном состоянии на срок эксплуатации месторождения предлагается применение сезонно действующих охлаждающих устройств. В модели они представляют собой стержневые элементы (испарители). Граничные условия для термостабилизаторов заданы с учетом геометрии подземной части (испарителя) и верхней оребренной части (конденсатора), а также температуры атмосферного воздуха и коэффициента теплообмена, определяемого в соответствии со скоростью ветра.

Результаты расчета в виде температурных полей представлены на рисунке 7.

При использовании сезонно охлаждающих устройств возможно создание морозной завесы по периметру искусственного острова. Марка и количество термостабилизаторов подбираются в зависимости от метеорологических условий и инженерно-геологических условий. В зависимости от особенностей технологического процесса устройства и эксплуатации добывающих скважин возможна более плотная установка термостабилизаторов в области устья скважин. Применение наклонных термостабилизатров позволяет создавать более обширные льдогрунтовые массивы, а в комбинации с горизонтальными системами охлаждения – освободить и оптимизировать наземное пространство, занятое конденсаторами в случае использовании только вертикальных охлаждающих устройств. Морозная завеса позволяет обеспечить надежность эксплуатации искусственного острова, ограничивает эрозию берега, препятствует фильтрации воды, позволяя выполнять водопонижение в области внутри острова.

По результатам расчета возможно создание льдогрунтового массива в области с изначально талыми грунтами. В зависимости от положения искусственного острова относительно береговой линии и глубины кровли многолетнемерзлых грунтов возможно использование охлаждающих устройств увеличенной длины для создания льдогрунтового массива единого с материковым. Благодаря открытому пространству акватории и ветровому режиму фактическая эффективность термостабилизаторов также будет выше, чем расчетная, полученная по данным метеостанции. Также возможно применение круглогодичных охлаждающих устройств. В этом случае скорость формирования льдогрунтового массива будет значительно выше.

ФАКТЫ

80 × 80 м

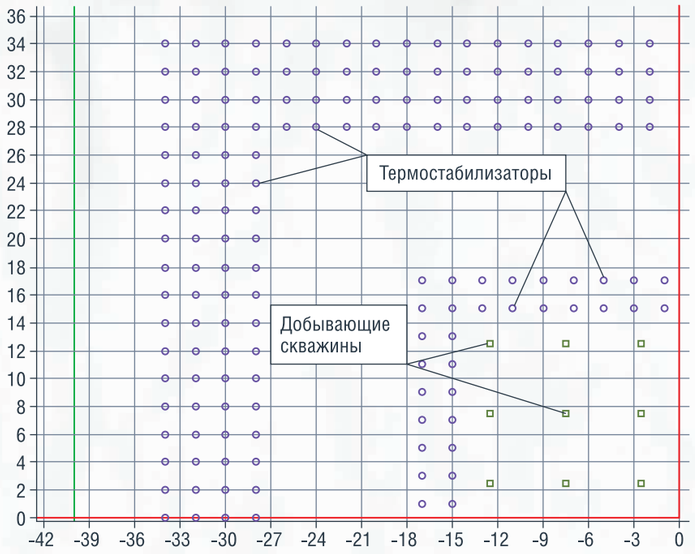
составляет размер насыпного острова, высота насыпи – 6 м, глубина воды – 2,5 м

Авторами рассмотрено взаимодействие газодобывающих скважин с грунтово-ледовым островом в период эксплуатации. При теплотехническом расчете была применена теплоизоляция добывающих скважин толщиной 100 мм. Коэффициент теплопроводности теплоизоляционного материала 0,03 Вт/м²·°С. Рассчитанный коэффициент теплопередачи для теплоизоляции составил 0,235 Вт/м²·°С.

Количество термостабилизаторов по периметру острова устанавливается согласно схеме (рис. 8).

Перед началом строительства и эксплуатации добывающих скважин в течение двух сезонов происходит охлаждение грунтов оснований с помощью термостабилизации.

РИСУНОК 8. Схема расположения добывающих скважин и термостабилизаторов



Предложенный комплекс технических решений (теплоизоляция и расстановка термостабилизаторов) позволит обеспечить эксплуатационную надежность газодобывающих скважин, пробуренных в грунтово-ледовом острове.

Заключение

Анализ природно-климатических, инженерно-геологических и геокриологических условий прибрежной мелководной зоны шельфа Западного Ямала и акватории Обской и Тазовской губ показал, что среди наиболее вероятных геологических опасностей ведущее место занимают широко распространенные многолетнемерзлые породы. Выявление и учет геологических рисков различного генезиса служит основой безопасного бурения и эксплуатации газовых скважин, что позволяет предусмотреть технические решения, обеспечивающие снижение риска ведения работ на стадии проектирования обустройства морских месторождений.

Рассмотрены концептуальные варианты освоения месторождений углеводородов арктического мелководного шельфа Карского моря. Исходя из мирового опыта и вышеуказанных условий, наиболее предпочтительным вариантом освоения прибрежных месторождений изучаемого района является искусственный грунтово-ледовый остров.

По результатам прогнозных теплотехнических расчетов показано, что для круглогодичного термостатирования острова необходимо применение сезонно-действующих охлаждающих устройств (термостабилизаторов). Для обеспечения надежности газодобывающих скважин в грунтово-ледовом острове предложено совместное использование термостабилизаторов и дополнительной теплоизоляции.

ФАКТЫ

Грунтово-ледовый остров

наиболее предпочтительный вариант освоения прибрежных месторождений арктического мелководного шельфа Карского моря

Литература

1. *Богоявленский В.И., Кишанков А.В., Казанин А.Г. Мерзлота, газогидраты и сипы газа в центральной части моря Лаптевых // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. – 2021. – Т. 500. – № 1. – С. 70–76. DOI: 10.31857/S2686739721090048.*
2. *Богоявленский В.И., Кишанков А.В., Казанин А.Г. Мерзлота и газогидраты на арктическом шельфе Восточной Сибири // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. – 2022. – Т. 507. – № 1. – С. 110–117. DOI: 10.31857/S268673972260134X.*
3. *Дзюбло А.Д., Алексеева К.В. Геокриологические условия мелководного шельфа Карского моря (Приямальский шельф, Обская и Тазовская губы) // Neftegaz.RU – 2020. – № 5. – С. 64–70.*
4. *Дзюбло А.Д., Алексеева К.В. Инженерно-геологические условия обустройства акваториальной части Крузенштернского месторождения в Карском море // Арктика: экология и экономика. – 2020 – № 1 (37). – С. 95–108.*
5. *Дзюбло А.Д., Алексеева К.В. Технологии и особенности освоения месторождений углеводородов в мелководных транзитных зонах Приямальского шельфа Карского моря // Труды РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина. – 2019. – № 1 (294). – С. 17–29.*
6. *Дзюбло А. Д., Алексеева К. В., Перекрестов В. Е., Сян Хуа. Природные и техногенные риски при освоении нефтегазовых месторождений на шельфе арктических морей // Безопасность труда в промышленности. – 2020. – № 4. – С. 74–81.*
7. *Дзюбло А.Д., Алтухов Е.Е., Бенько Г.А. Поверхностный газ как риск при освоении нефтегазовых месторождений в Обской и Тазовской губах Карского моря // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 6 (342). – С. 52–58.*
8. *Дзюбло А.Д., Перекрестов В.Е., Алексеева К.В. Проблемы промышленной безопасности при бурении скважин и обустройстве нефтегазовых месторождений на шельфе арктических и субарктических морей // Известия вузов. Горный журнал. – 2021. – № 8. – С. 24–33.*
9. *Дзюбло А.Д., Сторожева А.Е. Транзитное мелководье – первоочередной объект освоения углеводородного потенциала шельфа Арктики // Neftegaz.RU – 2021. – № 2. – С. 34–40.*
10. *Елисеев А.А, Якушев В.С. Успешный опыт термостабилизации устьев скважин на месторождениях Ямала как пролог новых технологий освоения месторождений Карского моря // Научный журнал Российского газового общества. – 2021. – № 3 (31). – С. 30–33.*
11. *Золотухин А.Б., Гудместад О.Т., Ермаков А.И. Основы разработки шельфовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике. – М.: Нефть и газ, 2000. – 770 с.*
12. *Медведев С.Г., Соловьев С.Г., Лузин А.А. Опыт разработки Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения с использованием горизонтальных скважин // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2014. – № 4 (20). – С. 23–33.*
13. *Мирзоев Д.А., Ибрагимов И.Э., Шилов Г.Я., Архипова О.Л. Факторы, определяющие техническую доступность перспективных нефтегазовых месторождений мелководного арктического шельфа // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2013. – № 3. – С. 14–21.*
14. *Рокос С.И., Костин Д.А., Куликов С.Н. Субаквальные многолетнемерзлые породы Обской и Тазовской губ Карского моря // Криосфера Земли. – 2019. – т. XXXIII, № 5. – С. 17–26.*

Keywords: *gas, oil, shallow water shelf, Arctic, transition zone, permafrost, artificial island.*

СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН В СОЛЯНОКУПОЛЬНЫХ СТРУКТУРАХ

Актуальные проблемы

Еремин Николай Александрович
профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, д.т.н.

Могучева Екатерина Александровна
аспирант

Лазуткина Наталья Евгеньевна
доцент кафедры геофизических информационных систем, к.т.н.

Сребродольская Мария Андреевна
старший преподаватель кафедры геофизических информационных систем

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

РАБОТА ПОСВЯЩЕНА ВОПРОСУ СТРОИТЕЛЬСТВА ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ СКВАЖИН СЛОЖНОГО ПРОФИЛЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, ПРИЛЕГАЮЩИХ К СОЛЯНЫМ КУПОЛАМ. РАССМОТРЕНЫ СОЛЯНОКУПОЛЬНЫЕ ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ В РОССИИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ САНТОС В БРАЗИЛИИ. ВЫЯВЛЕНЫ ПРОБЛЕМЫ НА ЭТАПЕ СЕЙСМО-, МАГНИТО- И ГРАВИРАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, СВЯЗАННЫЕ С НЕТОЧНОСТЬЮ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СООТВЕТСТВУЮЩИХ ПОЛЕЙ ИЗ-ЗА ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ, И НА ЭТАПЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН, СВЯЗАННЫХ ПРЕИМУЩЕСТВЕННО С РАПОПРОЯВЛЕНИЯМИ И ТЕКУЧЕСТЬЮ СОЛЕЙ И ГЛИН. СДЕЛАНЫ ВЫВОДЫ О ПРОБЛЕМАХ РАЗРАБОТКИ ПОДКОЗЫРЬКОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ. РАССМОТРЕНА ВОЗМОЖНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПОДКОЗЫРЬКОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ СОЛЕНЫХ КУПОЛОВ

THE WORK IS DEVOTED TO THE ISSUE OF BUILDING HIGH-TECH WELLS OF A COMPLEX PROFILE IN THE FIELDS ADJACENT TO SALT DOMES. THE SALT-DOME HYDROCARBON FIELDS OF THE PRE-CASPIAN DEPRESSION IN RUSSIA AND THE OIL AND GAS PROVINCE OF SANTOS IN BRAZIL ARE CONSIDERED. PROBLEMS WERE IDENTIFIED AT THE STAGE OF SEISMIC, MAGNETIC AND GRAVITY EXPLORATION OF FIELDS ASSOCIATED WITH THE INACCURACY OF INTERPRETATION OF THE CORRESPONDING FIELDS DUE TO THE PHYSICAL PROPERTIES OF SALT FIELDS AND AT THE STAGE AND CONSTRUCTION OF WELLS, ASSOCIATED MAINLY WITH BRINE MANIFESTATIONS AND THE FLUIDITY OF SALTS AND CLAYS. CONCLUSIONS ARE DRAWN ABOUT THE PROBLEMS OF DEVELOPING SUB-PEAK FIELDS. THE POSSIBILITY OF BUILDING HIGH-TECH WELLS FOR THE DEVELOPMENT OF SUB-PEAK FIELDS OF SALT DOMES IS CONSIDERED

Ключевые слова: *соляной купол, подкозырьковая залежь, нетрадиционная залежь, Прикаспийская впадина, нефтегазоносная провинция, бассейн Сантос, инновационная технология, разработка, нефть, газ, высокотехнологичные скважины, бионические скважины, строительство скважин, рапопроявление, текучесть солей.*

УДК 622.246

Солянокупольные козырьковые структуры как нетрадиционные объекты добычи углеводородного сырья в последнее время представляют все больший интерес. На сегодняшний день вопросами о разработке таких объектов задаются в более чем в 14 странах мира, в частности – в Мексике, США, Канаде и странах Восточной Европы, Южной Америки и Африки. В области российской нефтегазовой промышленности этот вопрос также является крайне актуальным, так как с изучением особенностей разработки козырьковых залежей соляных куполов могут быть связаны основные нефтегазоперспективные объекты сибирского сектора Арктики.

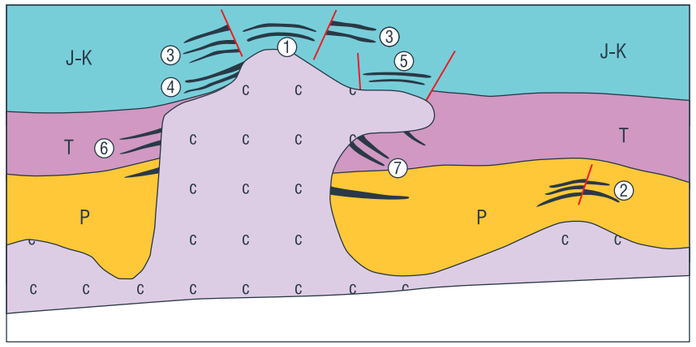
Целью статьи является изучение геологии, геофизики и опыта разработки солянокупольных залежей и выявление возможных проблем на различных этапах недропользования и строительства скважин.

Соляным куполом называют антиклинальную складку, ядро которой сложено солью. Отложения каменной соли, как и прочих осадочных горных пород, поначалу представляют из себя субгоризонтальные пласты. Однако в силу разности плотностей каменной соли и перекрывающих ее пород (песчаников, глин, карбонатов), менее плотная на 10–20% каменная соль со временем поднимается. В результате этого движения происходит формирование соляных тел, представляющих из себя купола, подушки, грибообразных структуры размерами в несколько километров [7].

Довольно часто в таких структурах соляной тектоники можно встретить «козырьки» или «оверхенги» – гипсово-ангидритовые или соляные навесы, под которыми залегают скопления нефти – «подкозырьковые» или «оверхенговые» залежи (рис. 1, п. 7) [5]. Генезис таких залежей связан со стыковкой пористых пород и кепрока – водонепроницаемой кровли соляного купола. Залежи, образующиеся в таком случае, обладают высокой продуктивностью. К успешному опыту разработки подкозырьковых залежей можно отнести месторождения Адольфглюк, Айклинген, Винхаузен, Хадемшторф в Германии и Барберс-Хилл, Хай Айленд, Хокклей в США [7]. Соляные навесы купола Барберс-Хилл расположены со всех четырех сторон от купола. Суммарные промышленные запасы только в ловушках под выступами составляют более 16 млн м³ нефти. Также имеется отечественный опыт разработки таких залежей в Урало-Поволжье (Северокамское месторождение), Тимано-Печоре (Печорогородское месторождение) и Западной Сибири (Вынгапурское месторождение) [5].

Поскольку подкозырьковые залежи неотрывно связаны с соляными куполами, рассмотрим их крупнейшее скопление в Прикаспийской впадине и особенности разведки, бурения и разработки месторождений в этом регионе.

РИСУНОК 1. Типы залежей УВ в надсолевых и подсолевых отложениях [10]



1) надсводовые; 2) надсводовые на глубокопогруженных куполах; 3) экранируемые сбросом центрального грабена; 4) экранируемые склоном соли (первый уступ); 5) надкарнизные; 6) контролируемые вторым уступом соли; 7) подкозырьковые

Прикаспийская впадина занимает юго-восточный угол Русской платформы. По различным оценкам, на этом участке насчитывается от 1300 до 1500 соляных куполов. Площади структур превышают тысячи квадратных километров, в сводах поднятий мощность соли может достигать значений в 7–9 км. Прикаспийская впадина насчитывает более 100 месторождений углеводородов, около 30% из которых связывают с подсолевыми залежами. К этим месторождениям относят месторождения Тенгиз, Карачаганак и др. [5]. Часть залежей куполов Новобогатинского и Южно-Западного месторождений можно отнести к категории подкозырьковых. Однако геология этих объектов детальному изучению не подвергалась.

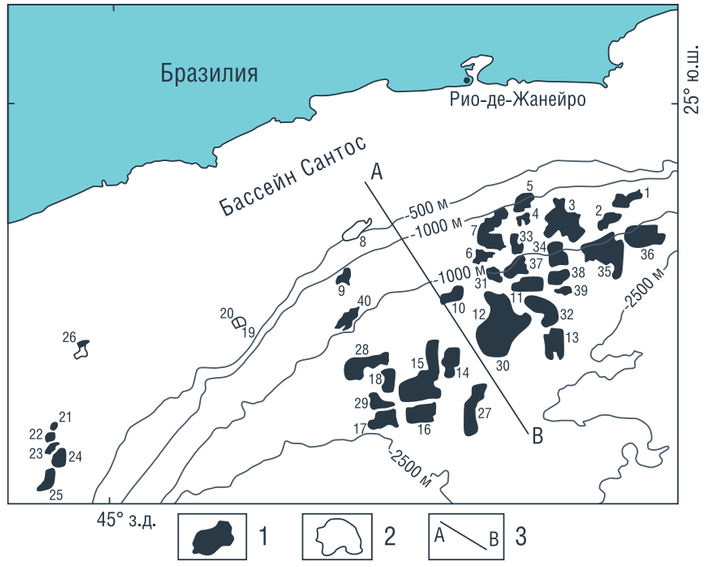
Месторождения Прикаспийской впадины характеризуются сложностями на этапе разведки. Сравнительно небольшая плотность каменной соли и ее огромная мощность в куполах формирует аномалии сил тяжести. Сложная морфология соляных тел, недостаточно точные данные о плотностном разрезе и специфика задач, которые необходимо решать на этапе изучения геологического строения, не позволяют четко интерпретировать гравитационное поле. Помимо этого, магнитная восприимчивость соли значительно меньше, чем у пород надкупольного комплекса. Это усложняет разведку магнитными методами. С точки зрения сейсморазведки исследование традиционными методами также чрезвычайно затруднено из-за сложности и контрастности форм и физических свойств соли, поэтому поисковое и разведочное бурение приходится вести почти вслепую, что крайне экономически нерентабельно, тем более что проходка скважин в таких местах часто связана с авариями [3].

Рассмотрим месторождение Тенгиз характеризуется аномально высоким пластовым давлением. Начальное пластовое давление, приведенное к абсолютной отметке минус 4500 м, составляло 82,4 МПа, давление насыщения нефти газом – 40 МПа. Извлекаемые запасы месторождения оцениваются от 750 млн до 1 млрд 125 млн тонн нефти. Прогнозируемый объем геологических запасов составляет 3 млрд 133 млн тонн нефти. Запасы попутного газа оцениваются в 1,8 трлн м³ [1].

В технических документах на бурение скважин выделяют следующие геологические факторы риска [9]:

- нестабильность ствола скважин;
- поглощение бурового раствора;
- осыпание горных пород;
- наличие высокоабразивных интервалов;
- наличие текучих солей и глин, рапопроявления;
- сложные условия бурения в целом.

РИСУНОК 2. Схематическая карта размещения нефтяных и газовых месторождений бассейна Сантос



1 – месторождения нефти,
2 – месторождения газа,
3 – профильный разрез рис. 5,
4 – изобаты глубин моря, в м

Цифры на карте названия месторождений: 1 – Атланта, 2 – Олива, 3 – Тамбуата, 4 – Уругуа, 5 – Тамбау, 6 – Карапиа, 7 – Пирапитанга, 8 – Мексилхао, 9 – Коркодаво, 10 – Парати, 11 – Иара, 12 – Тьюпи, 13 – Юпитер, 14 – Гуара, 15 – Кариока, 16 – Пао де Акукук, 17 – Канамба, 18 – Бем-те-Ви, 19 – Лагоста, 20 – Мерлуза, 21 – Тубарао, 22 – Эстрела до мар, 23 – Корал, 24 – Каравела, 25 – Каравела Сул, 26 – Пиракука, 27 – Сапинхоа, 28 – Каркара, 29 – Биакуа, 30 – Сул де Лула, 31 – Ареа де Ирасема, 32 – Кампо де Сепиа, 33 – Флорим, 34 – Кампо де Итару, 35 – Бузиос, 36 – Либра, 37 – Барбиго, 38 – Суруру, 39 – Франко, 40 – Сагитеро

Ряд решений по строительству скважин сложного профиля представлен в статьях [11–16] и патентах [17–18].

Следующий пример – соляные купола нефтегазоносного бассейна Сантос. В последние 15–20 лет в подсолевых отложениях бассейна было открыто 40 месторождений. Крупные из них находятся на больших глубинах (2000–2300 м) и на отдалении от берега (170–300 км). Продуктивные пласты сложены преимущественно биогенными карбонатами, средняя пористость – 7–12%. Встречаются почти монолитные трещиноватые пропластки [6].

Бурение скважин на месторождениях бассейна характеризуется частыми авариями в силу частых случаев рапопроявлений. По различным оценкам, около половины скважин не доходит до проектной глубины. Ситуация осложняется спецификой строительства подводных скважин с наложением следующих факторов [3]:

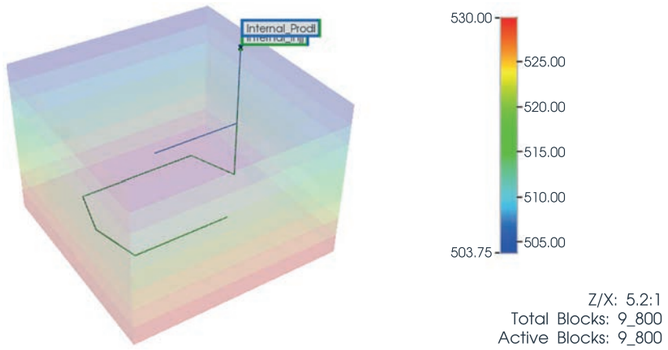
- удаленность от берега, увеличивающая, кроме всего прочего, затраты на утилизацию попутного газа трубопроводным транспортом;
- осложненные климатические условия: тропические штормы и ураганы. Нередко при неблагоприятных условиях плавучие платформы прекращают на время добычу;
- вязкая тяжелая нефть;
- очень неоднородные трещинноватые пласты.

Наличие соленосных толщ с точки зрения нефтегазоносности предполагает высокую продуктивность и прогнозируемый высокий экономический эффект. С другой стороны, добиться такого эффекта представляется возможным только в случае преодоления закрытости недр, обеспечиваемой особенностями соляных структур. Эти особенности проявляются:

- на этапе разведки, когда практически все традиционные способы исследования сложны для интерпретации;
- на этапе бурения, связанного с перераспределением напряжений в массиве горных пород и, как следствие, рапопроявлениями, течениями солей и глин, межколонными перетоками и аномально высокими пластовыми давлениями.

Для подсолевых отложений существенно осложнено выделение коллекторов и оценка их фильтрационно-емкостных свойств по данным геофизических исследований скважин (ГИС)

РИСУНОК 3. Высокотехнологичная скважина со сложным профилем для разработки подкозырьковых залежей соляных куполов [11–13]



в силу ограниченности комплекса ГИС. Наличие аномальных поглотителей тепловых нейтронов в скважинах вызывает проблемы с использование нейтронных методов, особо актуальных для газовых и газоконденсатных месторождений. Для повышения информативности комплекса ГИС могут быть задействованы адаптивные методики интерпретации промыслово-геофизических данных, опирающиеся на аналитические петрофизические модели коллекторов [20, 21].

Одним из возможных решений по разработке подкозырьковых залежей может служить строительство высокотехнологичных скважин со сложным профилем. При строительстве скважин с предлагаемым профилем (рис.3) целесообразно проводить геофизические исследования в процессе бурения для геонавигационного сопровождения проводки горизонтальных участков и уточнения геологической структуры в режиме реального времени. При этом в подсолевых отложениях неинформативен электромагнитный беспроводной канал связи через горную породу, может быть использован гидравлический через буровой раствор. Также эффективным будет включение в комплекс ГИС в процессе бурения азимутального литоплотностного каротажа [22].

Заключение

Скважины месторождений, приуроченные к соляным куполам, представляют собой объекты повышенной техногенной и экономической опасности. Подкозырьковые залежи имеют достаточно сложную геологическую структуру, которая требует высокотехнологичного подхода к проектированию не только непосредственно процесса бурения, но и к моделированию особых профилей скважин (J – образная форма) и скважинных систем для успешной реализации процессов разработки. ●

Литература

1. *Авторский надзор за технологической схемой разработки месторождения, Тенгиз НИПИнефтегаз – Актау, 2007.*
2. *Александр Хуршудов: Нет нефтяного рая на бразильском шельфе [Электронный ресурс] URL: https://www.angi.ru/news/2854535-Александр%20Хуршудов%3A%20Нет%20нефтяного%20рая%20на%20бразильском%20шельфе/.*
3. *Кузнецова С.В. Аномалии геологической среды солянокупольных бассейнов и их влияние на природно-технические системы и среду обитания человека: дис. д.г.-м. наук. – Волгоград, 2000. URL: https://earthpapers.net/anomalii-geologicheskoy-sredy-solyanokupolnyh-basseynov-i-ih-vliyanie-na-prirodno-tehnicheskie-sistemy-i-sredu-obitaniya.*
4. *Конюхов А.И. Геологическая история пассивных окраин материков в Атлантическом океане // Изв. АНСССР. Сер. Геология. 1982. С. 109–121.*
5. *Матусевич А.В. Гравиразведка Прикаспийской впадины. – Ливны: Издатель Мухаметов Г.В., 2013.*
6. *Забанбарк А. Особенности нефтегазоносности бассейнов континентальной окраины Бразилии // Океанология. 2001. С. 147–154.*
7. *Л.В. Каламкаров, Ю.М. Васильев, М.М. Чарыгин Особенности распространения нефти и газа в солянокупольных областях – 1963.*
8. *А. Забанбарк, Л.И. Лобковский Роль континентальных склонов Бразилии в обеспечении углеводородных ресурсов – Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН – Москва, 2020.*
9. *Габдуллин А.Г., Губашев С.А. Технический проект на бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины Т-6248 кустовой площадки № 24 проектной глубиной 4851 метров (по стволу) на месторождении Тенгиз в Атырауской области республики Казахстан – «Тенгизшевройл», «КМГ инжиниринг» – Атырау, 2021 – с. 31.*
10. *Портнов В.С., Петров С.Н., Талерчик М.П. Характеистика месторождений нефти и газа Прикаспийской впадины – Карагандинский государственный технический университет, Караганда.*
11. *Еремин, Н.А. О новой технологии разработки битуминозных залежей / Н.А. Еремин, А.С. Скворцов // Геофизика. – 2022. – № 3. – С. 45–53. – EDN PLNXAF.*
12. *Еремин, Н.А. Высокотехнологичные скважины с бионическим профилем для разработки месторождений с высоковязкой и битуминозной нефтью / Н.А. Еремин, П.В. Пятибратов, А.С. Скворцов // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2022. – № 2 (307). – С. 117–135. – DOI 10.33285/2073-9028-2022-2(307)-117-135. – EDN IAYHTL.*
13. *Скворцов А.С. Особенности моделирования и разработки месторождений с высоковязкими нефтями и битумами с использованием систем размещения высокотехнологических скважин: Программа: 21.04.01.05 «Моделирование разработки нефтяных месторождений»: магистерская диссертация / Скворцов А.С. – Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2022. – 83 с.*
14. *Хамидуллин Р.Д., Сахаров В.А., Еремин Н.А. Сравнение технологических показателей работы многозабойных скважин различной конфигурации // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 1. – С. 45–46. EDN: YSZBEL.*
15. *Хамидуллин Р.Д., Еремин Н.А. Анализ стационарного притока нефти к многозабойной скважине в однородном коллекторе // Нефтепромысловое дело. – 1999. – № 2. – С. 12–13. EDN: VQPKVM.*
16. *Еремин Н.А. Горизонтальные технологии // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2009. – № 3. – С. 52–56. EDN: KYDBTR.*
17. *Пат. 2584467 C1 Рос. Федерация, МПК E21B 43/24. Способ разработки месторождения высоковязкой нефти/Р.С. Хисамов, А.М. Евдокимов, М.А. Сайфутдинов, А.Т. Зарипов; заявитель Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. – № 2015146381/03; заявл. 28.10.2015; опубл. 20.05.2016. EDN: KTUFGK.*
18. *Пат. 2646151 C1 Рос. Федерация, МПК E21B 43/24, E21B 7/04. Способ разработки залежи высоковязкой нефти / И.З. Денисламов, А.И. Пономарев, И.В. Владимиров, Ф.Ф. Миндияров; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – № 2017119673; заявл. 05.06.2017; опубл. 01.03.2018. EDN: IYTSKH.*
19. *Пат. 2646902 C1 Рос. Федерация, МПК E21B 43/20, E21B 43/24, E21B 7/04. Способ разработки залежи высоковязкой нефти / А.И. Пономарев, И.З. Денисламов, Р.Р. Ишбаев. – № 2017109942; заявл. 24.03.2017; опубл. 12.03.2018. EDN: ZEDOIH.*
20. *Кожевников Д.А., Лазуткина Н.Е., Коваленко К.В. Определение эффективной пористости в гранулярном коллекторе по данным ГИС с обоснованием опорных параметров. // Каротажник. – 2016. – № 1(259). – С. 45-54. – EDN VKQGTR.*
21. *Коваленко К.В., Лазуткина Н.Е., Пономаренко О.М., Зарипова Л.Ф. Определение проницаемости по данным геофизических исследований скважин на основе петрофизического инварианта. Актуальные проблемы нефти и газа. – 2022. – № 2(37). – С. 17-26. – DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art2. – EDN FGGJZD.*
22. *Сребродольская, М. А. Особенности проведения каротажа в процессе бурения горизонтальных скважин для оценки фильтрационно-емкостных свойств горных пород / М. А. Сребродольская // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2019. – № 1(294). – С. 45-57. – DOI 10.33285/2073-9028-2019-1(294)-45-57. – EDN XKHVJZ.*

Keywords: *salt dome, sub-peak reservoir, unconventional reservoir, Caspian depression, oil and gas province, Santos basin, innovative technology, development, oil, gas, high-tech wells, bionic wells, well construction, brine occurrence, salt fluidity.*

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОГНОЗА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 004

В СТАТЬЕ ОПИСЫВАЕТСЯ АЛГОРИТМ ПРОГНОЗА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА, ДЛЯ РАЗРАБАТЫВАЕМОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, УЧИТЫВАЮЩИЙ ОГРАНИЧЕНИЯ НАЗЕМНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ПО ОБРАБОТКЕ ГАЗА И НЕОБХОДИМОСТЬ УМЕНЬШЕНИЯ ДЕБИТА СКВАЖИН С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ. РАБОТА АЛГОРИТМА РЕАЛИЗОВАНА В ВИДЕ РАЗРАБОТАННОЙ АВТОРАМИ ПРОГРАММЫ, КОТОРАЯ МОЖЕТ БЫТЬ ПРИМЕНЕНА НА ВСЕХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СО СХОЖИМИ УСЛОВИЯМИ. ПРИВЕДЕН ПРИМЕР ПРОГНОЗА ДОБЫЧИ ДЛЯ 8 СКВАЖИН, НА ПРАКТИКЕ ИХ БОЛЕЕ 80

THE ARTICLE DESCRIBES AN ALGORITHM OF OIL AND GAS PRODUCTION FORECASTING FOR A FIELD UNDER DEVELOPMENT, WHICH TAKES INTO ACCOUNT GAS PROCESSING CAPACITY OF ONSHORE INFRASTRUCTURE FOR AND THE NEED TO CHOKE WELLS WITH A HIGH GAS OIL RATIO. THE ALGORITHM EXECUTION IS IMPLEMENTED IN THE FORM OF A PROGRAM DEVELOPED BY THE AUTHORS, WHICH CAN BE APPLIED TO ALL FIELDS WITH SIMILAR CONDITIONS. AN EXAMPLE OF A PRODUCTION FORECAST FOR 8 WELLS IS GIVEN, IN PRACTICE THERE ARE MORE THAN 80 OF THEM

Ключевые слова: *информационные технологии, автоматизация, прогноз добычи нефти и газа.*

Русинович Виктор Викторович
Институт морской геологии геофизики ДВО РАН, аспирант

Русинович Лариса Эдуардовна
Институт морской геологии геофизики ДВО РАН, аспирант

Прогнозирование объемов добычи нефти и газа является одной из важных задач добывающего предприятия. Результаты расчета прогноза используются для многих целей: прогнозирования денежного потока, координации взаимодействия с покупателями энергоресурсов, заключения новых контрактов, планирования буровых работ, принятия инвестиционных решений, взаимодействия с государственными органами и т.д. Точность и скорость составления прогноза напрямую влияет на возможности бизнеса быстро и правильно реагировать на меняющиеся условия.

Прогноз добычи углеводородов строится на исходных данных, предоставляемых отделом разработки месторождения, который составляет план добычи нефти, газа и воды по каждой из эксплуатируемых скважин. Суммирование плановых объемов всех добывающих скважин позволяет спрогнозировать кумулятивную добычу по месторождению. Однако такой подход не учитывает ограничения наземной инфраструктуры по обработке попутного газа и требования по охране окружающей среды и эффективному недропользованию, которые запрещают сжигать большие объемы попутного газа на факелах. Это приводит к неточности прогноза или при попытке учесть ограничения вручную – к существенным временным затратам. Следует отметить, что возможности инфраструктуры обрабатывать попутный газ изменяются во времени, т.к. тесно связаны с температурой окружающей среды: чем ниже температура, тем больший объем газа может обработать наземное оборудование.

Исходя из потребности регулярно составлять точный прогноз, было принято решение создать программу, автоматизирующую расчет прогноза добычи, которая позволила повысить эффективность работы предприятия, уменьшила влияние человеческого фактора и сократила время выполнения работы. Появилась возможность оперативно корректировать прогноз при изменении исходных данных, и была повышена его конечная точность.

Алгоритм расчета учитывает следующие ограничения:

- Объемы газа, которые может обрабатывать наземная инфраструктура. Из-за удаленности от рынков сбыта отсутствует возможность его продажи, частично проблема избыточного газа решается путем его закачки в пласты для целей поддержания давления, однако объемы закачки ограничены техническими лимитами компрессорных установок и количеством нагнетательных скважин;
- Нежелательность полной остановки скважин на месторождении, большая часть которых закончена на несколько пластов и осуществляет одновременный отбор. Неоднородность притока приводит к перепадам давления в пластах и в случае полной остановки скважины происходит переток флюидов между пластами, что негативно сказывается на показателях добычи после ее последующего запуска и усложняет учет ресурсов.

Алгоритм расчета прогноза добычи

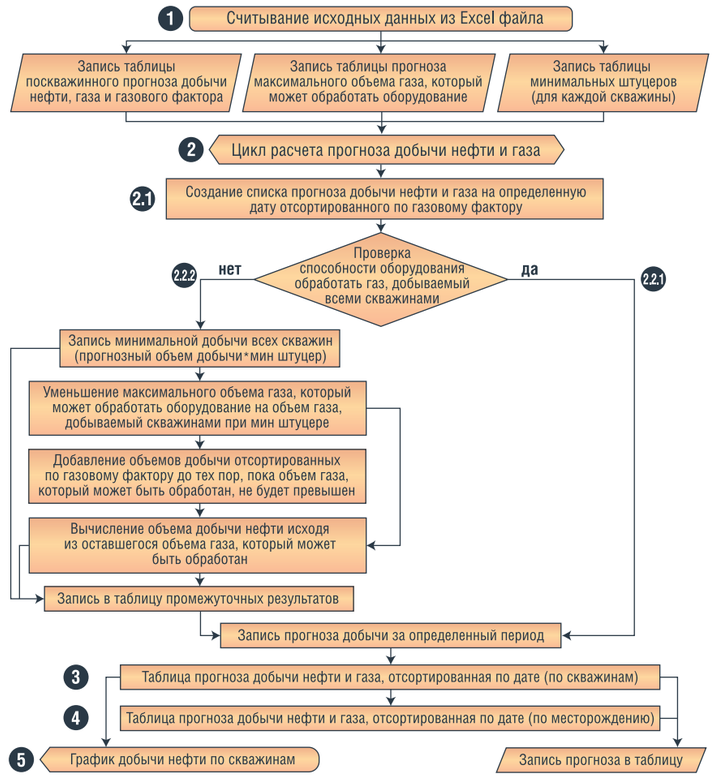
1. Загрузка исходных данных:

- Объемы газа, которые сможет обрабатывать наземная инфраструктура (помесячный прогноз).
- Прогноз объемов добычи нефти и газа (в месяц) по каждой скважине.
- Минимальные значения штуцера для каждой скважины.

ТАБЛИЦА 1. Пример исходных данных

Date, dd/mm/yyyy	Gas capacity, Mcfd	Well name	Oil, kbd	Gas, Mcfd	GOR	Min Choke, %
15.12.2022	243	Well_1	1,93	21,75	9,81	0,10
15.01.2023	240	Well_1	1,88	21,75	10,06	0,20
15.02.2023	237	Well_1	1,83	21,75	10,32	0,15
15.03.2023	233	Well_1	1,79	21,75	10,58	0,20
15.04.2023	228	Well_1	1,74	21,75	10,86	0,15

РИСУНОК 1. Блок-схема алгоритма расчета прогноза добычи нефти и газа



Пример исходных данных приведен в таблице 1.

2. Итерация по датам, на которые рассчитывается прогноз добычи:

- Создание таблицы добычи нефти и газа по скважинам за рассчитываемую дату, отсортированной по газовому фактору.
- Если суммарная добыча газа всеми скважинами меньше максимальной пропускной способности наземной инфраструктуры, то результат записывается в таблицу прогноза добычи нефти и газа.
- Если суммарная добыча газа больше пропускной способности, то в результат сначала записываются объемы добычи, которые будут добыты при минимальных штуцерах и рассчитывается объем газа, который может быть обработан. Затем рассчитывается объем нефти, который может быть добыт каждой скважиной до превышения лимитов по газу, при этом предпочтение отдается скважинам с наименьшим газовым фактором, полученные результаты добавляются в таблицу результатов прогноза.

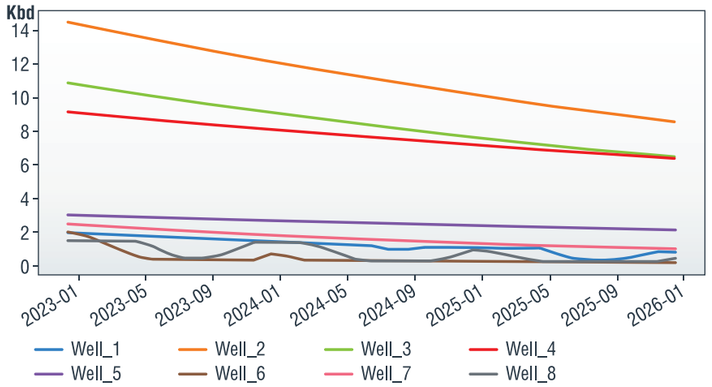
ТАБЛИЦА 2. Пример прогноза добычи нефти и газа по всему месторождению

Date	Oil, kbd	Gas, Mcfd	Marginal GOR	Marginal well
15.12.2022	45,33	244	11,27	Well_6
15.01.2023	44,5	243	11,56	Well_6
15.02.2023	43,52	240	11,86	Well_6
15.02.2023	42,57	237	12,16	Well_6
15.03.2023	41,57	233	12,47	Well_6

ТАБЛИЦА 3. Пример прогноза добычи нефти по скважинам

Date	Well_1	Well_2	Well_3	Well_4	Well_5	Well_6	Well_7	Well_8
15.12.2022	1,93	14,47	10,85	9,14	3,01	1,99	2,46	1,48
15.01.2023	1,88	14,26	10,69	9,05	2,98	1,77	2,40	1,47
15.02.2023	1,83	14,05	10,54	8,96	2,95	1,38	2,34	1,46
15.03.2023	1,79	13,85	10,39	8,87	2,93	1,02	2,28	1,46
15.04.2023	1,74	13,65	10,24	8,78	2,90	0,60	2,23	1,45

РИСУНОК 2. График добычи нефти



3. Выводится на экран и записывается в файл прогноз добычи нефти по каждой скважине.
4. Рассчитывается суммарная добыча нефти и газа, результаты выводятся на экран и записываются в файл.
5. Выводится график добычи нефти каждой скважиной.

Алгоритм работы также представлен в виде блок-схемы (рис. 1).

В таблицах 2 и 3 приведены результаты расчета прогноза добычи нефти и газа на тестовых данных, при этом горизонт планирования ограничен только входными данными, которые предоставляет отдел разработки. После выполнения расчета скрипт сохраняет в указанной директории две таблицы: агрегированный прогноз добычи нефти и газа по месторождению, в ней так же указывается название скважины с наибольшим газовым фактором (таблица 2) и дифференцированный прогноз добычи нефти по каждой скважине.

В конце выводится график дифференцированного прогноза добычи нефти, на котором можно выделить скважины, приток из которых ограничивается, из-за больших значений газового фактора. Анализ графика может послужить драйвером решения перебурить или перестать эксплуатировать скважину. За счет вшитой логики (максимальная добыча из скважин с минимальным газовым фактором) прогнозируется максимально возможная добыча нефти.

В результате разработки программы автоматизации расчета прогноза добычи нефти и газа удалось сократить время, трудозатраты и повысить точность при сохранении исходных принципов и подходов прогнозирования. Описанный алгоритм может быть адаптирован в случае появления технических ограничений по другим параметрам, что делает его универсальным решением задач прогнозирования добычи нефти, газа и газового конденсата на любом месторождении. ●

Литература

1. *Хусаинов А.Т. Методика оперативного прогнозирования показателей нефтедобычи средствами программного комплекса с аналитическим модулем искусственных нейронных сетей // Нефтегазовое дело: науч.-техн. журн. / УГНТУ. – (Уфа). – 2013. – Т. 11.*
2. *Баталов Д.А., Хусаинов, А.Т. Методика прогнозирования доизвлечения остаточных запасов на водоплавающих нефтяных залежах, находящихся на поздних стадиях – Нефтегазовое дело: электрон, науч. журн. – 2013.*
3. *Ковалев В.С. Прогноз разработки нефтяных месторождений и эффективность систем заводнения – М: Недра, 1976. – С. 247.*
4. *Закиров Э.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа.*
5. *Соломатин Г.И. Прогнозирование работы скважин с помощью искусственных нейронных сетей – Нефтянов хозяйство. – 2002. – С. 35–42.*
6. *Голоднов В.В. Информационные технологии в реинжиниринге бизнес-процессов. – М.: РЭА, 2005. – 168 с.*

Keywords: *information technologies, automation, oil and gas production forecasting.*

ДЕЙСТВИТЕЛЬНО ЛИ КИТАЙ ПОМОГАЕТ РОССИИ, КОТОРАЯ ЛИШИЛАСЬ ЗАПАДНЫХ ЦЕПОЧЕК ПОСТАВОК?

JBpress

В рамках санкционной политики западные страны исключили крупнейшие российские банки из SWIFT с целью затормозить торговлю государства. Экспорт товаров ЕС в Россию с января по ноябрь 2022 года упал на 34,6 %. Это означает, что нарушилась цепочка поставок, на создание которых Россия потратила почти 30 лет. Между тем многие утверждают, что Москва может быстро создать новую цепочку поставок с развивающимися государствами. Общий объем торговли Китая с Россией на 29,2 % превысил показатель предыдущего года. Это результат роста импорта Китаем российской нефти и нефтепродуктов. Рост

китайского экспорта в основном наблюдается в области химической промышленности. В сфере оборудования замещение европейской продукции китайской было незначительным. Ожидается увеличение товарооборота между Россией и Китаем, но оно будет происходить за счет наращивания Китаем импорта ископаемого топлива. Что касается роста китайского экспорта в Россию, то он будет обусловлен экономическими, а не политическими факторами.

ЮАНЬ ПРИДЕТ НА ПОМОЩЬ РОССИЙСКОМУ БЮДЖЕТУ

Bloomberg

Ограничение цен на экспорт нефти из России лишает ее бюджет доходов, хотя, вероятно, не заставит сокращать расходы в течение многих лет благодаря резерву в юанях, . Нефтяные доходы России сократились после введения потолка цен, в сочетании с увеличением расходов это привело к рекордному дефициту бюджета в декабре, когда Urals торговался в пределах 50 долл. за барр., что почти на треть меньше, чем годом ранее. Тем не менее при средней цене у России будет достаточно средств, чтобы покрыть дефицит на следующие три года. Citigroup Inc. полагает, что при сохранении нынешних условий резерв исчерпается за 2,5 года. Встряска бюджета привлекла внимание к возрожденному в январе фискальному механизму, предполагающему продажу юаней. При этом цена на нефть выше 60 долл. позволит правительству даже увеличить свои резервы в юанях. За 2022 год дефицит бюджета составил около 2,3 % ВВП, в этом году дефицит прогнозируется на уровне 2 %, исходя из цены на нефть в 70 долл. за барр. Россия также рассматривает возможность изменения порядка расчета налогов на нефть, чтобы ограничить падение доходов бюджета.

ТУРЦИЯ БУДЕТ ПРОДАВАТЬ ТОПЛИВО В ЕВРОПУ ПО БОЛЕЕ ВЫСОКОЙ ЦЕНЕ

haber7.com

Ожидается, что эмбарго, которое ЕС наложит на импорт нефтепродуктов из России, приведет к значительным изменениям в мировых маршрутах дизельного топлива. ЕС будет пытаться импортировать его в основном с Ближнего Востока, из Индии и США. Турция может использовать российское дизтопливо на внутреннем рынке,

а собственное продавать по более высоким ценам. ЕС является экономическим регионом с самой высокой иностранной зависимостью от дизельного топлива в мире. Ежегодно он закупает около 500 млн барр., половина отгружается из российских портов. Европейским потребителям придется найти 600 тыс. барр. в день импорта дизельного топлива из других источников, а России – новых покупателей. Еще одной проблемой со стороны предложения станет остановка НПЗ в США и Европе на техобслуживание. От 400 до 600 тыс. барр. дизельного топлива может экспортировать в первом полугодии Китай. Он осуществляет поставки не напрямую в ЕС, а через азиатские регионы. Однако этоможет облегчить ситуацию на мировом рынке и увеличить поставки в ЕС.

Индия, не участвующая в санкциях, наложенных на российскую сырую нефть, также увеличивает поставки дизельного топлива в ЕС. ●

ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНАЯ АППАРАТУРА

для бесконтактного измерения электрического поля

ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

УДК 550.83

КАРСТОВЫЕ ПРОВАЛЫ МОГУТ ПРИВОДИТЬ К ЗНАЧИТЕЛЬНЫМ ЭКОНОМИЧЕСКИМ И ЭКОЛОГИЧЕСКИМ ПРОБЛЕМАМ. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, КОТОРЫЕ К НИМ ПРИВОДЯТ, ФОРМИРУЮТСЯ НА ПРОТЯЖЕНИИ МНОГИХ ЛЕТ, ЧТО ДЕЛАЕТ ВОЗМОЖНЫМ ИХ РАННЕЕ ОБНАРУЖЕНИЕ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ. ИССЛЕДОВАТЕЛИ РОССИЙСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО УНИВЕРСИТЕТА ИМ. СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ» РАЗРАБОТАЛИ СИСТЕМУ, ПРИ ПОМОЩИ КОТОРОЙ ВОЗМОЖНО СВОЕВРЕМЕННО ОБНАРУЖИТЬ ОПАСНЫЕ УЧАСТИ

KARST SINKHOLES CAN LEAD TO SIGNIFICANT ECONOMIC AND ENVIRONMENTAL PROBLEMS. THE GEOLOGICAL PROCESSES THAT LEAD TO THEM ARE FORMED OVER MANY YEARS, WHICH ENABLES THEIR EARLY DETECTION AND PREVENTION. RESEARCHERS OF THE "RUSSIAN STATE GEOLOGICAL PROSPECTING UNIVERSITY NAMED AFTER SERGO ORDZHONIKIDZE" HAVE DEVELOPED A SYSTEM WITH THE HELP OF WHICH IT IS POSSIBLE TO DETECT DANGEROUS AREAS IN A TIMELY MANNER

Ключевые слова: *карстовые воронки, электроразведочная аппаратура, бесконтактное измерение электромагнитного поля, опасные зоны.*

Петина
Виктория Александровна
студент

Щербакова
Ксения Олеговна
преподаватель, научный руководитель

Овезов
Батыр Аннамухамедович
начальник отдела организации научных мероприятий и молодежной науки

Календарова
Лейли Рустамовна
аспирант

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе» (МГРИ)

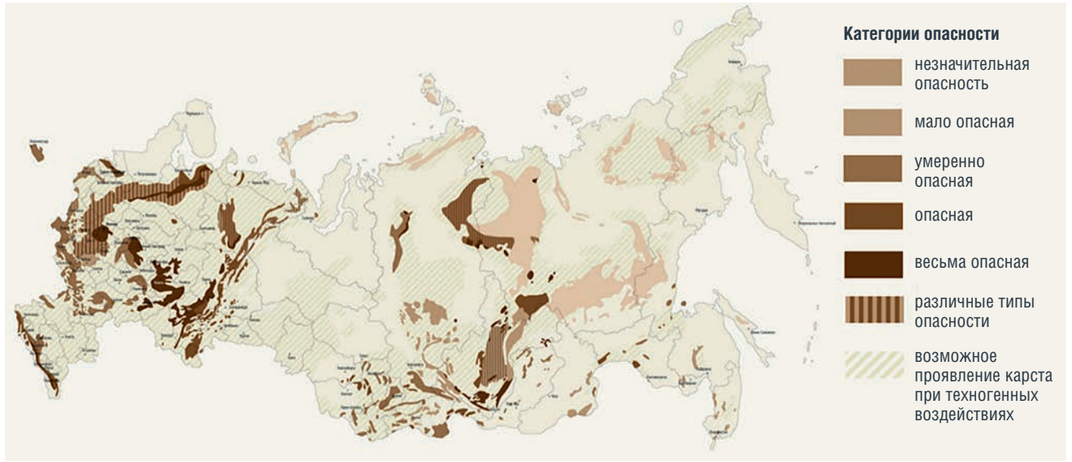
Карстовые провалы случались миллионы лет назад (задолго до начала ледникового периода) и продолжают происходить сегодня. Карст формируется под действием подземных вод, которые вымывают растворимые породы, например – известняк, доломит, ангидрит, песчаник и так далее, из-за чего под землей образуются полости. Слой земли, не способный долго держать нагрузку, обрушивается, вследствие чего возникают провалы (рис. 1).

На развитие карста значительное влияние оказывают не только карстующиеся горные породы, но и климатические условия: количество и характер распределения осадков по сезонам года, температурный режим; гидрологические условия (свободное движение подземных вод); наличие растительности (ее отсутствие может способствовать развитию карста); ровная поверхность [2].

Карстовые провалы встречаются во всем мире, и Россия не является исключением. Районы становления карстового процесса занимают больше 60% территории РФ (рис. 2). В основном это европейская часть и Сибирский федеральный округ [8].

РИСУНОК 1. Карстовый провал

РИСУНОК 2. Карстовая опасность на территории России



В Приволжском федеральном округе самую большую напряженность карстовые процессы имеют в центральной части и на западном склоне Среднего Урала. Наименьшую долю – в Уральском и Дальневосточном округах [4].

Карстовые провалы наносят экономический и экологический ущерб. Яркий этому пример – города Березники и Соликамск Пермского края.

Предотвратить карстовый провал можно при помощи специальных методов их обнаружения [3, 5, 10]. Для выявления опасных зон на территории России необходимо усовершенствовать метод электроразведочных работ [9].

Разработанная авторами электроразведочная аппаратура состоит из универсального генератора и трехчастотного микровольтметра. Аппаратура имеет ряд преимуществ перед существующими: обеспечивает бесконтактный прием сигнала, повышена надежность, помехоустойчивость и избирательность аппаратуры, увеличено число рабочих частот. Аппаратура позволяет изучать удельное электрическое сопротивление и поляризуемость горных пород на переменном токе с помощью бесконтактных приемных линий. Использование трех частот позволяет классифицировать аномалии [1, 7].

При поисковых геофизических работах одним из ведущих методов является электроразведочный метод. Однако его применение в условиях развития карстовых пород – гипса, известняка, мела, мрамора, доломита, ангидрита, каменной соли – резко ограничено высокими переходными сопротивлениями заземлений, приводящих к снижению точности работ.

Разработка высокоомных дифференциальных блоков позволит реализовать бесконтактный способ приема электрического сигнала на емкостные антенны. Создание этого типа измерителей дает возможность проведения электроразведочных работ по методу сопротивления практически на любой площади [8]. Предполагается возможность изучения вызванной поляризации пород на переменном токе в диапазоне частот 80–100 Гц, что послужит основой измерителя потенциалов.

Разрабатывается макет трехчастотного измерителя электрических потенциалов, позволяющего определять на выбранных фиксированных частотах f_1, f_2, f_3 амплитудное значение любой из опорных частот, а также разности потенциалов Δf выбранной частоты и частот сравнения.

К примеру, выбранной опорной частотой является частота f_1. В этом случае в точке наблюдения фиксируются значения разности потенциалов Δuf_1 и относительные приращения потенциалов $\Delta u'f_{1,2} = \Delta uf_2 - \Delta uf_1$ и $\Delta u'f_{1,3} = \Delta uf_3 - \Delta uf_1$. Нормирование измеренных величин $\Delta u'f_{1,2}$ и $\Delta u'f_{1,3}$ на полное значение потенциала в точке наблюдения, позволяет рассчитывать параметр поляризуемости по формуле:

$$K = \frac{\Delta u' f_{1,3}}{\Delta u f_1} \times 100\%. \qquad (1)$$

Разрабатываемый макет имеет три рабочие частоты, кварцевый гетеродин, исключающий смещение рабочих частот, устройство автоматического вычисления разностного сигнала.

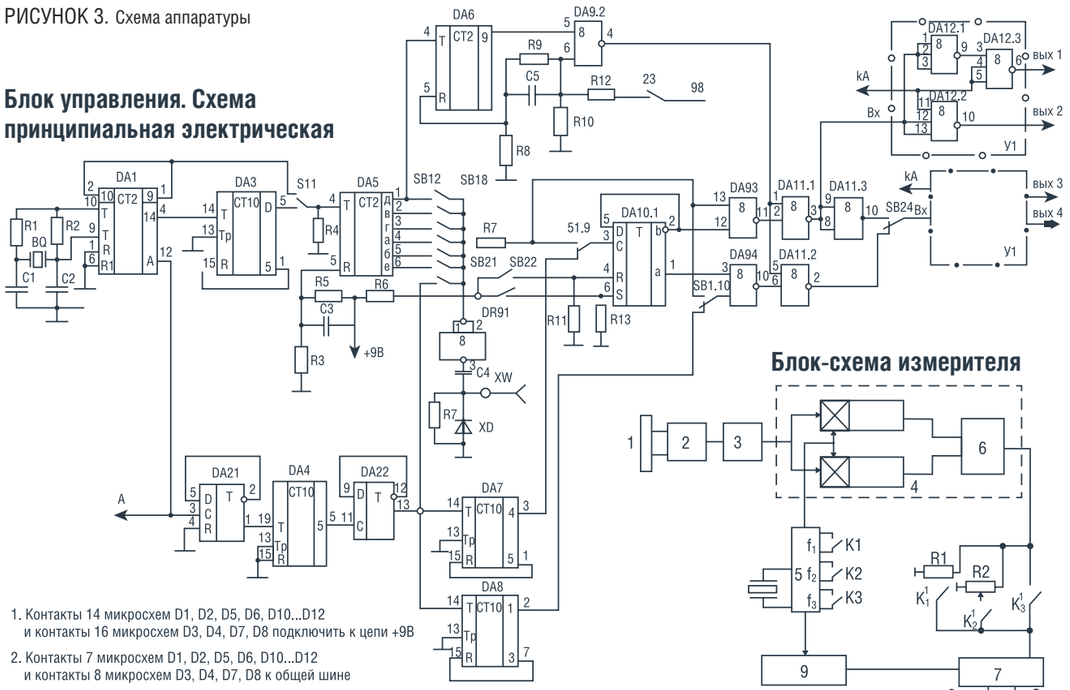
Макет аппаратуры состоит из универсального генератора фиксированных и смешанных частот и измерителя амплитуды сигнала на реальных частотах с синхронными фильтрами и вычитающим усилителем.

На рис. 3 приведена схема аппаратуры. В состав аппаратуры входят: бесконтактный датчик сигналов (1), дифференциальный усилитель (2), масштабный усилитель (3), синхронный шифр (4), кварцевый гетеродин (5), интегратор (6), коммутатор (7), разностный усилитель (8), таймер (9) и измерительный прибор (10).

С помощью гальванических или емкостных питающих линий в земле возбуждается токами трех частот электромагнитное поле. Причем соотношение токов выбирается таким, чтобы в точке приема соотношение сигналов f1: f2: f3 составляло примерно 1. В точке измерения располагается датчик сигналов (1) и емкостная антенна, к выходу которой подключается измеритель. Принятый из земли сигнал подается на вход дифференциального усилителя (2), служащего для

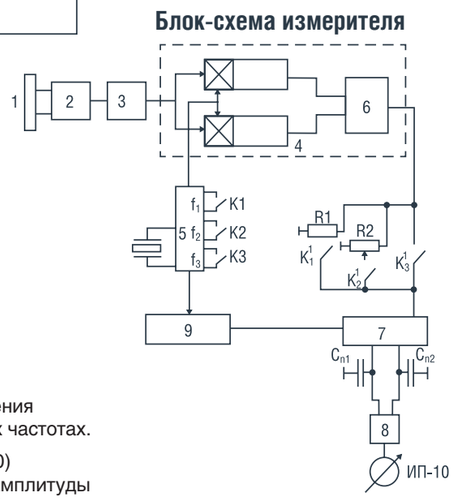
РИСУНОК 3. Схема аппаратуры

Блок управления. Схема принципиальная электрическая



1. Контакты 14 микросхем D1, D2, D5, D6, D10...D12 и контакты 16 микросхем D3, D4, D7, D8 подключить к цепи +9В
2. Контакты 7 микросхем D1, D2, D5, D6, D10...D12 и контакты 8 микросхем D3, D4, D7, D8 к общей шине

Блок-схема измерителя



согласования высокого выходного сопротивления антенны и масштабного усилителя (3), а также для подавления синфазной помехи. Коэффициент усиления последнего изменяется ступенчато от 1 до 1000, после чего усиленный сигнал подается на синхронный фильтр (4), состоящий из аналогичных перемножителей синусного и косинусного каналов, двух фильтров низких частот, двух выпрямителей и суммирующего интегратора (6). Данная схема фильтра обеспечивает независимость измерений от разности фаз гетеродина и измеряемого сигнала, а полоса пропускания определяется полосой фильтра низких частот и составляет 2 Гц на уровне 0,9. Переключение фильтра на заданную частоту осуществляется с помощью ключей K1, K2, K3 кварцевого гетеродина. С выхода интегратора (6) сигнал поступает на коммутатор (7), собранный из аналоговых переключателей и обеспечивающий подключение измеряемого сигнала выбранной частоты на время, определяемое таймером (9), на соответствующий вход разностного усилителя (8). На входе разностного усилителя установлены конденсаторы памяти для сохранения отсчета предыдущего измерения в течение времени, необходимого для проведения измерений на исследуемых частотах.

Измерительный прибор (10) обеспечивает измерение амплитуды сигнала с точностью до 1%.

Карст образовывается несколько сотен миллионов лет, когда под землей образуется полость, она считается безопасной около пяти лет, так как за это время обрушиться верхний слой земли не может. Если за это время обнаружить пустоту, можно предотвратить обвал. Например, путем инъекции цементного раствора на 90% объема уменьшается скорость роста и увеличивается безопасное время. Цементирование может выполняться по технологии в режиме пропитки грунта цементным веществом без нарушения структуры и сплошности массива, а также в режиме гидроразрывов, образуемых в грунте при нагнетании цементного раствора под повышенным давлением и расходом. ●

Литература

1. *Вишняков А.Э. Типовая электроразведочная аппаратура [Текст] / М-во геологии СССР. Особое конструкторское бюро. Опыт. з-д геофиз. приборостроения «Геологоразведка». – Ленинград : Недра. Ленингр. отд-ние, 1967. – 279 с.*
2. *Голод М.И. Геофизические методы при поисках тектонических пегматитоносных зон. – 1978.*
3. *Каринский С.Д. Квазистатический метод расчета переходных процессов вызванной поляризации // Физика Земли. – 2011. – № 2. – С. 27–34.*
4. *Катаев В.Н. Экологическая безопасность и строительство в карстовых районах: материалы Международного симпозиума. – Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2015 г. – С. 42–50.*
5. *Кожевников Н.О. Быстропротекающая индукционно-вызванная поляризация в мерзлых породах // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 4. – С. 527–540.*
6. *Проектирование цементных растворов для глубоких, высокотемпературных наклонно-направленных скважин / Е.В. Орленкова, Н.В. Соловьев, К.О. Щербакова, Б.А. Овезов // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 7 (127). – С. 50–52.*
7. *Светов Б.С., Мизюк Л.Я., Поджарый В.М. Рудная электроразведка по методике эллиптически поляризованного поля. – Недра, 1969.*
8. *Создание и визуализация базы данных по результатам мониторинга Надымского геокриологического стационара / А.А. Щербакова, О.Е. Пономарева, К.О. Щербакова, Б.А. Овезов // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 3 (123). – С. 90–92.*
9. *Щербакова, К.О. Прикладные задачи современной наземной и низковысотной магниторазведки / К.О. Щербакова, Б.А. Овезов // Новые идеи в науках о Земле: Материалы XIV Международной научно-практической конференции: в 7 томах, Москва, 02–05 апреля 2019 года. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2019. – С. 502–503.*
10. *Электроразведка: учебное пособие [Электронный ресурс] /авт.-сост.: А.А. Иванов, К.В. Новиков, П.В. Новиков. – М.: МГРИ, 2019. – С. 67–69.*

KEYWORDS: *sinkholes, electrical exploration equipment, non-contact measurement of the electromagnetic field, hazardous areas.*

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…

Роснефть заключила прямой контракт с PKN ORLEN на долгосрочные поставки нефти на 15 млрд долларов

1 февраля 2013 г. Роснефть заключила контракт на поставку нефти в Польшу по нефтепроводу Дружба. Покупателем выступила компания PKN Orlen. Объем поставки – 18 млн т в течение трех лет. Согласно условиям, альтернативно нефть может поставляться морским путем через Гданьск.

• Комментарий Neftegaz.RU

В декабре 2022 г. вступил в силу запрет на морской экспорт российской нефти в Европу, нефтепровод Дружба оставался единственным каналом, которого не коснулись эти ограничения.

Польша выступает за введение санкций на уровне ЕС против северной ветки нефтепровода. У НПЗ PKN Orlen есть долгосрочный контракт на покупку российской нефти, и его разрыв без политического решения о санкциях грозит выплатой компенсаций.

Orlen заявил, что готов к прекращению импорта из России, но ему нужно политическое решение для прекращения российских контрактов, которые в ином случае останутся действующими.

Турция начнет строительство 1-й АЭС в 2014 г.

В феврале 2013 г. гендиректор компании Akkuyu NGS A. Суперфин заявил, что «производство электроэнергии на АЭС Аккую ожидается в 2020 г. На 1-м этапе АЭС будет производить электроэнергию мощностью 4800 МВт». Согласно планам в 2023 г. электроэнергию будут генерировать все четыре блока АЭС.

• Комментарий Neftegaz.RU

Сроки запуска АЭС были сдвинуты. В январе 2023 г. Р. Эрдоган заявил, что первый энергоблок АЭС Аккую запустят до конца года. Сегодня планы Турции по развитию атомной энергетики включают строительство еще двух АЭС с четырьмя энергоблоками каждая. В провинции Синоп планировалось построить АЭС с участием японско-французского консорциума, но, после выхода японской Mitsubishi Heavy Industries в январе 2020 г., стало известно, что проект может быть реализован с новым подрядчиком. Во Фракии предполагалось возвести АЭС с участием Китая. В сентябре 2021 г. обсуждалось возможное участие России в строительстве планируемых АЭС в Турции.

Иран и Пакистан вернулись к идее строительства магистрального газопровода

В феврале 2013 г. существующий уже долгое время проект строительства МГП Иран – Пакистан – Индия решили возобновить. Пакистан намерен расширить свои отношения с Ираном, так как сталкивается с серьезным энергетическим кризисом. Это решение может поставить крест на проекте строительства МГП ТАПИ.

• Комментарий Neftegaz.RU

24 января 2023 г. была подписана Дорожная карта по сотрудничеству в газовой отрасли между Газпромом и Минэнерго Узбекистана, предусматривающая транзит газа по системе МГП Средняя Азия – Центр. 18 января аналогичный документ был подписан с правительством Казахстана. Эта система договоров, неофициально названная «тройственным газовым союзом», может помочь с дозагрузкой МГП Центральная Азия – Китай. Кроме того, Россия присматривается к организации

трубопроводных поставок газа в Пакистан, одним из потенциальных маршрутов которых мог бы стать транзит через Казахстан, Узбекистан и Афганистан. Такая схема рассматривается в контексте источников поставок газа для МГП Пакистанский поток или МГП ТАПИ, об участии в которых задумалась и Россия. В марте 2023 г. она может подписать соглашение о поставках нефти с Пакистаном. ●

Новая методика прогнозирования **дебита нефтяных скважин**

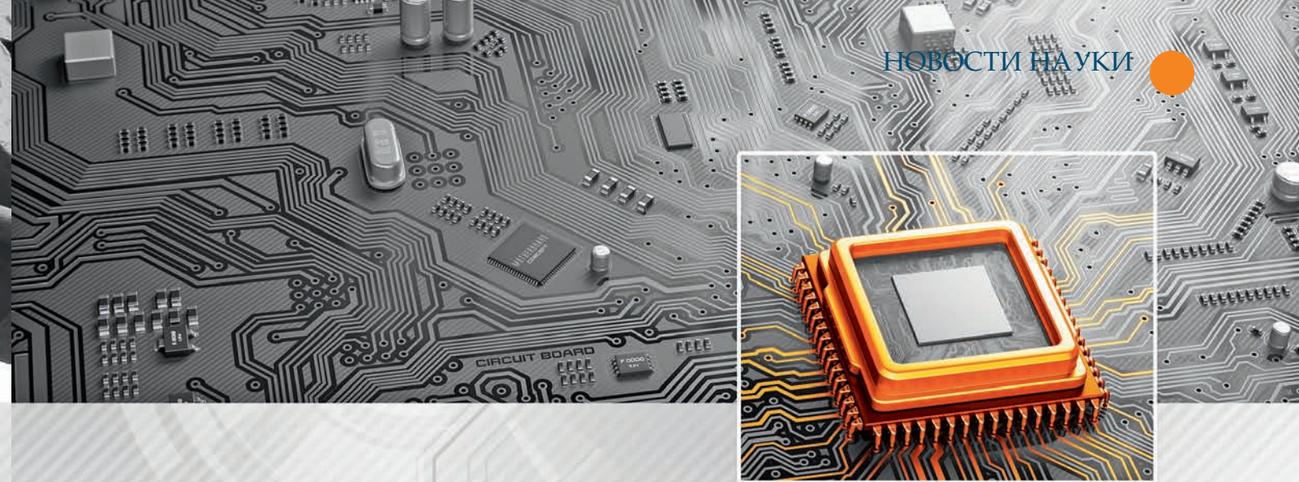
УЧЕНЫЕ ПЕРМСКОГО ПОЛИТЕХА РАЗРАБОТАЛИ МЕТОДИКУ ОЦЕНКИ ВОЗМОЖНОГО ДЕБИТА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН. Выведенная ими формула вычисления отдачи скважины основывается на оригинальной обработке данных гидродинамических исследований, позволяющей оценить значения проницаемости в различных направлениях, а также пластовом давлении, вязкости нефти и т.д. Данные заносятся в выведенную формулу, по которой рассчитывается дебит жидкости. Проследить наличие устойчивой зависимости, которая позволяет спрогнозировать дебит скважины с учетом различной проницаемости карбонатных пород, авторам удалось благодаря статистическому анализу накопленного опыта гидродинамических исследований. Апробация способа на данных, полученных с одного из нефтяных месторождений, подтвердила достоверность получаемых результатов.

Нанокомпозиты для водородной энергетики

УЧЕНЫЕ ИНСТИТУТА КАТАЛИЗА СО РАН РАЗРАБОТАЛИ НАНОКОМПОЗИТНЫЕ КАТАЛИЗАТОРЫ С ВЫСОКОЙ ПОДВИЖНОСТЬЮ КИСЛОРОДА НА ОСНОВЕ ИСКУССТВЕННЫХ МИНЕРАЛОВ, предназначенные для создания приложений водородной энергетики – твердооксидных топливных элементов, протонно-обменных мембран и каталитических реакторов. Материалы изготовлены из искусственных минералов со структурой флюорита, перовскита и шпинели. На микроскопическом уровне они имеют структуру естественных прототипов, но отличаются от них высокой удельной площадью поверхности, необходимой для мембран и топливных элементов. Мембрана состоит из нескольких слоев, каждая из которых в какой-то мере в природе встречается, но как целое может быть создана только в лаборатории. Трехслойные нанокомпозиты работают как мембрана. Первый слой – газоплотный, он пропускает только избранные газы, второй – газопроницаемый, проводит любые газы за счет крупнопористой структуры, промежуточный – соединяет верхний и нижний. Преимущество созданных в Институте катализа мембран – более низкая цена по сравнению с традиционными палладиевыми аналогами.

Эффективные **суперконденсаторы**

УЧЕНЫЕ САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИВЕРСИТЕТА И ОМСКОГО НАУЧНОГО ЦЕНТРА СО РАН СОЗДАЛИ КОМПОЗИТНЫЙ МАТЕРИАЛ ИЗ МНОГОСЛОЙНЫХ УГЛЕРОДНЫХ НАНОТРУБОК, оксида марганца и рения, повышающий энергоэффективность суперконденсаторов, используемых в альтернативной энергетике. Во время эксперимента ученые наносили на поверхность нанотрубок слои оксида марганца и проводили термообработку для кристаллизации и формирования наночастиц. Это позволило увеличить удельную емкость более чем в два раза, однако данный показатель быстро снижался. Повысить электрохимические свойства удалось за счет подбора оптимальной температуры обработки композита и последующего добавления оксида рения, который закреплялся преимущественно вблизи наночастиц марганца и позволил увеличить долю электрохимически активного оксида марганца путем доокисления. Благодаря этому ученым удалось сделать материал более стабильным при циклических испытаниях заряда-разряда. Столь высокий результат обусловлен синергетическим эффектом, достигаемым за счет сочетания свойств оксидов марганца и рения, а также углеродных нанотрубок. С одной стороны, это приводит к увеличению вклада обратимых электрохимических процессов в удельную емкость, с другой – позволяет заметно увеличить вклад двойного электрического слоя при накоплении заряда.



Защита газокомпрессорных станций **от обледенения**

УЧЕНЫЕ ПЕРМСКОГО ПОЛИТЕХА РАЗРАБОТАЛИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС «ФИЛЬТР», защищающий очистные элементы газокомпрессорных станций от обледенения. Во время снегопадов на воздухоочистительных устройствах авиационного привода формируется ледяная корка, что приводит к снижению пропускной способности и уменьшению входного давления. Для разрушения ледяных наростов ученые использовали энергию газодинамической струи, которая импульсно деформировала сетку, в результате произошел полный сброс снега и льда. Комплекс «Фильтр» позволит проводить междисциплинарные исследования поведения снежных и ледяных покровов на газопроницаемых деформируемых поверхностях различных типов. Это обеспечит газодинамические условия, подобные тем, что возникают вблизи воздухоочистительных устройств ГПА. Экспертам удалось установить, что наиболее эффективна для защиты двигателя оказывается пластиковая сетка, зафиксированная в центре газонепроницаемым элементом диаметром в 50 мм. Прочие газопроницаемые поверхности не удавалось полностью очистить от образования ледяной корки и забивания фильтров снегом.

Ученые научились создавать каталитические системы **любой геометрии**

УЧЕНЫЕ ИЗ ИНСТИТУТА КАТАЛИЗА СО РАН СОЗДАЛИ УНИВЕРСАЛЬНЫЙ МЕТОД СИНТЕЗА ВЫСОКОАКТИВНЫХ СТРУКТУРИРОВАННЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ НА МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ ОСНОВЕ, который дает возможность получать каталитические системы практически любой геометрии. Новые катализаторы стабильны при высоких температурах. В основе структурированных катализаторов – металлическая сетка или пена, благодаря физическим свойствам которых можно создавать системы любой геометрии. На металлическую матрицу наносится тонкий слой оксида алюминия и каталитически активный компонент. В результате композитный катализатор сочетает высокую теплопроводность за счет металлической основы и высокую каталитическую активность. Одна из потенциальных сфер применения разработки – создание компактных горелочных устройств на основе структурированных катализаторов.

Новый способ транспортировки газа

УЧЕНЫЕ ТЮМЕНСКОГО ИНСТИТУТА КРИОСФЕРЫ ЗЕМЛИ РАЗРАБОТАЛИ НОВЫЙ, ПЕРСПЕКТИВНЫЙ СПОСОБ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА – В ТВЕРДОМ ГИДРАТНОМ СОСТОЯНИИ. Ученые увеличили межфазную поверхность между водой и газом. За счет того, что сухая вода – дисперсная система, газ не попадает в весь объем воды, а взаимодействует только на поверхности, образуется гидратная корка, и внутрь газ попасть уже не может. Гранулы твердого газа – экономичный и перспективный способ хранения и транспортировки этого углеводорода. Газовый гидрат представляет собой кусочек льда, похожий на мороженое. В таком виде он может перевозиться в обычном рефрижераторе. На месте при оттаивании газ выделяется и поступает к месту использования. Перевозить газ в твердом виде гораздо экономичнее, чем в сжиженном. Все, что нужно – соответствующее атмосферное давление и температура около -20 °С. Кроме того, гидратообразующее вещество можно использовать несколько раз.

Экспонат на выставке Нефтегаз-2022

Участник выставки Нефтегаз-2022

Стенд ВНИИА Росатом на выставке Нефтегаз-2022

Стенд компании Спецкабель на выставке Нефтегаз-2022

Участник конференции Газомоторное топливо-2022

Стенд компании Ликнет систем на выставке Нефтегаз-2022

Спикеры конференции Газомоторное топливо-2022

Участник конференции Газомоторное топливо-2022

Участник конференции Газомоторное топливо-2022

Участники выставки Нефтегаз-2022

Стенд компании Fluid-Line на выставке Нефтегаз-2022

Стенд компании Электромашина на выставке Нефтегаз-2022

Участники выставки Нефтегаз-2022

Участники конференции Газомоторное топливо-2022

В. Строганов

Стенд компании Sensor на выставке Нефтегаз-2022

В. Шахов

Участники конференции Газомоторное топливо-2022

Посетитель выставки Нефтегаз-2022

Стенд компании АИС-НН

Участники выставки Нефтегаз-2022

Стенд компании Синтек на выставке Нефтегаз-2022

Посетители выставки Нефтегаз-2022

ОСУШИТЕЛЬ ГАЗА. БЛОК ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.3. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа

Блоки осушки для очистки и осушки природного газа

Блоки осушки природного газа (БОПГ) предназначены для очистки и осушки природного газа, подаваемого в газоиспользующее оборудование, в том числе и в компрессорные установки автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС).

БОПГ (блок осушки природного газа) предварительно очищает газ от механических примесей и капельной влаги, затем осушает его с помощью адсорбента, находящегося в адсорберах.

Конструкция

Схема блока осушки состоит из двух адсорберов. Первый адсорбер поглощает влагу из природного газа в поверхность адсорбента, в то время как другой находится в процессе регенерации (десорбции), адсорбция и десорбция проходят поочередно. В результате, данное оборудование может непрерывно выпускать чистый и сухой природный газ.

Регенерация адсорбента осуществляется в закрытом контуре, тем самым снижается потребление газа на регенерацию до минимального уровня. Переключение режима осуществляется системой автоматического управления (САУ) по мере насыщения адсорбента влагой.

Эта система обеспечивает работу блока в автоматическом либо в полуавтоматическом режиме, предусмотрена возможность ее подключения к САУ АГНКС или к САУ высшего уровня.

Блоки осушки природного газа рассчитаны на работу с газом, имеющим 100% влажность при температуре газа +10°С.

Параметры товарного газа после блока в соответствии с ГОСТ27577-2000.

БОПГ рассчитаны на пропускную способность до 2300 нм^3/ч при рабочем давлении до 1,2 МПа (12 кгс/см^2), выполнены в блочном исполнении, что позволяет осуществить их быстрый монтаж на месте.

По требованию заказчика может быть поставлено оборудование, рассчитанное на другую производительность. ●

УСТАНОВКА ПО СЖИЖЕНИЮ ПРИРОДНОГО ГАЗА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.3. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа

Модульные установки сжижения природного газа базовой производительностью 500, 1000, 2000 и 4000 кг/час позволяют осуществить производство СПГ как в местах разработки месторождений, так и с использованием трубопроводного газа.

Принцип работы

Природный газ после очистки от кислых компонентов, осушки и отделения тяжелых фракций (на схеме ниже данные технологические ступени не показаны) поступает под минимальным давлением 3–5 бар в низкотемпературный теплообменник-конденсатор (НТ), где он последовательно охлаждается до температуры -160°С и ожижается с минимальными потерями давления. Далее СПГ под собственным давлением направляется в емкость для хранения. Для обеспечения охлаждения и ожижения метана используется азотный детандерно-компрессорный агрегат.

Комплектация установки

Основной компрессор

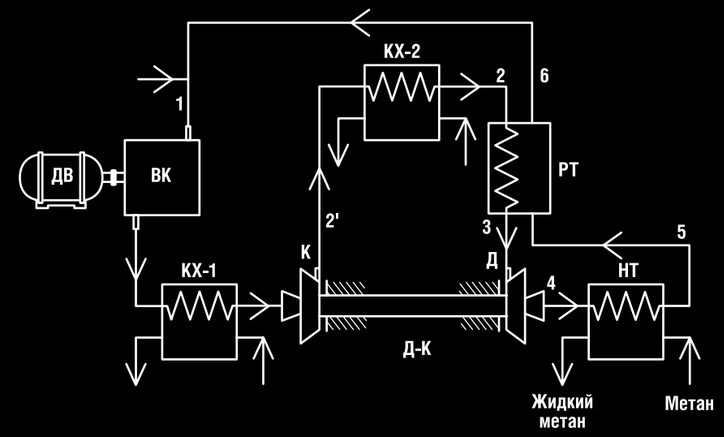
- мощность компрессора 400 до 2500 кВт,
- центробежный,
- безмасляный,
- частотное регулирование.

Детандер

- турбодетандер-компрессорный агрегат в сборе с электромагнитными или газодинамическими подшипниками;

Схема процесса ожижения метана

Д – детандерная ступень детандер-компрессора, **К** – компрессорная ступень детандер-компрессора, **ВК** – основной компрессор, **ДВ** – двигатель основного компрессора, **КХ-1** – концевой холодильник основного компрессора, **КХ-2** – концевой холодильник компрессора детандер-компрессора, **РТ** – рекуперативный (детандерный) теплообменник, **НТ** – низкотемпературный теплообменник



- система контроля вибрации и частоты вращения

Блок ожижения

- теплообменник основной;
- комплект арматуры с ручным и пневмо- приводом;
- комплект обратных и предохранительных клапанов;
- трубопроводы;
- металлоконструкции;
- тепловая изоляция.

Область применения

Установка может применяться как на месте добычи природного газа (малодебитные газовые скважины), так и на нефтепромыслах, где есть выход попутного газа с небольшим содержанием тяжелых фракций. Установка может работать в непосредственной близости от газопровода высокого и среднего давления, вырабатывая СПГ, который может быть доставлен транспортными средствами (автомобильными или железнодорожными цистернами) к месту его потребления. Возможна работа данной установки на свалочном газе и шахтном метане, а также и для ожижения природного газа среднего давления в условиях городов и поселков с целью его доставки на автозаправочные станции. ●

ВОЗДУШНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Оборудование для переработки нефти и газа*
- *Прочее технологическое оборудование*

Описание

Воздушные компрессорные станции серии БКС применяются в нефтяной, газовой, химической, строительной и других отраслях промышленности для производства сжатого воздуха, используемого в различных технологических процессах.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Объемный выход воздуха, м³/ч	**до 10000**
Давление, атм	**до 30**
Точка росы, °С	**-70**
Температура окружающей среды во время работы, °С во время хранения, °С	 **-50 … +40** **-60 … +50**
Время выхода на рабочий режим	**не более 10 мин.**

Применение

- подготовка барьерного воздуха для системы газодинамических уплотнений ГПА;
- вентиляция магнитного подвеса ротора агрегата;
- питание пневмоарматуры и приборов КИПиА;
- подключение пневмоинструмента и пр.

Воздушные компрессорные станции «Грасис» предназначены для работы в жестких климатических условиях от -60 до +50 °С.

Воздух на выходе из станции БКС соответствует требованиям ГОСТ 17433-80. Класс загрязненности воздуха определяется в зависимости от области применения.

Преимущества

- Использование качественных и надежных комплектующих ведущих мировых производителей
- Предусмотрено 100%-ное резервирование по компрессорам (для работы на особо важных объектах предусмотрено 200%-ное резервирование)
- Блочно-модульное исполнение
- Сдвоенная или строенная конструкция, при которой возможно техническое обслуживание внутри станции
- Скрытая вентиляция
- Возможность установки дополнительного оборудования, компрессорного оборудования различных типов
- Полная автоматизация благодаря использованию современной высокоинтеллектуальной системы контроля и управления GRASYS Intelligent Control-7
- Быстрый запуск и остановка системы
- Эксплуатация в широком температурном диапазоне
- Низкие эксплуатационные затраты. ●

БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Оборудование для добычи нефти и газа*
- *Буровое оборудование и инструмент*
- *Буровые установки и их узлы*

Основные особенности выпускаемых буровых установок

- Установки выполнены в блочно-модульном исполнении, транспортирование ведется мелкими блоками на трейлерах и агрегатами – на транспорте общего назначения.
- Электрические установки оборудованы полностью регулируемым приводом переменного тока с частотным регулированием.
- Питание приводных электродвигателей переменного тока производится через комплектное тиристорное устройство в контейнерном исполнении от дизель-электрических станций и/или от ЛЭП.
- Установки комплектуются кабиной бурильщика, оборудованной системой вентиляции и кондиционирования воздуха.
- Установки комплектуются одно- или двухскоростной буровой лебедкой.
- Конструкция установок позволяет до минимума уменьшить отрицательное влияние на окружающую среду.
- Вышки буровых установок адаптированы к установке системы верхнего привода любого производителя.
- Сервис при поставке:
  – контрольная сборка;
  – шефмонтаж и пусконаладочные работы;
  – техническая диагностика машин и механизмов;
  – гарантийное и послегарантийное сервисное обслуживание и ремонт;
  – обеспечение запасными частями. ●

МОБИЛЬНЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	МБУ 2500/160 Д (к)	МБУ 3200/200 Д (к)	МБУ 3200/200 ДЭР
Грузоподъемность	**160 тс**	**200 тс**	**200 тс**
Глубина бурения	**2500 м**	**3200 м**	**3200 м**
Привод	**дизельный**	**дизельный**	**дизель-электрический**
Высота основания	**6.5 м**	**6.5 м**	**7.8 м**
Талевый канат	**28 мм**	**28 мм**	**28 мм**
Буровая лебедка	**600 кВт**	**600 кВт**	**670 кВт**
Буровые насосы	**2 x 600 кВт**	**2 x 600 кВт**	**2 x 1180 кВт**

Мобильные буровые установки грузоподъемностью от 160 до 200 тонн с условной глубиной бурения от 2500 до 3200 метров. Мобильные буровые установки могут иметь самоходный или полуприцепной вариант исполнения вышечно-лебедочного блока. Основные модули установок включают встроенные транспортные устройства. Все оборудование установок встроено в сертифицированные полуприцепы и транспортируется седельными тягачами. Установки оснащаются двухсекционной мачтой с открытой передней гранью с безъякорными растяжками. Установки изготавливаются с дизельным, дизель-электрическим или электрическим регулируемым приводом основных механизмов с системой управления с пульта бурильщика. В зависимости от требований заказчика мобильные буровые установки оснащаются циркуляционной системой объемом от 120 до 250 куб. м и различными наборами вспомогательного и очистного оборудования. ●

Р. Радев

Энергетика – это залог успешного экономического развития страны

А. Новак

Российская нефть востребована, мы большую долю занимаем в мире по экспорту

Ф. Бироль

Европа должна продолжать сокращать потребление газа

С. Джайшанкар

Конкуренция и противоречия предоставляют возможности, это хорошо для нас. Закупка нефти у России, однако, не является подходящим примером для этого аргумента

Н. Шульгинов

Вопросы закупки нефти и предоставления на нее скидок относятся к области рыночных отношений

А. Силуанов

При цене на нефть ниже $70 за баррель не будет пополняться Фонд национального благосостояния

К. Дескальци

Нужно увеличение добычи, чтобы снизить цены, но сейчас это практически невозможно

М. Салихов

В ближайшие месяцы будет шок и резкий провал (*о нефтяном эмбарго и ценовом потолке – ред.*)

М. Решетников

Мы готовы наращивать объемы несырьевого экспорта, продукции высокой сложности

РЕКЛАМА

АВТОРИТЕТНАЯ ПЛОЩАДКА
ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО
ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ
ЛИДЕРОВ ТЭК

18–20 АПРЕЛЯ 2023

РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

XXX МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

ОДНОВРЕМЕННО С РМЭФ-2023 ПРОЙДУТ ИННОВАЦИОННЫЕ ПРОМЫШЛЕННЫЕ ПРОЕКТЫ:
**ВЫСТАВКА «ЖКХ РОССИИ», ВЫСТАВКА «СВАРКА/WELDING»,
ВЫСТАВКА-КОНГРЕСС «ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ»**

@ENERGYFORUMSPB САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О РМЭФ В НАШЕМ TELEGRAM-КАНАЛЕ!

18+

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ENERGYFORUM.RU
rief@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб.2626
EXPOFORUM

ENERGETIKA-RESTEC.RU
energo@restec.ru
+7 (812) 303 88 68
РЕСТЭК®
выставочное объединение

CHAMOVSKIKH
JEWELLERY HOUSE
8 800 234 99 22
chamovskikh
chamovskikh.com
г. Екатеринбург | КД «ТихвинЪ», ул. Сакко и Ванцетти, 99 | ТЦ «Покровский пассаж», ул. Розы Люксембург, 4
Реклама