МЕМБРАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ГАЗОПЕРЕРАБОТКЕ

КРИОГЕННЫЕ НАСОСЫ НА СПГ-ТЕРМИНАЛАХ

НГС-ЭКСПЕРТ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

10 [142] 2023



Входит в перечень ВАК (К1)

РЕКЛАМА

ГАЗПРОМ
КОСМИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

ВСЕЛЕННАЯ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ТЭК

Проект о космических технологиях на службе отрасли

kosmos.neftegaz.ru

спецпроект
Neftegaz.RU

**Приглашаем посетить стенд «ФракДжет-Волга»
на Петербургском международном газовом форуме – 2023**

Павильон F
Стенд D3

«ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА»
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К НЕФТЕСЕРВИСУ

«ФракДжет-Волга» – это одна идея, 14 лет инновационных решений и сотни сложных операций для лидеров нефтегаза. В преддверии 15-летнего юбилея читайте наш спецпроект о развитии и новых рубежах компании, стоявшей у истоков российского колтюбинга.

РЕКЛАМА

Спецпроект Neftegaz.RU

fj-volga.neftegaz.ru

СОДЕРЖАНИЕ

Проблемы российской газовой отрасли



16

Современное состояние газодобывающей отрасли Казахстана



22

Выбор оптимального метода оценки качества строительства скважин



34

Особенности долгосрочного контракта купли-продажи СПГ



50

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Наука – механизм импортозамещения или двигатель развития 8

Эмбарго на нефтепродукты 10

События 12

Первой строчкой 14

РЫНОК

Проблемы российской газовой отрасли 16

Современное состояние газодобывающей отрасли Казахстана 22

КАДРЫ

Человеческий фактор. Забота о сотрудниках – приоритет АО «Сибирская Сервисная Компания» 30

НЕФТЕСЕРВИС

Выбор оптимального метода оценки качества строительства скважин 34

Объединенный сервис 40

Анализ причин и особенностей перетоков газа в заколонных пространствах скважин 44

Современно, технологично, инновационно: принципы работы лидеров нефтесервисной отрасли 46

СПГ

Особенности долгосрочного контракта купли-продажи СПГ 50

Специфика применения и конструктивные исполнения криогенных насосов на СПГ-терминалах 58

ГАЗОПОДГОТОВКА

Технологии и аппаратурное оформление осушки и очистки природного газа 64

Обзор и анализ зарубежных систем налогообложения в недропользовании



94

Газопереработка в России: история, состояние и перспективы развития



104

Мембранные технологии в газопереработке: опыт и преемственность



108

Комплексный анализ способов газоподготовки



118

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Анализ исследований по определению концентраций водорода в природном газе при транспортировке по МГП 76

Предвидя непредсказуемое: комплексное антикризисное управление цепочками поставок в нефтегазовой отрасли 82

Новости науки 88

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

«ССТэнергомонтаж»: цифровая трансформация в формате win-win 90

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Обзор и анализ зарубежных систем налогообложения в недропользовании 94

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Решения «Кама-Энергетика» для надежного энергообеспечения 102

ПЕРЕРАБОТКА

Газопереработка в России: история, состояние и перспективы развития 104

Мембранные технологии в газопереработке: опыт и преемственность 108

Гаприн: новые возможности переработки природного газа 114

Комплексный анализ способов газоподготовки 118

MODUS VIVENDI

Правильное представление об отдыхе с Sun Siyam Iru Fushi Maldives 126

Сияющие перспективы: инвестиционный потенциал драгоценных камней 128

Календарь событий 129

Россия в заголовках 130

Хронограф 131

Нефтегаз Life 132

Классификатор 134

Цитаты 136

ЭПОХИ НГК

217 лет назад

В 1806 году в Лондоне зажглись первые в мире газовые фонари. Газ для них вырабатывался из каменного угля.

188 лет назад

В 1835 году была создана первая российская акционерная газовая компания «Общество освещения газом Санкт-Петербурга».

184 года назад

В 1839 году построен первый в Санкт-Петербурге завод, производивший светильный газ из импортного каменного угля.

164 года назад

В 1859 году на заводе В.А. Кокорева в Баку попутный нефтяной газ впервые применили в производственных целях для нагревания нефтеперегонных кубов.

145 лет назад

В 1878 году в России был построен первый металлический резервуар цилиндрической формы, сконструированный инженером В.Г. Шуховым. Резервуар объемом 1250 м³ представлял собой цилиндр с плоским днищем, конической крышей и стеной, образованной рядом поясов, склепанных из железных листов.

135 лет назад

В 1888 году Д.И. Менделеев теоретически обосновал возможность подземной газификации каменного угля.

116 лет назад

В 1907 году Николай II подписал первый в истории России документ, регулирующий газодобычу – Положение «О разрешении нефтепромышленникам, получившим в пределах Апшеронского полуострова участки под разведку и добычу нефти, заниматься на сих участках добычей также и углеводородного газа».

92 года назад

В 1931 году в России были построены станции подземной газификации.

77 лет назад

В 1946 году построен первый магистральный газопровод в СССР – Саратов – Москва.

58 лет назад

В 1965 году был построен первый Северный газопровод Игрим – Серов для промышленных предприятий Северного Урала.

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
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко
Галина Зуева
Евгений Короленко

account@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 778-41-01

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин

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

ПРЕМЬЕР СЕЛИГЕР

Уникальный посёлок премиум-класса на берегу озера Селигер

Закрытый коттеджный посёлок на берегу живописного озера с обустроенным пляжем и собственным пирсом в автомобильной доступности от Москвы и Санкт-Петербурга.



28 комфортабельных одноэтажных домов в едином архитектурном стиле с различными вариантами планировочных решений.



Дома с дизайнерской отделкой и мебелью, или готовые строения в любой выбранной вами, комплектации.



Спокойствие, приватность и комфорт жизни в посёлке обеспечит профессиональная охрана и сервисная служба.

Тверская область, Осташковский район, Сорожское сельское поселение, Залучье

+7 4822 475 425

premier-seliger.ru



РЕКЛАМА

В 2023 г. на науку в России выделено 706 млрд рублей

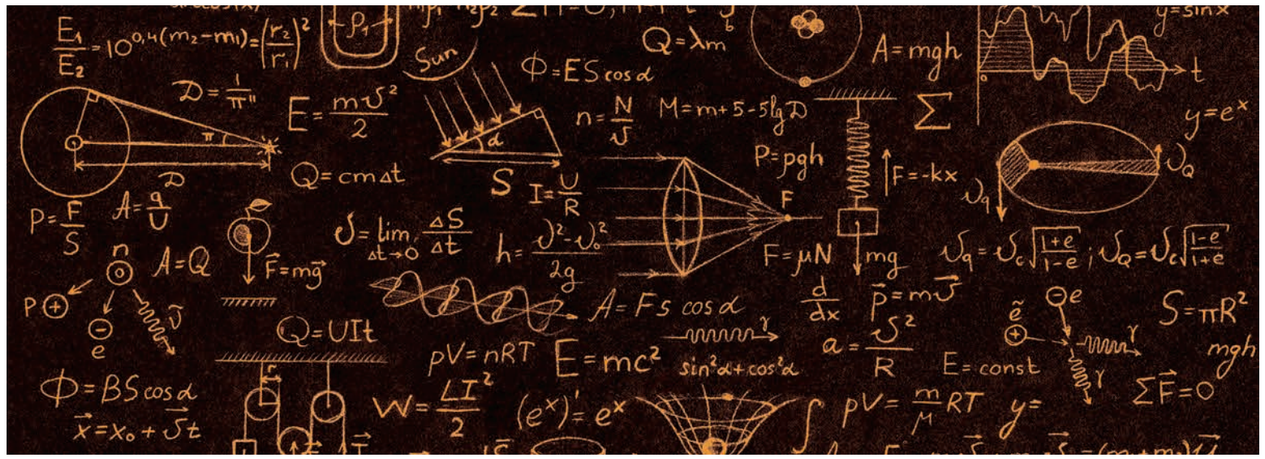
Страны ЕС за 10 лет увеличили расходы на науку на 45 %

Россия занимает 5 место по уровню госфинансирования НИОКР

Лишь 2 % предприятий реализуют совместные проекты с НИИ

НАУКА – МЕХАНИЗМ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ ИЛИ ДВИГАТЕЛЬ РАЗВИТИЯ

Анна Павлихина



Прогресс человечества всегда был направлен на повышение жизненного комфорта. Сначала это было копье и пещера, защищавшие от внешних угроз, затем дома с каминами и путешествия на скоростях, превышающих человеческие возможности, сегодня мы заказываем доставку из супермаркета через смартфон. Ставший привычным образ жизни обеспечен теми, кто не мыслил себя без исследования окружающего мира. Именно открытия и изобретения сделали нашу действительность такой, какой мы ее видим сейчас. В эпоху Нового времени роль ученого значительно возросла, одной из причин этого стало понимание того, какие колоссальные прибыли могут приносить плоды научных изысканий. С тех пор наука перестала быть одной из девяти муз и стала главным инструментом борьбы за лидерство.

Ведущие страны (которые потому и ведущие) вкладывают все больше средств в научные исследования и разработки. Так, за десятилетие с 2011 по 2021 г. страны ЕС, увеличили эти расходы на 45 %, что составило 2,27 % от общего объема их ВВП. Особенно отличились Бельгия (3,43 % ВВП), Швеция (3,4 %), Австрия (3,26 %) и Германия (3,13 %).

За этот же период затраты на НИОКР в России, по данным НИУ ВШЭ, выросли на 17,5 %, что поставило Россию на девятое место после Великобритании, Индии, Франции, Южной Кореи, Германии, Японии, Китая и США, занимающих первое место по уровню финансирования науки: вложения Соединенных Штатов в 14 раз превышают средства, затрачиваемые на науку Россией.

Но если рассматривать источники финансирования, картина будет выглядеть иначе. Так, российской особенностью является доминирование государственного сектора, доля которого варьируется в пределах 60–70 %, и существенно меньший вклад бизнеса – 29,2 %. По этому показателю в 2021 г. Россия заняла пятое место, ее опередили только США (которые заняли первую строчку), Япония, Германия и Республика Корея.

Кроме того, Россия занимает четвертое место по количеству ученых на душу населения (больше только в Китае, США и Японии), но сильно отстает по уровню наукоемкости экономики: лишь 2 % предприятий реализуют совместные проекты с НИИ.

Ответственность за плохо налаженное сотрудничество между бизнесом и наукой, по нашему мнению, лежит на бизнесе, так как это его задача продавать и покупать, а главное, готовность платить за внедрение инноваций на своих производствах. В 2019 году уровень инновационной активности предприятий составлял 9 %. Есть вероятность, что сегодня этот показатель изменился в сторону увеличения. Однако есть и другая проблема: много ли разработок, готовых к внедрению? Цитируемость российских авторов в два раза ниже среднего, а по числу патентных заявок несколько лет назад Россия занимала двенадцатое место. Не самый солидный показатель. Является ли это результатом недофинансирования?

В конце прошлого года ученые РАН подписали письмо, в котором выразили озабоченность снижением ассигнований на науку, запланированных на 2023–2025 гг. Это письмо или что-то другое повлияло на изменение решения.

В июле министр науки и высшего образования В. Фальков с гордостью сообщил, что в 2023 г. на науку выделено почти 706 млрд руб., это 3,1 % госбюджета. Такая планка была задана в середине 90-х годов, но за последние 10 лет ни разу не была достигнута.

И это действительно грандиозная цифра, учитывая данные доклада уполномоченного при президенте РФ по защите прав предпринимателей, согласно которым в 2020 г. объемы расходов на НИОКР в России были сопоставимы с расходами на науку ЮАР, Бразилии и Польши и составляли 0,99 % от ВВП.

Впрочем, приводимые чиновниками цифры разнятся, вероятно, из-за нечеткого понимания того, на что именно идут выделенные средства, только ли на науку или в том числе и на образование, потому что вице-премьер Д. Чернышенко привел другие цифры. По его словам, в 2023 году на гражданскую науку предусмотрено 492 млрд руб., в 2024-м – 490 млрд руб., в 2025-м – 473 млрд руб. Огорчает еще и тот факт, что ассигнования сокращаются.

В числе приоритетных направлений названы микроэлектроника, производство семян, авиастроение, малотоннажная химия, биотехнологии, приборо- и двигателестроение. Не удивительно, ведь это то, без чего сегодня просто не обойтись, и задача, как это ни прискорбно, не столько в создании нового, сколько в закрытии брешей, образованных уходом иностранных компаний с российского рынка.

По этой же причине большая доля ассигнований расходуется на поддержку прикладных исследований. Единственная госпрограмма, хоть и самая масштабная по уровню финансирования, половина средств которой идут на фундаментальные исследования, – программа «Научно-технологическое развитие».

Пока приоритет отдается прикладным исследованиям, справедливо было бы нарастить долю частных компаний в их финансировании. Если новшества дадут положительный коммерческий эффект, то бюджет, конечно, получит результат в виде налогов, но основная прибыль все же осядет в бюджете предприятия, на котором была внедрена эта разработка. Кроме того, будет способствовать повышению его конкурентоспособности, повышению эффективности и снижению издержек. И не стоит забывать, что подобные разработки появляются не сами по себе, они всегда базируются на теоретической платформе, той самой фундаментальной части исследований, которые, как правило, остаются незаметными для конечного потребителя технологии. Если этот фундаментальный научный массив будет получать субсидии государства, что является мировой практикой, и, не являясь собственностью предприятия, станет общим достоянием ученых-изобретателей, этот базис ляжет в основу не одной, а многих технологий.

Фундаментальная наука – дорогое удовольствие. Иногда настолько дорогое, что для пополнения знаний в той или иной области государства кооперируются, создавая международные проекты. Такими проектами стали запуск Большого адронного коллайдера, МКС, проект «Геном человека», «Панарктическая система систем наблюдений», Европейская РСДБ-сеть – суперчувствительная сеть радиотелескопов и другие исследовательские работы, вклад в которые вносят ученые сразу нескольких стран.

Такая кооперация кратно увеличивает эффект как самой научной деятельности, так и вложенных в нее средств. Говоря так, мы имеем в виду фундаментальные исследования, ведь гонку технологического лидерства никто не отменял. И вот здесь для России, на наш взгляд, важно перешагнуть рубеж в сознании, когда наука воспринимается как заплатка, которую прилаживают к прорехам и называют уже очень надоевшим и оскорбительным для науки словом «импортозамещение». Когда ученый перестает оглядываться на иностранных коллег, создавая аналоги догоняющими темпами, и позволяет себе сосредоточить усилия на создания нового, наука становится наукой и перестает быть инструментом. ●

ЭМБАРГО НА НЕФТЕПРОДУКТЫ

Елена Алифирова

После введения запрета на вывоз из России бензина и дизельного топлива с целью стабилизации цен на внутреннем рынке, правительство РФ скорректировало ряд положений. В отношении автомобильных бензинов запрещенная для вывода номенклатура осталась прежней – это товары с кодами ТН ВЭД ЕАЭС 2710 12 411 0 - 2710 12 590 0. По дизельному топливу перечень запрещенных к вывозу позиций ограничен кодами ТН ВЭД ЕАЭС 2710 19 421 - 2710 19 425 0, т.е. летнее, зимнее, арктическое, межсезонное и прочее дизтопливо.

В начальном варианте запрет на экспорт включал также судовое топливо с температурой вспышки в закрытом тигле не ниже 61°С и газойли для прочих целей, а также средние дистилляты. В новом постановлении скорректирован перечень случаев-исключений, к которым относятся поставки в рамках межправительственных соглашений, разрешены поставки в пределах объемов, предусмотренных индикативными балансами и протоколами. К транзиту через территорию Россию и территорию иностранных государств добавляется исключение для товаров, перемещаемых между частями таможенной территории ЕАЭС морским транспортом без захода в иностранный порт.

Расширен перечень способов транспортировки топлива, которое к моменту введения запрета уже было готово к отправке на экспорт или на него были оформлены соответствующие разрешения. К ситуациям, когда топливо уже было помещено под таможенные процедуры, допускающие его вывоз, добавилась приемка Транснефтью к перевозке или транспортировке. В этих случаях вывоз бензина и дизельного топлива из России разрешается.

Дополнен список ситуаций, когда топливо может вывозиться за рубеж в интересах российских организаций и структур: в дополнение к существующим исключениям разрешен вывоз топлива для обеспечения функционирования водных судов и объектов, в отношении которых РФ обладает исключительной юрисдикцией.

Дополнительно разрешается вывоз топлива, перемещаемого в качестве припасов.

По-прежнему можно вывезти бензин в баке или для личного пользования, а также для оказания международной гуманитарной помощи иностранным государствам на основании решений правительства РФ.

Рейтинги Neftegaz.RU

Все больше стран связывают представления о главном энергоносителе будущего с водородом. В России уже утверждена «дорожная карта», есть планы по строительству водородных комплексов, создан Консорциум «Технологическая водородная долина». Но будет ли достаточно проводимых мер, чтобы занять лидирующие позиции на мировом рынке?

Надо ли России стремиться занять лидирующие позиции на водородном рынке?

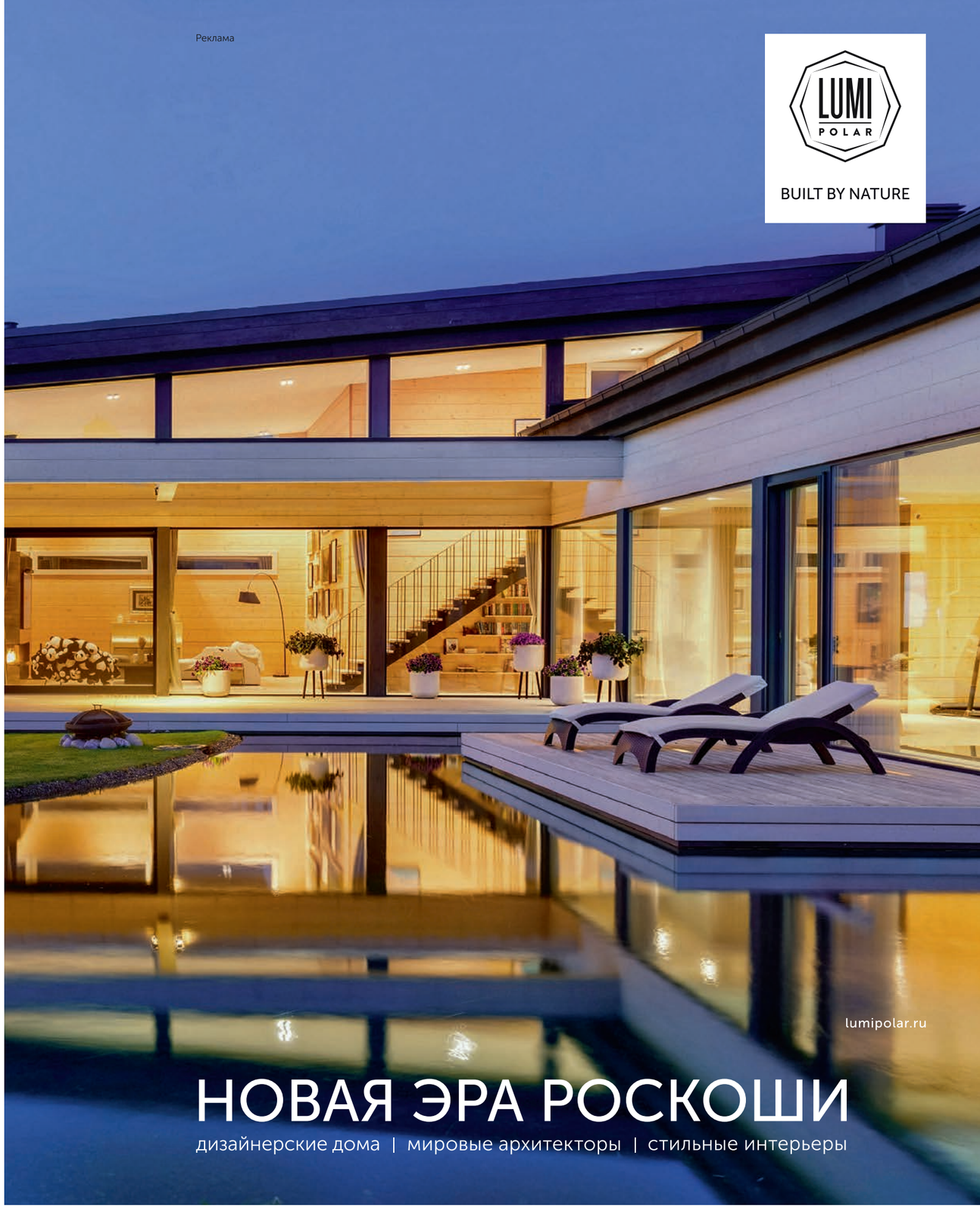
- **20%** Да, одно из конкурентных преимуществ России – доступ к ресурсам
- **6%** Нет, для производства водорода нужны технологии, а это требует финансовых вложений
- **16%** Да, водород – это «зеленая» энергия, не наносящая вреда экологии
- **18%** Нет, надо подождать пока исчерпаются углеводородные ресурсы
- **33%** Да, надо строить водородную энергетику сейчас, пока доходы от углеводородов позволяют вкладывать средства в технологии
- **7%** Нет, «зеленая» энергетика – это выдумки стран, не обладающих углеводородными запасами

В сентябре правительство ввело запрет на экспорт бензина и дизеля. Такая мера стала ответом на повышение цен на нефтепродукты на внутреннем рынке. Можно ли с помощью эмбарго решить проблему топливного кризиса?

Поможет ли запрет на экспорт нефтепродуктов разрешить топливный кризис?

- **16%** Да, уже через несколько дней стоимость дизтоплива на СПбМТСБ снизилась на 7,9%
- **14%** Нет, вскоре после запрета мощности хранения в системе «Транснефти» оказались исчерпаны
- **18%** Да, это позволит сохранить российский рынок профицитным по дизтопливу
- **29%** Нет, в правительстве почти сразу заговорили о частичном снятии запрета
- **12%** Да, это проверенный механизм регулирования рынка
- **11%** Нет, в рыночной экономике регулятором должен выступать рынок

Реклама



LUMI POLAR
финская архитектурно-строительная компания

100-летний финский опыт
Революционная безусадочная технология
Экологичные материалы
Энергоэффективное строительство

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

В Москве появится завод по производству тяговых батарей

Росатом, КаМАЗ и власти Москвы заключили соглашение о сотрудничестве для развития кластера электромобилестроения и производства тяговых батарей в Москве. Также был подписан контракт между Мосгортрансом и компанией Рэнера (интегратор Росатома в сфере систем накопления электроэнергии) на строительство завода по производству ячеек, модулей, паков и стационарных систем на основе литий-ионных ячеек в Красной Пахре. Предприятие станет крупнейшим в стране, территория комплекса займет площадь в 20,4 га, производственные мощности – 160 тыс. м^2. Общий объем инвестиций составит 52 млрд руб. Производственные корпуса намечено построить в 2024 году.

Выпуск литий-ионных аккумуляторов и выход на проектные мощности планируется в 2025–2026 гг. На заводе полного цикла установят 150 единиц оборудования, общая протяженность технологических линий составит 2,5 км. Мощности рассчитаны на выпуск до 50 тыс. литий-ионных аккумуляторов в год. Их будут использовать для производства как электромобилей, так и электробусов, трамваев, речных электросудов и средств индивидуальной мобильности.

Россия поставила в Пакистан первую партию сжиженного нефтяного газа. 100 тыс. т СУГ было транспортировано спецавтоцистернами через территорию иранской ОЭЗ Серах. Транспортировка осуществлена частными транспортными компаниями Ирана и заняла 6 месяцев

В Самаре откроют производство ГТД

Самарский национальный исследовательский университет им. Королева совместно с Объединенной двигателестроительной корпорацией (ОДК, входит в Ростех) намерены открыть опытное производство малоразмерных газотурбинных двигателей (ГТД) до конца 2023 г. По словам директора Передовой инженерной аэрокосмической школы Самарского университета, это будет киберфизическая роботизированная фабрика по разработке и производству малоразмерных ГТД. В настоящее время создается испытательный полигон, ввод в эксплуатацию запланирован на декабрь 2023 г. С помощью цифрового завода можно будет отрабатывать процессы цифрового проектирования ГТД и технологий их интеллектуального производства, готовить инженеров. Цифровой завод – киберфизическая система, объединяющая цифровые и реальные компоненты. Новая технология позволит создавать малоразмерные ГТД всего за полтора года благодаря применению цифровых сопряженных двойников двигателя.

Первая цифровая трансформаторная подстанция в России

Компания Роснефть впервые в России ввела в эксплуатацию высокоавтоматизированную мобильную трансформаторную подстанцию мощностью 35 кВт на Ванкорском месторождении. Подстанция обеспечит электроснабжением установку раннего предварительного сброса воды производительностью 10 тыс. м^3 в сутки. К главным преимуществам нового объекта относят мобильность и возможность удаленного доступа к управлению без нахождения персонала на объекте. Эффективность достигается благодаря применению модульной технологии и мобильности объекта – все элементы подстанции расположены на шасси полуприцепов.

В перспективе РН-Ванкор намерена создать автоматизированный хаб для электрических сетей Ванкорского месторождения, управление которым будет производиться из единого диспетчерского центра.

Первая партия ядерного топлива для энергоблока № 1 АЭС Руппур доставлена из России специальным рейсом в г. Дакку, столицу Бангладеш, а далее – на стройплощадку АЭС. Топливо было произведено на заводе химконцентратов (предприятие ТВЭЛ, входит в Росатом). Такое же топливо успешно эксплуатируется на энергоблоках с реакторами ВВЭР-1200 на Ленинградской, Нововоронежской и Белорусской АЭС

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

Водородный завод построят на Сахалине

В 2024 г. на Сахалине планируется начать строительство завода по производству водорода. Первую партию намечено получить в 2026 г., выход на 100 тыс. т в год запланирован на 2030 г. Завод станет частью Восточного водородного сахалинского кластера, в состав которого войдет также водородный технологический полигон. Доля российских технологий в этом проекте может достичь 80%. Базовой площадкой для технологического полигона в г. Южно-Сахалинске станет специальное конструкторское бюро средств автоматизации морских исследований ДВО РАН.

В рамках первой очереди завод будет производить 36 тыс. т водорода. Основным рынком сбыта продукции станут страны АТР. В рамках водородного кластера на Сахалине в 2025 г. планируется запуск семи водородных поездов по одиннадцати маршрутам. В 2021 г. Русатом Оверсиз и французская Air Liquide подписали МоВ для изучения возможности строительства на Сахалине комплекса по производству до 100 тыс. т водорода в год. Но в 2022 г. французский лицензиар вышел из российских проектов, и российская сторона реализует проект самостоятельно.

НОВАТЭК приступил к строительству третьей линии СПГ для проекта Арктик СПГ-2. Сборка линий идет в Центре строительства крупнотоннажных морских сооружений. Залито 1700 м^3 бетона и установлено более 1500 т арматуры. Первая линия была отправлена в Обскую губу в июле 2023 г. СПГ-завод Арктик СПГ-2 будет включать в себя три технологические линии общей мощностью 19,8 млн т СПГ в год

Литва синхронизируется с ЕС

Siemens поставил в Литву два мощных синхронных компенсатора для синхронизации электросетей с ЕС. В последнее время страна продвигает проект синхронизации электросетей Балтии с ЕС через Польшу и одновременно отключает электросвязь с Белоруссией, Россией, Эстонией и Латвией.

Всего Литва заказала три синхронных компенсатора. Доставка еще одного запланирована на 2024 г. Агрегаты были изготовлены компанией Siemens Energy и доставлены в Литву по контракту стоимостью 87,4 млн евро.

Стоимость проекта синхронизации составляет более 1 млрд евро, причем 75 % затрат будет покрывать Европейский союз. Планируется завершить проект к 2025 г., но Литва высказывает желание его ускорить. Передача реактивной мощности от генераторов связана с дополнительными потерями в трансформаторах и линиях передач, поэтому становится экономически выгодным применение синхронных компенсаторов, они не потребляют реактивной мощности из сети, а при работе с перевозбуждением отдают эту мощность в сеть.

Ветрогенерация на гигават

Росатом в Ставропольском крае начал поставку электричества с новой ВЭС, первые 60 МВт, выработанные на Труновской станции, поступили в единую энергосистему страны. Плановая среднегодовая выработка ветроэлектростанции составит 225 млн кВт·ч. После завершения пусковых работ мощность парка, в котором насчитывается 38 установок, составит 95 МВт. Труновская ветроэлектростанция – девятый ветропарк на юге России и седьмой – в Ставропольском крае. С запуском Труновской ветроэлектростанции суммарная мощность введенных Росатамом установок составила 1 ГВт. Генерирующее оборудование укомплектовано единственной локализованной турбиной мегаваттного класса в России.

Американские компании Westinghouse и Bechtel будут строить первую атомную электростанцию в Польше. Контракт рассчитан на 18 месяцев и предусматривает создание проекта главных компонентов АЭС, разработку цепочек поставок, инвестиционную поддержку, подготовку документации. Первый энергоблок планируют запустить в 2033 г. в районе Гданьского побережья

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

За 1 полугодие добыча газа в группе Газпром сократилась

На 25 %



нефти и газового конденсата — выросла на 9 %

На 12,95 %

СИБУР повысил продажи нефтехимической продукции в первом полугодии

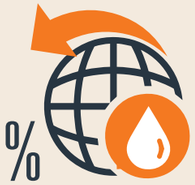


На 1,2 %

до 280 млн т. увеличилась добыча угля в России за 8 месяцев



На 16 %



Индия нарастила импорт нефти из России в сентябре

На 30 %



выросли цены на электроэнергию и газ в Германии за полгода

На 4,9 %

снизилось производство электроэнергии на АЭС России в сентябре



В 2 раза

до 4,5 ГВт



Эквадор увеличил выработку на ГЭС за 10 лет

1,7 млрд злотых

инвестирует Orlen в расширение производства азотных удобрений в Польше



65,2 тыс. тонн

нефтяного битума импортировала Грузия за первые 8 месяцев 2023 г.,



44 % поступило из России

815 млрд руб.

принесет бюджету в 2024 году изменение дисконта Urals к Brent



Грант на завершение строительства Alexandroupolis LNG в размере

106 млн евро

получил СПГ-терминал в порту Александруполис

6 газонаполнительных компрессорных станций



планируется ввести в эксплуатацию в Омской области до конца года

47,3 млн т

должен достичь объем годового производства СПГ в России в 2024 г.

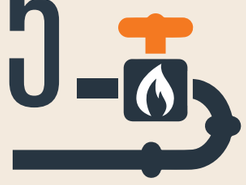


6,4 млрд руб.



вложит СТГТ в строительство завода по производству и восстановлению турбинных лопаток

До 75 %

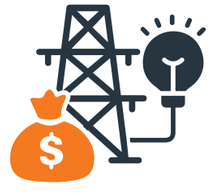


планируют довести уровень газификации России к концу 2025 г.

В 2023 г. он вырос до **73 %**

76,8 млн долл.

получила Молдавия от Агентства США по международному развитию для покрытия расходов на энергоснабжение



50 млрд долл.



инвестирует Иран в увеличение добычи нефти и газа

На 9,8 %



сократилась добыча природного газа в Норвегии

64 млн долл.



направит Австралия на создание водородного хаба на юге страны

812 тыс. барр./сутки

составил экспорт нефти Венесуэлы в сентябре



Neftegaz.RU
номер 10/2023 г.

УДК 338.45

ПРОБЛЕМЫ РОССИЙСКОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Григорьева Наталья Анатольевна
доцент, к.х.н.

Жагфаров Фирдавес Гаптелфартович
заведующий кафедрой, д.т.н.

Овсянников Егор Михайлович
студент

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

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ПО СОСТОЯНИЮ НА 2022–2023 ГГ. ПРИВЕДЕНЫ ДАННЫЕ ПО ЗАПАСАМ, ДОБЫЧЕ, ЭКСПОРТУ, ТРАНСПОРТУ И ПЕРЕРАБОТКЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА

THE MAIN PROBLEMS OF THE DOMESTIC GAS INDUSTRY AS OF 2022–2023 ARE CONSIDERED. DATA ON RESERVES, PRODUCTION, EXPORT, TRANSPORTATION AND PROCESSING OF NATURAL GAS ARE GIVEN

Ключевые слова: *природный газ, энергоресурсы, газопереработка, импортозамещение, экспорт, добыча.*

В настоящее время достоверные мировые запасы природного газа, включающие свободный газ газовых залежей и газовых шапок, сформированных над нефтяными залежами, и растворенного в нефти газа подсчитаны в недрах 50 стран мира и оцениваются в 198,4 трлн м^3.

Природный газ является важнейшим стратегическим природным ресурсом Российской Федерации. Газовая отрасль России характеризуется наличием значительных ресурсов газа и газового конденсата и занимает по этому показателю лидирующие позиции среди прочих газодобывающих стран (рис. 1) [1].

Природный газ имеет ряд неоспоримых преимуществ по сравнению с остальными традиционными полезными ископаемыми, составляющими современный энергетический баланс, такими как нефть и уголь.

Экологичность, полнота сгорания без образования золы и других нежелательных компонентов (по сравнению с нефтепродуктами природный газ при сгорании выделяет в 1,5 раза меньше углекислого газа и в 5 раз меньше оксидов азота, по сравнению с углем – в 2 раза меньше углекислого газа и в 5 раз меньше оксидов азота, а также не выделяет оксиды серы), высокий КПД энергетических газовых установок, возможность транспортировки в газообразном и сжиженном виде, широкие перспективы для химической переработки – все эти факторы являются весским основанием для увеличения доли природного газа в современном энергобалансе. В настоящее время вклад природного газа в мировой энергетический баланс составляет примерно 25% (рис. 2).

По некоторым оценкам [2], в краткосрочной и даже в долгосрочной перспективе доля природного газа в структуре потребления первичной энергии будет только возрастать (рис. 3).

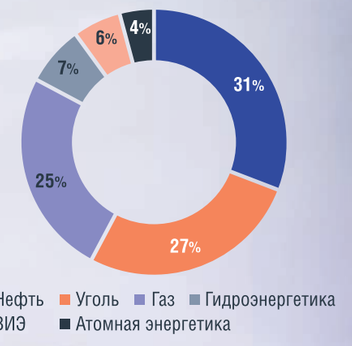
ФАКТЫ

198,4
трлн м^3
составляют мировые запасы природного газа

РИСУНОК 1. Топ-10 стран с крупнейшими запасами газа, млрд м^3



РИСУНОК 2. Структура мирового энергобаланса



Источник: *British Petroleum*

РИСУНОК 3. Структура потребления первичной энергии по видам топлива в мире в 2015 и 2040 гг.



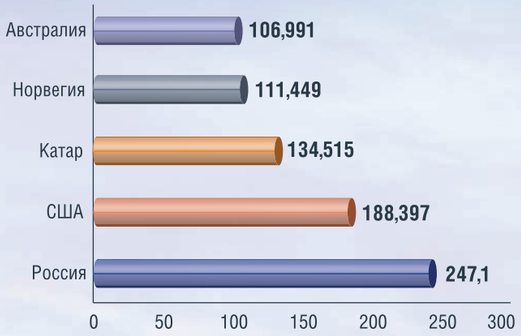
Спрос на природный газ в мире будет устойчиво расти, увеличившись с текущих 3,7 трлн м³ до 4,4 трлн м³ к 2030 году и до 5,5 трлн м³ к 2050 году. В 2030 году спрос на сжиженный природный газ составит 521 млн тонн, в 2050 году – 882 млн тонн. Основной рост потребления ожидается в секторе выработки электроэнергии. Высок потенциал вытеснения угля газом в промышленности и бытовом секторе [3].

Экспорт углеводородов является одним из основных источников дохода РФ. Согласно данным Росстата, на долю экспорта газа и нефти приходится почти треть федерального бюджета (28%) в 2020 году. До этого уровень нефтегазовых доходов колебался в районе 40%. До недавнего времени Россия была крупнейшим мировым экспортером природного газа (рис. 4) [1].

Транспортировка газа для поставки зарубежным покупателям, прежде всего европейским, осуществлялась по уникальной, не имеющей аналогов в мире системе газоснабжения, соединяющей месторождения российского севера с соседними странами (рис. 5) [4].

По итогам 2022 года на фоне международных санкций и в связи с текущей политической повесткой, отказом Европы от импорта российского трубопроводного газа, подрывом газопроводов «Северный поток-1» и «Северный поток-2», санкциями в отношении газопровода «Ямал – Европа» Россия сократила добычу газа на 18–20%, до 671 млрд м³ газа. Так, снижение добычи газа ПАО «Газпром» напрямую связано с принятием в ряде стран политически мотивированных решений, направленных на отказ от импорта российского газа (рис. 6) [5].

РИСУНОК 4. Главные экспортеры газа, млрд м³, 2021



ФАКТЫ

25%

составляет вклад природного газа в мировой энергетический баланс

После введения западных санкций против России поставки российского газа туда продолжаются только через Украину и по одной из двух ниток газопровода «Турецкий поток». Россия также поставляет газ в Турцию по второй нитке «Турецкого потока» и по газопроводу «Голубой поток», а в Китай – по газопроводу «Сила Сибири». Но поставки по этим направлениям не могут компенсировать «выпавшие» объемы, ранее направлявшиеся европейским потребителям [6].

РИСУНОК 5. Основные трубопроводы для экспортных поставок российского газа в Европу



Мощность трубопроводов

Уренгой–Помары–Ужгород
32 млрд куб. м

«Прогресс»
26 млрд куб. м

«Союз»
26 млрд куб. м

Ямал–Европа
32,9 млрд куб. м

«Голубой поток»
16 млрд куб. м

«Турецкий поток»
31,5 млрд куб. м

«Северный поток-1»
55 млрд куб. м

«Северный поток-2»*
55 млрд куб. м

* не введен в строй, компания-оператор Nord Stream 2 находится в стадии банкротства

Источник: *Газпром*

В 2023 году добыча газа в России снизится еще примерно на 8% – до 620 млрд м³, а экспорт российского газа упадет на 30,7% – до 170,6 млрд м³ [7]. Эксперты объясняют продолжение тренда на сокращение поставок потерей основного экспортного рынка – Евросоюза (ЕС). Европейский союз реализует стратегию REPowerEU, согласно которой ЕС должен отказаться от энергоресурсов из России полностью к 2030 году. Для достижения этой цели предусматривается замена поставщиков, развитие возобновляемых источников энергии, экономия потребления энергии и наполнение подземных газовых хранилищ. По итогам 2022 г. крупнейшим мировым экспортером природного газа стали США (рис. 7) [8].

В отличие от нефти поставки газа сложнее переориентировать из-за их привязки к магистральной газотранспортной инфраструктуре. По оценкам экспертов, Россия в некоторой степени сможет компенсировать потери переориентацией на Азиатские рынки и наращиванием объемов экспортируемого СПГ [6].

Существующий тренд на снижение экспортных поставок позволяет перейти также к увеличению внутреннего потребления газовых ресурсов, направляя продукты газодобывающих предприятий на газохимические и нефтехимические мощности. Однако такой вариант, по оценкам экспертов, будет возможен лишь в случае серьезной доработки действующих производств и технологий. Кроме того, на перспективы устойчивого развития газовой отрасли оказывают влияние такие факторы, как ее относительно невысокий вклад в формирование добавленной стоимости, рост ВВП и экономическое развитие страны в целом. Кроме того, до недавнего времени Россия пренебрегала возможностью экспансии на растущие рынки АТР, в том числе и по поставкам СПГ, не реализованы варианты по выходу на рынки продукции переработки газа и энергосервисные рынки [9].

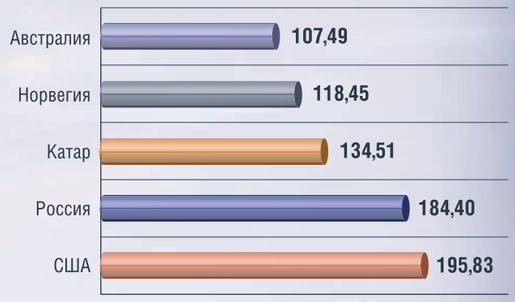
К основным проблемам отечественной газоперерабатывающей отрасли можно отнести: рост добычи газа в США, конкуренцию с другими странами в экспорте СПГ, стремление Европейского союза к энергонезависимости, устаревшее оборудование и технологии для транспортировки и переработки газа, отсутствие в достаточном количестве производств по выпуску продукции высоких переделов, проблемы производства и хранения гелия [10]. Одновременно газовая отрасль России сталкивается с такими проблемами, как падение добычи на зрелых месторождениях (рис. 8) [11] и стагнация (и даже снижение) инвестиций в газодобычу (рис. 9) [12]. Постепенное истощение рентабельных запасов газа в традиционных регионах, расположенных на суше, приведет к постепенному наращиванию объемов газодобычи в труднодоступных регионах (Ямал, Гыдан, Арктический шельф, Восточная Сибирь), где в последние годы создается новая инфраструктура для добычи и транспортировки газа. Так, в 2022 г. компанией ПАО «Газпром» был успешно реализован ряд проектов (табл. 1) [5].

РИСУНОК 6. Добыча природного и попутного газа Группой Газпром на территории Российской Федерации, млрд м³



Источник: *Газпром*

РИСУНОК 7. Крупнейшие экспортеры газа в 2022 г., млрд м³



ФАКТЫ

На 5,5 трлн м³

увеличится спрос на природный газ в мире к 2050 году

Развитие производства сжиженного природного газа (СПГ) в России сталкивается с рядом серьезных проблем, таких как недостаток и даже, по сути, отсутствие отечественных технологий производства. Почти все российские СПГ-заводы используют иностранное оборудование, единственным исключением является четвертая линия завода «Ямал СПГ», которая работает по запатентованной АО «Новатэк» технологии «Арктический каскад». Серьезные затруднения вызывает высокая стоимость проектов в Арктике, где ожидается основной

РИСУНОК 8. Степень выработанности запасов свободного газа категорий А+В1+С1 с распределением по федеральным округам РФ, %



РИСУНОК 9. Некоторые направления инвестиций в российской газовой отрасли (млрд руб.)

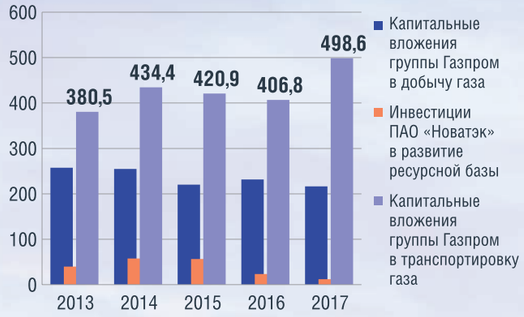


ТАБЛИЦА 1. Реализованные проекты ПАО «Газпром» по освоению центров газодобычи за 2022 год

Продолжено развитие Ямальского центра газодобычи – ключевого для отечественной газовой отрасли в XXI веке	На опорном для Ямальского центра газодобычи Бованенковском месторождении началась разработка более глубоких залежей – неоком-юрских. Шло активное обустройство второго опорного месторождения – Харасавэйского, по размеру запасов также относящегося к категории уникальных
В Арктике запущено в работу новое крупное месторождение	В декабре Газпром совместно с АО «РусГазДобыча» запустил в работу Семаковское месторождение в Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО). Основная часть запасов этого месторождения расположена в акватории Тазовской губы Карского моря. В связи с этим был выбран вариант освоения месторождения путем строительства сети скважин с большим отходом от вертикали (ERD-скважины). Это обеспечило доступ к запасам с берега без необходимости строительства дорогостоящей морской инфраструктуры. Семаковское месторождение стало первым в отечественной истории морским газовым месторождением, которое разрабатывается с помощью таких скважин
На Востоке России сформирован стратегически важный для страны инфраструктурный комплекс из объектов добычи, транспорта и переработки	В декабре запущено в работу Ковыктинское месторождение – крупнейшее по запасам газа на Востоке России и опорное для Иркутского центра газодобычи, а также участок Ковыкта – Чаянда МГ «Сила Сибири». Теперь газопровод эксплуатируется на всей протяженности, составляющей более 3 тыс. км. Его наполняет газ двух месторождений – Ковыктинского и Чаяндинского.

прирост мощностей, и доставка газа на рынки АТР. К проблемам отрасли нужно отнести и строительство судов-газовозов, где также наблюдается высокая зависимость от зарубежных технологий. Наконец, возможны дополнительные санкции, которые могут поставить под вопрос возможность покупки необходимого оборудования.

Для решения указанных проблем необходимо обеспечить локализацию крупно- и среднетоннажного оборудования, а также снизить административные барьеры, серьезно проработать вопрос подготовки квалифицированных кадров [13].

Необходимость наращивания мощностей по производству СПГ подтверждается и тем, что в то время, как поставки трубопроводного транспорта газа в Европу снижаются, экспорт СПГ только возрастает. Так, например, в 2022 году АО «Новатэк» продал в Европу на 13,5% больше топлива, чем годом ранее [14]. Таким образом, в 2023 году продолжится формирование нового миропорядка на рынке газа. Весьма вероятен сценарий, по которому ЕС будет закупать СПГ у США и Катара, а «освободившийся» российский газ отправится в страны АТР [13]. Однако переориентация на другие рынки, в том числе Юго-Восточной Азии, потребует времени и, возможно, дисконта к цене.

ФАКТЫ

На 8%
до 620 млрд м³ снизится добыча газа в России в 2023 году

Развиваясь как мировая энергетическая держава, Россия должна стремиться выстраивать полноценную цепочку – от добычи до сбыта углеводородов. При этом важным видом деятельности является и переработка добываемого природного и попутного нефтяного газа. С этой целью в 2022 г. ПАО «Газпром» также был реализован ряд проектов по переработке газа и газоконденсата (табл. 2) [5].

Необходимо расширение производства продуктов газохимии, повышение объемов извлечения ценных компонентов из газа и увеличение производства продуктов более глубокой степени переработки, а также увеличение загрузки перерабатывающих мощностей. В ближайшем будущем необходима модернизация газоперерабатывающих мощностей, намечается создание новых производств по переработке газа. Так, стратегическими приоритетами ПАО «Газпром» в области переработки в ближайшей перспективе являются [5]:

ТАБЛИЦА 2. Реализованные проекты ПАО «Газпром» по переработке газа и газоконденсата за 2022 год

Реализован комплексный проект по эффективному освоению углеводородных запасов месторождений Надым-Пур-Тазовского региона	В марте в ЯНАО, в районе Уренгойского месторождения, начал работу новый комплекс по переработке и транспортировке жидких углеводородов. В его состав вошел ряд объектов: установка стабилизации конденсата месторождений Надым-Пур-Тазовского региона, нефтеперекачивающая станция Уренгойская, нефтеконденсатопровод Уренгой – Пур-Пэ и приемо-сдаточный пункт. Эти объекты предназначены для переработки и транспортировки газового конденсата, который отделяется от добываемого на Уренгойском месторождении газа. Проект, в частности, позволяет планово увеличить на долгосрочную перспективу добычу природного газа из труднодоступных ачимовских залежей Уренгойского месторождения
На Востоке России сформирован стратегически важный для страны инфраструктурный комплекс из объектов добычи, транспорта и переработки	Для производства дополнительной продукции из газа Ковыктинского и Чаяндинского месторождений Газпром продолжает строительство Амурского ГПЗ – одного из крупнейших в мире

- создание новых газоперерабатывающих мощностей для освоения ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока;
- переработка и транспортировка перспективных объемов жидкого углеводородного сырья месторождений Западной Сибири, полуострова Ямал и прилегающего континентального шельфа Карского моря;
- переработка этансодержащего газа месторождений Западной Сибири;
- наращивание производства СПГ.

Приоритетными направлениями развития на среднесрочную перспективу являются:

- реализация проектов создания новых газоперерабатывающих мощностей для освоения ресурсов Восточной Сибири и Дальнего Востока, а также по переработке перспективных объемов жидкого углеводородного сырья месторождений Западной Сибири;
- реконструкция действующих мощностей;
- реализация проектов производства СПГ на территории России.

Заключение

При условии удачной реализации планов по импортозамещению западных технологий отечественными разработками, проведении технологической модернизации всей цепочки от добычи газа до получения продукции высоких переделов, газовая отрасль России сможет обеспечить максимальный вклад в развитие отечественной экономики и энергетической безопасности страны.

ФАКТЫ

4-Я ЛИНИЯ
завода «Ямал СПГ» работает по запатентованной ПАО «Новатэк» технологии «Арктический каскад». Это единственная российская технология производства СПГ

Литература

1. *OPEC: Annual Statistic Bulletin 2021 – 56th edition [Электронный ресурс] / OPEC, 2021. URL: https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/OPEC_ASB_2021.pdf (Дата обращения: 04.09.2023).*
2. *Прогноз развития энергетики мира и России. Энергопереход: Риски и Возможности [Электронный ресурс] / Институт энергетических исследований Российской Академии Наук, 2019. URL: https://www.imemo.ru/files/File/ru/seminars/2019/neftegaz/Mitrova_prezent.pdf (Дата обращения: 04.09.2023).*
3. *Долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации: федеральная программа: утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 16.03.2021: №640-р [Электронный ресурс] / Правительство Российской Федерации, 2021. URL: http://static.government.ru/media/files/l6DePkb3cDKTgzxbb6sdFc2npEPAd7SE.pdf (Дата обращения: 07.09.2023).*
4. *Зарубежная транспортировка российского газа [Электронный ресурс] / ООО «Газпром экспорт», 2023. URL: https://gazpromexport.ru/projects/transportation/ (Дата обращения: 04.09.2023).*
5. *Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2022 год [Электронный ресурс] / ПАО «Газпром», 2022. URL: https://www.gazprom.ru/f/posts/56/691615/gazprom-annual-report-2022-ru.pdf (Дата обращения: 07.09.2023).*
6. *Смирнов Г. Экспорт трубопроводного газа из России в 2023 году снизится в 1,5 раза [Электронный ресурс] / РБК, 2023. URL: https://www.rbc.ru/business/07/08/2023/64ccd4b29a79472f1bdd75db (Дата обращения: 04.09.2023).*
7. *Ларина А. Росстат оценил падение добычи газа за первые два месяца 2023 года в 13,5% [Электронный ресурс] / Коммерсант, 2023. URL: https://www.kommersant.ru/doc/5902094 (Дата обращения: 04.09.2023).*
8. *Natural Gas Explained [Электронный ресурс] / Independent Statistics and Analysis, 2023. URL: https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/imports-and-exports.php (Дата обращения: 07.09.2023).*
9. *Идрисов Г., Каукин А., Рогов В. Перспективы развития газового рынка России [Электронный ресурс] / Центр Стратегических разработок «Экономическое развитие», Москва, 2019. URL: https://www.csr.ru/upload/iblock/c2c/c2cdd347bac68a0b244cd4efc57c0402.pdf (Дата обращения: 07.09.2023).*
10. *Голубева И.А., Худяков Д.С. Газоперерабатывающие предприятия России, проблемы и пути решения [Электронный ресурс] / Деловой журнал Neftegaz.ru. – №10. – 2023. URL: https://magazine.neftegaz.ru/articles/pererabotka/753891-gazopererabatyvayushchie-predpriyatiya-rossii-problemy-i-puti-resheniya/ (Дата обращения: 07.09.2023).*
11. *Государственный доклад О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 году [Электронный ресурс] / Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, 2021. URL: https://rosnedra.gov.ru/data/Files/File/7992.pdf (Дата обращения: 07.09.2023).*
12. *Митрова Т., Капитонов С., Хендерсон Д. Основные элементы и возможные сценарии дерегулирования цен на газ в России и реформирования газового рынка [Электронный ресурс] / Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, 2019. URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_RU_research_01022019.pdf (Дата обращения: 07.09.2023).*
13. *Щукин П. Главной проблемой для экспорта российского газа назвали нехватку кадров [Электронный ресурс] / Лента.ру, 2023. URL: https://lenta.ru/news/2023/03/07/netu/ (Дата обращения: 04.09.2023).*
14. *Газовый рынок 2023: контуры нового миропорядка [Электронный ресурс] / dprom.online, 2023. URL: https://dprom.online/oilngas/gazovyj-rynok-2023-kontury-novogo-miroporyadka/ (Дата обращения: 04.09.2023).*

KEYWORDS: *natural gas, energy resources, gas processing, import substitution, export, extraction.*

ИНГОССТРАХ

Просто быть уверенным

ОГРН 1027739362474. 115035, г. Москва, ул. Пятницкая, д. 12, стр. 2.
СПАО «Ингосстрах». Лицензии ЦБ РФ СИ № 0928, СЛ № 0928, ОС № 0928-03, ОС № 0928-04, ОС № 0928-05, ПС № 0928 от 23.09.2015. Реклама.

ИНГОССТРАХ
Просто быть уверенным

Страхование ПЛАРН

Финансирование мероприятий, предусмотренных **планом предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов**

- Соответствие требованиям Росприроднадзора и статье 46 ФЗ № 7 «Об охране окружающей среды»
- Индивидуальные программы страхового покрытия

Подробная информация
по QR-коду или
на сайте **ingos.ru**

ОГРН 1027739362474. 115035,
г. Москва, ул. Пятницкая, д. 12, стр. 2.
СПАО «Ингосстрах». Лицензии
ЦБ РФ СИ № 0928, СЛ № 0928,
ОС № 0928-03, ОС № 0928-04,
ОС № 0928-05, ПС № 0928
от 23.09.2015. Реклама.

ingos.ru
8 495 234 36 23
osoo@ingos.ru

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

УДК 338.45



Эдер Леонтий Викторович
Заместитель генерального директора по перспективному развитию



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



Ткач Владимир Сергеевич
начальник лаборатории



Пузанов Александр Сергеевич
научный сотрудник

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

СОГЛАСНО ДАННЫМ НАЦИОНАЛЬНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ДОКЛАДА KAZENERGY 2021, ПО ЗАПАСАМ ГАЗА РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН ЗАНИМАЕТ 16 МЕСТО В МИРЕ И ЧЕТВЕРТОЕ СРЕДИ СТРАН СНГ ПОСЛЕ РОССИИ, ТУРКМЕНИСТАНА И АЗЕРБАЙДЖАНА. ПРИРОДНЫЙ ГАЗ РАССМАТРИВАЕТСЯ КАК ВАЖНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА И ОБЕСПЕЧИВАЕТ ПОРЯДКА 4–5% ОБЩЕГО ОБЪЕМА ЭКСПОРТА ГОСУДАРСТВА. СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА АНАЛИЗУ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН, ДИНАМИКЕ ЗАПАСОВ, ДОБЫЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА, СДЕЛАН ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ НА БЛИЖАЙШУЮ И СРЕДНЕСРОЧНУЮ ПЕРСПЕКТИВУ

ACCORDING TO THE NATIONAL ENERGY REPORT KAZENERGY 2021 ON GAS RESERVES, THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN RANKS 16TH IN THE WORLD AND FOURTH AMONG THE CIS COUNTRIES AFTER RUSSIA, TURKMENISTAN AND AZERBAIJAN. NATURAL GAS IS SEEN AS AN IMPORTANT TOOL FOR THE ENERGY TRANSITION AND PROVIDES ABOUT 4-5% OF THE STATE'S TOTAL EXPORTS. THE ARTICLE IS DEVOTED TO THE ANALYSIS OF THE GAS PRODUCTION INDUSTRY OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN, THE DYNAMICS OF RESERVES, PRODUCTION AND CONSUMPTION OF NATURAL GAS, AND A FORECAST FOR THE DEVELOPMENT OF THE INDUSTRY FOR THE SHORT AND MEDIUM TERM IS MADE

Ключевые слова: *газ, Республика Казахстан, экспорт, структура запасов, газовые месторождения.*

Структура и динамика запасов газа в Казахстане

Данные по запасам газа Республики Казахстан существенно варьируют в различных источниках.

Так, по данным статистического обзора мировой энергетики (BP Statistical review of world energy, 2011–2021 [2]) запасы газа в стране на 31.12.2020 составляли 2,3 трлн м³. Динамика запасов газа РК, по данным BP, приведена в таблице 1. Данные BP содержат значительные скачки запасов, которые могут объясняться применяемой методологией: учетом технологической готовности и экономической целесообразностью разработки запасов (SEC/PRMS). Более чем двукратный рост запасов в 2019 г., возможно, связан с изменением ценовой конъюнктуры на рынках УВС. Кроме того, в отчетах BP после 2021 г. не приводятся запасы УВ.

В таблице 2 приведены запасы газа, по данным ежегодных статистических отчетов ОПЕК (OPEC Annual statistical bulletin [3, 4, 5]). Поскольку данные в этих отчетах базируются на информации, полученной от стран-производителей, данные ОПЕК представляются более релевантными и отображающими фактически доступные запасы. Это подтверждается тем, что динамика снижения запасов коррелирует с уровнем добычи и возможными приростами при доразведке разрабатываемых месторождений или переоценке их запасов.

По данным ЦДУ ТЭК [6] запасы газа РК на 2021 г. составляют 1,51 трлн м³. Данные по методологии подсчета не раскрываются. В Национальном энергетическом докладе Kazenergy 2021 [1] приведена выполненная IHS Markit оценка разведанных запасов газа 3,8 трлн м³, а «доказанные и вероятные» запасы (2P) достигают 4,4 трлн м³.

При анализе данных ОПЕК видно, что за последнее десятилетие происходит ухудшение минерально-сырьевой базы газа в РК, запасы

ТАБЛИЦА 1. Динамика запасов газа РК, трлн м³

Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Запасы газа, трлн м³	1,3	1,3	1,5	1,5	1,0	1,0	1,0	1,0	2,3	2,3	н.д.	н.д.

Источник: *BP Statistical review of world energy, 2011–2023 [2]*

ТАБЛИЦА 2. Динамика запасов газа РК, трлн м³

Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Запасы газа, трлн м³	1,913	1,950	1,929	1,918	1,907	1,898	1,865	1,830	1,830	1,830	1,830	н.д.

Источник: *OPEC Annual statistical bulletin 2011–2022 [3, 4, 5]*

снижаются, растет выработанность месторождений.

Особенностью газовой отрасли Казахстана является то, что основная часть месторождений и запасов УВ в целом и газа в частности приурочена к месторождениям Прикаспийского бассейна (рисунок 1), доля запасов категории 2P которого в общем объеме составляет более 89%.

Структура запасов по месторождениям

Основные месторождения, содержащие запасы газа, приведены в таблице 4. Данные по запасам месторождений приведены по материалам Национального энергетического доклада 2021 г. и оценке ЦДУ ТЭК [1, 6]. Основные запасы приходятся на долю «большой тройки» месторождений: Карачаганак, Тенгиз и Кашаган.

ТАБЛИЦА 3. Сравнение запасов газа РК по различным оценкам, трлн м³

Год	BP	OPEC	ЦДУ ТЭК	IHS Markit
Оценка запасов, трлн м³	2,3*	1,83	1,51	3,8**

* – данные на 31.12.2020 г.
** – разведанные запасы на 01.01.2020 г.

Для обеспечения прироста запасов газа и компенсации добычи, недропользователями РК реализуется программа геолого-разведочных работ, однако объем выполненных работ, особенно на газ, недостаточен.

На рисунке 2 приводится динамика ГРР на УВС выполненных в РК в 2019– 2021 гг., по данным Министерства энергетики РК в денежном выражении. Уровень ГРР на УВС, выполненный недропользователями Республики

РИСУНОК 1. Газовая отрасль РК: ключевые элементы



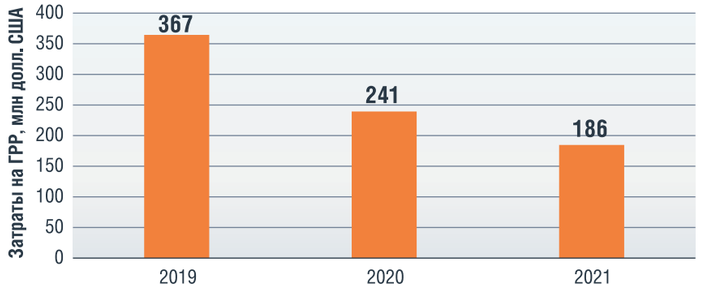
Источник: *Национальный энергетический доклад Kazenergy 2021 [1]*

ТАБЛИЦА 4. Крупнейшие месторождения РК, содержащие запасы газа

Месторождение	Год открытия	Год ввода в разработку	Запасы газа, млрд м³	
			Геол., с учетом ПНГ	Извл.
НГКМ Карачаганак	1979	1984 (ОПЭ)	1 350	530
Северо-Каспийский проект (НГМ Кашаган)	2000	2016	1 000	468
НМ Тенгиз	1979	1991	1 800	227
ГКМ Имашевское (трансграничное с РФ)	1985	–		50 (доля РК)
НГКМ Жанажол	1978	1983 (ОПЭ)	133	45
НМ Королевское	1982	2002 (ОПЭ)	н.д.	16
НГКМ Чинаревское	1991	2004	49	2

Источник: *Национальный энергетический доклад Kazenergy 2021 [1], ЦДУ ТЭК [6]*

РИСУНОК 2. Динамика ГРР на УВС, выполненных в РК, млн долл. США



Источник: *Министерство энергетики РК*

Казахстан, недостаточен для поддержания запасов (в 2021 г. уступает аналогичному показателю РФ более чем в 20 раз) и имеет тенденцию к снижению: за 2019 – 2021 гг. объемы снизились на 49%, с 367 до 186 млн долл. США.

На совещании по развитию газовой отрасли в июне 2021 г. расширение ресурсной базы газа через проведение геолого-разведочных работ было установлено приоритетной целью для Правительства РК и Фонда «Самрук-Казына» (государственный инвестиционный холдинг, ставящий своей целью модернизацию экономики РК) [7].

Структура и динамика добычи газа

В таблице 5 и на рисунке 3 приводится динамика добычи сырого и товарного газа в Республике Казахстан за 2011–2022 гг. Данные по добыче за 2011–2020 гг. приведены по данным Министерства энергетики РК [8] (Национальный энергетический отчет [1] и ЦДУ ТЭК [6] используют в своей отчетности эти данные). Прослеживается тенденция сохранения объемов добычи сырого газа при сокращении объемов получаемого товарного газа. По сравнению с пиковым 2018 г., когда объем добычи товарного газа составил 38 млрд м³, снижение к 2022 г. составило более 22%. Это объясняется тем, что основная часть добычи газа приурочена к месторождениям «большой тройки», основным продуктом добычи на которых является нефть. Значительная часть добываемого попутного газа при этом закачивается в пласт для поддержания пластовых давлений и сохранения объемов добычи.

В таблице 6 приведено распределение добычи сырого газа по ключевым проектам. Месторождения Тенгиз, Кашаган и Карачаганак обеспечивают 83% добычи сырого газа в Казахстане. Данные по добыче приведены за 2022 год для всех месторождений по годовым отчетам компаний недропользователей – Nostrum Oil&Gas и АО «НК КазМунай Газ» [9, 10], кроме месторождения Жанажол, данные по добыче на котором приводятся АО «СНПС-Актобемунайгаз» за 2020 год [11].

Структура и динамика потребления газа

Основным источником потребляемой первичной энергии в топливно-энергетическом балансе Казахстана является уголь, доля которого в 2020 г. составила 56% [1], доля газа составила 24%, нефти и нефтепродуктов – 18%. В долгосрочной перспективе доля угля будет сокращаться, а газа, с учетом программ по газификации регионов и отраслей промышленности, расти. По прогнозам IHS Markit, доля угля к 2030 г. составит менее 50%, а к 2040 – 42%, а выпавшие объемы будут замещены природным газом.

Внутреннее потребление природного газа, по данным Statistical review of world energy [2], приведено в таблице 7. Данные BP в целом соответствуют данным Министерства энергетики Республики Казахстан и данным Национального энергетического доклада. Потребление за 2011–2022 г. выросло на 100%, в том числе за счет газификации



ТАБЛИЦА 5. Динамика добычи сырого и товарного газа в РК в 2021–2022 гг., млрд м³

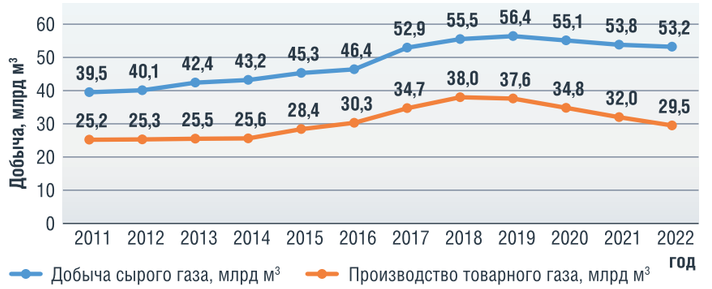
Добыча, млрд м³	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Добыча сырого газа	39,5	40,1	42,4	43,2	45,3	46,4	52,9	55,5	56,4	55,1	53,8	53,2
Производство товарного газа	25,2	25,3	25,5	25,6	28,4	30,3	34,7	38,0	37,6	34,8	32,0	29,5

Источник: *Министерство энергетики РК [1, 6, 8]*

регионов, роста внутреннего спроса и роста экономики Казахстана. Наибольшую роль в росте потребления сыграла электроэнергетическая отрасль. На рисунке 4 показано распределение внутреннего потребления по отраслям промышленности Республики Казахстан, по данным Statistical review of world energy и Национального энергетического доклада [1 и 2].

Все больший объем потребления занимает электроэнергетика: если в процентном соотношении доля генерирующей отрасли за 2011–2022 гг. выросла с 38 до 53%, то в абсолютных объемах доля выросла с 3,7 до 10,6 млрд м³, прирост составил более 186%. Согласно [13], прирост потребления электроэнергетической отраслью к 2030 г. составит 6,9 млрд м³. Такой прирост объясняется переводом ряда генерирующих мощностей с угля на газ, как на более экологичное топливо. Доля промышленности за 2011–2022 гг. снизилась вдвое, с 18 до 8%, в физических объемах потребление снизилось с 1,8 до 1,6 млрд м³. Потребление газа населением выросло на 3 млрд м³, с 4,2 до 7,2 млрд м³, доля этого сектора снизилась с 42 до 36%. Суммарный объем потребления прочих секторов (строительство, сельское хозяйство, транспорт и др.) колебался в диапазоне 0,2–0,6 млрд м³ и в 2022 г. составил 0,5 млрд м³.

РИСУНОК 3. Динамика добычи сырого и товарного газа в РК в 2011–2022 гг., млрд м³



Источник: *Министерство энергетики РК*

ТАБЛИЦА 6. Добыча газа на крупнейших месторождениях РК в 2022 г., млрд м³

Месторождение	Год ввода в разработку	Годовая добыча, млрд м³	Закачка в пласт, млрд м³
НГКМ Карачаганак	1984 (ОПЭ)	19,44	11,13
Северо-Каспийский проект (НГМ Кашаган)	2016	7,88	3,92
НМ Тенгиз	1991	16,15	3,59
НГКМ Жанажол	1983 (ОПЭ)	3,80*	н.д.
НГКМ Чинаревское	2004	0,43	н.д.

* данные 2020 г.

Источник: *годовые отчеты недропользователей [9, 10] и [11]*

Структура и динамика нетто-экспорта газа

Казахстан является нетто-экспортером газа. По итогам 2021 г. суммарный экспорт газа из Казахстана, по данным Агентства РК по статистике, составил 16 млрд м³. Данные по экспорту газа из Казахстана за 2011–2021 гг., по данным Национального энергетического доклада и ЦДУ ТЭК [1 и 6], приведены в таблице 8. Оба источника базируются на данных таможенной статистики, поэтому их совместное использование правомерно. Данные таможенной статистики за 2022 год отсутствуют.

Данные по 2011–2014 гг. приводятся без разбивки по странам и приведены на основании таможенной статистики. Из таблицы видно, что основными экспортными рынками для газа РК являются Россия (куда преимущественно поступает сырой газ Карачаганакского месторождения) и КНР. После открытия в 2017 г. газопровода «Центральная Азия – Китай» был подписан долгосрочный контракт о поставках до 10 млрд м³ газа в год.

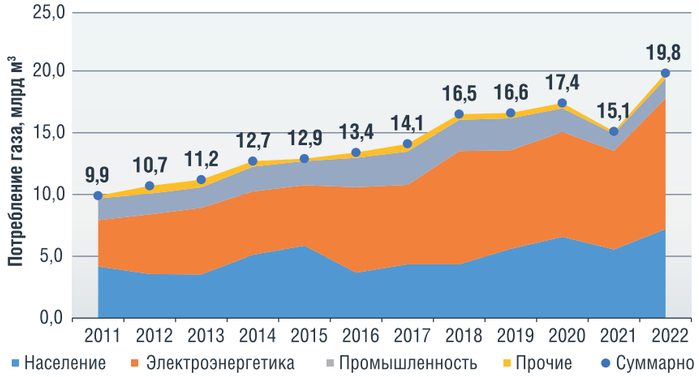
Помимо экспортных поставок, Республика Казахстан импортирует значительные объемы природного газа.

ТАБЛИЦА 7. Динамика внутреннего потребления природного газа в РК за 2011–2022 гг., млрд м³

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребление природного газа, млрд м³	9,9	10,7	11,2	12,7	12,9	13,4	14,1	16,5	16,6	17,4	15,1	19,8

Источник: *BP Statistical review of world energy, 2022 [2]*

РИСУНОК 4. Распределение потребления природного газа по отраслям промышленности РК, млрд м³



Источник: *BP Statistical review of world energy, 2011–2022 [2], Национальный энергетический доклад [1]*

Данные по объемам импорта (таблица 9) приводятся на основании данных таможенной статистики. Импорт газа, по данным Агентства РК по статистике, составил в 2021 г. 7,7 млрд м³, снизившись на 33% относительно показателя 2020 г. Данные по объемам импорта в 2022 г. отсутствуют. Основу импорта составляют поставки российского газа в южные районы Казахстана на основании Соглашения о встречных поставках между ПАО «Газпром», «Узбекнефтегаз» и «КазМунайГаз».

Приводимые в Statistical review of world energy [2, 12] данные об объемах импорта и экспорт газа Республикой Казахстан значительно ниже официальной таможенной статистики и, видимо, являются неполными.

Согласно «Комплексному план развития газовой отрасли на 2022–2026 годы» [11], предусматривается дальнейшее развитие программы газификации населения, планируется довести ее к 2030 г. до 65% (показатель 2022 г. – 53,1%). Возросшие объемы потребления на внутреннем рынке могут привести к тому, что Республика Казахстан превратится из экспортера газа в импортера.

Прогноз динамики развития газовой промышленности Казахстана

В 2022 году Правительством РК был утвержден «Комплексный план развития газовой отрасли на 2022–2026 годы» [13], согласно которому добычу сырого газа в РК к 2030 году планируется нарастить на 62% относительно уровня 2021 г. и довести до 87,1 млрд м³ (таблица 10, рисунок 5).

Плановые данные 2022 г. были выполнены в части производства товарного газа, однако добыча сырого газа (см. таблицу 5) оказалась на 7% (4,3 млрд м³) ниже плановых значений (2 млрд м³ были «недобраны» в связи с сокращением добычи на месторождении Кашаган в августе–ноябре 2022 г.). Согласно [13], доля товарного газа к 2030 г. сократится с 55% от общего объема добычи в 2022 г. до 48,4%, что вызвано все большими объемами закачки газа в пласт для обеспечения плановых объемов добычи нефти.

ТАБЛИЦА 8. Динамика экспорта природного газа из РК в 2011–2022 гг., млрд м³

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
СНГ	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	14,7	14,8	19,3	17,7	14,6	9,0	н.д.	н.д.
Россия	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	8,8	8,9	8,8	9,3	9,8	8,0	н.д.	н.д.
Украина	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	5,7	5,9	9,0	6,9	4,2	0,6	н.д.	н.д.
Киргизия	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	5,7	5,9	9,0	6,9	4,2	0,6	н.д.	н.д.
Узбекистан	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	–	–	1,5	1,3	0,4	0,1	н.д.	н.д.
ПРОЧИЕ СТРАНЫ	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	6,8	6,8	6,3	8,8	11	10,9	н.д.	н.д.
Германия	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	0,04	–	–	–	–	0,3	н.д.	н.д.
Польша	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	3	2,4	0,2	0,6	0,3	–	н.д.	н.д.
Швейцария	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	3,2	4,0	5,5	3,0	3,3	3,2	н.д.	н.д.
Китай	н.д.	н.д.	0,2	0,4	0,6	0,5	0,6	5,2	7,4	7,4	н.д.	н.д.
Всего	**22,3**	**20,5**	**20,6**	**20,3**	**21,5**	**21,6**	**25,6**	**26,5**	**25,6**	**19,8**	**16**	**н.д.**

Источник: *таможенная статистика*

ТАБЛИЦА 9. Динамика импорта природного газа из РК в 2011–2022 гг., млрд м³

Год	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
СНГ	3,7	4,6	5,2	4,4	5,8	6,9	6,3	14,6	15,8	11,6	7,7	н.д
Россия	1,3	1,4	1,7	1,7	2,6	3,9	4,2	12,1	12	11,6	н.д	н.д
Туркменистан	2,4	3,2	3,5	2,7	0,3	1,3	0,3	–	–	–	н.д	н.д
Узбекистан					2,9	1,7	1,8	2,5	3,7	–	н.д	н.д

Источник: *таможенная статистика*

ТАБЛИЦА 10. Прогноз добычи сырого и товарного газа в РК на 2022–2030 гг., млрд м³

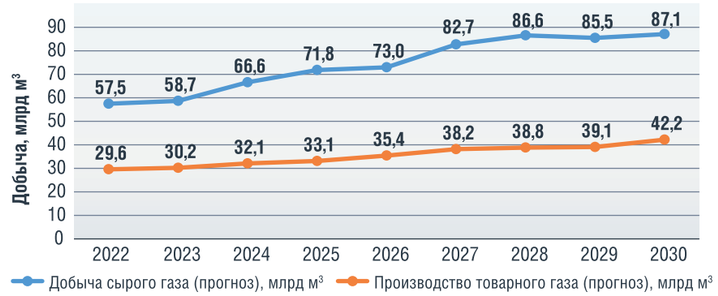
Наименование	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Добыча сырого газа	**57,5**	**58,7**	**66,6**	**71,8**	**73,0**	**82,7**	**86,6**	**85,5**	**87,1**
добыча на действующих месторождениях	57,5	58,4	65,5	69,5	70,0	78,8	82,1	80,2	81,7
закачка для поддержания ПД	20,5	21,8	26,6	31,7	35,6	39,3	41,0	42,6	41,1
добыча на новых месторождениях	0,0	0,3	1,1	2,3	3,0	3,9	4,5	5,3	5,4
Производство товарного газа	**29,6**	**30,2**	**32,1**	**33,1**	**35,4**	**38,2**	**38,8**	**39,1**	**42,2**
добыча на действующих месторождениях	29,5	29,9	30,4	30,4	29,9	30,6	30,8	30,5	29,6
добыча на новых проектах	0,1	0,4	1,7	2,7	5,5	7,5	8,0	8,6	12,6

Источник: *Компплексный план развития газовой отрасли на 2022–2026 годы [13]*

Прирост производства товарного газа относительно уровня 2021 г. составит 32%, однако возможность достижения таких показателей не подкреплена финансовым обоснованием: отсутствуют обоснованные планы выполнения и финансирования ГРР, планы ввода месторождений не подкреплены экономическими расчетами.

Потенциал увеличения добычи сырого газа и производства товарного газа в настоящее время связан с перспективными месторождениями АО «НК КазМунайГаз» «Урихтау Центральное» и «Западная Прорва» и месторождениями АО «НК QazaqGaz» Анабай и Придорожное. Дополнительно существуют подтвержденные извлекаемые запасы газа на ряде месторождений, для добычи которых необходима оценка строительства газоперерабатывающих мощностей и подводящей газотранспортной инфраструктуры. Плановые объемы добычи на этих месторождениях приведены в таблице 11.

РИСУНОК 5. Прогноз динамики добычи газа в РК на 2022–2030 гг.



Источник: *Компплексный план развития газовой отрасли на 2022–2026 годы [13]*

Поскольку проведение региональных геолого-разведочных работ, определение наиболее перспективных регионов, выявление структур с наибольшим потенциалом открытий займут длительное время, АО «НК QazaqGaz» намеревается сконцентрироваться на добыче уже выявленных запасов и освоении ресурсов газа. По мере выработки месторождений будут проводиться ГРР с целью восполнения запасов.

Наиболее перспективные месторождения, требующие доразведки, и перспективные на газ участки недр с запасами и ресурсами по российской классификации приведены в таблице 12.

ТАБЛИЦА 11. Месторождения РК с запасами газа, планируемые ко вводу в разработку в 2022–2030 гг. Объем добычи приведен суммарно, в млн м³

Месторождения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Центральный Урихтау, Западная Прорва, Анабай, Придорожное	201	611	1831	2220	2352	2330	2282	2187
Тепловско-Токаревская группа (8 месторождений), Ансаган, Рожковское, переработка дополнительных 2,5 млрд м³ газа с Карачаганака	98	469	691	3479	4111	4674	5213	4538

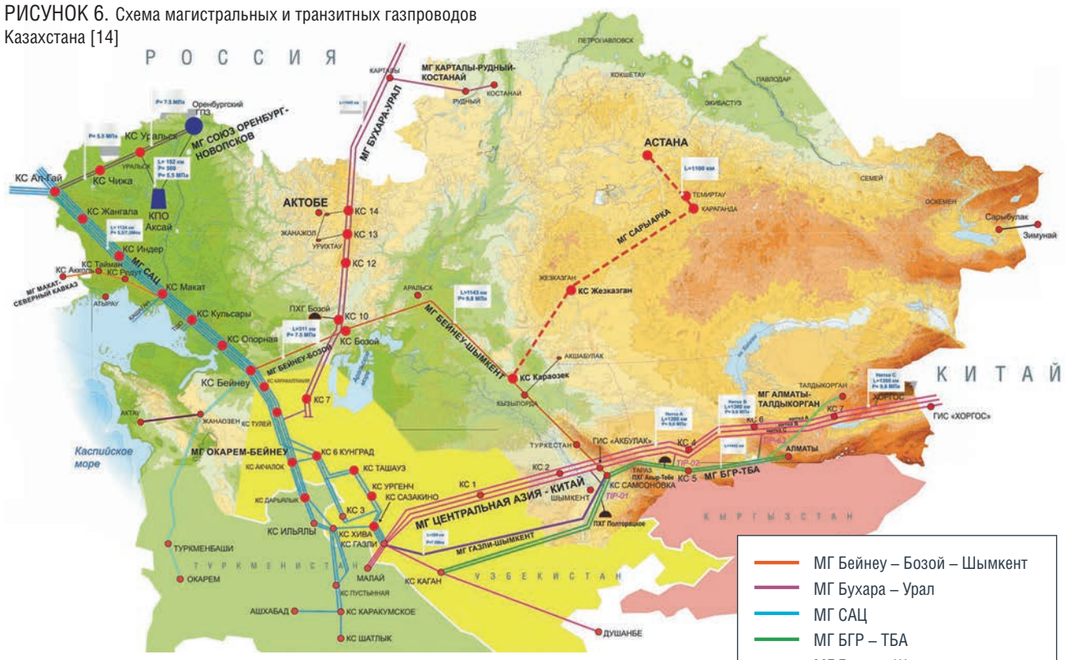
Источник: *Компплексный план развития газовой отрасли на 2022–2026 годы [13]*

ТАБЛИЦА 12. Лицензионные участки РК наиболее перспективные для выполнения ГРР на газ

Лицензионные участки	Геологические запасы газа, млрд м³			Ожидаемые ресурсы, млрд м³
	A + B1 + C1	B2 + C2	Итого	
Месторождения: Актоты, Каламкас-море, Орталык, Кайран, Лебяжий, Южно-Придорожное, Кубасай, Пионерское, Ракушечное, Аса, Хазар, Махат, С.Нуржанов, Южное-Урихтау, Каламкас-суша, Хвалынское, Имашевское, Ростошинское	395,2	554,7	950	
Перспективные участки: Карповский Южный, Карповский Северный, Федоровский блок, Кобыланды, Шырак, Северный, Южный, Аскер				830

Источник: *Компплексный план развития газовой отрасли на 2022–2026 годы [13]*

РИСУНОК 6. Схема магистральных и транзитных газпроводов Казахстана [14]



- МГ Бейнеу – Бозой – Шымкент
- МГ Бухара – Урал
- МГ САЦ
- МГ БГР – ТБА
- МГ Газли – Шымкент
- МГ Союз, Оренбург – Новопсков
- МГ Окарем – Бейнеу
- МГ Центральная Азия – Китай (нитки «А», «В», «С»)
- МГ Алматы – Талдыкорган
- МГ Макат – Северный Кавказ
- МГ Сарыарка
- МГ Карталы – Рудный – Костанай
- МГ Жанаозен – Актау

В основном данные месторождения и участки обнаружены давно и относятся к простаивающему фонду, не вовлеченному в разработку по причинам низкой рентабельности, отсутствия интереса инвесторов и экологических ограничений.

Для привлечения внешних инвесторов планируется проработка дополнительных налоговых преференций. Кроме того, планируется рассмотреть вопрос о проведении доразведки на трансграничном месторождении Имашевское (месторождение расположено в Атыраусской области РК и Астраханской области РФ, суммарные запасы и ресурсы оценены в 172 млрд м³ [14]).

Для наращивания объемов производства товарного газа на месторождении Кашаган, по данным Комплексного плана [13], принято инвестиционное решение по строительству ГПЗ мощностью 1 млрд м³ сырого газа в год с возможным дальнейшим расширением до 2,5 млрд м³, а в отдаленной перспективе и до 6 млрд м³. Коммерциализация газа месторождения осложняется высоким содержанием в нем серы и других агрессивных компонентов.

Сдерживающим фактором для реализации новых проектов добычи и переработки газа является их низкая рентабельность, которая обусловлена низкими закупочными ценами на газ у недропользователей из-за необходимости сдерживания розничных цен на газ на внутреннем рынке и невозможности экспорта газа недропользователями, высокими капитальными затратами на реализацию газовых проектов, недостаточными мощностями по подготовке газа и низкой подготовленностью уже существующих запасов к разработке.

Помимо традиционных ресурсов газа, в РК присутствуют значительные запасы углей, которые в перспективе могут являться источником метана. Попытки получения промышленных притоков метана на месторождениях Карагандинского угольного бассейна [15] пока не увенчались успехом, однако это направление развития ресурсной базы необходимо рассматривать как потенциальное в средне- и долгосрочной перспективе.

Газотранспортная структура Казахстана

Добыча природного газа в РК сосредоточена в Северо-Западных регионах и для снабжения внутренних потребителей используется широкая сеть газопроводов (рисунок 6).

В последние годы были реализованы такие проекты, как МГП «Сары-Арка», позволивший газифицировать потребителей Центрального Казахстана, МГП «Бейну – Бозой – Шымкент» (построен в рамках проекта МГП «Казахстан – Китай» и снабжает газом южные регионы). В то же время значительная часть существующей газотранспортной инфраструктуры РК имеет критический износ, а ее пропускная способность недостаточна для дальнейшего выполнения планов по газификации и развитию газохимических производств. Возраст большинства газопроводов превышает 50 лет, а средний уровень износа составляет более 75%. Ряд газопроводов, являющихся критическими для газоснабжения целых регионов, имеют критический износ: МГ «Макат – Северный Кавказ» (газоснабжение Атырауской области), МГ «Окарем – Бейнеу» (Мангистауская область), МГ «БГР – ТБА» (юг Казахстана), МГ «Карталы – Рудный – Костанай» (Костанайская область). Обеспечение необходимого объема модернизации, планово-предупредительных ремонтных работ, а тем более строительство новых газопроводов силами исключительно национального оператора является проблематичным.

Заключение

Вероятность достижения плановых показателей добычи, установленных Комплексным планом развития газовой промышленности на 2022–2026 гг. [13] в 87,1 млрд м³ сырого газа к 2030 г., крайне низка, поскольку отсутствуют подготовленные ко вводу в эксплуатацию месторождения, за счет которых возможен такой прирост.

В Комплексном плане [13] отсутствует финансовое обоснование и расчет необходимых вложений в отрасль, предлагается решать вопрос привлечения инвесторов непосредственно в момент принятия решения об инициации проектов. Снижение мировых цен на газ делает вероятность привлечения в отрасль крупных зарубежных инвесторов крайне низкой. Возможно расширение присутствия на рынке Республики Казахстан недропользователей КНР, исходя в первую очередь из геополитических соображений.

Объемы газа, полученные при наращивании добычи газа на месторождениях Кашаган, Тенгиз и Карачаганак, будут преимущественно направлены на внутренние нужды недропользователей, объемы переработки газа этих месторождений ограничены отсутствием собственных мощностей переработки и ограниченными мощностями Оренбургского ГПЗ. Строительство новых ГПЗ, предусмотренное Комплексным планом [13], ограничено поиском инвесторов.

С высокой долей вероятности добыча сырого газа будет находиться в диапазоне 53–55 млрд м³/год, а объем производства товарного газа будет постепенно снижаться, поскольку объемы нефтедобычи на месторождениях Тенгиз, Кашаган и Карачаганак требуют все больших объемов нагнетания газа для поддержания пластового давления и выполнения обязательств по поставкам нефти.

Без кратного увеличения затрат на освоение новых газовых месторождений и на ГРР для поиска новых месторождений становится проблематичным обеспечение Казахстана собственным газом, а экспортные поставки, скорее всего, значительно сократятся либо будут выполняться за счет реэкспорта российского газа.

Все большую важность получает географическое положение РК как страны транзитера. Так, в рамках подписанного с Республикой Узбекистан контракта на поставку природного газа ПАО «Газпром» осени 2023 г. начнет прокачку природного газа по газопроводу «Средняя Азия – Центр» через территорию Казахстана.

Сотрудничество российских недропользователей с Республикой Казахстан в области освоения газовых месторождений является целесообразным по следующим направлениям:

- Совместное освоение трансграничных месторождений (Имашевское) и месторождений шельфа Каспийского моря, таких как Центральное;
- Опыт проведения ГРР на газ может быть применен при уточнении нефтегазоносности регионов РК и опоисковании перспективных регионов;
- При строительстве ГПЗ на месторождениях с запасами сернистого газа может быть применен опыт строительства и эксплуатации ГПЗ в Астрахани и Оренбурге;
- Географическое положение Республики Казахстан и интеграция его системы газопроводов с ЕСГ позволяет использовать РК как транзитную страну при поставке газа на рынки Средней Азии, в частности Узбекистана, Китая и в перспективе – других стран Азии (Афганистан, Пакистан, Индия, Бангладеш). ●

Литература

1. *Национальный энергетический доклад Kazenergy 2021, 22.06.2023 – https://www.kazenergy.com/upload/document/energy-report/NationalReport21_ru_2.pdf.*
2. *Statistical Review of World Energy. BP, 28.06.2023 https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html#tab_sr-2013.*
3. *OPEC Annual statistical bulletin 2016, 26.06.2023 – https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2016.pdf.*
4. *OPEC Annual statistical bulletin 2019, 26.06.2023 – https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB_2019.pdf.*
5. *OPEC Annual statistical bulletin 2021, 26.06.2023 – https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/OPEC_ASB_2021.pdf.*
6. *ЦДУ ТЭК. Газовая промышленность Казахстана, 22.06.2023 – https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/3/1100/?ysclid=lj6vbwyg75686996303.*
7. *Официальный сайт Президента Республики Казахстан. Глава государства провел совещание по развитию газовой отрасли, 22.06.2023 – https://www.akorda.kz/ru/glava-gosudarstva-provel-soveshchanie-po-razvitiyu-gazovoy-otrasli-175391.*
8. *Финмаркет.ру. Казахстан в 2022 г. увеличил добычу газа на 3,1% – до 53,3 млрд кубометров, 27.06.2023 – http://www.finmarket.ru/database/news/5875843?ysclid=ljgwnxalbd786442699.*
9. *Nostrum Oil&Gas. Годовой отчет 2021 г. 27.06.2023 – https://wp-nostrumoilandgas-new-2020.s3.eu-west-2.amazonaws.com/media/2022/05/21296-Nostrum-AR2021-RUS-4-WEB.pdf.*
10. *АО «КазМунайГаз». Годовой отчет 2022 г. 27.06.2023 – https://www.kmg.kz/upload/iblock/af5/rn8yccb2p6yx9tqufp5b31ea5h893kj5/KMG_AR2022_RUS%20(1).pdf.*
11. *АО «СНПС-Актобемунайгаз». Юбилейный год в истории разработки месторождения Жанажол, 29.06.2023 – http://cnpc-amg.kz/?p=nov_154.*
12. *Statistical review of world energy 2023, 27.06.2023 – https://www.energyinst.org/statistical-review.*
13. *Постановление Правительства Республики Казахстан от 18 июля 2022 года № 488. «Об утверждении Комплексного плана развития газовой отрасли Республики Казахстан на 2022–2026 годы», 22.06.2023 – https://adilet.zan.kz/rus/docs/P2200000488.*
14. *Проект «Имашевское месторождение», 22.06.2023 – https://www.kazrosgas.kz/ru/projects/view/5-proekt-imashevskoe-mestorozhdenie.*
15. *Метановая перспектива Казахстана, 22.06.2023 – https://metalmininginfo.kz/archives/6134?ysclid=lj8bobwqz4682523220.*
16. *Схема магистральных и транзитных газпроводов Казахстана 22.06.2023 – https://polpred.com/images/pics2/9A7AB72B6ABA9AF3/1511.jpg.*
17. *Миллер обсудил с вице-премьером Казахстана организацию транзита газа в Узбекистан, 23.06.2023 – https://interfax.az/view/895014?ysclid=lji6lj51f3385490982.*

KEYWORDS: *gas, Republic of Kazakhstan, export, reserves structure, gas fields.*

ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР

Забота о сотрудниках – приоритет АО «Сибирская Сервисная Компания»



РЕКЛАМА

НЕСКОЛЬКО ТЫСЯЧ ЧЕЛОВЕК ТРУДЯТСЯ В СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ. НА НЕФТЕГАЗОВОМ РЫНКЕ АО «ССК» – ОДНА ИЗ ВЕДУЩИХ СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ. ОНА ПРЕДОСТАВЛЯЕТ УСЛУГИ ПРЕДПРИЯТИЯМ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ РОССИИ ВО ВСЕХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РЕГИОНАХ СТРАНЫ. ГОДОВОЙ ОБЪЕМ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО И ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ ПРЕВЫШАЕТ 1,6 МЛН МЕТРОВ ПРОХОДКИ. ПО ОЦЕНКАМ РАЗНЫХ ЛЕТ, НА ДОЛЮ КОМПАНИИ ПРИХОДИТСЯ 5–8 % ОБЩЕГО ЕЖЕГОДНОГО ОБЪЕМА БУРЕНИЯ В РОССИИ. ОДНАКО ГЛАВНЫЙ РЕСУРС ССК – ЭТО ЛЮДИ. КОМПАНИЯ ЗАБОТИТСЯ О СВОИХ СОТРУДНИКАХ, ПРЕДОСТАВЛЯЯ ИМ ВОЗМОЖНОСТЬ ПОЛУЧАТЬ СТАБИЛЬНЫЙ ЗАРАБОТОК, ОБЕСПЕЧИВАЕТ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЙ РОСТ И РАСШИРЕННЫЙ ПАКЕТ СОЦИАЛЬНЫХ ГАРАНТИЙ

SEVERAL THOUSAND PEOPLE WORK AT THE SIBERIAN SERVICE COMPANY. JSC SSK IS ONE OF THE LEADING SERVICE COMPANIES IN THE OIL AND GAS MARKET. IT PROVIDES SERVICES TO RUSSIAN OIL AND GAS PRODUCTION ENTERPRISES IN ALL OIL AND GAS REGIONS OF THE COUNTRY. THE ANNUAL VOLUME OF PROSPECTING, EXPLORATION AND PRODUCTION DRILLING EXCEEDS 1.6 MILLION METERS OF PENETRATION. ACCORDING TO ESTIMATES FROM VARIOUS YEARS, THE COMPANY ACCOUNTS FOR 5-8% OF THE TOTAL ANNUAL DRILLING VOLUME IN RUSSIA. HOWEVER, PEOPLE ARE THE MAIN RESOURCE OF THE SSC. THE COMPANY TAKES CARE OF ITS EMPLOYEES, PROVIDING THEM WITH THE OPPORTUNITY TO RECEIVE A STABLE INCOME, PROVIDES PROFESSIONAL GROWTH AND AN EXTENDED PACKAGE OF SOCIAL GUARANTEES

Ключевые слова: *специалисты, кадры, Сибирская Сервисная компания, бурение, нефтесервис.*

Людмила Фризицкая
специалист по связям с общественностью АО «ССК»

Первые шаги компания сделала в далеком 2000 году. Тогда на базе Нефтеюганского, Стрежевского и Отрадненского буровых предприятий, которые к тому моменту уже имели более чем 50-летнюю историю, была создана Сибирская Сервисная Компания.

Все годы становления компания росла и трансформировалась. На сегодняшний день АО «ССК» можно смело назвать одним из лидеров рынка. Компания три года удерживает первое место в независимом ТЭК-рейтинге, который формируется на основе опроса заказчиков нефтесервисных услуг. Миссия компании – безупречное исполнение нефтесервисных работ любой сложности с соблюдением норм охраны труда, промышленной и экологической безопасности.

ССК работает в ХМАО и ЯНАО, Томской и Новосибирской областях, в Поволжье, Коми и Восточной Сибири.

В числе партнеров – заказчиков компании ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «ЛУКОЙЛ». «Сибирская Сервисная Компания» успешно сотрудничает с ПАО «НОВАТЭК», ПАО «Татнефть», ПАО «НК «РуссНефть», ПАО «АНК «Башнефть», компанией «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.», АО «НК «Нефтиса», Иркутской нефтяной компанией, ЗАО «Нортгаз», АО «Арктикгаз», АО «ННК» и с другими нефтегазодобывающими предприятиями.

Компания обеспечивает полный сервис по реализации буровых работ и ремонту скважин. Годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения превышает 1,6 млн метров проходки. В год проводится более 3200 текущих и капитальных ремонтов скважин. Темпы роста эффективности бурения компании превышают среднерыночные показатели, 85 % пробуренных скважин – горизонтальные.

ССК применяет высокотехнологичное оборудование, использует новейшие технологии. В распоряжении компании собственный парк буровых установок, 95 % из них оборудованы системой верхнего привода, что позволяет обеспечить высокую точность бурения и безопасность.

Сотрудники ССК – высококвалифицированные специалисты. Четкая организация труда и согласованная деятельность всех служб и подразделений позволяют выполнять работу в кратчайшие сроки и с наибольшей эффективностью. Люди являются главным достоянием компании. ССК обеспечивает работой несколько тысяч человек. Бригады и специалисты ССК регулярно становятся призерами областных и краевых конкурсов профессионального мастерства. В числе работающих в компании – обладатели отраслевых и государственных наград. Традиционно среди вахтовиков буровых бригад, бригад КРС, инженеров по буровым растворам, групп цементирования проводится конкурс «Лучший по профессии».

Предприятие имеет собственную систему поощрений за своевременность и качество выполнения работ. Работники ССК обеспечены полисами добровольного медицинского страхования в соответствии с коллективным договором с компанией. «*У работников есть возможность выбирать из множества поликлиник города*, – говорит одна из сотрудниц, молодая мама. – *Можно при желании прикрепить к системе одного члена семьи. Это очень удобно для сотрудников, у которых есть дети. Я считаю, что такая забота – это важное проявление социальной ответственности по отношению к работникам*».

Коллективный договор предоставляет работникам, трудящимся вахтовым методом и добирающимся от места жительства или места сбора до места работы, компенсацию. Те же правила действуют и в отношении проезда домой. Часто схемы проезда непростые, нужно выбрать маршрут, уложиться в бюджет и сроки. С 1 января 2023 года билеты вахтовикам закупаются централизованно. «*Хочу отметить, что организация и оплата дороги не ложатся на плечи работников – буровиков, вышкомонтажников, специалистов других профессий*, – говорит специалист-вахтовик. – *За это отвечает компания. Транспортно-диспетчерский отдел старается выбрать оптимальные маршруты, чтобы «быть в бюджете», в нужные сроки сотрудники могут приехать на месторождения и качественно выполнять свою работу*».

В приоритете компании – всесторонняя забота о здоровье работающих. Например, каждый сотрудник, а также члены его семьи могут претендовать на реабилитационное восстановительное лечение в санаториях и на курортах. Это также прописано в коллективном договоре компании. С первого трудового дня сотрудникам начисляются доплаты за работу в особых климатических условиях.

Молодежь, поступающая на работу в ССК, первые три года имеет статус молодого специалиста, каждого курирует наставник. Те специалисты, которые отработали 3 года, получают право претендовать на корпоративные награды. Каждый имеет право на профессиональное обучение и рост, ССК поддерживает многолетние связи с профильными вузами страны, регулярно участвует в ярмарках вакансий.

Не остается компания в стороне, когда в жизни работников случаются радостные и горькие события. Каждый может рассчитывать на материальную помощь, если в семье появился ребенок или ушел из жизни близкий родственник. В таких случаях предоставляются дополнительные отпуска, начисляются выплаты.

Особенная забота оказывается возрастным специалистам: начиная с 50 лет и далее каждые пять лет к юбилеям работники получают дополнительные выплаты. Материальная помощь выплачивается и ко Дню пожилого человека. Семьи с детьми могут рассчитывать на путевки в детские оздоровительные лагеря. Особенно популярны такие санаторно-курортные направления, как Республика Крым, Алтай, Краснодарский край и Башкортостан. Дети летом 2023 года могли отдохнуть по выбору в лагерях на Алтае, в Сибири



и на побережье Черного моря. Это серьезное социальное направление, которое реализовывается во всех подразделениях компании. Родителям очень важно знать, что об их ребенке заботятся, что дети могут получить прекрасные впечатления и набраться сил в летнем лагере или санатории.

Каждый работник может обратиться с персональной просьбой о поддержке своей семьи, которая будет рассмотрена на заседании комитета по кадрам и вознаграждениям. Повышенное внимание и уважение оказывается трудовым династиям. Традиция компании – проведение семейных праздников и экологических субботников, коллективное празднование Дня компании и Дня нефтяника, Нового года, 8 Марта и других торжеств.

Особые условия работы требуют серьезного внимания к технике безопасности и охране труда. Многие годы соблюдение норм промышленной безопасности и охраны труда, забота об окружающей среде, социальная ответственность являются основополагающими принципами работы компании. Все сотрудники ССК застрахованы от несчастных случаев, в первую очередь – занятые на работах с вредными или опасными условиями труда, это обязательный пункт коллективного договора.

Разработана система поощрений работников, которые выявляют риски, связанные с охраной труда, филиалы борются за звание «Лучшее структурное подразделение по охране труда, промышленной безопасности и экологии». ССК стала победителем конкурса «Эколидер», проводившегося «Газпромнефть-Востоком» среди подрядчиков.



«Звание победителя конкурса «Эколидер» – важная победа для нашего коллектива, – заявил начальник службы охраны труда, промышленной безопасности и экологии Томского филиала. – *Мы выполняем требования природоохранного законодательства с высоким уровнем вовлеченности и ответственности. Именно такой подход может принести действительно системный результат*».

В традициях всех филиалов Сибирской Сервисной Компании – регулярные благотворительные акции. «*Жизнь не ограничивается работой. Приятно, когда ты своими руками в буквальном смысле слова делаешь доброе и красивое дело, которое может принести реальную пользу*, – говорит заместитель директора по персоналу Томского филиала АО «ССК» Ирина Шкреба. – *К тому же совместная деятельность всегда объединяет*».

Созданный ССК комплекс социальных мер поддержки, условия работы ценятся сотрудниками. В компании работает множество патриотов, отдавших любимому делу более 10, 15 и даже 20 лет!

В 2023 году ССК второй раз вошла в топ-4 конкурса «Лучший работодатель среди буровых компаний» информационно-консалтингового агентства «Первый Буровой Портал». При этом в 2023-м она стала лидером в конкурсе, на который заявились 63 компании, ведущие строительство и реконструкцию нефтяных и газовых скважин на территории России.

Компания планомерно развивается, ее кадровая политика благополучна и стабильна: на предприятии действует полный социальный пакет, существуют разнообразные формы поддержки семей специалистов, уделяется большое внимание охране труда, промышленной и экологической безопасности. Компания из года в год придерживается ESG-принципов. Это позволяет ССК по праву называться компанией, которая создает для своих сотрудников комфортные условия труда, дает гарантию карьерного роста, способствует развитию своего персонала и той среды, где она эффективно работает уже более 23 лет. ●

KEYWORDS: *specialists, personnel, Siberian service company, drilling, oilfield service.*



РЕКЛАМА 18+

XII Петербургский международный

ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

31 октября — 3 ноября 2023

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ В TELEGRAM-КАНАЛЕ @GASFORUMSPB

GAS-FORUM.RU

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ПРАВИТЕЛЬСТВО САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

ПАРТНЕРЫ
ЗАГОРСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД
ГАЗПРОМБАНК
Комита
БАНК РОССИЯ
ГМС ГРУППА

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР
ГАЗПРОМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР
ТРУБНАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ

ОМК
ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ
Салаватский Катализаторный Завод
ГАЗПРОМ НЕФТЕХИМ САЛАВАТ
ОДК
РОСАТОМ
РУМО
ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА
Bunter group 10 лет
ГИД

ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР
Ростелеком Бизнес

ОФИЦИАЛЬНЫЙ СТРАХОВОЙ ПАРТНЕР
согаз

Neftegaz.RU
номер 10/2023 г.

УДК 622

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО МЕТОДА

оценки качества строительства скважин

Ахмадуллин Эдуард Атласович
ведущий научный сотрудник
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
к.т.н.

Мнацаканов Вадим Александрович
начальник центра
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
д.т.н.

В РАБОТЕ РАССМОТРЕНЫ РАЗЛИЧНЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ КАЧЕСТВА СТРОИТЕЛЬСТВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, ТАКИЕ КАК ГРАФОАНАЛИТИЧЕСКИЙ МЕТОД, МЕТОД АНАЛИЗА ИЕРАРХИЙ И КВАЛИМЕТРИЯ. В РЕЗУЛЬТАТЕ АНАЛИЗА СДЕЛАН ВЫВОД О ТОМ, ЧТО НАИБОЛЕЕ ОПТИМАЛЬНЫМ СПОСОБОМ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА БУРОВЫХ РАБОТ ЯВЛЯЕТСЯ МЕТОД КВАЛИМЕТРИИ – НАУЧНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ, ИЗУЧАЮЩЕЙ КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ КАЧЕСТВА ПРОДУКЦИИ, РАБОТ ИЛИ УСЛУГ

THE PAPER CONSIDERS VARIOUS THEORETICAL APPROACHES TO EVALUATING THE QUALITY OF OIL AND GAS WELL DRILLING, SUCH AS THE GRAPHICAL-ANALYTICAL METHOD, AHP AND QUALIMETRY. BASED ON THE ANALYSIS IT WAS CONCLUDED THAT THE MOST OPTIMAL WAY TO EVALUATE THE QUALITY OF DRILLING OPERATIONS IS THE METHOD OF QUALIMETRY – A SCIENTIFIC DISCIPLINE THAT STUDIES QUANTITATIVE METHODS FOR MEASURING THE QUALITY OF PRODUCTS, WORKS OR SERVICES

Ключевые слова: *бурение, буровые работы, строительство скважин, качество бурения, управление качеством, квалиметрия, квалиметрия бурения.*

Качество буровых работ

Термин «качество» является гораздо более многозначным, чем, пожалуй, любой другой применяющийся в науке и технике [1]. В этой связи прежде всего определимся, что под *качеством буровых работ* в рамках настоящей работы понимается совокупность критериев, характеризующих степень соответствия производственного процесса строительства нефтяной или газовой скважины требованиям проектной документации и отраслевых нормативных документов. Данное определение сформулировано в соответствии с термином «качество продукции» по ГОСТ 15467-79, термином «качество» по ГОСТ Р ИСО 9000-2015 и определением «качество работы», приведенным в монографиях [1, 2].

Отметим, что в отечественном ТЭК до сих пор отсутствуют руководящие документы или методические указания отраслевого уровня, регламентирующие оценку качества строительства нефтяных и газовых скважин. При этом доля буровых работ в бюджете пользователей недр может достигать 50 % и более [2], что, в свою очередь, безусловно, делает процесс строительства скважин одним из самых финансово емких видов геолого-технических мероприятий, а вопрос об их качестве и эффективности – достаточно актуальным.

В этих условиях отдельными пользователями недр самостоятельно разрабатываются локальные нормативные документы (ЛНД) по оценке качества буровых работ, например, такие методики как [3], [4] и т.д. Анализ данных ЛНД показывает, что большинство из них не учитывает теоретические основы измерения качества. В силу чего представляется целесообразным рассмотреть такие подходы, как графоаналитический метод [5], метод анализа иерархий [6], метод квалиметрии [7] (рис. 1), и определить наиболее оптимальный для количественной оценки качества строительства скважин.

ФАКТЫ

50 %

и более может достигать доля буровых работ в бюджете недропользователей

Графоаналитический метод

Графоаналитический метод оценки качества базируется на графическом отображении зависимости между показателями качества и рядом параметров, так или иначе на него влияющих. Метод позволяет наглядно представить характеристики производственного процесса и связи между ними, а также приоритизировать области повышения качества. Он часто используется не только в управления качеством, но и в оптимизации бизнес-процессов. Метод многокритериального графического анализа требует наличия количественной зависимости качества от сопряженных с ним показателей в виде явно выраженной математической функции. Как правило, это аналитические эмпирические уравнения. Именно отсутствие такой неоспоримой эмпирической формулы, учитывающей все составляющие качества буровых работ, является главным препятствием для использования графоаналитического метода при оценке качества строительства скважин. Измерить качество бурения с помощью графоаналитического метода было бы возможно, если бы существовал некий один-единственный критерий, всецело характеризующий строительство скважин. Но качество строительства скважин не определяется одним доминирующим признаком и не может быть выражено какой-либо одной

РИСУНОК 1. Оценка качества буровых работ



эмпирической формулой. Более того, как отмечается в монографии [1], предметы, к которым применимо понятие одного-единственного доминирующего признака качества, называемого «определяющим» [8] или «символизирующим» [1], встречаются довольно редко. По этому поводу в работе [9] справедливо указывается, что попытки разработать единые формулы объясняются в значительной мере отношением к оценке качества как к задаче сравнительно несложной, а также стремлением создать методики с небольшим объемом вычислений и небольшим количеством принимаемых во внимание критериев качества.

Таким образом, можно констатировать, что оценка качества строительства скважин, включающего в себя целый комплекс различного рода работ, не может быть выражена через один-единственный доминирующий признак и в силу этого не может удовлетворительно определяться с помощью графоаналитического метода.

Метод анализа иерархий

Метод анализа иерархий (МАИ) используется для оценки качества производственных процессов, а также для принятия управленческих решений при многовариантном сценарии развития событий [6]. В основном к данному методу апеллируют зарубежные исследователи. Вместе с тем подходы к оценке качества, используемые в методах МАИ и квалиметрии, достаточно схожи. За пределами стран СНГ метод МАИ воспринимается научным сообществом как новаторский и независимый от квалиметрии, что при ближайшем рассмотрении оказывается не совсем верным [7]. Даже простая хронология возникновения этих дисциплин показывает, что подходы к оценке качества на основе МАИ появились в США спустя 6–8 лет после выхода в нашей стране первых теоретических трудов по квалиметрии [9]. Тем не менее зарубежные специалисты по оценке качества предпочитают использовать термин «метод анализа иерархий», введенный в научный обиход его основателем Т. Саати.

Большинство российских ученых, включая одного из основоположников квалиметрии Г.Г. Азгальдова, считают, что при внимательном рассмотрении метод МАИ по существу оказывается частным случаем квалиметрии, причем далеко не самым лучшим, поскольку в нем не используются правила построения иерархий (деревьев критериев) и не применяется такой важный элемент квалиметрического анализа, как определение ситуации оценивания [7].

С учетом этого можно сказать, что для целей оценки качества подход квалиметрии превалирует над методом МАИ, поскольку при аналогичной теоретической базе квалиметрия имеет более детальный аппарат, как в части построения иерархий критериев объектов, так и при детерминации условий ситуации оценивания. Это, в свою очередь, склоняет чашу весов в пользу квалиметрии, как наиболее оптимального метода оценки качества, в том числе для буровых работ.

Квалиметрия

Как отмечалось ранее, в отрасли существуют ЛНД по оценке качества строительства нефтяных и газовых скважин ограниченного действия (в рамках отдельных групп компаний). Их краткое содержание можно изложить следующим образом. Задается ряд критериев, характеризующих качество строительства скважины. Затем для каждого критерия определяется

ФАКТЫ

На 8 лет

квалиметрия старше метода анализа иерархий

его фактическое значение, которое на следующем шаге сопоставляется с проектной величиной, в результате чего получается набор безразмерных коэффициентов, так называемых показателей качества. Итоговый результирующий показатель качества строительства скважины рассчитывается как среднее арифметическое значение всех безразмерных коэффициентов. В первом приближении логика такого подхода близка квалиметрии, хотя и содержит ряд недостатков. Для иллюстрации методического аппарата квалиметрии оттолкнемся от изложенного выше алгоритма (отраженного в существующих ЛНД) и рассмотрим, каким образом он мог бы быть усовершенствован за счет использования квалиметрии.

Во-первых, в существующих ЛНД оценка качества бурения производится на предмет его соответствия проектной документации, но при этом не указываются ограничения на область применения методик, что представляется не совсем корректным. Ведь если проектная документация на *эксплуатационное* бурение действительно содержит проработанные технические решения, то это не всегда справедливо в отношении проектов на строительство *поисковых* и *разведочных* скважин (ввиду отсутствия достаточной геологической информации). А это, в свою очередь, не позволяет утверждать, что соответствие поисково-разведочных буровых работ проекту автоматически обеспечивает высокой уровень качества, поскольку сам проект в этом случае может быть несовершенным. По этому поводу в монографии [1] отмечается: «Если проект будет низкокачественным, то этот уровень будет обязательно воспроизведен во всей продукции, созданной на его основе». Анализ и детерминация подобного рода *граничных условий* является первым и важным этапом разработки методики оценки качества с позиций квалиметрии. Данные граничные условия должны быть явно сформулированы, чтобы не допустить использование методики в тех случаях, когда она может дать неоднозначные результаты [2, 10].

Во-вторых, в существующих ЛНД отсутствует обоснование того, каким образом выбраны критерии строительства скважины, являются ли они необходимыми

РИСУНОК 2. Дерево критериев строительства скважины по [2, 11]



и достаточными, не являются ли они избыточными. В квалиметрии данная задача – задача определения и обоснования необходимого и достаточного числа критериев решается путем *построения специального иерархического дерева* (являющегося разновидностью математических объектов – графов), подчиняющегося правилам синтеза иерархических объектов, изложенных в работах [2, 7, 9, 10]. Пример такого иерархического дерева критериев строительства скважины по [2, 11] приведен на рис. 2.

В-третьих, в существующих ЛНД показатели, характеризующие качество строительства скважин в численном виде, определяются разными способами: в одних случаях они *вычисляются по математическим формулам* в зависимости от фактических значений абсолютных параметров, в других – *назначаются дискретно* в зависимости от попадания абсолютных параметров в определенный диапазон измерения. Такой достаточно гибкий и не всегда прозрачный подход противоречит принципам квалиметрии, где доказано, что *для корректной оценки качества все показатели должны вычисляться по одной и той же функциональной зависимости*, описанной формулой нормирования [7, 10]:

$$K_i = \frac{Q_i - q_i^{\text{бр}}}{q_i^{\text{эт}} - q_i^{\text{бр}}}, \qquad \text{(I)}$$

где K_i – относительный показатель i-го критерия в безразмерном виде; Q_i – абсолютный показатель i-го критерия в соответствующей шкале измерения (например, МПа, в град/10 м, г/см³, м, м³/сут и т.д.); $q_i^{\text{эт}}$ – эталонное, т.е. наилучшее значение абсолютного показателя i-го критерия, взятое из проектной документации на строительство скважины или отраслевых нормативных документов; $q_i^{\text{бр}}$ – браковочное значение абсолютного показателя i-го критерия, которое определяется как ближайшее к допустимому значению и вместе с тем худшее, чем допустимое.

Также отметим, что в существующих ЛНД браковочные значения не учитываются вовсе, а ведь именно они делают возможным использование формулы (I)

ФАКТЫ

11 критериев

насчитывает иерархическое дерево критериев бурения

вместо различных способов вычисления показателей качества (определяемых по математическим формулам или назначаемых дискретно).

Приведем пример использования формулы (I) для критерия «Обсаживание ствола скважины колоннами труб» (четвертый критерий сверху на рис. 2), который характеризуется величиной падения давления (Q) при опрессовке обсадной колонны за 30 мин [12]. За *эталонное* значение в данном случае принимается отсутствие падения давления при опрессовке (т.е. $q^{\text{эт}}$ = 0 МПа). Для назначения браковочного значения сначала определяется допустимое, но в то же время наихудшее значение. Согласно Правилам безопасности, допустимо падение давления за 30 мин на 0,5 МПа [12]. С учетом этого *браковочное* значение (ближайшее к допустимому, но хуже него) принимается равным 0,6 МПа ($q_6^{\text{бр}}$ = 0,6 МПа) [13]. Способы определения эталонных и браковочных значений, а также вычисление на их основе по формуле (I) относительных показателей всех остальных критериев строительства скважины (рис. 2) изложены в работах [2, 11].

В-четвертых, итоговый коэффициент качества строительства скважин в существующих ЛНД рассчитывается как простое среднее арифметическое значение коэффициентов качества различных видов буровых работ, что

подразумевает влияние каждого критерия на итоговое результирующее качество в равной мере. Это не соответствует научным положениям квалиметрии о том, что *разные критерии влияют на качество в разной мере* и для учета этого влияния в средней арифметической формуле должны использоваться специальные *коэффициенты весомостей*, определяемые экспертным или аналитическим путем. Экспертный способ подразумевает проведение опроса группы специалистов с последующей математической обработкой полученных результатов. Аналитический способ по сравнению с экспертным более строгий, его основу составляют статистические данные, например, стоимостные или затратные. Для строительства скважин коэффициенты весомостей целесообразно определять аналитическим способом, поскольку пользователи недр, как правило, располагают всей необходимой статистикой по структуре затрат на бурение [2, 11].

Отсутствие коэффициентов весомостей при свертке (агрегации) критериев в единый комплексный показатель качества приводит к искажению результата оценки за счет того, что малозначимые критерии могут нивелировать влияние других, существенно важных критериев [7].

В-пятых, в существующих ЛНД при свертке (агрегации) критериев в единый комплексный показатель качества не используется специальный дополнительный множитель, получивший в квалиметрии название *коэффициента вето*, главное назначение которого заключается в уменьшении или падении до нуля комплексного показателя качества строительства скважины в зависимости от невыполнения критически важных требований к производству буровых работ. Например, помня о том, что строящаяся скважина является опасным производственным объектом [12], представляется очевидным, что о качестве не может быть и речи, если в процессе буровых работ происходит несчастный случай со смертельным исходом. Качество таких работ должно рассматриваться как неприемлемое (т.е. равное нулю), так как оно не может достигаться ценой человеческой жизни. По этой причине в формулу свертки (агрегации) целесообразно ввести коэффициент вето, обнуляющий значение комплексного показателя качества, если в процессе бурения произошло какое-либо чрезвычайное происшествие. Коэффициент вето принимает дискретные значения, например, 0 – когда в процессе строительства скважины произошел несчастный случай со смертельным исходом или какое-либо другое существенное чрезвычайное происшествие и 1 – в случае отсутствия такого рода событий. Коэффициент вето, равный единице, не влияет на результат вычисления комплексного показателя качества бурения, а равный нулю – обращает его значение в ноль. В зависимости от уровня детализации чрезвычайных происшествий допустимо введение дополнительных дробных значения коэффициента вето.

Заключение

Резюмируя вышеизложенное, отметим, что при всех достоинствах графоаналитического метода и метода анализа иерархий, квалиметрия является наиболее оптимальным способом измерения качества строительства нефтяных и газовых скважин.

Количественная оценка качества буровых работ, согласно теоретическим основам квалиметрии, должна включать следующие основные этапы [2, 7, 9, 10]:

ФАКТЫ

4 яруса

насчитывает иерархическое дерево критериев бурения

- Определение граничных условий применения методики измерения качества.
- Построение дерева критериев строительства скважины по правилам синтеза иерархических объектов.
- Вычисление относительных показателей критериев на основе их абсолютных значений по единой унифицированной математической формуле (I) с учетом браковочных значений.
- Определение коэффициентов весомостей критериев аналитическим способом.

Свертка (агрегация) относительных показателей критериев в комплексный показатель качества с использованием коэффициента вето, обнуляющим итоговое качество в зависимости от невыполнения критически важных требований к производству буровых работ. ●

Литература

1. *Азгальдов Г.Г., Гличев А.В., Панов В.П. Что такое качество? – М.: Экономика, 1968. – 135 с.*
2. *Ахмадуллин Э.А. Как измерить качество бурения и КРС? [монография] – Москва, 2022. – 234 с.: ил., табл. – ISBN 978-5-600-03289-7. URL: http: // www.elibrary.ru / item.asp?id=54295269.*
3. *Качество скважины. Оценка соответствия при строительстве скважин: Р Газпром 2-3.2-520-2010 // Северо-Кавказский НИПИ природных газов. Документы нормативные для проектирования строительства и эксплуатации объектов ПАО «Газпром»: срок действия с 26.08.2011 до 26.08.2014.*
4. *РД 153-39.0-349-05 «Методика оценки качества строительства скважин нефтяной компании «Татнефть» // ТатНИПИнефть: Утв. приказом ОАО «Татнефть» от 10.09.2005.*
5. *Методические указания по определению уровня качества промышленной продукции серийного производства // М.: Изд. ВНИИС, ВНИИМАШ. – 1970.*
6. *Саати Томас. Принятие решений: Метод анализа иерархий (перевод с англ. Р.Г. Вачнадзе) – М.: Радио и связь, 1993. – 278 с.*
7. *Азгальдов Г.Г., Костин А.В., Садовов В.В. Квалиметрия для всех: Учеб. пособие – М.: ИД ИнформЗнание, 2012. – 165 с.: ил. – ISBN 978-5-906036-03-2.*
8. *ГОСТ 15467-79. Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения // Утв. постановлением Госстандарта СССР от 26.01.1979 № 244. Дата введения: 01.07.1979.*
9. *Азгальдов Г.Г., Райхман Э.П. О квалиметрии. Под ред. Гличева А.В. – М.: Издательство стандартов, 1973. – 172 с.*
10. *Азгальдов Г.Г. Теория и практика оценки качества товаров (основы квалиметрии) – М.: Экономика, 1982. – 256 с.*
11. *Ахмадуллин Э.А. Квалиметрия буровых работ // Науч.-тех. журн. Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2023. – № 1. – С. 23–26. – ISSN 2073-9877.*
12. *Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности : Утв. Приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №534. – Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 32, ст. 3348, 2020, № 27, ст. 4248.*
13. *Ахмадуллин Э.А. К вопросу количественного измерения качества бурения // Производственно-технический журнал. Инженерная практика. – 2021. – № 11–12. – С. 72–75.*

KEYWORDS: *drilling, well works, drilling operations, drilling quality, quality management, qualimetry, drilling qualimetry.*

BAPTEEC LTD

ПРЕЖНЕЕ НАЗВАНИЕ «BEIJING AEROSPACE PETROCHEMICAL TECHNOLOGY AND EQUIPMENT ENGINEERING CORPORATION LIMITED»



Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



Вертикальный насос (OH6)

Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

- **Расход** 1~360 м³/ч, напор: 80~3600 м
- **Мощность двигателя** 5,5~2000 кВт
- **Температура** -130~+340 °C
- **Область применения:** нефтеперерабатывающая, нефтехимическая, химическая отрасли
- **Типичное применение:** этилен, пропилен, ПЭ, ПП, ТФК и др.
- **ISO Сертификаты:** ISO9001, ISO14001, OHSAS 18001
  EAC Сертификаты: ТР ТС 010/2011, ТР ТС 012/2011, ТР ТС 020/2011
- **Квалифицированный поставщик:** BASF, BP, CTCI, Daelim, Enter, Fluor, Foster Wheeler, GS, Hyundai, Saipem, Samsung, Tecnimont, Toyo
- **Насосы применялись** в процессах, лицензированных Invista, BP,Univation, Technip, UOP, Axens, Fluor, Siemens и Johnson Matthey
- **Конечные потребители в СНГ:** ООО «Амурский газохимический комплекс» (Сибур), Иркутская нефтяная компания, АО «ПОЛИЭФ» (Сибур), Русоксо и ПКОП Шымкентский НПЗ



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

РЕКЛАМА

Штаб-квартира
г. Пекин, Китай
Контактное лицо: Лю Сяо
Тел: +86-10-87094356, 87094328
+8617319371970
E-mail: liux@calt11.cn, burw@calt11.cn

Авторизованный дилер
ООО «Юникс Инжиниринг»
Тел/Факс: +7(495) 648-62-78
E-mail: office@unix-eng.ru

www.calt11.com



РЕКЛАМА

ОБЪЕДИНЕННЫЙ СЕРВИС

В 2023 ГОДУ ТМК НЕФТЕГАЗСЕРВИС (ТМК НГС), ВХОДЯЩЕЙ В ТРУБНУЮ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКУЮ КОМПАНИЮ (ТМК), ИСПОЛНИЛОСЬ 15 ЛЕТ. ОБ ИЗМЕНЕНИЯХ ПОТРЕБНОСТЕЙ КЛИЕНТОВ, ФОРМИРОВАНИИ НОВОГО РЫНКА, ПРОИЗОШЕДШИХ ПЕРЕМЕНАХ И РЕЗУЛЬТАТАХ, С КОТОРЫМИ КОМПАНИЯ ПОДОШЛА К ЮБИЛЕЙНОЙ ДАТЕ, РАССКАЗАЛ ДИРЕКТОР ПО РАЗВИТИЮ СЕРВИСА И ПРОДАЖАМ ТМК НГС ДАНИЛ ШАХОВ

IN 2023, TMK OIL FIELD SERVICES, PART OF THE TMK, TURNED 15 YEARS OLD. DANIL SHAKHOV, DIRECTOR OF SERVICE DEVELOPMENT AND SALES OF TMK OIL FIELD SERVICES, TOLD ABOUT THE CHANGES IN CUSTOMER NEEDS, THE FORMATION OF A NEW MARKET, THE CHANGES THAT HAVE TAKEN PLACE AND THE RESULTS WITH WHICH THE COMPANY APPROACHED THE ANNIVERSARY DATE

Ключевые слова: *нефтесервисные услуги, трубная продукция, аренда, инженерное сопровождение, насосно-компрессорные трубы.*



Шахов Данил Сергеевич

директор по развитию сервиса и продажам ТМК НГС

– В ТМК НГС произошли глобальные перемены. Расскажите, что изменилось за последний год?

– Главное изменение – в единый контур под управление ТМК Нефтегазсервис перешли 13 производственных площадок на территории Уральско-Сибирского макрорегиона, объединившие 2300 сотрудников. Все активы органично дополнили друг друга и расширили нашу территорию присутствия в Урало-Сибирском регионе, в непосредственной близости от заказчиков.

Новая команда инициировала комплексный анализ по всем направлениям работы – от производственных до обслуживающих процессов – в соответствии с новыми целями и задачами. Сбалансировали мощности предприятий, внедрили единую программу планирования производства. Собрали и проанализировали опыт и лучшие практики предприятий, которые можно применить на новых активах, чтобы повысить эффективность производства уже существующих в портфеле компании продуктов, например, внутрискважинных фильтров, услуг по теплогидроизоляционному (ТГИ) покрытию труб и покрытию насосно-компрессорных труб (НКТ).

Мы серьезно подошли к аналитике: за этот год оценили свои возможности, направление движения рынка и ключевые факторы для потребителя. Поработали над внедрением новых услуг.

Для нас важно, чтобы качество предоставляемых нами услуг соответствовало ожиданиям клиентов. Это касается не только производственных мощностей, но и квалификации персонала, эффективности бизнес-процессов, новых подходов и практик.

Мы отчетливо увидели, что покупатель все рациональнее относится к затратам на нефтесервисные услуги. Согласно нашей внутренней статистике, более 70% клиентов так или иначе проявляют интерес к снижению постоянных затрат на закупку трубной продукции, вместе с этим не готовы жертвовать качеством. Потребитель испытывает сложности с содержанием большого штата ремонтной службы и складских площадей, поиском подрядчика и транспорта для оказания нефтесервисных услуг. Именно поэтому мы предложили своим заказчикам новую услугу – аренду трубной продукции, в рамках которой ТМК НГС обеспечивает клиента трубой и сопутствующим оборудованием, полным инженерным сопровождением, инспекцией трубы или нефтепогружного оборудования (НПО) после каждой спускоподъемной операции (СПО), а также ремонтом в высококвалифицированных сервисных центрах и обновлением фонда трубы или НПО при отбраковке. По истечении срока службы трубной продукции осуществляется вывоз трубы и конечное обращение с ней в соответствии с нормативными требованиями.

Подчеркну, что с момента основания наша команда участвовала в реализации знаковых проектов наравне с партнерами на территориях нефтегазодобычи. В результате такого плотного многолетнего сотрудничества в ТМК НГС были сформированы уникальные методики по ремонту и изготовлению нефтесервисного оборудования. Кроме того, благодаря оперативной обратной связи от клиентов и тщательному изучению рынка добычи энергоресурсов мы можем предлагать эффективные решения по сервисному сопровождению, а также разрабатывать новые продукты с учетом индивидуальных потребностей заказчиков.

За последний год в очередной раз подтвердилось, что для того, чтобы оставаться эффективными, необходимо уметь быстро адаптироваться к меняющимся потребностям рынка. Важно мыслить стратегически и принимать решения на основе реальной ситуации в условиях дефицита времени.

– Получается, что ТМК НГС сформировал новый рынок гибридных услуг аренды насосно-компрессорных труб и ГРП-труб. Как вы планируете развивать направление дальше?

– На сегодняшний день аренда труб для гидроразрыва пласта осуществляется в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах. Между компанией и ключевыми партнерами есть долгосрочные контракты, которые предусматривают сопровождение службы сервисного обслуживания предприятия на всех этапах эксплуатации оборудования. Мы будем продолжать дальше выстраивать диалог с потребителями с учетом их приоритетных целей и задач по снижению затрат, участвовать в координации работ на нефтяных промысловых месторождениях и выходить на новые регионы.

Наши партнерские отношения нацелены на многолетнее сотрудничество и выполнение взятых на себя обязательств в четко установленные сроки. Это важнейший принцип нашей работы.

13
городов присутствия

2300 человек
– численность сотрудников ТМК НГС

1,5 млн шт./год
– количество отремонтированных НКТ





250
тыс. тонн труб в год
– нанесение антикоррозионного покрытия

24
тыс. шт./год
произведено скважинных фильтров

– Текущие преобразования оказали влияние на коммерческое подразделение, которое вы возглавляете?

– Да, конечно, оказали. Трансформировалась корпоративная система отраслевых и региональных продаж. В текущем году коммерческие подразделения предприятий компании объединились в рамках блока дирекции по развитию сервиса и продажам ТМК НГС. Соответственно, изменился принцип взаимодействия с клиентами, который исключил региональную составляющую. Раньше сотрудники коммерческих служб на местах были ограничены географическим присутствием и специализацией своей производственной площадки. Сейчас они объединили компетенции и могут представлять продуктовый ассортимент всей компании.

В рамках объединения коммерческого блока была создана новая структура – группа маркетинга, которая решает стратегические задачи ТМК НГС по углубленному анализу нефтесервисного рынка и запросов потребителей. Кроме того, были приняты единые стандарты операционной деятельности – от анализа рынка нефти и газа до сопровождения процесса сбыта продукции и получения обратной связи от партнеров. Как показали результаты, такой подход наиболее удобен для клиентов: он способствует повышению эффективности работы и открывает новые возможности для сотрудничества.

– ТМК НГС также специализируется на изготовлении скважинных фильтров, стальных свай, элементов трубных колонн, термокейсов. Планируется ли выпуск новой продукции?

– Мы непрерывно ведем работу по расширению продуктового портфеля. Например, ТМК НГС освоил новое перспективное направление – выпуск перфорированных скважинных фильтров с прямой намоткой. Оборудование изготавливается из трубной продукции производства заводов ТМК и обладает высокой прочностью. Сегодня производственные мощности по изготовлению скважинных фильтров достигают 24 тысячи штук в год. Мы масштабируем это направление, а также планируем расширить собственную продуктовую линейку скважинных фильтров.

Кроме того, мы приступили к выпуску нового вида продукции – отводов с пенополиуретановой изоляцией труб. Соединительные детали – отводы, тройники, запорная арматура – незаменимые составляющие любой трубопроводной системы. Сегодня производители линейной части трубопроводов заинтересованы в том, чтобы приобретать такие детали с пенополиуретановой изоляцией у одного производителя. Поэтому компания решила запустить новую продуктовую линейку. Такие изделия применяются для соединения труб при монтаже водопроводов и систем отопления, в устройстве теплотрасс, в сельском хозяйстве, металлургии, энергетической сфере и других. Изоляция необходима для снижения тепловых потерь и защиты оборудования от влияния окружающей среды. Применение деталей, изготовленных по одной нормативно-технической документации производителя, дает клиенту уверенность, что на всем участке трассы используются трубы и соединительные детали с одинаковыми техническими и физико-механическими свойствами покрытия, что очень важно при эксплуатации трубопровода, а также обеспечивает качественное выполнение дальнейших строительно-монтажных работ. ●

KEYWORDS: *oilfield services, pipe products, rental, engineering support, pumping and compressor pipes.*



АНАЛИЗ ПРИЧИН И ОСОБЕННОСТЕЙ ПЕРЕТОКОВ ГАЗА

в заколонных пространствах скважин

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ПРИЧИНЫ НАРУШЕНИЯ ЦЕЛОСТНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ЦЕМЕНТНОГО КОЛЬЦА. ПРОАНАЛИЗИРОВАН ПРОЦЕСС ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ КАК НАИБОЛЕЕ ОПАСНЫЙ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПУТЕЙ ЗАКОЛОННЫХ ФЛЮИДОПЕРЕТОКОВ. В КАЧЕСТВЕ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ПРЕДЛАГАЕТСЯ СОЗДАНИЕ И ПРИМЕНЕНИЕ ТАМПОНАЖНЫХ СИСТЕМ С ГАЗОБЛОКИРУЮЩИМИ СВОЙСТВАМИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВЕННОГО КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН

THE PAPER CONSIDERS THE REASONS FOR THE VIOLATION OF THE INTEGRITY OF THE CASING COLUMNS AND THE CEMENT RING. THE PROCESS OF CEMENTATION IS ANALYZED AS THE MOST DANGEROUS FOR THE FORMATION OF THE PATHS OF THE COLUMN FLUID CROSSFLOW. AS A SOLUTION TO THE PROBLEM, IT IS PROPOSED TO CREATE AND USE GROUTING SYSTEMS WITH GAS-BLOCKING PROPERTIES TO ENSURE HIGH-QUALITY FASTENING OF WELLS

Ключевые слова: *цементирование скважин, тампонажный раствор, флюидопереток, негерметичность цементного камня, газоблокирующие свойства.*

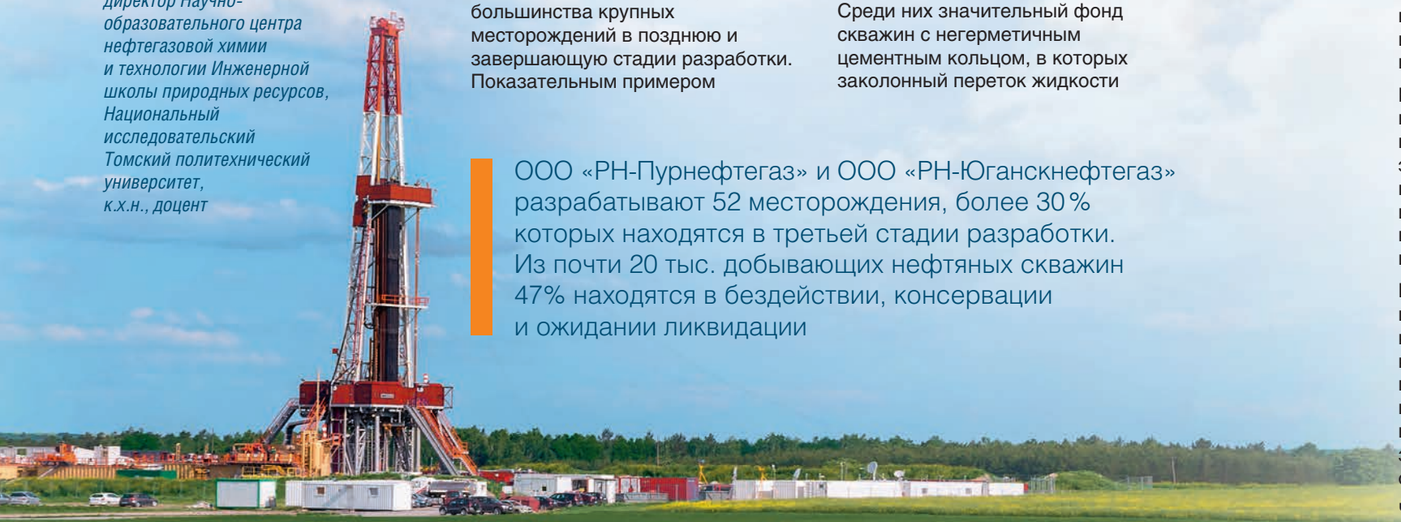
УДК 622.245

Шаров Иван Викторович

аспирант, Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Минаев Константин Мадестович

научный руководитель, отделение нефтегазового дела, директор Научно-образовательного центра нефтегазовой химии и технологии Инженерной школы природных ресурсов, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, к.х.н., доцент



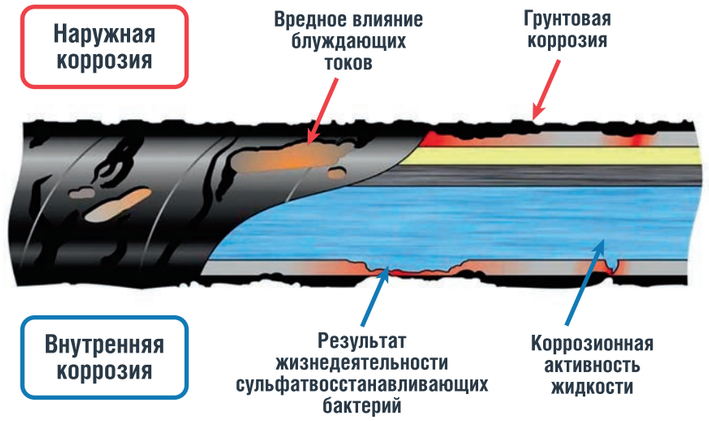
Нарушение герметичности заколонных пространств скважин, приводящее к возникновению межпластовых перетоков газа, межколонных газопроявлений и грифонообразований, остается серьезным видом осложнений на многих газовых и газоконденсатных месторождениях [1].

Стоит отметить ухудшение состояния фонда, увеличение объема ремонтов со вступлением большинства крупных месторождений в позднюю и завершающую стадии разработки. Показательным примером служат два предприятия ПАО «НК «Роснефть» – ООО «РН-Пурнефтегаз» и ООО «РН-Юганскнефтегаз». Организации разрабатывают 52 месторождения, более 30 % которых находятся в третьей стадии разработки.

Из почти 20 тыс. добывающих нефтяных скважин 47 % находятся в бездействии, консервации и ожидании ликвидации. Среди них значительный фонд скважин с негерметичным цементным кольцом, в которых заколонный переток жидкости

> ООО «РН-Пурнефтегаз» и ООО «РН-Юганскнефтегаз» разрабатывают 52 месторождения, более 30 % которых находятся в третьей стадии разработки. Из почти 20 тыс. добывающих нефтяных скважин 47% находятся в бездействии, консервации и ожидании ликвидации

РИСУНОК 1. Виды коррозии обсадных колонн и ее возможные причины



уже установлен или обоснованно предполагается [2].

Нарушение целостности обсадной колонны после некоторого периода эксплуатации скважины может быть вызвано наружной и внутренней коррозией, эрозионным действием потока добываемого флюида, прожогом труб при коротком замыкании токоподводов к глубинным насосам, неправильным проведением технологических, ремонтных или аварийных работ в скважине, авариями с эксплуатационным оборудованием, смятием труб из-за неустойчивости стенок скважины, ошибочной перфорацией колонны и т.д. Виды коррозии приведены на рисунке 1. Все это часто сопровождается обводнением продукции скважины, газопроявлениями в трубном и затрубном пространствах, грифонообразованием [3].

Большинство исследователей полагают, что наиболее вероятной причиной нарушения герметичности эксплуатационной колонны служит проявление коррозии наружной и внутренней поверхностей труб в агрессивной среде пластовой воды и газа.

Причиной негерметичности цементного кольца является низкое качество цементирования обсадных колонн в скважинах, вследствие применения нестандартного цемента или приготовления цементных растворов с завышенными водоцементными отношениями [4].

Чаще всего о наличии путей заколонных флюидоперетоков нам становится известно лишь при их функционировании, т.е. при фильтрации по ним газа. Установлено, что образование путей техногенных перетоков газа в заколонном пространстве скважин в отдельных случаях происходит в процессе строительства, а именно – цементирования скважин.

> Наиболее вероятной причиной нарушения герметичности эксплуатационной колонны служит проявление коррозии наружной и внутренней поверхностей труб в агрессивной среде пластовой воды и газа

Процесс цементирования заколонного пространства скважины, в частности период ОЗЦ, представляется наиболее опасным для образования путей заколонных флюидоперетоков. Особенности процесса образования структуры тампонажного раствора (цементного камня) определяют качество заколонной крепи. Эксперименты показали: если тампонажный раствор не нарушает структуру порового пространства в период до превращения его в камень, то такой камень становится практически непроницаемым для пластового флюида. Однако если после цементирования присутствуют заколонные флюидопроявления, то это свидетельствует о том, что в поровом пространстве тампонажного раствора или камня образовались флюидопроводящие каналы.

Стоит отметить, что в период времени ОЗЦ в тампонажном растворе, находящемся в заколонном пространстве скважины, происходят сложные физико-химические процессы, среди которых имеет место и опережающее схватывание цемента в отдельных зонах. В этих зонах контакт цементного камня с обсадной колонной или породой образуется в условиях достаточного количества жидкости (водной фазы) и имеет хорошее качество. На других же участках заколонного пространства качество контакта цементного камня будет ухудшаться вследствие развития в дальнейшем явления усадки цементного камня, имеющего место при недостаточном количестве жидкой водной фазы раствора [1].

Анализируя причины негерметичности эксплуатационных колонн и особенности формирования каналов техногенных перетоков можно заключить, что решением данной проблемы является создание и применение тампонажных систем с газоблокирующими свойствами для обеспечения качественного крепления скважин. ●

Литература

1. *Бекетов С.В., Евик В.Н., Суковицын В.А. Особенности формирования каналов техногенных перетоков газа в заколонных пространствах скважин, Горный информационно-аналитический бюллетень, 2003. – С. 12–16.*
2. *Никишов В.И. Совершенствование технологии ремонтно-изоляционных работ по исправлению негерметичного цементного кольца на примере месторождений Западной Сибири – диссертация кандидата технических наук, Уфа, 2010.*
3. *Антипин Ю.В. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти / Ю.В. Антипин, М.Д. Валев, А.Ш. Сыртланов – Уфа: Башк. кн. изд-во. – 1987. – 168 с.*
4. *Краснов И.И. Диагностика источников водопритока и перспективы технологий ограничения прорыва воды в скважины / Нефть и газ: опыт и инновации, 2019. – С. 20–34.*

Keywords: *well cementing, cementing slurry, fluid crossflow, leakiness of cement stone, anti-gas migration capacity.*

СОВРЕМЕННО, ТЕХНОЛОГИЧНО, ИННОВАЦИОННО:

принципы работы лидеров нефтесервисной отрасли



Назаралиев Ислам Замирович
генеральный директор «НафтаГаз», к.э.н.

ПЕРЕД РОССИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛЬЮ ВСТАЮТ ВСЕ НОВЫЕ ВЫЗОВЫ. ПОИСК РЕШЕНИЯ НЕПРЕДВИДЕННЫХ ЗАДАЧ СТАНОВИТСЯ ЕЖЕДНЕВНОЙ РЕАЛЬНОСТЬЮ. ЧТО ПОМОГАЕТ ОТЕЧЕСТВЕННЫМ НЕФТЕСЕРВИСНЫМ КОМПАНИЯМ НЕ ТОЛЬКО УДЕРЖИВАТЬ ПОЗИЦИИ НА РЫНКЕ, НО И РАЗВИВАТЬСЯ, НЕ ОТСТУПАЯ ОТ НАМЕЧЕННЫХ ПЛАНОВ? НА ЭТОТ И ДРУГИЕ ВОПРОСЫ ИЗДАНИЯ ОТВЕЧАЕТ ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР КОМПАНИИ «НАФТАГАЗ» ИСЛАМ НАЗАРАЛИЕВ

THE RUSSIAN OIL AND GAS INDUSTRY IS FACING EVER NEW CHALLENGES. FINDING SOLUTIONS TO UNEXPECTED PROBLEMS BECOMES A DAILY REALITY. WHAT HELPS DOMESTIC OIL SERVICE COMPANIES NOT ONLY MAINTAIN THEIR POSITION IN THE MARKET, BUT ALSO DEVELOP WITHOUT DEVIATING FROM THEIR PLANS? THE GENERAL DIRECTOR OF NAFTAGAZ, ISLAM NAZARALIEV, ANSWERS THIS AND OTHER QUESTIONS

Ключевые слова: *бурение, цифровизация, производственные показатели, инвестиции, модернизация.*

РЕКЛАМА

– Ислам Замирович, мы встречались в начале года, у «НафтаГаза» традиционно было много планов, а сам 2023 год в компании объявлялся годом эффективности. Каковы предварительные результаты?

– С каждым годом вызовы становятся все серьезнее и приходится решать задачи в моменте, постоянно повышая компетенции в подборе персонала, в разработке собственных технологий, в расширении пула партнеров. Но пока со всеми вызовами мы эффективно справляемся.

За последнее время буровой сегмент «НафтаГаза» пополнился еще пятью бригадами. У нас в целом произошла ротация производственного персонала. Сегодня мы подходим к качеству специалистов, которых принимаем на работу, с повышенной требовательностью, но за это предлагаем совершенно иной уровень условий и социальных гарантий. При этом мы, как все нефтесервисные компании, до сих пор страдаем от нехватки персонала по всем направлениям и уровням. Проблема кадров в нефтегазовой отрасли остается очень острой.

Продолжается рост производственных показателей: по отношению к 9 месяцам прошлого года – на 21%. Мы вышли на стабильные 100 тысяч метров проходки в месяц, возобновили сотрудничество с проектом «Заполярье», где сегодня работает флагман нашего бурового парка – БУ-6000, производства «Уралмаш НГО Холдинг». Работаем на Северо-Комсомольском месторождении по контракту с новым партнером – ООО «СевКомНефтегаз».

Наш сервисный дивизион «Нафтагаз-Сервис» и ИТ-предприятие «Цифровое бурение» оказывают услуги не только для «Нафтагаз-Бурения», но и для других компаний на рынке.

«Нафтагаз-Развитие» – первый учебный центр в Ноябрьске по обучению и повышению квалификации не только нашего персонала, но и нефтегазовых компаний в целом. За последнее время мы закупили современные обучающие комплексы, расширяем перечень программ и курсов. В этом году центр переехал в новое комфортное здание с современными классами, актовым залом, столовой, тренажером дополненной реальности с имитацией процесса бурения, VR-системами для отработки норм производственной безопасности и многим другим.

– Нефтесервисные предприятия столкнулись с проблемой замещения зарубежного оборудования, материалов. Но с момента введения жестких ограничений прошло полтора года, за это время что-то изменилось или для вашей компании импортозамещение не было проблемой?

– Мы придерживаемся принципа: принимаемые решения должны быть современными, технологичными и инновационными. Еще в 2019 году мы постепенно стали переходить на программные продукты отечественного производства или создавать свои. Поэтому кризис в ИТ-отрасли прошлого года нас не коснулся, мы не зависели от иностранного ПО.

Кроме этого, занимаемся и созданием собственных производственных решений по применению технологических приемов в бурении. В нефтесервисе таких решений не больше трех, и одно из них – наше.

Сегодня «НафтаГаз» – единственная нефтесервисная компания в России, у которой все буровые установки оснащены системами автоматизации, которые обеспечивают минимизацию человеческого фактора, улучшение производственной безопасности и экономическую эффективность. Причем данную услугу мы уже предлагаем рынку.

– Какие именно инновации внедряются по направлению цифровое бурение?

– Созданный нашими инженерами-разработчиками комплекс автоматизированного бурения (АКБ) оптимизирует процесс строительства скважин и улучшает показатели за счет сокращения издержек и времени бурения. В него входит единая цифровая платформа, автоматическое поддержание скорости, модуль поверхностной осцилляции колонны бурильных труб, модуль снижения неравномерности вращения/демпфирования, автоматическая система подачи долота и поддержания заданных параметров режима бурения, система подбора оптимального режима бурения по алгоритмам MSE, модуль предупреждения скважинных инцидентов, модуль оценки работы бурильщиков. Среди результатов, достигнутых на объектах «НафтаГаза» спустя более миллиона метров: механическая скорость проходки выросла на 25%, эффект для заказчика – сокращение на 7% сроков строительства скважин.

– Проект реализован или он в развитии? Какова в целом стратегия реализации цифрового направления?

– Конечно, в развитии. Технологичные системы, как мы знаем, устаревают еще при внедрении. Сегодня мы работаем над качественной визуализацией АКБ и аналитики данных для удобства пользователя. И важнейшая задача – разработать решение бурения с «одной кнопки» в режиме не только с вращением, но и в «слайде», то есть все операции от начала до окончания наращивания. Кроме этого, мы планируем тиражирование решения по комплексной (скважинного оборудования и наземного модуля) осцилляции для достижения увеличения длины горизонтального ствола скважины без использования роторно-управляемой системы (РУС). С целью снижения НПВ, увеличения экономических показателей будем внедрять уникальное предложение – полноценную комплексную систему мониторинга бурового оборудования для увеличения ресурса бурового оборудования, контроля его состояния и своевременного техобслуживания, ремонта и принятия предиктивных мер.

Эффективность «цифрового» проекта по-прежнему во многом зависит от людей, качества их профессиональной подготовки и взаимодействия друг с другом. В ближайших планах для ее повышения запланировано внедрение системы кадрового резерва и программы для дополнительной мотивации сотрудников, повышение квалификации полевых инженеров и руководителей направления, проведение обучения буровых мастеров использованию цифровой буровой как инструмента выполнения ГГД в рамках целевых ориентиров.

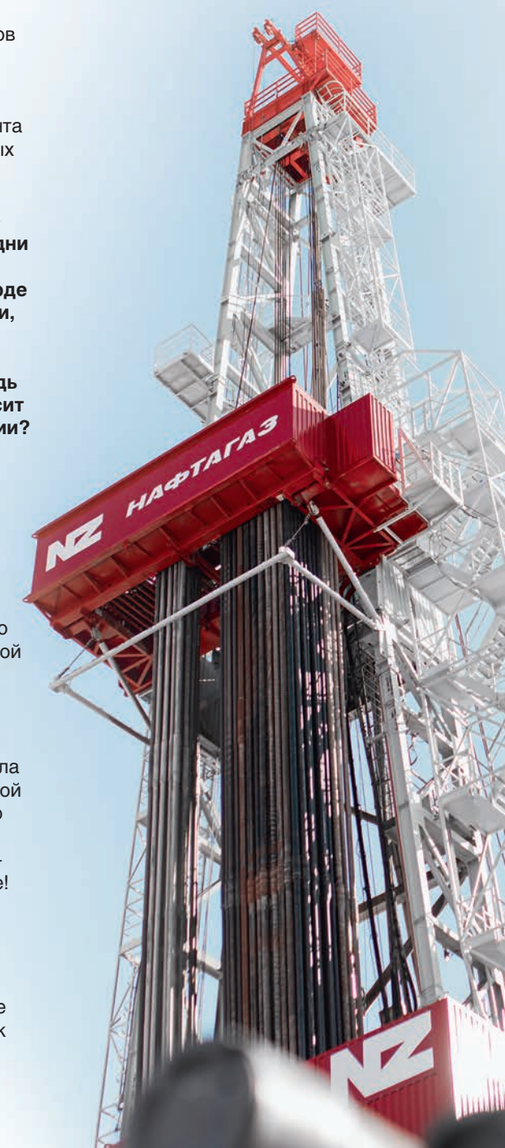
– Мы следим за деятельностью вашей компании, в последние дни во всех отраслевых новостных лентах прошла новость о рекорде на Ем-Ёговском месторождении, где специалисты «Нафтагаза» существенно сократили цикл бурения. С чем это связано, ведь каждый новый рекорд не зависит от применения новой технологии?

– Рекорд на Ем-Еговском был осуществлен по давно известной технологии «Fish bone», но совместная работа бригады, ИТР и представителей заказчика показала отличный результат – опережение на 11,5 суток. Есть рекорды по суточной проходке, по скорости бурения, по механической скорости проходки при помощи автоматического комплекса бурения, пробурена самая протяженная горизонтальная скважина, наша бригада построила скважину, которая стала рекордной по стартовому дебиту для нашего заказчика, – свыше 1000 тонн в сутки. Буровики «НафтаГаза» – не просто молодцы, они – лучшие!

Конечно, многое зависит от квалификации, технологий и оборудования, но значительное влияние, как и прежде, имеет командная работа. И речь идет не только о буровой бригаде, так как обычно это слаженный коллектив, речь идет о коммуникациях между заказчиком и подрядчиком. В современных реалиях в нефтегазе эти отношения перешли на другой уровень: взаимодействие идет по всем направлениям – условия работы, технологии, подготовка кадров. В отрасли создается экосистема с общей базой знаний и компетенций.

– В планах компании на 2023 год были обозначены амбициозные планы по инвестпроектам и развитию новых направлений бизнеса. Удалось ли их реализовать?

– Да. Продолжаем реализацию стратегии по модернизации оборудования и цифровизации.



О последней я уже сказал выше. Что касается оборудования, то в ближайшее время мы планируем выйти на средний возраст бурового станка – 5 лет. За последние годы на обновление основных средств мы направили около 11 миллиардов рублей, которые пошли, в том числе, и на 12 новых буровых грузоподъемностью 225, 320 и 400 тонн.

На завершающем этапе находится реализация проекта по разработке универсальной БУ-250, обладающей высокой монтажеспособностью, с целью сокращения сроков строительства скважин (вышкомонтажных работ и бурение) на 20% и повышения производительности буровых установок при ВМР в два раза и при бурении скважин (сокращение продолжительности безметровых работ) на 5%.

Только что в целях повышения экономической эффективности и качества работ запущен автоматизированный комплекс по инспекции и ремонту бурильного инструмента. Благодаря новым трубонарезным станкам с программным управлением, а также расширенному комплексу труборемонтных работ, включающим, в частности, наплавку твердосплавных поясков и проведение противозадирной обработки методом фосфатирования, мы сможем значительно увеличить срок эксплуатации бурильных труб. Комплекс полностью закрывает наши потребности, и мы готовы предоставлять услугу другим предприятиям.



– В прошлом интервью мы отметили, что по итогам 2022 года «НафтаГаз» признан лучшим буровым подрядчиком ПАО «Газпром нефть», в этом году вы получили признание как «лучший работодатель в бурении»…

– Для нас обе награды очень важны и демонстрируют, что компания умеет соблюдать баланс – между бизнес-эффективностью и человекоцентричностью. Действительно, сегодня мы выходим на новый уровень взаимодействия с коллективом. В компании в приоритете – повышенное внимание к бытовым условиям: внедряем современные вахтовые жилые комплексы со всеми привычными в обычной жизни человеку элементами, предоставляется бесплатное питание вахтовикам, оказываются другие услуги, которые обеспечивают комфорт и позволяют полностью сосредоточиться на работе.

Мы развиваем автоматизацию процессов – как производственных, так и кадровых. Наш сотрудник должен иметь такую квалификацию, которая позволяет ему вести производственные задачи в специализированных программах, даже если он находится на месторождении.

Удаленность большей части персонала друг от друга стало причиной разработки корпоративного портала (по методу корпуслуг), позволяющего решать все свои вопросы и задачи при помощи мобильного приложения, находиться всем в едином информационном поле и коммуницировать. Даже без доступа в интернет иметь возможность отправлять документы по HSE для отчетности, например. Наша компания в нефтесервисе первая реализовала подобный функционал в широком объеме. Мы планомерно движемся к цифровизации и автоматизации рабочего места буровика.

Значительный акцент делаем на коммуникации, обратную связь, расширение социальных гарантий. Стоит обозначить, что проводится постоянная индексации заработных плат и всем сотрудникам с начала следующего года будет предоставлен полис ДМС. В принципе вопросам здоровья мы уделяем повышенное внимание. Уже год действует корпоративная программа «Здоровье: персонифицированная медицина для каждого», позволяющая контролировать риск возникновения сердечно-сосудистых заболеваний и внедрять профилактическую составляющую в привычный режим жизни сотрудника. «НафтаГаз» присоединился к региональной программе «Репродуктивное здоровье ЯНАО». Участие по обоим направлениям – бесплатное для сотрудника, все затраты берет на себя предприятие.

В «НафтаГазе» сегодня собрана очень эффективная команда управленцев и производственников, прекрасно понимающих цель, к котором мы идем. Поэтому мы ставим во главу угла принципы сохранения и развития персонала, выстраивания долгосрочных взаимоотношений между компанией и сотрудником. Буровая бригада – это коллектив в коллективе, и чем меньше текучесть, слаженнее командная работа, тем эффективнее результаты. Такова особенность нефтесервиса. Мы в первую очередь сами заинтересованы в сохранении и развитии опытных кадров, но стремимся стать центром притяжения для молодых отраслевых специалистов с целью улучшения их профессиональных компетенций. ●

Keywords: *drilling, digitalization, production indicators, investments, modernization.*

ПРИОРИТЕТ
юридическая компания

Тендерный
КОНСАЛТИНГ

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

Аккредитация на торговых площадках

Подбор тендеров по заданным параметрам

Юридический анализ тендерной документации

Подготовка **тендерной заявки**

Услуги **специализированной организации**

Оформление **банковских гарантий**

Юридическое сопровождение заключения и исполнения государственного контракта

Оспаривание решений ФАС о внесении в **«черный список поставщиков»**

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

+7 495 987 18 50 (многоканальный)

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

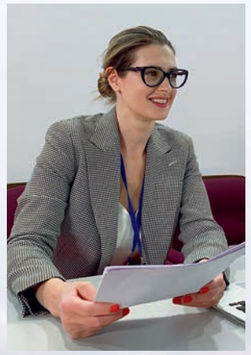
ОСОБЕННОСТИ ДОЛГОСРОЧНОГО КОНТРАКТА купли-продажи СПГ

ОСНОВУ ОТРАСЛИ СПГ СОСТАВЛЯЮТ ДОЛГОСРОЧНЫЕ КОНТРАКТЫ КУПЛИ-ПРОДАЖИ НА УСЛОВИЯХ «БЕРИ ИЛИ ПЛАТИ» СО СРОКОМ ДЕЙСТВИЯ ОТ 10 ЛЕТ, ЗАКЛЮЧАЕМЫЕ С ПРОДАВЦОМ-ПРОИЗВОДИТЕЛЕМ. АВТОР РАССМАТРИВАЕТ ОСОБЕННОСТИ ДОЛГОСРОЧНОГО КОНТРАКТА КУПЛИ-ПРОДАЖИ СПГ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ СДЕЛКИ И ГИБКОСТЬ ПОСТАВКИ. В СТАТЬЕ АНАЛИЗИРУЮТСЯ РИСКИ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА «БЕРИ ИЛИ ПЛАТИ» (*«TAKE-OR-PAY»*) И ПРАВО НА ПОСТАВКУ НЕОТОБРАННЫХ ОБЪЕМОВ (*«MAKE-UP» RIGHT*), БАЗИС ПОСТАВКИ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА ГИБКОСТЬ, ТОЛКОВАНИЕ ОГОВОРКИ О ПЕРЕСМОТРЕ ЦЕНЫ. ПОДВОДЯ ИТОГИ АВТОР ОТВЕЧАЕТ НА ВОПРОС: КАКИМ ОБРАЗОМ ДАННЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ КОНТРАКТА ВЛИЯЮТ НА ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ СДЕЛКИ И В ЧЕМ ИХ ОСНОВНЫЕ РИСКИ

THE BASIS OF THE LNG INDUSTRY IS LONG-TERM PURCHASE AND SALE CONTRACTS ON A "TAKE-OR-PAY" BASIS WITH A VALIDITY PERIOD OF 10 YEARS OR MORE, CONCLUDED WITH THE SELLER-PRODUCER. THE AUTHOR CONSIDERS THE FEATURES OF A LONG-TERM LNG PURCHASE AND SALE CONTRACT THAT AFFECT THE ECONOMIC IMPACT OF THE TRANSACTION AND FLEXIBILITY OF SUPPLY. THE ARTICLE ANALYZES THE RISKS OF THE "TAKE-OR-PAY" OBLIGATION AND THE RIGHT TO SUPPLY UNSELECTED VOLUMES ("MAKE-UP" RIGHT), THE SUPPLY BASIS AND ITS IMPACT ON FLEXIBILITY, AND THE INTERPRETATION OF THE PRICE REVISION CLAUSE. SUMMING UP, THE AUTHOR ANSWERS THE QUESTION: HOW DO THESE CONTRACT PROVISIONS AFFECT THE ECONOMIC IMPACT OF THE TRANSACTION AND WHAT ARE THEIR MAIN RISKS

Ключевые слова: *сжиженный природный газ, СПГ, долгосрочный контракт купли-продажи СПГ, гибкость поставки, «бери или плати», оговорка о пересмотре цены.*

УДК 339.5



Гаврилина Елена Александровна

доцент кафедры правового регулирования ТЭК МГИМО МИД России, к.ю.н.

На долю сжиженного природного газа (далее СПГ) приходится более половины международной торговли природным газом. Мировая торговля СПГ охватывает 20 стран-экспортеров, 44 импортных рынка, мировой флот, состоящий из 700 судов-газовозов[1].

Главное преимущество СПГ – это гибкость поставки как в отношении сроков, так и его объемов. Кроме того, благодаря морской транспортировке судами-газовозами партии СПГ могут быть отправлены на те региональные рынки, где спрос на газ выше, что позволяет странам-импортерам быстро удовлетворять свои потребности в энергии, в отличие от трубопроводного газа, являющегося более жестким инфраструктурным звеном, не говоря уже об арбитражных продажах, которые возможны благодаря изменению региона поставки.

Основу отрасли составляют долгосрочные контракты купли-продажи СПГ с обязательством «бери или плати», в рамках которых реализуется порядка 70% мировой торговли со средним сроком действия 20 лет[2].

Долгосрочные контракты необходимы покупателям, поскольку они обеспечивают стабильные цены и надежные поставки в течение долгосрочного периода. Средняя их продолжительность в 2021 г. составила 13,6 года, в то время как в 2020 г. – 11,7 года, в 2019 г. – 13,9 года, а в 2018 г. – 16,4 года[3]. В 2022 г. поиск дополнительных объемов природного газа, в частности в связи со снижением российских трубопроводных поставок, привел к подписанию десятка новых долгосрочных контрактов купли-продажи СПГ, в том числе более 25 сделок были заключены с производителями из США[4]. Хотя юридические и коммерческие детали данных контрактов конфиденциальны, срок их действия от 15 до 25 лет[5] свидетельствует об отходе от сложившейся ранее тенденции роста краткосрочных и спотовых сделок.

[1] *The LNG Industry: GIIGNL Annual Report. 2022. С. 22.*

[2] *The LNG Industry: GIIGNL Annual Report. 2022. С. 11.*

[3] *Ibid. С. 10.*

Причины заключения долгосрочных контрактов

Долгосрочные контракты купли-продажи СПГ традиционно используются в отрасли в качестве гарантии того, что миллиардные затраты на экспортные проекты, будут возмещены: «Один важный элемент в бизнесе СПГ в настоящее время остается нетронутым – долгосрочные контракты. Общепринятое мнение в отрасли заключается в том, что строительство технологических линий по сжижению должно обеспечиваться долгосрочными контрактами купли-продажи СПГ. Из-за огромных капитальных затрат, финансирование строительства инфраструктуры СПГ было бы практически невозможно без гарантии долгосрочного контракта».[6]

Однако есть куда более важный довод их роли на рынках – основные крупные покупатели, такие как Китай, Япония, Южная Корея, традиционно заключающие долгосрочные контракты купли-продажи СПГ, никогда не испытывали физического дефицита поставок[7], поэтому главный аргумент, что долгосрочные отношения гарантируют энергетическую безопасность, исторически доказал свою правоту, и этот фактор нельзя недооценивать.

Тем не менее появление новых вариантов финансирования, а также спотовых, краткосрочных и среднесрочных рынков СПГ поставило под сомнение обоснованность долгосрочных контрактов купли-продажи СПГ, заключаемых на срок более 10 лет, особенно в условиях наличия в них положений, ограничивающих гибкость поставки, в частности – при поставках на ликвидные европейские рынки. В то время как традиционные долгосрочные сроки действия контрактов купли-продажи СПГ в 20-25 лет оставались нормой для поставок в Азию, многие европейские покупатели со времени развития ликвидных рынков ЕС стали отдавать предпочтение краткосрочным сделкам.

В условиях переизбытка рынка и низких спотовых цен основной тенденцией отрасли, особенно до 2022 г., была устойчивая критика долгосрочных контрактов купли-продажи СПГ, необходимость уменьшения их срока действия, снижение законтрактованных объемов и обсуждение неминуемого перехода к краткосрочной и спотовой торговле.

Вместе с тем 2022 г. изменил рынки природного газа и СПГ, перевернув все прогнозы. Поиск дополнительных объемов СПГ переориентировал покупателей на долгосрочные контракты. Свободные объемы СПГ стали объектом конкуренции между покупателями из ЕС и Азии[8]. Это привело к возрождению интереса со стороны различных субъектов, включая участников энергетического рынка, регулирующие органы, а также широкую общественность, к долгосрочным контрактам купли-продажи СПГ.

Положения долгосрочных контрактов купли-продажи СПГ и его особенности стали предметом политических, экономических и правовых дискуссий во всем мире[9]. Обсуждаются такие вопросы, как индексация цен на газ к ценам на нефть и основания для пересмотра цены, гибкость поставки, обязательство «бери или плати» и поиск его альтернативы, срок действия контракта, территориальные ограничения, ограничения на использование («use restrictions»), механизмы разделения прибыли («profit-sharing clauses») и другие аналогичные положения, в том числе предназначенные для разделения рынков. О территориальных запретах и положениях, имеющих аналогичный эффект, а также оговорке об изменении места назначения – читайте в ноябрьском выпуске журнала Neftegaz.RU (№ 11, 2023) в статье «Проблема гибкости поставки и территориальных запретов в долгосрочных контрактах купли-продажи СПГ».

Особенности долгосрочного контракта купли-продажи СПГ

Традиционными элементами долгосрочной торговли СПГ являются: 1) долгосрочный контракт купли-продажи на условиях «бери или плати» со сроком действия от 10 до 30 лет, заключенный с продавцом-производителем, срок действия которого может совпадать с периодом инвестирования проекта СПГ; 2) базисы поставки FOB или

[4] *European buyers stuck in the mud on long-term natural gas needs, say experts // Natural Gas Intelligence. 07.10.2022. URL: https://www.naturalgasintel.com/european-buyers-stuck-in-the-mud-on-long-term-natural-gas-needs-say-experts/ (дата обращения: 20.05.2023).*

[5] *Ibid.*

[6] *LNG Markets in Transition: The Great Reconfiguration. Oxford: OUP/OIES, 2016. P. 7.*

[7] *Shoko Oda. World's Top LNG Buyer Sees Risk of Another Price Spike This Year // Bloomberg. 30.04.2023. URL: https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-04-30/world-s-top-lng-buyer-sees-risk-of-another-price-spike-this-year (дата обращения: 20.05.2023).*

[8] *The LNG Industry: GIIGNL Annual Report. 2022. С. 10.*

[9] *Griffin P. English law in the global LNG business: international LNG sale and purchase – a relational arrangement // Journal of World Energy Law and Business. 2019. P. 222.*



DES/DAT[10], которые влияют на ее гибкость; 3) оговорка о пересмотре цены; 4) территориальные ограничения, запрет на реэкспорт и аналогичные им положения, которые не позволяют покупателю занять место продавца-производителя на мировых рынках; а также 5) распределение рисков в обязательстве «бери или плати», в котором риск по изменению спроса берет на себя покупатель, а по цене – продавец-производитель.

Одна из особенностей долгосрочного контракта купли-продажи СПГ в том, что он разрабатывается под конкретный экспортный проект, который предполагает строительство и ввод в эксплуатацию объектов инфраструктуры СПГ. В результате этого контракт купли-продажи СПГ приобретает юридически обязательный характер, но вступает в силу только после того, как наступит предусмотренное сторонами отлагательное условие. В то же время контракты с большим количеством отлагательных условий создают риск неопределенности его условий. Поэтому желательно, насколько это возможно, сократить их количество и срок, в течение которого отлагательные условия должны быть выполнены или отменены.

Дополнительные контракты, связанные с проектом СПГ (например, контракты на строительство судов-газовозов, фрахтование судов, контракты на проектирование, закупку и строительство инфраструктуры СПГ (EPC), договоры о финансировании проекта, контракты о праве доступа к терминалу СПГ, контракты купли-продажи исходного природного газа, предназначенного для сжижения, в случае их наличия), могут быть заключены впоследствии в качестве отлагательных условий основного долгосрочного контракта купли-продажи СПГ.

Гибкость поставки и обязательство «бери или плати» («take-or-pay»)

Надежность и гарантия спроса на СПГ в долгосрочной перспективе является ключевым приоритетом продавца-производителя и спонсоров, участвующих в финансировании капиталоемких экспортных проектов СПГ. Чтобы обеспечить стабильный поток доходов, продажи СПГ регулируются жесткими обязательствами, которые традиционно структурированы по принципу «бери или плати».

Обязательство «бери или плати» привязано к определенным временным рамкам (например, годовым, реже к ежемесячным). В самых общих чертах обязательство «бери или плати» требует, чтобы покупатель оплатил определенный объем СПГ от «годового контрактного объема» («annual contract quantity») (иногда это 100%, но чаще – определенный процент от установленного объема, например 75–90%), вне зависимости от того, отберет ли покупатель этот оплаченный объем, при этом покупатель сохраняет за собой право на поставку оплаченного объема СПГ в последующие годы действия контракта.

Уровни «бери или плати» являются самыми высокими для экспортных проектов, реализуемых с нуля, которые требуют значительного финансирования, и, как правило, они ниже для поставок с действующих проектов СПГ или снижаются сторонами во время продления контракта. Репутация покупателя и условия рынка на момент заключения сделки также играют определенную роль. Долгосрочные покупатели СПГ, имеющие доступ к альтернативным источникам поставок, добились наибольших успехов в снижении порога «бери или плати»[11].

В экспортных проектах СПГ продавец-производитель сталкивается с двумя главными рисками – с риском изменения спроса и с ценовым риском. Контракт на условиях «бери или плати» возлагает возможность ухудшения состояния конъюнктуры рынка на покупателя, требуя от него нести ответственность за оплату законтрактованного объема, оставляя продавцу-производителю риск цены.

Однако в течение действия контракта, в определенные периоды, которые могут существенно зависеть от ряда факторов, включая сезонный спрос, объем СПГ, подлежащий поставке, может не соответствовать потребностям покупателя.

Для снижения риска покупателя по обязательству «бери или плати» стороны могут использовать различные механизмы, помимо изменения региона поставки, который может быть запрещен условиями контракта или на него могут быть наложены определенные ограничения, или одна из сторон даст отказ на его использование.

Механизм для снижения риска «бери или плати» включает:

- оговорку о поставке неотобранных объемов в последующие годы действия контракта («make-up clauses»), которая позволяет покупателю отложить отбор согласованного объема от годового контрактного объема в течение одного года и восполнить не отобранный объем СПГ в следующем году на льготных условиях оплаты;
- механизм гибкости поставки («delivery flexibility»), когда в течение года график поставок планируется гибко, чтобы соответствовать сезонным колебаниям спроса на рынке (например, плюс минус 10%);
- оговорку о «корректировке поставки в сторону уменьшения» («downward quantity tolerance» clauses, DQT rights), что позволяет покупателю сократить объем поставляемого СПГ (например, на 5–10%), что может привести к уменьшению годового контрактного объема, согласованного сторонами.

Таким образом, долгосрочный контракт, как правило, содержит различные механизмы, ограничивающие обязательство «бери или плати», которое редко бывает абсолютным.

Право корректировать объемы поставок в сторону уменьшения служит механизмом раннего реагирования, который может применяться для того, чтобы смягчить краткосрочное снижение внутреннего спроса покупателя в ответ на какие-то критические события. Ключевым ограничением данного права на корректировку объемов является процент, который устанавливает, какой объем СПГ может подпадать под корректировку (обычно этот процент устанавливается в размере 5–10% от годового объема поставок).

Однако право корректировать объемы поставок в сторону уменьшения «не может быть неограниченным постоянным средством правовой защиты»[12] покупателя. Если покупатель уже обращался к этому праву ранее, повторное его использование может быть запрещено контрактом.

Контракт купли-продажи СПГ также может запретить использовать право корректировать объемы поставок в сторону уменьшения на оставшийся срок действия контракта или в отношении определенного срока его действия. Например, в контракте может быть предусмотрено, что покупатель не будет использовать данное право в течение последних трех лет действия контракта.

На практике такое право является двухуровневым соглашением: с «базовым» вариантом, который может быть свободно реализован, и «премиальным», когда право на корректировку объема требует специального запроса продавца-производителя, который по своему собственному усмотрению определит, следует ли принимать такой запрос.

Однако право корректировать объемы поставок в сторону уменьшения предоставляет лишь временное решение проблемы необходимого сокращения объема поставки. Возможность изменения графика поставки является более предпочтительной и эффективной в управлении законтрактованным объемом СПГ. Однако такой механизм должен быть предусмотрен и разрешен долгосрочным контрактом.

Платеж по обязательству «бери или плати»

Если в течение контрактного года покупатель не отберет объем, равный годовому контрактному объему по состоянию на конец контрактного года, покупатель обязан будет произвести платеж «бери или плати» («take-or-pay payment») – оплатить по контрактной цене положительную разницу между годовым контрактным объемом и тем объемом, который фактически отобран и получен покупателем в отчетном периоде.

Право на поставку неотобранных объемов («make-up» right)

После платежа «бери или плати» за неотобранный объем, покупатель получает право на поставку неотобранного объема в последующие годы действия контракта, согласно тому объему, за который такой платеж был произведен («make-up» right), т.е. право в будущем отобрать объем СПГ, равный «неотобранному объему» (такой объем называют оплаченным, но не отобранным объемом – «make-up quantities»).

Положение, в соответствии с которым покупатель может сделать выбор в пользу оплаты неотобранного объема СПГ в отчетном периоде в обмен на возникновение у него права на поставку таких объемов в последующие годы действия контракта, рассматривается как альтернативное обязательство по отношению к обязательству по отбору всего годового контрактного объема и его оплате в соответствующем отчетном периоде.

Важно подчеркнуть, что в модели «бери или плати» покупатель не нарушает условия контракта, если он не отберет годовой контрактный объем в соответствующем отчетном периоде или вовсе откажется от годового контрактного объема, а платеж «бери или плати» в соответствии с правом США и Англии не считается возмещением убытков продавца-производителя, которые могут быть оспорены покупателем как «неправомерная неустойка» («unenforceable penalty»)[13].

Обязательство по оплате платежа «бери или плати» вытекает из обоснованного выбора покупателя не отбирать годовой контрактный объем, поскольку модель «бери или плати» альтернативная, а платеж «бери или плати» не является следствием нарушения контракта или неисполнением покупателем своих обязательств.

При реализации права на поставку неотобранных, но оплаченных объемов возникает два главных вопроса. Во-первых, потребуется ли дополнительная оплата за поставку ранее неотобранных, но оплаченных объемов. Право покупателя на поставку оплаченного, но не отобранного объема СПГ в последующие годы может быть реализовано без дополнительной оплаты, тогда платеж «бери или плати» будет считаться полной оплатой за годовой контрактный объем, либо контракт может предусматривать дополнительную оплату, чтобы снизить риски продавца-производителя и компенсировать ему разницу между старой и новой ценой, т.е. той ценой на СПГ, которая действует на дату фактической поставки, и контрактной ценой, которая использовалась для расчета платежа «бери или плати».

Во-вторых, право покупателя на поставку оплаченного, но неотобранного объема должно предусматривать, для снижения рисков сторон и для того чтобы такая поставка состоялась, временные рамки, в течение которых продавец обязан поставить оплаченные неотобранные объемы. Однако существует практика поставки неотобранных объемов в течение определенного периода после истечения срока действия контракта, в том случае если покупатель не реализовал свое право в течение срока действия контракта.

Основные риски обязательства «бери или плати». Реализация права на поставку неотобранного объема

Основные слабые места обязательства «бери или плати», из-за которых оно подвергается критике, следующие. Во-первых, возникает вопрос, когда начисляется платеж «бери или плати» за неотобранный годовой

---

[10] В Инкотермс 2010 условия DES были заменены на DAT (Поставка на Терминале). Однако в отрасли СПГ базис поставки DES используется в сделках по продажам СПГ с доставкой в названный порт назначения. Для удобства далее используется базис поставки DES в качестве термина для обозначения всех таких продаж в принимающих терминалах. Более того, модельные контракты купли-продажи СПГ были разработаны участниками отрасли СПГ, исходя из базисов поставки FOB или DES, кроме того, решения регуляторов ЕС и Японии принимались с учетом различий именно в данных базисах поставки. Commission and Algeria reach agreement on territorial restrictions and alternatives clauses in gas supply contracts. European Commission Press release IP/07/1074. 11.07.2007. Survey on LNG Trades / The Japan Fair Trade Commission. Chapter 4 of Fair Competition in LNG Trades. 2017. P. 32.

[11] The price isn't right – gas pricing disputes / M. Clarke, T. Cummins, F. Worthington // International Energy Law Review. 2015. Vol. 13. P. 15–16.

[12] LNG Markets in Transition: The Great Reconfiguration. Oxford: OUP/OIES, 2016. P. 7.

[13] Griffin, P. (2019). "English law in the global LNG business: international LNG sale and purchase – a relational arrangement", Journal of World Energy Law and Business p. 217.

контрактный объем. Во-вторых, если покупатель не отобрал годовой контрактный объем в отчетном периоде, есть ли у него право требовать поставки таких неотобранных объемов в последующие годы действия контракта. Наконец, в-третьих, при наличии права требовать поставки неотобранных объемов СПГ, по которым был произведен платеж «бери или плати», возникает главный вопрос – когда, на каких условиях и по какой цене такая поставка должна осуществляться.

Особенностью модели «бери или плати» является то, что обязательство по оплате платежа «бери или плати» возникает в конце контрактного года, а не на дату отказа покупателя от контрактных объемов, что обусловлено тем, что покупатель имеет право отобрать годовой контрактный объем до истечения отчетного периода. Это лишает продавца-производителя регулярных гарантированных платежей в течение контрактного года, необходимых ему для разработки новых проектов, в принципе для финансирования которых модель «бери или плати» изначально была разработана.

Более того, отказ от годового контрактного объема полностью или его части порождает риск накопления платежей «бери или плати», не говоря уже о риске, что платеж «бери или плати» не будет оплачен, поскольку при наличии механизмов корректировки объемов и гибкости поставки (например, изменение пункта поставки или графика поставок) отказ от законтрактованных долгосрочных объемов сигнализирует о производственных или финансовых проблемах покупателя.

Базис поставки и его влияние на гибкость

На гибкость поставки влияют два условия контракта – это базис поставки и момент перехода права собственности на СПГ. Традиционно в контрактах купли-продажи СПГ используются три базиса поставки – FOB, DES/DAT Инкотермс. Модельный контракт купли-продажи СПГ, разработанный Ассоциацией международных нефтяных переговорщиков (AIPN) в 2012 г. для спотовой и краткосрочной торговли, использует базисы поставки «Buyer Delivery Sales» и «Seller Delivery Sales», которые соответствуют FOB и DES соответственно[14]. Выбор базиса поставки будет зависеть от того, кто контролирует морскую транспортировку – продавец или покупатель.

Как правило, право собственности, ответственное хранение и риск переходят в пункте поставки. Вместе с тем это самостоятельные положения контракта. Стороны могут согласовать нетиповые положения, в соответствии с которыми право собственности, хранение и риск будут переходить в разных местах. Например, контракт купли-продажи СПГ может предусмотреть, что ответственное хранение и риск переходят на условиях DES, но при этом установить, что право собственности перейдет к покупателю непосредственно до того, как СПГ достигнет отгрузочного терминала СПГ.

Такие положения контракта призваны освободить продавца от любых налоговых обязательств, которые могут возникнуть, когда СПГ достигнет места назначения. Так, контракт может включать положения, согласно которым переход права собственности на СПГ произойдет за пределами 12-мильной зоны, т.е. в международных водах. Предполагается, что именно в международных водах продавец завершит все процедуры по экспорту – вывез с территории того или иного государства объемы СПГ, но процедуру импорта осуществлять не начал. Например, при поставках в Индию по долгосрочным контрактам купли-продажи СПГ, момент перехода права собственности осуществляется в международных водах, т.е. фактически до таможенной границы с Индией[15].

Таким образом, в том случае, если покупатель не хочет принимать риски экспортных и таможенных процедур, он действует с условием того, что право собственности на объемы СПГ перейдут к нему в открытом море. В таком случае за таможенное оформление и экспортную очистку товара ответственность лежит на продавце-производителе.

Если контракт купли-продажи заключен с базисом поставки DES или DAT, тогда продавец-производитель контролирует морскую транспортировку судна-газовоза. СПГ остается собственностью продавца-производителя до тех пор, пока он не будет передан покупателю в порту назначения. В таком случае контракт будет содержать указание на пункт назначения – определенный терминал СПГ, как правило, на внутреннем рынке покупателя.

Базис поставки DES, в отличие от FOB, как правило, предоставляет меньше возможностей для изменения региона поставки, поскольку СПГ доставляется после этапа сжижения и транспортировки на импортный терминал СПГ. Для того чтобы перенаправить груз, покупатель должен сперва получить согласие продавца-производителя, а в контракте должно быть предусмотрено положение об изменении места назначения, позволяющее покупателю переадресовать грузы. Если контракт купли-продажи СПГ не будет предусматривать право на изменение региона поставки, при поставках на условиях DES у покупателя фактически не будет механизмов давления на продавца-производителя в случае его отказа изменить место назначения.

Напротив, базис поставки FOB обеспечивает покупателю гибкость поставки, в этом его главное преимущество, особенно при спотовой торговле. При поставке на условиях FOB покупатель контролирует транспортировку и принимает СПГ на выходе с терминала сжижения. Право собственности и риск переходят к покупателю, когда СПГ загружен на судно (проходит через поручни судна-газовоза) в порту отгрузки. Таким образом, в том случае, если в контракте купли-продажи СПГ нет территориальных запретов и сопоставимых с ними положений, то в соответствии с контрактом на условиях FOB покупатель обладает свободой в изменении региона поставки. Покупатели, скорее всего, выберут данный базис поставки, если у них есть доступные суда-газовозы.

В долгосрочных контрактах пункт назначения со временем стал одним из самых острых вопросов, покупатели постепенно стали обеспечивать большую степень гибкости назначения в своих контрактах[16]. Меры регулятивного вмешательства также сыграли свою роль – регулирующие органы ЕС запретили (Япония рекомендовала) использование территориальных запретов и положений, имеющих аналогичный эффект в контрактах на своих рынках.[17]

Оговорка о пересмотре цены и гибкость поставки

В долгосрочном контракте оговорка о пересмотре цены на СПГ приобретает не меньшее значение, чем сама цена на СПГ. Возможность пересмотра цены уравновешивает две конкурирующие проблемы:

- с одной стороны, позволяет скорректировать цену, учитывая, что обстоятельства на рынке могут измениться, но при этом сохраняет изначальную коммерческую сделку сторон на протяжении всего срока действия долгосрочного контракта;
- с другой стороны, позволяет избежать возможности пересматривать цену слишком часто, «что может негативно отразиться на неопределенности контракта и усилить эту неопределенность»[18].

Толкование оговорки о пересмотре цены

Как правило, оговорка о пересмотре цены будет устанавливать:

- обстоятельства, которые являются основанием для пересмотра цены;
- факторы, которые необходимо учитывать при корректировке формулы цены;
- процедуру запроса пересмотра цены (соблюдена ли она сторонами).

Основания для запуска механизма пересмотра цены различны. Контракт может предусмотреть пересмотр цены или ее корректировку любой из сторон только в определенные периоды пересмотра цены, при наступлении определенных событий, таких как, например, существенное и непредвиденное изменение обстоятельств, не зависящее от воли сторон[19]. Например, в том случае, если произошли предусмотренные контрактом изменения обстоятельств, которые отвечают определенным требованиям, в течение определенного периода времени или в рассматриваемый период пересмотра цены. Положение о пересмотре цены может указывать рынок, на котором должны произойти изменения, например, в пределах определенного географического рынка.

Контракт также может предусматривать автоматическую корректировку цены через установленные им регулярные промежутки времени, например, каждые два или три года. В таком случае стороны должны встречаться через определенные фиксированные интервалы, чтобы обсудить, как определенные изменения на рынке повлияли на контрактную цену. Такие положения исключают любые вопросы толкования на стадии рассмотрения вопроса об инициировании изменения цены. Однако такие формулировки встречаются довольно редко.

Еще один способ избежать трудностей в интерпретации – это предусмотреть определенные автоматические основания для пересмотра цены, дающие возможность инициировать ее пересмотр. Например, контракт может предусматривать, что контрактная цена должна отклоняться от рыночной на фиксированный процент, прежде чем пересмотр цены может быть инициирован[20].

Контракт может предусмотреть, что встречается чаще, что обе стороны имеют дополнительное право на ограниченное число внеплановых запросов о пересмотре цены на протяжении всего срока действия долгосрочного контракта. Такие запросы о пересмотре цены именуются «уайлд-кард» или «джокер»-запросы.

В отношении обстоятельств, являющихся основанием для пересмотра цены («trigger event»), в оговорке используются различные подходы, когда сторона может запросить ее пересмотр. В частности, от стороны, инициирующей пересмотр цены, обычно требуются установить, что:

- на соответствующем рынке (например, на рынке покупателя) произошло «значительное» («significant») или «существенное» («substantial») изменение, которое требует пересмотра формулы цены;
- это изменение произошло до «даты пересмотра» цены («review date»);
- это изменение «находилось вне контроля стороны», обратившейся с запросом о пересмотре цены;
- это изменение должно иметь или, скорее всего, будет иметь влияние на рыночную стоимость газа на рынке покупателя.

В дополнение к определению события, которое служит основанием для пересмотра цены, в оговорке могут также указываться специальные условия, необходимые для корректировки формулы цены. Такие условия могут включать: требование, что цена должна позволять покупателю «экономически выгодно продавать» («economically market»)[21] купленный газ, или отсылку к другим ценам, таким как цены по «сопоставимым контрактам» или цены на рынке конечного потребителя, для того чтобы провести сравнение этих цен.

В результате такого сходства в формулировке оговорки о пересмотре цены в арбитраже, как правило, неоднократно возникают одни и те же вопросы ее толкования. Например, из-за толкования значения таких слов и фраз, как «существенный», «стоимость» и «экономические обстоятельства», а также были ли изменения «предвидимыми» или «находящимися вне контроля стороны», запрашивающей пересмотр цены[22].

На этапе корректировки цены часто возникают вопросы, что означает фраза в отношении способности

---

[14] AIPN Model LNG SPA, Art. 1.

[15] Roberts P. Effective title transfers in international LNG trades // International Energy Law & Taxation Review. 2007. № 99. P. 150.

[16] Atkin J. Destination Flexibility in LNG Sales Contracts // Oil, Gas and Energy Law. 2020. P. 30.

[17] Commission and Algeria reach agreement on territorial restrictions and alternatives clauses in gas supply contracts. European Commission Press release IP/07/1074. 11.07.2007. Survey on LNG Trades / The Japan Fair Trade Commission. Chapter 4 of Fair Competition in LNG Trades. 2017. P. 32.

[18] The price isn't right – gas pricing disputes / M. Clarke, T. Cummins, F. Worthington // International Energy Law Review. 2015. Vol. 13. P. 15–16.

[19] Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A. v. Atlantic LNG Co. of Trinidad and Tobago, No. 08 Civ 1109, 2008 WL 4344525 (SDNY 16 September 2008).

[20] [2004] EWHC 723 (Comm).

[21] Эта оговорка, которая также называется оговоркой «в любом случае» («any case» clause), часто звучит следующим образом: «[независимо от того, какая корректировка будет произведена] в любом случае покупатель должен иметь право продавать газ без экономического ущерба».

покупателя «экономически выгодно продать» газ («economically market»), поскольку контракт отсылает к этому условию для пересмотра цены[23]. Например, означает ли это, что независимо от рыночных условий, покупатель всегда должен иметь право на получение чистой прибыли от газа, который он продает. Если да, то на каком уровне должна быть зафиксирована эта прибыль[24].

От того, насколько точно в положении о пересмотре цены сформулированы основания для ее пересмотра, зависит коммерческий результат сделки. Дело «Atlantic LNG», ставшее хрестоматийным, является ярким примером, когда долгосрочный контракт купли-продажи СПГ не содержал новой формулы расчета цены на случай изменения региона поставки, что привело к многомиллионным убыткам продавца-производителя (по некоторым оценкам, на 70 млн долл.)[25].

Выводы

Согласно обязательству «бери или плати» («take-or-pay»), покупатель обязуется оплатить в каждом отчетном периоде, под которым, как правило, понимается контрактный год, весь годовой контрактный объем СПГ по договорной цене, вне зависимости от того какой объем СПГ от годового законтрактованного объема покупатель фактически отберет. Взамен покупатель получает право впоследствии получить тот объем СПГ, который он оплатил, но не отобрал в соответствующем отчетном периоде. Обязательство «бери или плати», как правило, не является абсолютным и может предусматривать механизмы гибкости поставки, которые позволяют покупателю в установленных пределах корректировать годовой контрактный объем в отчетном периоде.

Однако модель «бери или плати» порождает для продавца-производителя главный риск – в какие сроки, на каких условиях и по какой цене такая поставка должна производится. Существует риск, что в силу волатильности цены объемы, предназначенные для поставки, по которым был произведен платеж «бери или плати», могут быть поставлены в последующие годы действия контракта продавцом фактически себе в убыток. В то время как для покупателя существует риск, что поставка объемов, по которым был произведен платеж «бери или плати» не будет осуществлена вовсе в силу многочисленных ограничений, установленных в контракте для такого рода поставок.

На практике выбор между базисами поставки FOB и DES имеет значительную коммерческую ценность, поскольку сторона, контролирующая доставку, получает большую гибкость и возможность участия в арбитражных продажах.

Оговорка о пересмотре цены, как правило, устанавливает:

- определенное количество регулярных пересмотров цены на СПГ, которые могут быть инициированы по запросу любой из сторон в специально установленные контрактом периоды пересмотра цены;
- то количество пересмотров цены, именуемых «уайлд-кард», которые могут быть инициированы любой из сторон контракта в любое время;
- процедуру пересмотра цены – направление уведомления в установленном порядке и сроки;
- обязательный период переговоров (обычно три, четыре или шесть месяцев).

Оговорка о пересмотре цены устанавливает определенные требования для пересмотра цены, как правило, это «значительное» или «существенное» изменение на рынке покупателя, которое произошло с момента последнего вступления в силу действующей формулы цены и которое:

- влияет на стоимость природного газа;
- носит не временный характер на рынке;
- требует корректировки контрактной цены, т.е. экономический эффект от изменения цены еще не отражен в действующей формуле цены.

В том случае, если эти предварительные условия выполнены, формула цены должна быть пересмотрена в соответствии с определенными требованиями:

- пересмотр цены должен учитывать оценку экономического влияния на изменения, которые послужили основанием для пересмотра цены;
- пересмотр цены должен позволить продавать газ на рынке на конкурентной основе, с разумной маржой или таким образом, чтобы покупатель мог продавать газ экономически выгодно на рынке конечного потребителя;
- пересмотр должен исходить из возможности разумной торговли и эффективного управления продажами со стороны покупателя.

Несмотря на то, что конкретная формулировка оговорки о пересмотре цены может различаться, арбитраж, столкнувшийся со спором о изменении цены на СПГ, как правило, должен будет рассмотреть три вопроса:

- имело ли место основание для пересмотра цены;
- соблюдена ли процедура ее пересмотра, установленная в оговорке;
- как скорректировать механизм ценообразования между сторонами, чтобы сохранить их долгосрочные договорные отношения. ●

Литература

1. *Гаврилина Е.А. Система контрактов на мировых рынках СПГ: от месторождений до спотового рынка // М.: МГИМО-Университет. – 2023.*
2. *Ason A. Price reviews and arbitrations in Asian LNG markets / A. Ason. OIES Paper NG 144. – 2019.*
3. *Finizio S. Trends in LNG Supply Contracts and Pricing Disputes in the Asia Pacific Region / S. Finizio, J. Trenor, J. Tan // Oil, Gas and Energy Law. – 2020.*
4. *Griffin P. English law in the global LNG business: international LNG sale and purchase – a relational arrangement / P. Griffin // Journal of World Energy Law and Business. – 2019.*

KEYWORDS: *liquefied natural gas, LNG, long-term LNG purchase and sale contract, supply flexibility, "take or pay", price revision clause.*

---

[22] *Evolution of Long-Term LNG Sales Contracts: Trends and Issues // King&Spalding LLP. 01.05.2006. P. 6.*

[23] *Agosti L., Moselle B. LNG Disputes Beyond Price Reviews // Oil, Gas and Energy Law. 2020. P. 43.*

[24] *Griffin P. English law in the global LNG business: international LNG sale and purchase – a relational arrangement // Journal of World Energy Law and Business. 2019. P. 240.*

[25] *Gas Natural Approvisionamientos, SDG and others v. Atlantic LNG Company of Trinidad and Tobago (Trinidad and Tobago), United States District Court, Southern District of New York, US No. 655, 08 Civ. 1109 (DLC), 16 September 2008.*

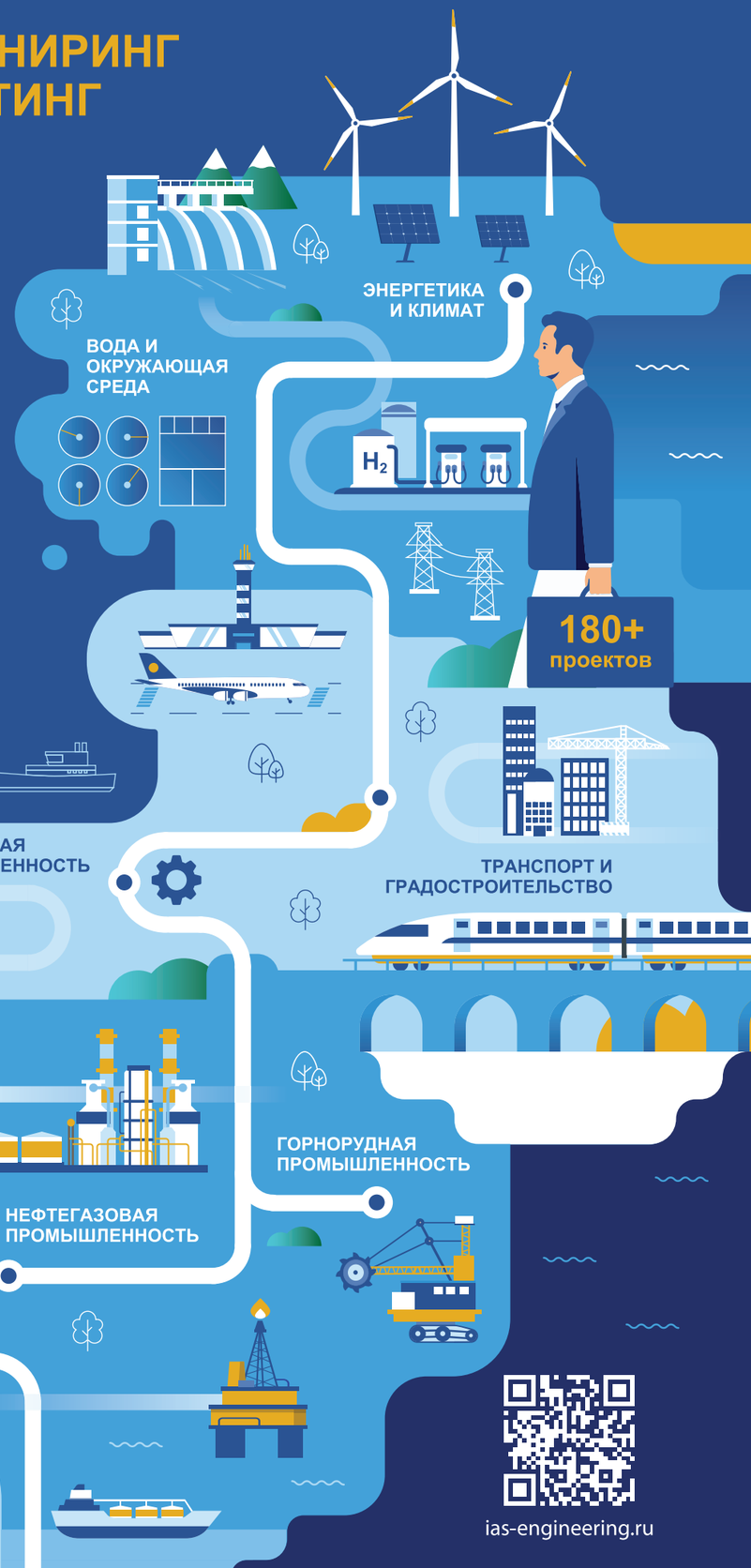
IAS ENGINEERING & CONSULTING

ИЭС ИНЖИНИРИНГ И КОНСАЛТИНГ

Независимая междисциплинарная консалтинговая компания в области проектирования, науки и техники с сильным фокусированием на концептуальное проектирование, разработку документации предпроектных стадий, в том числе концепций и ТЭО, а также консультирование по проектному управлению.

НАШИ УСЛУГИ:

- Концептуальное проектирование
- Пред-ТЭО, ТЭО
- Мастер-план
- Оптимизационные исследования
- Основные технические решения
- Независимая экспертиза
- Управление проектом (PMC)
- Pre-FEED, FEED
- Технический консультант
- Управление рисками



НАШИ ОФИСЫ:
Москва и Тюмень
+ 7 499 647 5863
info@ias-engineering.ru

ias-engineering.ru

РЕКЛАМА



СПЕЦИФИКА ПРИМЕНЕНИЯ И КОНСТРУКТИВНЫЕ ИСПОЛНЕНИЯ КРИОГЕННЫХ НАСОСОВ

на СПГ-терминалах

УДК 533.581

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ РАЗЛИЧНЫЕ КОНСТРУКТИВНЫЕ ИСПОЛНЕНИЯ НАСОСОВ СПГ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА БЕРЕГОВЫХ ТЕРМИНАЛАХ И СУДАХ. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ НАСОСОВ СПГ ТРЕБУЕТ УЧЕТА МНОГИХ ФАКТОРОВ. ОБЫЧНО НА ЭТАПЕ БАЗОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПРОВОДЯТСЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТИПОВ НАСОСОВ. КРИОГЕННЫЕ НАСОСЫ ЯВЛЯЮТСЯ КРИТИЧЕСКИМ И ДОРОГОСТОЯЩИМ ОБОРУДОВАНИЕМ ИЗ-ЗА ОЧЕНЬ НЕБОЛЬШОГО ЧИСЛА ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ, КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ, ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДОРОГИХ МАТЕРИАЛОВ И СПЕЦИАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

THE ARTICLE DISCUSSES VARIOUS DESIGNS OF LNG PUMPS USED AT ONSHORE TERMINALS AND SHIPS. THE DESIGN OF LNG PUMPS REQUIRES CONSIDERATION OF MANY FACTORS. TYPICALLY, DURING THE BASIC DESIGN PHASE, STUDIES TO DETERMINE THE TYPES OF PUMPS ARE CARRIED OUT. CRYOGENIC PUMPS ARE CRITICAL AND EXPENSIVE EQUIPMENT DUE TO THE VERY SMALL NUMBER OF MANUFACTURERS, DESIGN FEATURES, USE OF EXPENSIVE MATERIALS AND SPECIAL DESIGN OF SUBMERSIBLE ELECTRIC MOTORS

Ключевые слова: *СПГ, насосы, береговой терминал, судно, оборудование.*

Кобзев Алексей Александрович
IAS Engineering & Consulting

В последние годы в России введено множество объектов по производству и использованию сжиженного природного газа (СПГ). Фактически можно говорить о том, что российская СПГ-отрасль сформировалась как самостоятельный и равноправный сегмент российской промышленности. Производство СПГ в России – в числе приоритетных задач национальной экономики, при этом изначально отрасль в своем развитии опиралась на западные инвестиции и технологии. На данный момент уже сформирована программа развития отрасли и даже разработана отечественная технология сжижения газа.

Динамическое оборудование – и в особенности насосно-компрессорная группа – является одной из наиболее критичных как с точки зрения надежности, так и с точки зрения эффективности. В данной статье рассмотрены особенности и различные конструкции криогенных насосов.

В настоящее время существуют различные технологии для перекачки СПГ из комплексов производства СПГ потребителям, а также с судов в резервуары СПГ, а затем из резервуаров хранения СПГ в испарители с помощью насосов высокого давления на терминалах хранения СПГ и регазификации.

СПГ – природный газ (преимущественно метан, CH_4), искусственно сжиженный путем охлаждения до минус 160 °С для удобства хранения или транспортировки, т.к. при сжижении объем газа уменьшается в 600 раз. На практике это означает, что в одинаковом объеме содержится СПГ в 3 раза больше, чем компримированного природного газа (КПГ) при давлении 20 МПа.

СПГ-терминал – это специальный регазификационный терминал для приема СПГ и подготовки газа к использованию. Регазификация служит для преобразования газа из жидкого состояния (СПГ) в газообразное, после чего природный газ становится пригодным для обычного использования и подается по газопроводам потребителям или закачивается в газовые баллоны.

Общая технологическая схема типичного берегового терминала для хранения и испарения СПГ приведена на рис. 1. По прибытии на терминал СПГ перекачивается из танкеров-газовозов в резервуары для его хранения в сжиженном виде. Разгрузочные насосы обычно имеют производительность 550–2000 м³/ч и давление на нагнетании 5–7,5 бар изб. Новые газовозы могут оснащаться насосами с более высокими значениями напора.

Испарение СПГ обычно осуществляется при высоких давлениях, варьирующихся от 40 до 80 бар изб. в зависимости от диапазона рабочего давления в трубопроводе. На большинстве береговых терминалов СПГ откачивается из резервуаров-хранилищ с помощью установленных в резервуаре погружных насосов относительно низкого давления (прибл. 10 бар), а затем давление повышается до требуемого высокого давления (прибл. 80 бар) с помощью бустерных насосов. Часть или весь сжиженный природный газ низкого давления направляется через конденсатор для повторного сжижения отпарного газа, образующегося в резервуарах во время нормальной эксплуатации или разгрузки судна.

Насосы СПГ выпускаются уже более 50 лет. Опыт применения подтверждает надежность конструкций, безопасность работы и доступность моделей разной производительности. Существует несколько различных исполнений криогенных насосов.

РИСУНОК 1. Типовая схема процесса импорта СПГ и регазификации на терминале



Выбор насосов СПГ

Следующие базовые параметры должны быть учтены при выборе криогенных насосов и сопутствующего оборудования:

- надежность;
- ремонтопригодность;
- защита окружающей среды;
- капитальные и эксплуатационные затраты;
- сроки реализации проекта;
- конструктивные особенности;
- опыт применения.

Вследствие уникальной конструкции насосов СПГ и требуемых рабочих температур они не могут быть испытаны с использованием воды и должны испытываться с использованием СПГ для проверки характеристик, максимально приближенных к условиям реальной эксплуатации. Испытания на СПГ в условиях, близких к расчетным, позволяют проверить:

- работоспособность электродвигателя и способность к запуску в криогенной жидкости;
- центровку;
- рабочие характеристики насоса, включая проверку значения кавитационного запаса насоса (NPSHr);
- отсутствие внутренних утечек вследствие деформации или усадки при нагрузке на компоненты в реальных условиях эксплуатации.

Конструктивные исполнения насосов СПГ

Традиционно для откачки жидкости из резервуаров используются либо полностью погружные моноблочные насосы (для которых насосная часть и двигатель погружены в перекачиваемую среду), либо полупогружные насосные агрегаты. Наиболее подробно конструкция и различные исполнения полупогружных насосов рассмотрены в стандарте API 610 / ISO 13709 / ГОСТ 32601 (см. рис. 2).

Плюсами полупогружного исполнения насосного агрегата являются более высокие (по сравнению с погружным исполнением) значения КПД ввиду более высоких КПД традиционных электродвигателей «сухой» установки, более низкая стоимость оборудования и запасных частей и простота технического обслуживания двигателя и торцевого уплотнения (т.к. они находятся в прямом доступе).

Однако из-за большой разницы температуры перекачиваемой среды (СПГ) и температуры окружающего воздуха достаточно сложно обеспечить надежность такой конструкции. Поэтому, несмотря на перечисленные плюсы полупогружного исполнения, такие насосы для перекачки СПГ хоть и существуют, но не получили широкого распространения в криогенных применениях.

В настоящее время типовой конструкцией для насоса СПГ стало погружное моноблочное исполнение, при котором электродвигатель также омывается перекачиваемой средой (СПГ). Многие криогенные жидкости не проводят электричество, поэтому двигатель можно погружать в сжиженный газ без риска короткого замыкания обмоток двигателя. Поскольку в резервуаре для сжиженного газа и в корпусе насоса отсутствует кислород, такая конструкция обеспечивает безопасные условия для работы насоса. Т.к. весь насосный агрегат, включая двигатель, погружен

РИСУНОК 2. Полупогружные насосы, классификация API 610 / ISO 13709 / ГОСТ 32601



НАСОС ТИПА VS1
Полупогружные вертикальные консольные однокорпусные насосы с направляющим аппаратом, в которых жидкость к напорному патрубку проходит через колонну

НАСОС ТИПА VS2
Полупогружные вертикальные консольные однокорпусные насосы со спиральным отводом, в которых жидкость к напорному патрубку проходит через колонну

НАСОС ТИПА VS3
Полупогружные вертикальные консольные однокорпусные осевые насосы со спиральным отводом, в которых жидкость к напорному патрубку проходит через колонну

НАСОС ТИПА VS4
Полупогружные вертикальные консольные однокорпусные насосы со спиральным отводом, в которых используется промежуточный вал, а жидкость к напорному патрубку проходит по отдельной колонне

НАСОС ТИПА VS5
Полупогружные вертикальные консольные однокорпусные насосы

НАСОС ТИПА VS6
Двухкорпусные полупогружные консольные вертикальные насосы с направляющим аппаратом

НАСОС ТИПА VS7
Двухкорпусные спиральные консольные вертикальные насосы

в перекачиваемую среду, то отсутствует проблема с утечкой через уплотнения.

Погружная конструкция электродвигателя и исполнение насоса и двигателя на одном валу устраняют проблемы с нагревом двигателя и смазкой подшипников. Такие насосы монтируются как в емкости, так и в колонне.

Насосы СПГ оснащаются либо шарикоподшипниками из нержавеющей стали, либо керамическими шарикоподшипниками. Керамические шариковые подшипники обеспечивают до 5 раз более длительный срок службы до плановой замены. Поскольку демонтаж насоса является сложной и дорогостоящей операцией, выбор керамических подшипников предпочтителен.

На подшипниках и на корпусе насоса, как правило, устанавливаются датчики контроля вибрации. Уплотнение кабельного ввода насоса должно быть обеспечено непрерывной продувкой азотом и ее контролем для обеспечения безопасной работы насоса.

Технические характеристики насоса рассматриваются в качестве основного критерия в процессе выбора оборудования. Все вышеперечисленные факторы учитываются при выборе насосного оборудования.

Часто для максимального опорожнения резервуара/колонны в конструкции насоса предусматривают шнек, повышающий кавитационные характеристики насоса.

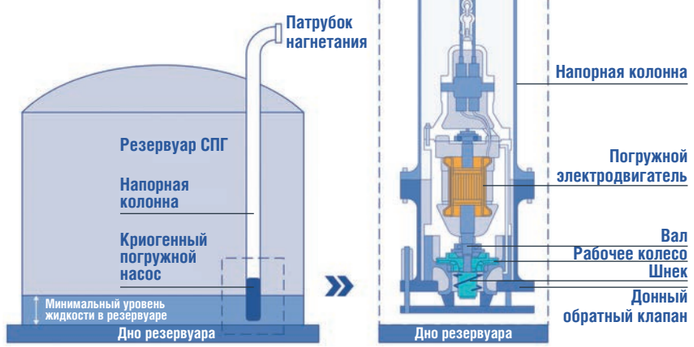
Двигатели насосов большой мощности могут быть оснащены устройством плавного пуска или частотно-регулируемым приводом для изменения и регулирования параметров насоса.

В целом для перекачки СПГ на терминалах чаще всего используются следующие типы насосов:

1. Насосы погрузки/разгрузки СПГ и зачистные насосы – центробежные погружные насосы с электроприводом, установленные в резервуаре;
2. Бустерные насосы СПГ высокого давления – центробежные погружные насосы с электроприводом, смонтированные в емкости с приемным патрубком.

Рассмотрим каждый тип насоса подробнее.

РИСУНОК 3. Погружной насос СПГ, установленный в колонне в резервуаре



Насосы погрузки/отгрузки СПГ и зачистные насосы СПГ – центробежные погружные насосы с электроприводом, установленные в резервуаре

Высота резервуаров СПГ как на судах, так и на наземных сооружениях может достигать 50 м. В таких резервуарах предусмотрена колонна, в которую монтируется погружной насосный агрегат. Насосные агрегаты (см. рис. 3) при этом могут погружаться на различную глубину с помощью подъемного троса; питание электродвигателя осуществляется с помощью гибких криогенных кабелей. Откачка СПГ через боковые стенки резервуара не допускается.

Насосы (см. рис. 4), монтируемые в колоннах в резервуарах, как правило, оснащаются обратными клапанами, поставляемыми производителем насоса. Обратный клапан предотвращает попадание СПГ в насосную колонну, когда насос поднимается для его извлечения из резервуара. Перед демонтажом насоса для технического обслуживания предусмотрена его продувка газообразным азотом для слива СПГ в резервуар.

Резервуары для сжиженного газа после продувки и охлаждения остаются в эксплуатации в течение всего срока службы резервуара. Большие береговые резервуары для сжиженного газа крайне редко выводятся из эксплуатации для внутреннего технического обслуживания или проверки – только в аварийном случае. Поэтому так важно, чтобы конструкция насосной колонны была пригодна

РИСУНОК 4. Зачистной насос СПГ

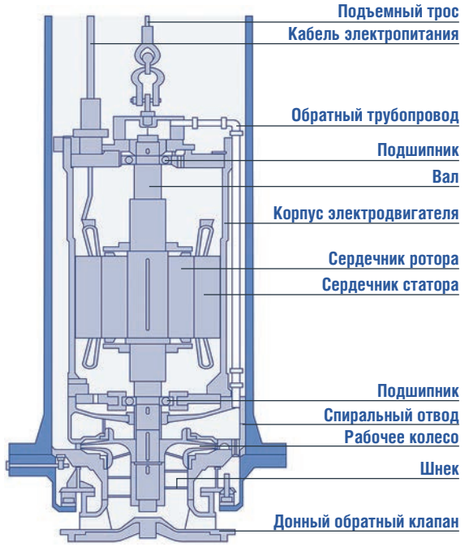
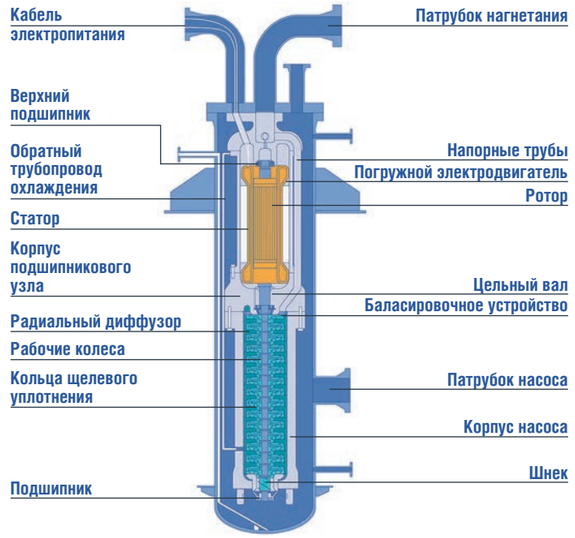


РИСУНОК 5. Центробежный погружной насос с электроприводом, смонтированный в емкости с приемным патрубком



для эксплуатации в течение всего срока службы резервуара, который может составлять до 40 лет. Обратный клапан насоса на дне резервуара также должен работать без какого-либо технического обслуживания в течение всего срока службы резервуара.

Также важно, чтобы смонтированные в резервуаре насосы были способны откачивать СПГ до максимально низкого уровня, чтобы свести к минимуму остаточные запасы в резервуаре. Современная конструкция насосов предусматривает наличие предвключенного шнека на всасе для достижения более низких значений кавитационного запаса насоса (NPSHr).

Резервуары для транспортировки сжиженного природного газа обычно снабжены отдельным зачистным насосом (см. рис. 4) для опорожнения судового резервуара цистерны для ее периодического внутреннего осмотра. Зачистные насосы также используются для подачи СПГ в резервуар во время первоначального процесса охлаждения, для охлаждения грузового резервуара во время балластного рейса до прибытия на погрузочный терминал и для выработки дополнительного отпарного газа по мере необходимости. Также они используются для опорожнения судовых резервуаров для хранения в сухом доке через регулярные промежутки времени в соответствии с правилами классификации судна.

Конструктивно эти насосы аналогичны разгрузочным/отгрузочным насосам СПГ, но производительность их значительно меньше. Меньший размер насосов позволяет снизить уровень жидкости в резервуарах до значительно более низкого, чем при использовании более крупных разгрузочных насосов. Как правило, такие насосы одно- или двухступенчатые, производительностью до прибл. 50 м³/ч, напором до прибл. 150 м, потребляемая мощность – до 20–25 кВт. Такие насосы характеризуются еще более низкими значениями кавитационного запаса насоса (NPSHr). Двигатели распылительных и/или зачистных насосов, как правило, низковольтные с частотой вращения 3000 об/мин. Габариты таких насосов обычно не превышают 1 м в высоту, а вес – более 200 кг.

Бустерные насосы СПГ высокого давления – центробежные погружные насосы с электроприводом, смонтированные в емкости с приемным патрубком

Многоступенчатые насосы для сжиженного природного газа (см. рис. 5) среднего и высокого давления широко используются на терминалах хранения и регазификации сжиженного природного газа. Типовая рабочая точка для такого насоса – расход 500 м³/ч и давление нагнетания 80 бар изб.

Питание электродвигателей для таких насосов, как правило, осуществляется от высоковольтной линии (6 кВ, 10 кВ). Энергопотребление составляет до прибл. 1 МВт; типовое значение КПД – прибл. 75 %.

Насос устанавливается во всасывающем резервуаре, где насос и двигатель полностью погружены в СПГ, что позволяет избежать проблем с утечкой газа, смазкой подшипников и охлаждением двигателя. Эти насосы оснащаются балансировочными механизмами, шнеком на всасе и системой продувки кабельного уплотнения азотом.

Насосы устанавливаются снаружи резервуаров для хранения сжиженного природного газа. СПГ на всас насоса поступает из конденсатора для повторного ожижения и из основного потока после насосов СПГ низкого давления.

Конструкция всасывающего резервуара из нержавеющей стали определяется максимальным напором, который может создаваться насосами низкого давления в резервуаре, и настройками предохранительных клапанов для защиты оборудования и трубопроводов на установке. ●

Keywords: *LNG, pumps, onshore terminal, vessel, equipment.*

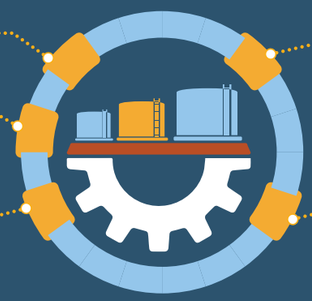
ЗАВОДЫ ПО СЖИЖЕНИЮ ГАЗА

ОБЪЕКТЫ И ПРОЕКТЫ В ОБЛАСТИ ПРОИЗВОДСТВА СПГ

Классификация СПГ-проектов по размеру

Размер	Малотоннажный	Среднетоннажный	Крупнотоннажный
			
Источник сырья	• газораспределительные сети • малые и средние месторождения • биогаз, газ угольных пластов, синтетический газ	• газораспределительные сети • крупные месторождения	• интеграция с проектами добычи на крупных и уникальных месторождениях газа • национальная газовая сеть
Объем производства	< 160 тыс. т	< 2 млн т	> 2 млн т
Технологические решения	• детандеры • дроссельные и эжекторные системы • азотный цикл • смесевые хладагенты	• смесевые хладагенты • азотный цикл	• многокомпонентные смесевые хладагенты
Технология транспортировки	 **• автоцистерны • цистерны-контейнеры • ж/д цистерны**	 **• автоцистерны • цистерны-контейнеры газовозы до 170 тыс. м³**	 **• крупные газовозы до 260 тыс м³ классов Q-Max, Q-Flex, Yamalmax**
Технологические решения	• мелкий опт • розничные покупатели	• операторы нишевых рынков • агрегаторы	• национальные газовые и энергетические компании • агрегаторы

Факторы, влияющие на вероятность реализации крупнотоннажных СПГ-проектов



ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ экспорта СПГ

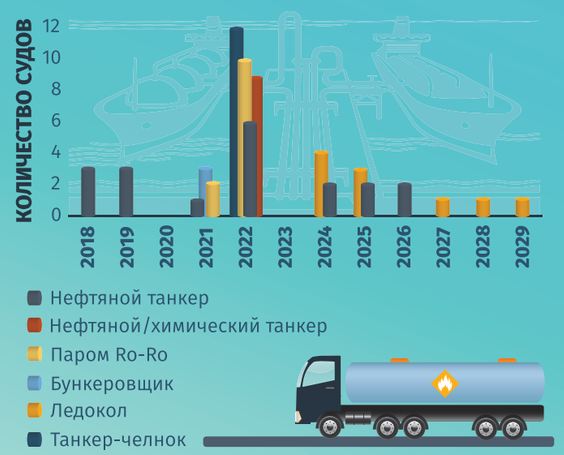
ДОСТУП к технологиям добычи природного газа на шельфе

ОБЕСПЕЧЕНИЕ недискриминационного доступа к терминалам перевалки СПГ в Мурманске и на Камчатке

РАВНОДОСТУПНОСТЬ СПГ-проектов к мерам государственной поддержки, специальным налоговым режимам

РАЗВИТИЕ биржевой торговли газов в России и стимулирование СПГ-проектов на побережье Балтийского, Черного и Японского морей

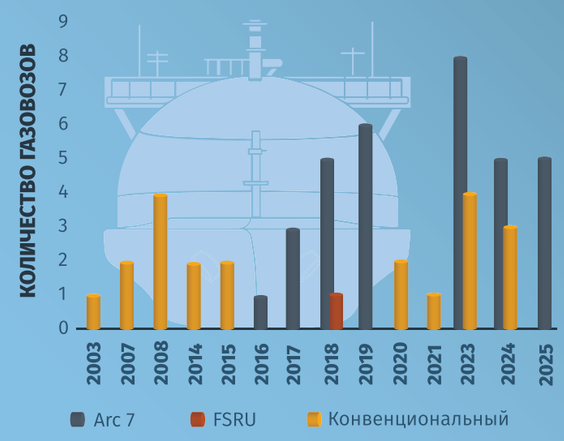
Ввод судов на СПГ-топливе



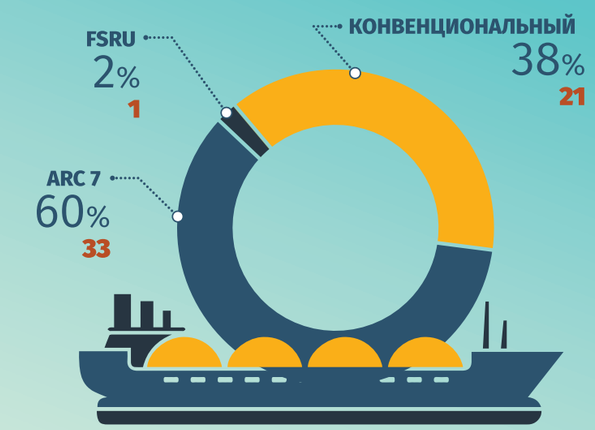
Структура судов на СПГ по типам



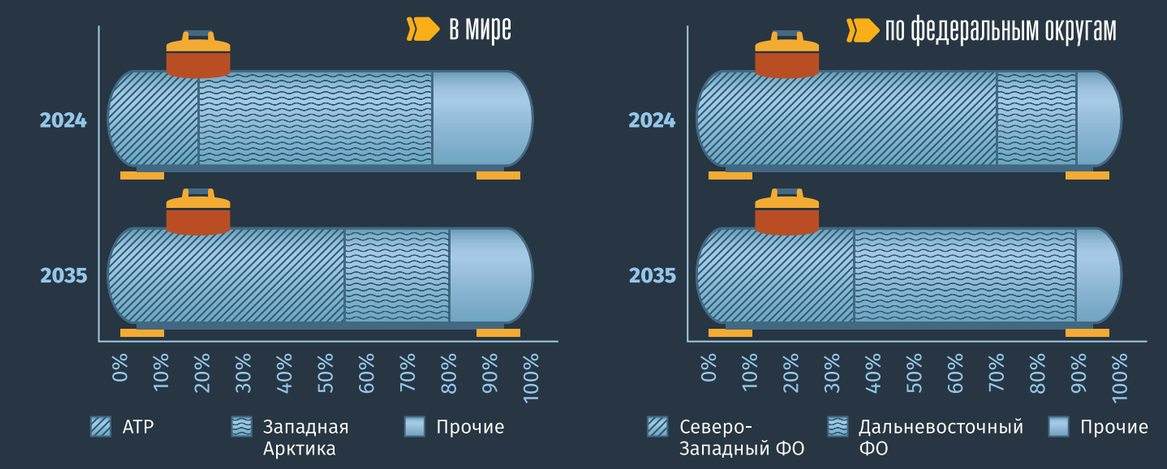
Ввод СПГ газовозов для российских проектов



Структура газовозов по типам



Структура потребления СПГ для автономной газификации



Источник: gazo.ru



ТЕХНОЛОГИИ И АППАРАТУРНОЕ ОФОРМЛЕНИЕ ОСУШКИ И ОЧИСТКИ природного газа

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ТАКИЕ ОСНОВНЫЕ ПОЗИЦИИ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА К ДАЛЬНЕЙШЕЙ ПЕРЕРАБОТКЕ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЮ, КАК НИЗКОТЕМПЕРАТУРНАЯ СЕПАРАЦИЯ, ГЛУБОКАЯ ОСУШКА И ОЧИСТКА ГАЗА ОТ СЕРОВОДОРОДА И ДИОКСИДА УГЛЕРОДА, СИСТЕМЫ КОМПЛЕКСНОЙ ОБРАБОТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА. ПРИВЕДЕНЫ ПРАКТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЗА ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ

THE ARTICLE DISCUSSES SUCH BASIC POSITIONS IN THE PREPARATION OF NATURAL GAS FOR FURTHER PROCESSING AND TRANSPORTATION AS LOW-TEMPERATURE SEPARATION, DEEP DEHYDRATION AND GAS PURIFICATION FROM HYDROGEN SULFIDE AND CARBON DIOXIDE, AS WELL AS COMPLEX NATURAL GAS PROCESSING SYSTEMS. PRACTICAL DATA AND RESULTS OF SCIENTIFIC RESEARCH IN RECENT YEARS ARE PRESENTED

Ключевые слова: *природный газ, низкотемпературная сепарация, абсорбционная очистка, адсорбционная очистка, гликоли, ртуть, цеолиты.*

УДК 665.62

Самойлов Наум Александрович

ООО «НИПИ НГ», «Петон», профессор, д.т.н.

Природный газ относится к основным мировым энергоносителям в силу экологичности, высокой теплотворной способности, доступности и уровня развития вооруженности отрасли.

Российская Федерация по запасам, добыче, переработке, потреблению и экспорту является одним из лидеров среди ведущих стран, наиболее динамично развивающих добычу и переработку природного газа. Так, в ряду топ-10 стран по добыче газа в 2022 году: США – 878 млрд м^3, Россия – 744 млрд м^3, Иран – 290 млрд м^3, Канада – 191 млрд м^3, Китай – 162 млрд м^3, Норвегия – 128 млрд м^3 и др.

Наша страна добывает газа почти столько, сколько следующие за ней Иран, Канада, Китай и Норвегия вместе взятые.

Если учесть, что по прогнозам мировой спрос на природный газ к 2040 году может увеличиться на 40 %, особое значение приобретает первое место России в мире по разведанным запасам газа. Из всех газодобывающих регионов нашего государства особенно выделяется Ямало-Ненецкий автономный округ, на долю которого приходится почти 80 % добычи газа в стране, причем разведанные запасы газа только в одном Уренгойском месторождении оцениваются в 10 триллионов м^3.

ТАБЛИЦА 1. Состав природного газа различных месторождений

Месторождение	Молярный состав, %								
	C_1	C_2	C_3	C_4	C_5	CO_2	N_2	H_2S	He
Астраханское	47,48	1,92	0,93	0,66	3,08	21,55	1,98	22,5	–
Кандымское	90,15	2,55	0,39	0,14	0,55	2,82	3,0	–	–
Бованенковское	91,61	4,66	1,34	0,55	1,37	0,32	0,15	–	–
Ямбургское	90,83	4,76	1,63	0,71	1,51	0,46	0,09	–	–
Юрхарское	89,67	5,71	1,58	0,79	1,35	0,07	0,76	–	–
Уренгойское	88,24	5,53	2,56	1,08	2,20	0,01	0,38	–	–
Майкопское	88,04	6,32	1,29	0,52	0,84	1,99	1,00	–	–
Оренбургское	84,22	4,89	1,63	0,76	1,81	0,58	4,83	1,30	0,05
Чаяндинское ГКНМ	82–86	4,5	1,5	0,5	–	0,2	7–15	0,5	0,50

Важнейшей особенностью добываемого природного газа – метана – является необходимость по крайней мере первого передела до поступления его к потребителю, при этом техническая реализация этого передела достаточно разнообразна и тесно связана с тем, что в состав природного газа, кроме метана, входит большое число примесей различной природы: кислород, азот, диоксид углерода, сероводород, гомологи метана (этан, пропан, бутаны, пентаны и другие углеводороды), вода, гелий, причем концентрация этих примесей в природном газе различных месторождений может отличаться в несколько раз (табл. 1).

Технологические схемы и оборудование, применяемые для переработки природного газа по первому переделу, зависят в первую очередь от особенностей дальнейшего применения природного газа в качестве топлива, набора и концентрации примесей примесей в газе и степени полезности или вреда примесей. К основным способам переработки природного газа можно отнести [1]:

- очистку газа от более тяжелых гомологов метана C_{2+} или C_{2+} с получением широкой фракции легких углеводородов, являющихся ценным сырьем газохимии, особенно при высокой концентрации легких углеводородов в природном газе. Например, в газе Ямбургского месторождения их содержание составляет более 11,3 % мол.;
- очистку газа от примеси диоксида углерода, особенно при его высокой концентрации, так как инертный CO_2 снижает теплотворную способность топливного газа, увеличивает затраты при транспортировке газа по трубопроводам, недопустим при производстве сжиженного природного газа. Выделяемый при очистке газа CO_2 обычно возвращается на месторождение для поддерживания внутрипластового давления или используется как товарный продукт;
- очистку газа от примеси сероводорода как коррозионного недопустимого топливного компонента, выделенный сероводород обычно используют как сырье для производства серы методом Клауса;
- очистку газа от азота как инертного компонента, особенно при его высокой концентрации в газе;
- очистку газа от гелия с последующим производством гелиевого концентрата, высоко ценящегося на внутреннем и мировом рынках (1 кг гелия стоит от 45 до 100 тысяч рублей);
- осушку газа, поскольку наличие воды недопустимо при производстве сжиженного природного газа и должно быть минимизировано при транспортировке газа по трубопроводам из-за возможности образования клатратов воды с метаном.

Как правило, при наличии совокупности требований к высокой чистоте далее используемого природного газа его переработка включает ту или иную комбинацию рассмотренных методов.

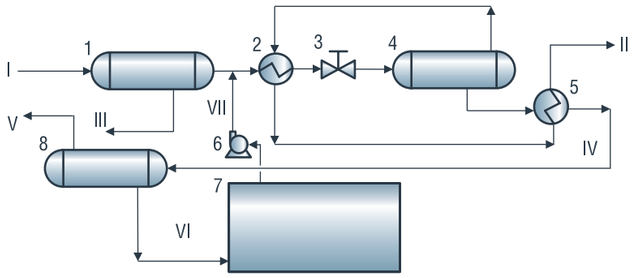
Низкотемпературная сепарация газа

В процессе низкотемпературной сепарации газа (рис. 1) реализуется процесс однократной конденсации легких углеводородов (как правило, C_{3+}) эквивалентный одной теоретической тарелке массообменного процесса. Природный газ под давлением охлаждается на 10–15 °С в рекуперативном теплообменнике, затем дросселируется, при этом температура газа снижается до минус 10–30 °С. Образующиеся в ходе конденсации равновесные жидкая и газовая фазы подвергаются разделению в сепараторе. Низкая температура в системе создается за счет эффекта Джоуля-Томсона при дросселировании сжатого газа из-за убыли внутренней энергии газа, переходящей в кинетическую энергию потока при его адиабатическом расширении. В ряде случаев процесс может быть совмещен с дополнительной неглубокой осушкой газа при помощи гликолей (рис. 1).

При низкотемпературной сепарации при давлении 5–7 МПа и температуре около минус 30 °С степень извлечения углеводородов C_{5+} для газов тощих газоконденсатных месторождений не превышает 60 %, для жирных газов – 90–98 %., извлечение пропана – 20–30 %, извлечение бутанов – 50–60 %.

Для углубления извлечения углеводородов C_{3+} вместо процесса однократной конденсации часто применяется процесс абсорбции (масляная абсорбция)

РИСУНОК 1. Принципиальная схема установки низкотемпературной сепарации и гликолевой осушки природного газа



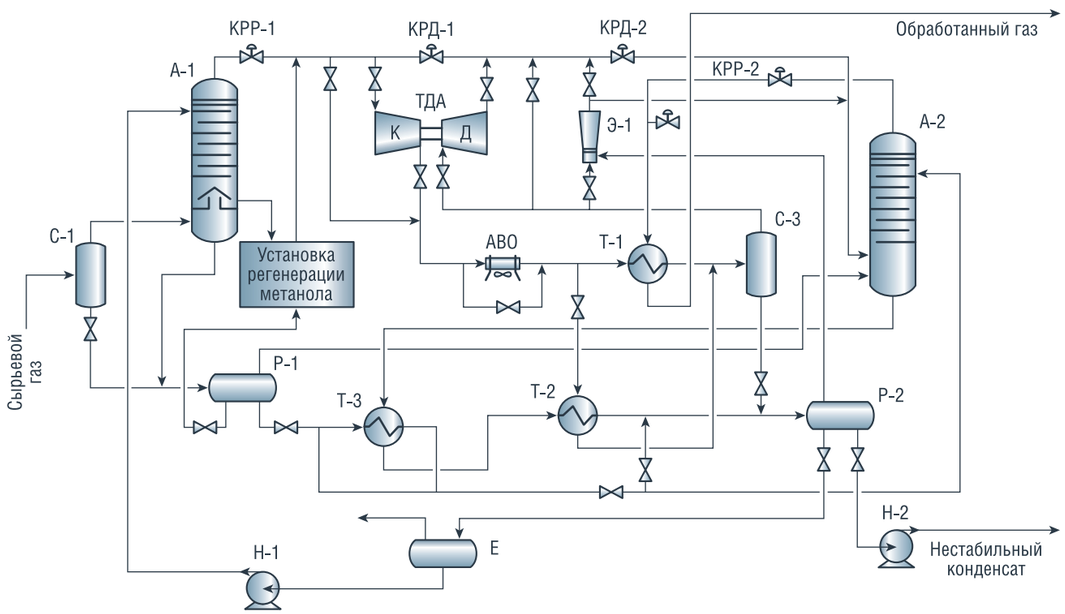
Аппараты: 1, 4 – сепараторы;
2, 5 – теплообменники; 3 – дроссель; 6 – насос;
7 – установка регенерации гликоля;
8 – трехфазный разделитель

Потоки: I – сырой газ; II – сухой газ;
III – конденсат газовый и вода; IV – конденсат газовый и насыщенный гликоль; V – конденсат газовый; VI – гликоль насыщенный;
VII – гликоль регенерированный

эквивалентный 3–5 теоретическим тарелкам. В качестве абсорбента используется газовый конденсат или углеводородная фракция с температурой начала кипения 170–180 °С, по мере «облегчения» состава пластового газа при разработке месторождения используется облегченный абсорбент (температура начала кипения 125–130 °С). На технологию масляной абсорбционной очистки влияют климатические условия. Например, поддерживание температуры абсорбента перед абсорбером на Ямбургском НГКМ в зимний период реализуется с применением эжекторов, а в летний – турботетандером (рис. 2) [2].

Перспективным является извлечение углеводородов при использовании источника холода вихревой трубы, которая в закрученном потоке при сверхзвуковой скорости потока за счет эффекта Ранка-Хильша обеспечивает разделение потока газа на периферийный горячий и осевой холодный потоки, в котором и происходит конденсация углеводородов [3]. Вихревая труба, дополненная соплом Лаваля (3S-сепаратор), может снизить температуру конденсации углеводородов в потоке газа до минус 60 °С, то есть практически до криогенного уровня [4, 5]. Опытно-промышленные испытания, проводившиеся на Ямбургском месторождении, показали, по данным [6], что при снижении, например, давления Р2 на выходе S-сепаратора вдвое по сравнению с давлением на входе перепад температуры охлаждения этих потоков (Т1-Т2) в два и четыре раза больше, чем при создании холода соответственно турбодетандером и дроссельным устройством (рис. 3). Разработку и внедрение 3S-сепараторов на предприятиях нашей страны и за рубежом осуществляет компания ENGO (Energy Gas Oil Company, г. Москва), изготовление аппаратов – ООО Борхиммаш (г. Борисоглебск) (рис. 4).

РИСУНОК 2. Технологическая схема УКПГ-1В Ямбургского НГКМ



А-1, А-2 – абсорберы; АВО – аппарат воздушного охлаждения; У – емкость; КРД-1, КРД-2 – краны-регуляторы давления; КРР-1, КРР-2 – краны-регуляторы расхода; КРТ-3 – кран-регулятор температуры; Н-1, Н-2 – насосы; Р-1, З-2 – разделители; С-1, С-2, С-3 – сепараторы; Т-1, Т-2, Т-3 – теплообменники; Т-Д – турбодетандер; Э-1 – эжектор

РИСУНОК 3. Сравнительная характеристика методов создания холода при низкотемпературной сепарации: 3S-сепаратор (ряд 1), турбодетандер (ряд 2), дросселирование (ряд 3) при Р1 = 4 МПа, Т1 = 290 К

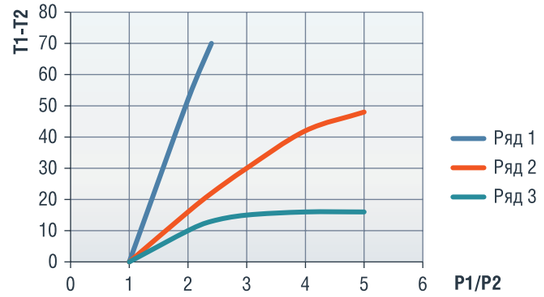
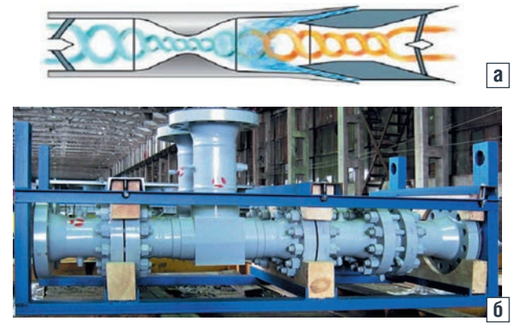


РИСУНОК 4. Принципиальная схема вихреобразования (а) и общий вид (б) промышленного 3S-сепаратора



В таблице 2 приведены материалы [7] по сопоставлению работы типовых установок низкотемпературной сепарации природного газа и при испытании 3S-сепараторов. Использование 3S-сепараторов для одного блока сепарации, перерабатывающего 8,25 млн м³/г природного газа позволит получить дополнительно более 330 т/г фракции C_{5+}.

Наряду с многочисленными экспериментальными и теоретическими исследованиями выполняется большое число патентных разработок, направленных в первую очередь на повышение качества отделения тяжелых углеводородов от метана за счет совершенствования технологии и аппаратуры процесса [8–13], в основном за счет увеличения числа ступеней сепарации, извлечения высококипящих углеводородов методом ректификации и использования внешних хладагентов. Так, например, в [12] рассмотрена замена низкотемпературной сепарации масляной абсорбции на ректификацию с применением внешних хладагентов, циркулирующих в системе создания холода (рис. 5).

В качестве внешних хладагентов могут применяться пропан, этан, аммиак, хладоны и многокомпонентные хладагенты. При использовании метода ректификации степень извлечения жидких углеводородов составляет: для C_3 – 85 %, для C_4 – 94 %, для C_{5+} – 98 %. Эти значения выше, чем на установках, работающих на абсорбционном масле.

Однако на подобных установках низкотемпературной сепарации можно извлечь только небольшое процентное содержание этана. Извлечение этана ограничивается неспособностью обычных хладагентов охладить входящий поток ниже, чем до -40 °С. Получение более низких температур в подобных схемах (до -60...-70 °С) связано с серьезным повышением сложности оборудования и энергозатрат на получение холода.

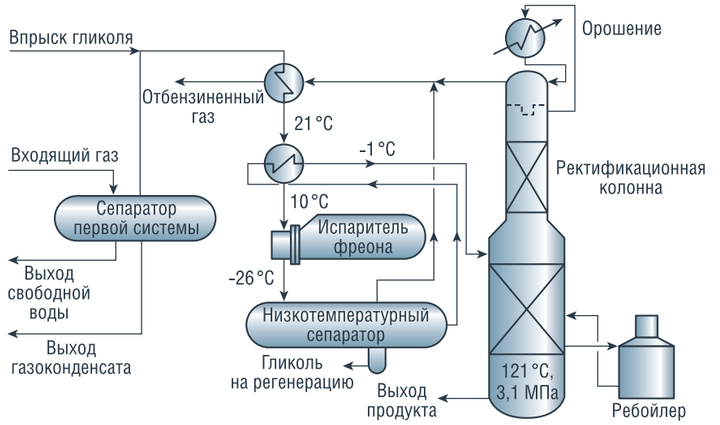
Осушка природного газа

Необходимость глубокой осушки природного газа связана с особенностями последующего использования газа: при сжижении природного газа или его транспортировке в магистральных трубопроводах при температуре ниже точки росы паров воды

ТАБЛИЦА 2. Влияние 3S-сепараторов на эффективность работы блоков низкотемпературной сепарации (НТС)

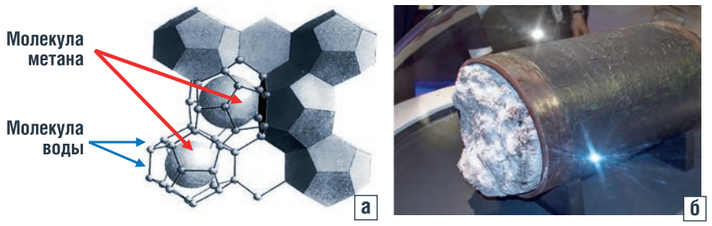
Параметры*	Блок НТС для северных месторождений		Блок НТС для Киргинского месторождения	
	с 3S-сепаратором	без 3S-сепаратора	с 3S-сепаратором	без 3S-сепаратора
Давление в первичном сепараторе, МПа (абс)	12,0	12,0	10,0	10,0
Температура газа на входе в теплообменник, °С	7	7	7	7
Давление на выходе из блока 3S, МПа (абс)	7,6	7,6	7,6	7,6
Расход газа на выходе из сепаратора 10С-1, м³/ч	10 300	10 300	10 300	10 300
Температура точки росы газа по углеводородам на выходе из УГКП, °С (при давлении 75 атм)	ниже -40	ниже 25,2	ниже -30	-15
Температура точки росы газа по воде на выходе из УГКП, °С (при давлении 75 атм)	ниже -25	ниже -25,2	-25	-25
Давление газа на выходе УКПГ, МПа (абс)	7,5	7,5	6,6	6,6
Содержание компонентов C_{5+} на выходе из 3S-сепаратора, г/м³	менее 4	8	менее 4	9
Содержание капельной жидкости на выходе из 3S-сепаратора, г/м³	отсутствует	1,5	0,6	1,3

РИСУНОК 5. Упрощенная технологическая схема установки низкотемпературной сепарации газа с ректификационной колонной и использованием фреона в качестве хладагента



возможно образование клатратов – супрамолекулярных комплексов решетчатой кристаллической структуры, в которых молекула метана окружена пяти- или шестичленными кольцами из молекул воды (рис. 6, а). Такие комплексы, их также называют кристаллогидратами, отлагаясь на поверхности труб или на встроенном оборудовании, нарушают условия их работы: например, в трубопроводах возможно образование не только отложений, существенно уменьшающих свободное сечение труб, но и пробок (рис. 6, б). Для снижения опасности образования кристаллогидратов при транспортировке природного газа по трубопроводам к нему добавляют ингибитор – метанол. Осушку природного газа осуществляют методами абсорбции (поглощение воды жидким абсорбентом, обычно гликолями) и адсорбции (поглощение воды твердым адсорбентом, обычно цеолитами, силикагелем, оксидом алюминия). При применении обоих методов глубина осушки природного газа определяется степенью регенерации сорбирующего вещества и является наиболее дорогостоящим этапом этих процессов [14–20].

РИСУНОК 6. Схема кристаллогидрата метана (а) и гидратная пробка в трубе (б)



Технологическая схема абсорбционной осушки – классическая: система из абсорбера, работающего при высоком давлении осушаемого потока газа при низкой температуре, и десорбера, в котором при высокой температуре и низком давлении из насыщенного водой абсорбента отгоняется вода, при этом абсорбент концентрируется и восстанавливает свои водопоглощающие свойства.

При гликолевой осушке величину депрессии точки росы осушаемого газа 30 °С можно получить при концентрации гликоля после его регенерации в десорбере 96–97%, увеличение депрессии до 40 °С требует концентрирования гликоля до уровня 99%; для достижения депрессии точки росы в 50–70 °С регенерацию гликолей необходимо проводить при температуре около 200 °С под вакуумом (остаточное давление 0,7 атм и менее) в две стадии [14].

Как показано в [15], при температурах обработки природного газа гликолями (этиленгликоль, диэтиленгликоль и триэтиленгликоль) при 15 °С эффективность всех трех видов гликолей близка, обеспечивая точку росы около минус 15 градусов, но для углубления осушки до более низких точек росы предпочтителен менее летучий триэтиленгликоль (рис. 7).

РИСУНОК 7. Зависимость температуры точки росы (а) и потери гликоля (б) от температуры газа в абсорбере при осушке природного газа различными абсорбентами

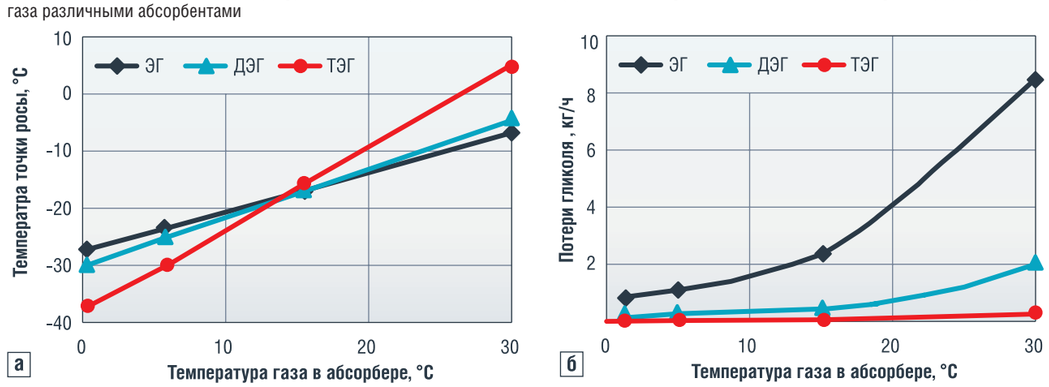


ТАБЛИЦА 3. Характеристики автономной установки осушки газов

Параметр	С АБХМ	Без АБХМ
Расход газа на осушку, • ст. м³/ч • ст. м³/год	 200 000 1 752 000 000	
Точка росы газа перед осушкой: • по воде, °С • по углеводородам, °С	 +40 +30	
Точка росы газа после осушки: • по воде, °С • по углеводородам, °С	 < -20 < -10	
Температура газа на входе в установку, °С	+50	
Давление газа на входе в установку, МПа (абс.)	25	
Содержание влаги в абсорбенте, % мас.	до 0,5	
Потребляемая мощность установки, кВт	100	70
Расход топливного газа, нм³/ч	370	–
Расход водяного пара: • т/ч • Гкал/ч	 – –	 4–5 2,132
Расход оборотной воды, т/ч	–	не менее 450
Стоимость энергоресурсов: • топливный газ, руб./тыс. м³ • оборотная вода, руб./м³ • водяной пар, руб./Гкал • электричество, руб./кВт·ч	 4062 13 600 5	
Затраты на энергоресурсы	2002,9	3879
Удельные затраты на энергоресуры, руб./ст. м³	0,01	0,194

Снижение затрат на регенерацию абсорбента может быть обеспечено за счет дополнения установки абсорбционной осушки газов гидроэжекторной вакуумсоздающей системой и холодильной машиной с огневым подогревом (АБХМ) в печном аппарате, что делает систему осушки автономной, при этом эксплуатационные затраты могут быть снижены на 40–50% (табл. 3) [19].

Альтернативой абсорбционному методу осушки природного газа является адсобционный метод.

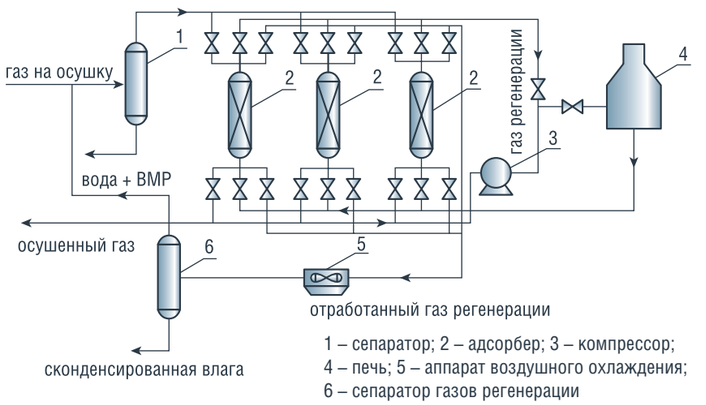
Адсорбционную осушку природного газа осуществляют в системе нескольких адсорберов со стационарным слоем адсорбента, работающих по циклической схеме, число адсорберов обычно варьируется от двух до четырех. Процесс адсорбционной осушки включает следующие стадии:

- стадия глубокой осушки природного газа эффективным сорбентом;
- стадия нагрева слоя адсорбента горячим теплоносителем (обычно нагретый в трубчатой печи инертный газ или часть исходного природного газа) до температуры начала регенерации;
- стадия собственно регенерации адсорбента потоком горячего теплоносителя, в который переходит десорбированная вода; после выхода из аппарата десорбирующий газ обычно охлаждают в аппаратах воздушного охлаждения с конденсацией и сепарацией десорбированной воды;
- стадия охлаждения слоя адсорбента при продувке его частью глубоко очищенного природного газа.

Продолжительность стадий определяется на основе сочетания адсорбционных и регенерационных характеристик адсорбента и технологической карты процесса. Например, при необходимости проведения стадии регенерации при 320 °С в течение 4 часов с учетом сменности работы персонала и фиксируемости времени переключения при работе установки с тремя адсорберами (рис. 8) удобна следующая суточная циклограмма: в первом аппарате в течение 8 часов реализуется стадия адсорбции (А), во втором в течение 8 часов – стадии нагрева и регенерации адсорбента (НР), в третьем – восьмичасовая стадия охлаждения (О). Тогда в течение суток первый адсорбер работает в режиме А-НР-О, второй адсорбер – в режиме НР-О-А, а третий – в режиме О-А-НР и через каждые 8 часов производится переключение каждого из аппаратов на соответствующую стадию.

Возможны и иные варианты циклограммы [20]. В связи с поливариантностью решения задачи о выборе числа адсорберов на установке и циклограммы работы блока осушки природного газа необходимо выполнить технико-экономическое обоснование выбора проектного решения на основе расчета нескольких вариантов. При этом следует обеспечить непрерывность работы остального технологического оборудования (печь, холодильники, насосы).

РИСУНОК 8. Принципиальная схема процесса осушки природного газа с тремя адсорберами



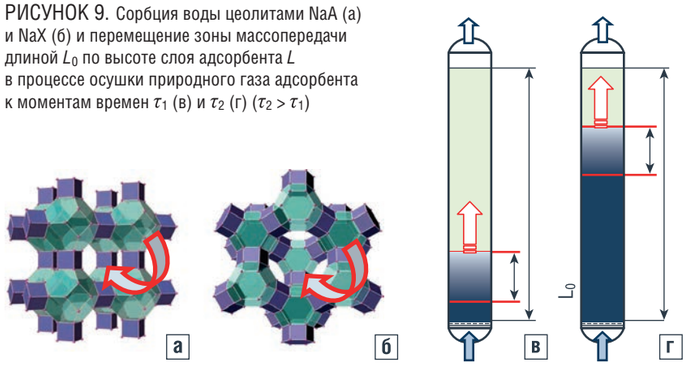
1 – сепаратор; 2 – адсорбер; 3 – компрессор; 4 – печь; 5 – аппарат воздушного охлаждения; 6 – сепаратор газов регенерации

Адсорбционный метод обеспечивает наиболее глубокую очистку природного газа: может быть достигнута точка росы до минус 100 °С при использовании в качестве сорбентов синтетических цеолитов, обладающих высокой адсорбционной активностью при низких концентрациях влаги в газе. В принципе для осушки природного газа могут применяться все марки синтетических цеолитов – КА, NaA, CaA, NaX, имеющие условный диаметр входных окон в каналы структуры кристаллов соответственно 0,3, 0,4, 0,5 и 1,3 нм, соизмеримые с размерами сорбируемых молекул, и высокую величину влагопоглощения неподвижным слоем адсорбента на уровне 120–150 мг/см^3. При проектировании адсорбционных установок необходимо учитывать особенности работы как адсорбентов, так и адсорберов.

Среди цеолитов формы А наиболее соответствует решению задачи глубокой осушки природного газа цеолит КА, так как в окна диаметром 0,3 нм проходят и, соответственно, адсорбируются молекулы воды диаметром 0,27 нм (рис. 9, а) и не входят метан, этан и другие алкановые углеводороды с критическим диаметром 0,38 нм, что обеспечивает селективность осушки природного газа цеолитами КА. Однако близость диаметров окон и молекул воды вызывает рост внутридиффузионного сопротивления, что снижает скорость адсорбции. С другой стороны, осушка газа более широкопористыми цеолитами NaA, CaA и особенно NaX (рис. 9, б) происходит в условиях первоначального заполнения полостей цеолитов алканами, которые затем постепенно вытесняются лучше сорбирующейся водой, что также является негативным тормозящим фактором процесса.

Адсорбционный процесс в неподвижном слое адсорбента принципиально отличается от других непрерывных массообменных процессов (абсорбция, ректификация) тем, что он осуществляется не во всем объеме аппарата, а в относительно небольшом по высоте участке слоя адсорбента – зоне массопередачи, имеющей длину L_0 существенно меньше длины слоя адсорбента L. В ходе процесса осушки зона массопередачи

РИСУНОК 9. Сорбция воды цеолитами NaA (а) и NaX (б) и перемещение зоны массопередачи длиной L_0 по высоте слоя адсорбента L в процессе осушки природного газа адсорбента к моментам времен τ_1 (в) и τ_2 (г) ($\tau_2 > \tau_1$)



медленно перемещается от места ввода исходного природного газа в слой адсорбента к месту выхода газа из слоя (рис 9, в, г). Из-за наличия зоны массопередачи фактическое влагопоглощение сорбента на 10–15 % меньше, чем паспортная велична, что существенно удорожает процесс. Снизить затраты можно используя при адсорбции разные сорбенты, например, стадию адсорбции проводить в двух последовательно работающих аппаратах, первый из которых заполнен дешевым адсорбентом, например, силикагелем, а во втором глубокую доочистку газа обеспечит цеолит КА [21], или формировать защитный слой дешевого сорбента КА [22]. Другой путь – совершенствование стадии регенерации адсорбента [23, 24]. В работе [25] предложена новая концепция систем адсорбционного обезвоживания природного газа, основанная на реализации процессов адсорбции, регенерации и охлаждения десорбированного водяного пара в одном адсорбере в непрерывном цикле. Приведена схема установки с описанием конструктивных особенностей оборудования и принципов его работы.

Очистка природного газа от диоксида углерода и сероводорода

Очистку природного газа от этих примесей чаще всего осуществляют адсорбционным и абсорбционным методами, при этом адсорбционная очистка экономически эффективна только при низкой концентрации CO_2 и H_2S и поэтому применяется в основном при необходимости глубокой доочистки природного газа.

Принципиальной основой абсорбционной очистки является существенная растворимость диоксида углерода и сероводорода в воде – около 1 и 4 г/л соответственно при атмосферном давлении – и росте растворимости при повышенном давлении; растворимость этих примесей резко увеличивается в водных растворах органических или неорганических реагентов, обеспечивающих интенсивную физическую абсорбцию или хемосорбцию примесей.

При хемосорбции примесей чаще всего в качестве абсорбентов применяют водные растворы алканоламинов, диизопропаноламина, дигликольамина, карбоната калия или натрия, при физической абсорбции – метанол, N-метилпирролидон, пропиленкарбонат, диалкиловые эфиры полиэтиленгликоля, трибутилфосфат, а также абсорбенты смешанного состава [26].

При хемосорбции примесей сероводорода и диоксида углерода с использованием в качестве абсорбента водного раствора моноэтаноламина протекают следующие обратимые реакции:

- с сероводородом –

$$HO\text{-}CH_2\text{-}CH_2\text{-}NH_2 + H_2O \leftrightarrow (HO\text{-}CH_2\text{-}CH_2\text{-}NH_3)^+ + OH, \quad (1)$$

$$H_2S + H_2O \leftrightarrow HS^- + H_3O+, \quad (2)$$

$$(HO\text{-}CH_2\text{-}CH_2\text{-}NH_3)^+ + HS^- \leftrightarrow (HO\text{-}CH_2\text{-}CH_2\text{-}NH_3) + HS, \quad (3)$$

- с диоксидом углерода –

$$CO_2 + 2H_2O \leftrightarrow HCO_3^- + H_3O+, \quad (4)$$

$$(HO\text{-}CH_2\text{-}CH_2\text{-}NH_3)^+ + HCO_3^- \leftrightarrow (HO\text{-}CH_2\text{-}CH_2\text{-}NH_3) + xHCO_3, \quad (5)$$

- или непосредственным взаимодействием с CO_2 с образованием карбомата:

$$CO_2 + HO\text{-}CH_2\text{-}CH_2\text{-}NH_2 + H_2O \leftrightarrow HO\text{-}CH_2\text{-}CH_2\text{-}NH\text{-}COO^- + H_3O^+, \quad (6)$$

$$HO\text{-}CH_2\text{-}CH_2\text{-}NH\text{-}COO^- + H_3O + HO\text{-}CH_2\text{-}CH_2\text{-}NH_2 \leftrightarrow HO\text{-}CH_2\text{-}CH_2\text{-}NH\text{-}COO^+ + H_2O + (HO\text{-}CH_2\text{-}CH_2\text{-}NH_3)^+ \quad (7)$$

При высоком давлении и низкой температуре на стадии адсорбции реализуется прямая реакция, при низком давлении и высокой температуре на стадии регенерации насыщенного абсорбента по обратной реакции образуются сероводород и диоксид углерода, уходящие из десорбера в качестве влажных кислых газов, из которых вода при охлаждении газов конденсируется и сепарируется.

Недостатками моноэтаноламина являются его относительно высокая реакционная способность по отношению к органическим соединениям серы, содержащимся в газе, и высокая коррозионная активность его растворов. Кроме этого, отмечено, что реакция МЭА с H2S может протекать в присутствии следов кислорода с образованием нерегенерируемого соединения тиосульфата этаноламина, который постепенно накапливается в абсорбенте:

$$2(HO\text{-}CH_2\text{-}CH_2\text{-}NH_2) + 2H_2S + 2O_2 \rightarrow (RNH_2)_2H_2S_2O_3 + H_2O \quad (8)$$

Химизм поташной очистки газа растворами карбоната калия или натрия намного проще. Сероводород вступает в реакцию с поглотительным раствором в соответствии с уравнением

$$K_2CO_3 + H_2S \rightarrow KHS + KHCO_3 \quad (9)$$

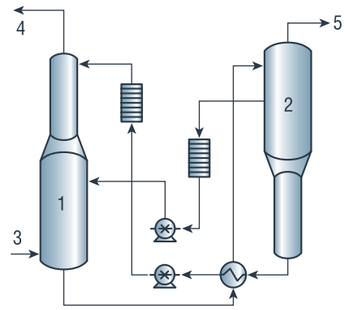
а двуокись углерода –

$$K_2CO_3 + CO_2 + H_2O \rightarrow 2KHCO_3 \quad (10)$$

Преимущества поташного способа очистки: высокая поглотительная способность CO_2, низкие эксплуатационные расходы и стоимость абсорбента. Недостатки – неэффективность процесса при поглощении H_2S из газа, в котором содержание CO_2 относительно невелико или же он отсутствует; это объясняется тем, что выделяющаяся при регенерации углекислота содействует отдувке H_2S и ускоряет регенерацию абсорбента.

Технологическая схема абсорбционной очистки природного газа достаточно проста и, как правило, приемлема при использовании любых абсорбентов (рис. 10). Например, в случае поташной очистки в состав установки поташной очистки входят взаимосвязанные адсорбер и десорбер с теплообменным и вспомогательным оборудованием, а в качестве абсорбентов может быть использована смесь реагентов из ряда алканоаминов (диэтаноламин, моноэтаноламин, триэтаноламин, метилдиэтаноламин либо смеси указанных соединений в различных пропорциях),

РИСУНОК 10. Принципиальная схема очистки природного газа от примеси кислых газов



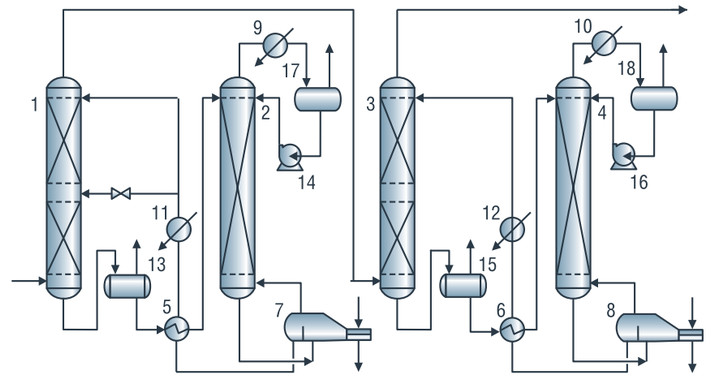
1 – абсорбер; 2 – десорбер; 3 – вход очищаемого газа; 4 – выход очищенного газа; 5 – выход извлеченных газов

полиаминов (пиперазин, этилендиамин, N-метилпиперазин, N-этилпиперазин, 3,5-диметилпиперазин, 3,6диметилпиперазин, имидазолидин, пиразолидин) и гидроксидов щелочных металлов (гидроксид калия, гидроксид натрия, гидроксид лития или их смеси) [27].

Совершенствование установок абсорбционной очистки природного газа обеспечивается установкой в адсорбере и десорбере высокопроизводительных контактных устройств, интенсифицирующих массообмен, путем подбора состава абсорбента, введения в него ингибиторов коррозии, варьирования технологических параметров работы установки, технико-экономического анализа разных решений по очистке газа для процесса с конкретным содержанием извлекаемых примесей [28].

В качестве примера поиска эффективного решения селективной очистки природного газа, имеющего соотношение сероводорода к диоксиду углерода от 1,0 до 1,5, и концентрации сероводорода от 3,5 до 8,0 об. % от диоксида углерода и сероводорода, можно привести последовательную двустадийную абсорбционную систему (рис. 11), в каждой из стадий процесса имеется собственный контур циркуляции абсорбента (водного раствора алкиламинового основания), связывающий абсорбер и регенератор, и на каждой стадии абсорбции осуществляется выделение из газа кислого газа разного состава, при этом при переработке газа на первой стадии абсорбции осуществляется селективная очистка газа по отношению к диоксиду углерода с выделением кислого газа, в котором содержание диоксида углерода не превышает 30–40 %, и очисткой газа на первой стадии абсорбции до содержания диоксида углерода

РИСУНОК 11. Схема очистки природного газа от сероводорода и диоксида углерода двумя растворителями



1, 3 – абсорбер; 2, 4 – регенератор; 5, 6 – теплообменник; 7, 8 – ребойлер; 9, 10, 11, 12 – холодильник; 13, 15 – экспанзер; 14, 16 – насос; 17, 18 – рефлюксная емкость

не ниже 60 % от первоначального в исходном газе и до содержания сероводорода не более 5–7 мг/м³, а на второй стадии абсорбции газ после первой стадии абсорбции очищается до содержания диоксида углерода не более 50–200 мг/м³ с полным отсутствием сероводорода и выделением кислого газа с концентратом диоксида углерода с содержанием сероводорода не более 200 мг/м³, при этом насыщение алкиламинового абсорбента на каждой стадии абсорбции кислыми компонентами не превышает 0,4 моль/моль [29].

ТАБЛИЦА 4. Характеристики автономной установки осушки газов

Примеси	Максимальное содержание	
	в газе из магистрального трубопровода	в сжиженном газе
Сероводород, ppm	14	2...5
Меркаптановая сера, мг/м³	36	10...30
Сера в составе сероокиси углерода, мг/м³	50 *	10...30
Диоксид углерода, ppm	40 000 **	20...200
Кислород, ppm	10 000	20...200
Вода, ppm	136 ***	0,1...1
Ртуть, г/м³ · 10⁶	40 000 ****	10

Примечания: * не нормируется ОСТ 51.40-93; ** расчетное значение по низшей теплоте сгорания газа; *** расчетное значение, соответствующее точке росы по влаге при температуре -3 °С и давлении 4,0 МПа; **** примерное максимальное паровое содержание ртути в газе европейских МГ.

Комплексная очистка природного газа при производстве сжиженного природного газа

Наиболее глубокая очистка природного газа необходима при производстве сжиженного топлива и она обеспечивается комплексом этапов последовательной обработки газа на установках очистки газа от сероводорода и оксида углерода, выделения из газа тяжелых гомологов метана и глубокой осушки очищенного газа, завершающимся дополнительными очистными блоками, в которых не было необходимости при традиционной обработке природного газа с получением топливного газа, поступающего в магистральные газопроводы и транспортируемого в регионы, потребляющие энергоресурсы. Такая последовательность обуславливается, во-первых, криогенным режимом производства сжиженного газа (температура до минус 160–168 °С), при котором конденсируются практически все компоненты природного газа, кроме кислорода и азота (температура кипения соответственно минус 183 и 218,8 °С), а также благородных газов при их наличии, и, во-вторых, специфическим устройством уникальных спиральновитых теплообменников.

В огромном спиральновитом теплообменнике массой до 300 т глубокоочищенный природный газ, предварительно охлажденный до минус 35 °С, проходит в едином корпусе все стадии криогенного процесса – дальнейшее охлаждение, сжижение и переохлаждение в «теплой» и «холодной» секциях теплообменника, в которых размещается несколько спиральных трубных змеевиков для разных теплообменивающихся сред (природный газ и один или несколько хладагентов), навитых на единый сердечник. Такие высокотехнологичные аппараты – трубные змеевики с высокой теплопроводностью выполнены из алюминиевых сплавов, что накладывает дополнительные требования к чистоте перерабатываемого газа – в очищаемом газе практически не должно быть ртути, наличие даже микроколичеств ртути, реагирующей с водой и кислородом, в потоках спиральновитового теплообменника губительно отражается на его работе (снижается прочность металла из-за увеличения хрупкости металла и ухудшается теплопередача) и может вывести из строя не только это дорогостоящее оборудование, но и на длительное время всю технологическую цепочку производства сжиженного газа.

Ртуть – широко распространенный в природе элемент, она, в частности, может содержаться в природном газе в широких пределах – $0{,}01 \cdot 10^{-6}$ ...$14000 \cdot 10^{-6}$ г/м³, причем ртуть на месторождении газа может спонтанно появляться и исчезать. В силу этого технологическая схема любого производства сжиженного газа, располагающегося в непосредственной близости от месторождения природного газа и порта для погрузки экспортируемого сжиженного газа на танкеры, обязательно должна включать установку очистки природного газа от ртути, которую желательно размещать после установки глубокой осушки природного газа [30].

В тех случаях, когда производство сжиженного газа будет расположено вдали от месторождения природного газа с получением исходного сырья из магистрального газопровода, то в силу недостаточной чистоты магистрального топливного газа (табл. 4) необходимо при проектировании предприятия предусмотреть строительство установок глубокой очистки поступающего сырья, включая установку очистки газа от ртути [31].

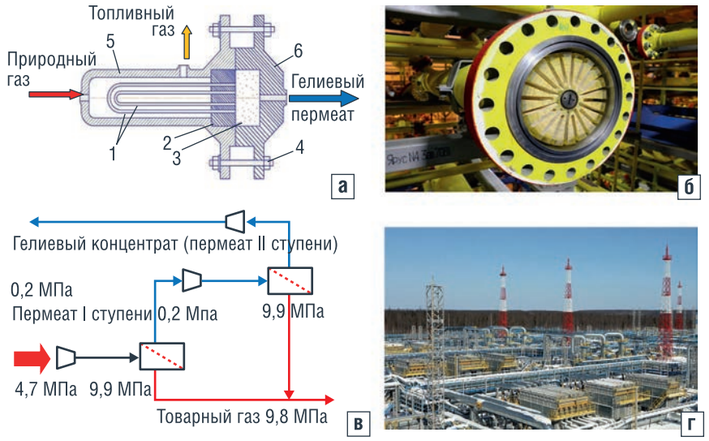
Очистка газов от ртути чаще всего обеспечивается регенеративным или нерегенеративным методом на основе адсорбционного процесса.

Регенеративный метод адсорбционной демеркуризации газа обычно применяется на высокопроизводительных предприятиях по производству сжиженных газов, по технологическим условиям и конструктивному оформлению он аналогичен процессу адсорбционной осушки газа и состоит из адсорбционной и десорбционной стадий. Диаметр атомов ртути несколько больше диаметра молекул воды, поэтому для адсорбции ртути можно применять те же адсорбенты, которые используют при осушке газа, но их предварительно пропитывают серебром; при контакте ртути с серебром образуется прочная амальгама, Десорбция ртути обеспечивается разрушением амальгамы при регенерация слоя адсорбента и производится сухим горячим газом либо понижением давления в слое.

Нерегенеративный метод адсорбционной демеркуризации газа обычно применяется на предприятиях низкой и средней производительности, при этом газ постоянно пропускается через слой адсорбента, чаще всего в качестве адсорбента применяют пропитанный серой активированный уголь, благодаря хемосорбции в слое накапливается сульфид ртути HgS. При насыщении адсорбента сульфидом ртути выполняется замена адсорбента в аппарате на свежий уголь, а отработанный утилизируется.

Достаточно интересна проблема извлечения гелия из природного газа. До 2018 года в России 80 % гелия вырабатывал Оренбургский гелиевый завод из природного газа с содержанием гелия всего 0,055 % (табл. 1) весьма дорогостоящим методом из гелийсодержащего концентрата, получаемого после сжижения углеводородной части природного газа, в несколько стадий последовательной очисткой концентрата от водорода и метана за счет их каталитического окисления, криогенной конденсации азота и адсорбционной доочисткой гелия от микропримесей с последующим получением газообразного и жидкого гелия (4200 м³/г); максимальный объем производства гелия до истощения Оренбургского месторождения доходил до 9,2 млн м³/г. С вводом в эксплуатацию уникальных Чаяндинского и Ковыктинского месторождений с запасами природного газа 3,1 трлн м³ и гелия 10,3 млрд м³ (мировые запасы – около 40 млрд м³) ситуация резко изменилась. С учетом объемов добычи природного газа эти месторождения могут производить гелия до 180 млн м³/г, но такие масштабы производства пока импортерами гелия не востребованы, а терять гелий с топливным газом недальновидно с учетом неизбежного роста потребления гелия во второй половине века. Поэтому основная часть гелия (100–120 млн м³/г) будет извлекаться на Чаяндинском месторождении эффективным мембранным методом в виде концентрата, закачиваемого в подземные хранилища [32, 33], а остальной гелий (60–80 млн м³/г) в потоке природного газа направится по магистральному трубопроводу на строящийся Амурский ГПЗ для извлечения традиционными методами [34, 35], причем Амурский ГПЗ уже в сентябре 2023 г. произвел и направил на гелиевый хаб во Владивостоке первую партию гелия, а в 2025 году завод выйдет на проектную мощность – 42 млрд м³ природного газа в год.

РИСУНОК 12. Извлечение гелия из природного газа мембранным методом



а – схема единичного элемента мембранного аппарата (1 – полупроницаемые мембраны картриджа; 2 – шайба; 3 – пористая подложка; 4 – болты; 5 – крышка аппарата; 6 – трубчатый корпус); б – единичный элемент мембранного аппарата с картриджем и снятой крышкой; в – схема двухступенчатого выделения гелиевого концентрата из природного газа; г – установка получения гелиевого концентрата на Чаяндинском НГКМ

Мембранный метод извлечения гелия из потока природного газа основан на принципе массопереноса молекул небольшого размера сквозь тонкую полупроницаемую мембрану – пленку чаще всего из органических полимеров (силиконы, тетрафторполиэтилен, полиэфирамиды и др.), керамики, кварца. Сквозь мембрану крупные молекулы движутся намного медленнее более мелких (например, гелий с диаметром молекул 0,22 нм движется при прочих равных условиях быстрее молекул метана диаметром 0,38 нм), поэтому часть природного газа, прошедшего сквозь мембрану, обогащается гелием. Движущей силой мембранного процесса является разность парциальных давлений компонента над и под «фильтрующей» пленкой и, как в любом массообменном процессе, мембранный перенос вещества завершается при достижении равновесия – равенства парциальных давлений в системе. Для интенсификации процесса необходимо, чтобы давление газа над пленкой Р1 было намного выше, чем Р2 под ней, например, Р1 = 10 МПа, а Р2 = 0,15 МПа. При небольшом времени контакта газа с мембраной процесс, естественно, не достигает состояния равновесия, и отводят из аппарата частично очищенный от гелия природный газ (ретентант), а небольшое количество прошедшего через пленку газа с повышенной концентрацией гелия (пермеат) направляют на последовательно идущие ступени мембранного разделения под давлением для дальнейшего концентрирования гелия (рис. 12, а). Для получения гелиевого концентрата обычно достаточен двух- или трехступенчатый мембранный процесс (рис. 12, б) [33, 36]. Промышленный мембранный аппарат представляет собой комплект мембранных элементов – параллельно работающих труб с системами ввода и вывода потоков, в которые вставлен сменный мембранный картридж, выполненный из пакета многослойных пластин или половолоконных элементов (рис. 12, в).

Блок мембранного выделения гелиевого концентрата на Чаяндинском месторождении (рис. 12, г) развивается и к концу 2023 года число мембранных элементов блока увеличится до 1500.

Дальнейший рост производительности комплексов по производству сжиженного природного газа не может идти по пути простого наращивания числа типовых самостоятельных технологических линий, как это предлагается, например, проектом «Арктик СПГ-2», а необходимо создавать такие конфигурации технологических комплексов, которые позволяют существенно уменьшить капитальные затраты и опосредовано повысить конкурентоспособность вырабатываемой продукции. Например, в [37] предлагается на комплексе по производству сжиженного природного газа (СПГ), состоящем из трех производственных линий, базирующихся на основаниях гравитационного типа, создать вспомогательную обвязку однотипного оборудования трех производственных линий, что позволит существенно снизить капитальные затраты на создание производства, повысить его функциональность и снизить риски аварийных ситуаций. Предложенная система обвязки позволит, в частности, уменьшить число как действующих, так и резервных фракционирующих установок для извлечения и разделения тяжелых углеводородов с получением широкой фракции легких углеводородов и хладагентов, установок осушки углеводородного газа, резервуаров для приема и хранения сжиженного природного газа и хладагентов, газотурбинных генераторов и другого оборудования. ●

Литература

1. *Китов Е.С., Ерофеев В.И., Джалилова С.Н. Анализ технологий промысловой подготовки природного газа // Вестник Томского политехнического университета. Инжиниринг процессов. – 2022. – Т. 333. – № 10. – С. 31–38.*
2. *Прокопов А.В., Истомин В.А. Абсорбционные технологии промысловой подготовки газоконденсатных газов // НТС Вести газовой науки. – 2018. – № 2 (60). – С. 165–173.*
3. *Белоусов А.М., Исрафилов И.Х., Харчук С.И. Исследование возможности повышения энергоэффективности вихревой трубы Ранка-Хильша // Известия ТулГУ. Технические науки. – 2015. – Вып.7. – Ч. 2. – С. 112–121.*
4. *Девисилов В.А., Жидков Д.А. Газодинамическая очистка попутного газа путь к улучшению экологии планеты // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2014. – Т. 16. – № 1 (6). – С. 1721–1727.*
5. *Ишмурзин А.А., Миссаров Р.Ф., Махмутов Р.А. Извлечение целевых компонентов в сверхзвуковом потоке газа // Проблемы науки. – 2017. – № 7 (20). – С. 14–16.*
6. *Коробченко К.В., Ляпощенко А.А. Осушка и удаление тяжелых фракций из природного газа методом сверхзвуковой низкотемпературной газодинамической сепарации // Сумской государственный университет. – 2011. – 1. – https://www.researchgate.net/publication/279674096.*
7. *Билянский К.В., Дарбазанов О.М., Зернов В.И. Низкотемпературный 3S сепаратор // Молодой ученый. – 2020. – № 10 (300). – Часть 2. – С. 86–88.*
8. *Патент РФ № 2705160. Установка низкотемпературной дефлегмации с ректификацией НТДР для комплексной подготовки газа с выработкой СПГ / Курочкин А.В. // Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ). – 2019. – № 21.*
9. *Патент РФ № 2775239. Способ подготовки природного газа из завершающей стадии разработки газоконденсатного месторождения / Дегтярев С.П., Агеев А.Л., Партилов М.М., Яхонтов Д.А., Дьяконов А.А., Голяков Д.П., Ахметшин Ю.С., Кудияров Г.С., Подгорнов А.В., Гизулин Э.Ф. // Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ). – 2022. – № 19.*
10. *Патент РФ № 2761489. Способ низкотемпературной подготовки природного газа и установка для его осуществления / Кубанов А.Н., Федулов Д.М., Снежко Д.Н., Цацулина Т.С., Клюсова Н.Н., Прокопов А.В., Воронцов М.А., Грачев А.С., Атаманов Г.Б. // Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ). – 2021. – № 34.*
11. *Патент РФ №2543867. Способ низкотемпературной сепарации газа / Курочкин А.В. // Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ). – 2015. – № 7.*
12. *Атабегова Е.А., Волокитин Л.Б., Гаранов С.А., Глухов С.Д. // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. «Машиностроение». – 2010. – С. 230–235.*
13. *Акрамов Б.Ш., Закиров Р.Т., Валикулов Ш., Атамуратов С., Нуритдинов Ж.Ф., Мирзакулова М.Н. Модернизация процесса низкотемпературной сепарации газа // Наука, техника и образование. – 2020. – № 1 (65). – С. 18–20.*
14. *Mansurov B.A. Improvment of technology of deep drying natural gas // Science and Edication. – 2020. – V.1. – № 8. – P. 135–148.*
15. *Махмудова Л.Ш., Ахмадова Х.Х., Хадисова Ж.Т., Абдулмеджидова З.А., Идрисова Э.У. Исследование эффективности осушки природного газа абсорбционным и адсорбционным методами // Вестник ГГТУ. Технические науки. – 2020. – Т. XVI. – № 4 (22). – С. 19–28.*
16. *Патент РФ № 2409407. Способ осушки углеводородного газа гликолями / Даутов Е.Р., Магарил Р.З. // Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ). – 2011. – № 2.*
17. *Патент РФ 2728487. Композиция и способ дегидратации газа / Ларош К.Р., Хассанзадех А., Клинкер Э.Д. // Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ). – 2020. – № 31.*
18. *Патент РФ № 2527232. Способ регенерации триэтиленгликоля / Цыганков С.Е., Сорокин А.А., Касьяненко А.А., Балько Р.В., Ерзикова Е.В., Недлюк С.П., Остроухов С.Н., Зольников А.А., Савенков С.А. // Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ). – 2014. – № 24.*
19. *Везиров И.Р.,Везиров Р.Р., Арсланов Ф.А. Технология абсорбционной осушки газов и вакуумной регенерации абсорбента // Башкирский химический журнал. – 2015. – Т. 22. – № 4. – С. 33–38.*
20. *Гафарова Э.Б., Мельников В.Б. Сравнительный анализ основных показателей процесса адсорбционной осушки при производстве сжиженного природного газа // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2022. – № 2. – С. 31–41.*
21. *Патент РФ № 2652192. Способ осушки и очистки природного газа / Ткаченко И.Г., Сусликов С.П., Шатохин А.А., Кобелева Н.И., Гераськин В.Г., Малахова О.В., Завалинская И.С. // Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ). – 2018. – № 12.*
22. *Патент РФ№ 2705065. Способ адсорбционной осушки и очистки природного газа / Медведев Д.А., Рубанов А.Е., Зотов Р.А., Сусликова Н.М., Середёнок В.А., Кручинин М.М. // Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ). – 2019. – № 31.*
23. *Патент РФ № 2717052. Способ и установка адсорбционной осушки и очистки природного газа / Мнушкин И.А. // Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ). – 2019. – № 21.*
24. *Патент РФ № 2786205. Способ регенерации адсорбентов при переработке природного газа / Мнушкин И.А., Ерохин Е.В., Мифтахов Д.И. // Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ). – 2022. – № 35.*
25. *Dolotovskij, I.V., Dolotovskaya, N.V. Energy-Efficient Unit of Continuous Adsorption Drying of Natural Gas // Proceedings of the 6th International Conference on Industrial Engineering (ICIE 2020). – 2021. – ICIE https://doi.org/10.1007/978-3-030-54814-8_125.*
26. *Мазгаров А.М., Корнетова О.М. Технологии очистки попутного нефтяного газа от сероводорода. Учебно-методическое пособие // Казань. – 2015. – 70 с.*
27. *Патент РФ № 2589166. Способ очистки газовых потоков от диоксида углерода /Лемпорт П.С., Бобрикова А.А., Дахнави Э.М.О., Колесник В.Д., Тупицын И.С., Кондаков С.Ю., Хомяков А.В., Нуждин И.А. // Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ). – 2016. – № 19.*
28. *Гарипов А.З., Хоменко А.А. Сравнение экономических и материальных затрат при очистке попутного нефтяного газа от сероводорода и углекислого газа // Вестник технологического университета. – 2016. – Т. 19. – № 10. – С. 53–55.*
29. *Патент РФ № 2547021. Способ и установка очистки природного газа от диоксида углерода и сероводорода / Мнушкин И.А. // Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ). – 2015. – № 10.*
30. *Сулейманов Р.Э., Федорова Е.Б., Касенов А.Г., Мельников В.Б., Климов П.В., Пимшин Ю.В., Ким В.Д. Энергоэффективные технологии очистки и осушки природного газа // Нефть и газ. – 2020. – № 1 (115). – С. 77–91.*
31. *Широкова Г.С., Елистратов М.В. Комплексная очистка природного газа для получения СПГ // Транспорт на альтернативном топливе. – 2011. – № 2 (20). – С. 42–47.*
32. *Патент РФ № 2574243. Кластер по переработке природного газа с извлечением гелия / Мнушкин И.А. // Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ). – 2016. – № 4, № 35.*
33. *Кисленко Н.Н., Махошвили М.Ю., Семиколенов Т.Г., Вединг В.А., Еремин Е.А., Жагфаров Ф.Г. Регулирование объемов производства при освоении месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока с использованием мембранных технологий // Газохимия. – 2011. – № 2. – С. 42–47.*
34. *Дмитриевский А.Н., Финько В.В., Финько В.Е. Выделение гелия из сырьевых газов месторождений Сибири и Якутии с отправкой товарного газа экономичным способом // Актуальные проблемы нефти и газа. Сетевой журнал. – 2017. – Вып. 2 (17). – С. 1–8.*
35. *Патент РФ № 2597081. Способ комплексного извлечения ценных примесей из природного гелийсодержащего углеводородного газа с повышенным содержанием азота / Мнушкин И.А. // Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ). – 2016. – № 25.*
36. *Голубева И.А., Настин А.Н., Соломахин В.И., Павловский В.В. Мембранные технологии извлечения гелия из природных газов, перспективы развития российской гелиевой промышленности // Газовая промышленность. – 2021. – № 5. – С. 20–26.*
37. *Патент РФ № 2778589. Интегрированный комплекс по производству сжиженного природного газа (СПГ) на основаниях гравитационного типа (ОГТ) // Официальный бюллетень Федеральной службы по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ). – 2022. – № 24.*

Keywords: *natural gas, low-temperature separation, absorption purification, adsorption purification, glycols, mercury, zeolites.*

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ТМС ГРУПП

Технологическая линия по диагностике и ремонту насосно-компрессорных труб

TMC-HighTech™



РЕКЛАМА

ИДЕАЛЬНОЕ ВРЕМЯ ТАКТА

- Высокая производительность линии — до 850 НКТ в сутки.
- Современная автоматизированная линия диагностики и ремонта НКТ.
- Быстрая переналадка при смене сортамента НКТ — не более 30 минут.

БЕЗУПРЕЧНОЕ КАЧЕСТВО РЕМОНТА

- Неразрушающий контроль тела трубы с определением координат дефектов при одновременной работе 16 датчиков.
- Гидроиспытание в соответствии с ГОСТ 633-80 и требованиями Заказчика.
- 100 % контроль прямолинейности труб высокоточными инструментами.

РАЗУМНАЯ КОМПАКТНОСТЬ

- Планировочное решение, позволяющее разместить полноценное производство на небольших площадях — 18×30 м.
- Организация рабочих мест, исключающая непроизводительные перемещения НКТ при диагностике и ремонте.
- Применение широкого инструментария бережливого производства на каждом этапе технологической цепочки.

БЕРЕЖЛИВЫЙ ТЕХПРОЦЕСС

- Минимизировано количество технологических отходов ремонта НКТ за счет точного определения характера и места дефекта с одновременной регулировкой длины отрезаемых участков трубы.
- Оптимальное количество персонала — не более 7 человек в смену.
- Закрепление навыков персонала с минимальным числом итераций (коучинг, TWI).

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ УСЛУГИ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ

Шефмонтаж оборудования:

- трубонарезных станков с числовым программным управлением;
- линии автоматизированной дефектоскопии;
- установки гидравлических испытаний;
- муфтодовёрточных станков;
- любого дополнительного оборудования по первому требованию Заказчика.

ПРЕИМУЩЕСТВА

- Возможность проектирования и монтажа линии ПОД КЛЮЧ в рекордно короткие сроки.
- Гарантии на оборудование от производителей и дальнейшее сервисное сопровождение в течение 12 месяцев.
- Ноу-хау от производителя станут вашими.
- Индивидуальный проект под ваши площади.

8-800-250-79-39 tmcg@tmcg.ru www.тмс-групп.рф

АНАЛИЗ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ КОНЦЕНТРАЦИЙ ВОДОРОДА В ПРИРОДНОМ ГАЗЕ

при транспортировании по магистральному газопроводу

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ ПРЕДСТАВЛЯЕТСЯ НАИБОЛЕЕ ЭКОНОМИЧНЫМ ВИДОМ ТРАНСПОРТИРОВКИ БОЛЬШОГО КОЛИЧЕСТВА ВОДОРОДА НА БОЛЬШИЕ РАССТОЯНИЯ. ОДНАКО, ПРЕЖДЕ ЧЕМ ВОДОРОД НАЧНЕТ ШИРОКО ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ, НЕОБХОДИМО ПОСТРОИТЬ НОВУЮ СЕТЬ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ НАДЕЖНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ. АЛЬТЕРНАТИВОЙ БОЛЬШИМ ИНВЕСТИЦИЯМ В НОВУЮ ИНФРАСТРУКТУРУ МОЖЕТ СТАТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ ГАЗОПРОВОДОВ С ДОБАВЛЕНИЕМ ЧИСТОГО ВОДОРОДА К ПРИРОДНОМУ ГАЗУ И ДАЛЬНЕЙШЕЙ ТРАНСПОРТИРОВКОЙ ГАЗОВОЙ СМЕСИ. НОВОЕ РЕШЕНИЕ ДОЛЖНО БЫТЬ ПРОАНАЛИЗИРОВАНО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ВОПРОСОВ КОМПРИМИРОВАНИЯ, НЕПОСРЕДСТВЕННОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ И БЕЗОПАСНОСТИ. В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ВСЕСТОРОННЕГО АНАЛИЗА ПРОЦЕССА СЖАТИЯ МЕТАНО-ВОДОРОДНОЙ СМЕСИ И ДАЛЬНЕЙШЕЙ БЕЗОПАСНОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ

PIPELINE TRANSPORT APPEARS TO BE THE MOST ECONOMICAL WAY TO TRANSPORT LARGE QUANTITIES OF HYDROGEN OVER LONG DISTANCES. HOWEVER, BEFORE HYDROGEN IS WIDELY USED, IT IS NECESSARY TO BUILT A NEW NETWORK OF PIPELINES TO RELIABLY SUPPLY INDUSTRIAL CONSUMERS. AN ALTERNATIVE TO LARGE INVESTMENTS IN NEW INFRASTRUCTURE COULD BE THE USE OF THE EXISTING GAS PIPELINE NETWORK, ADDING PURE HYDROGEN TO NATURAL GAS AND FURTHER TRANSPORTING THE GAS MIXTURE. THE NEW SOLUTION MUST BE ANALYZED IN TERMS OF COMPRESSING, DIRECT TRANSPORT AND SAFETY ISSUES. THE ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF A COMPREHENSIVE ANALYSIS OF METHANE-HYDROGEN MIXTURE COMPRESSION PROCESS AND FURTHER SAFE TRANSPORTATION

Ключевые слова: *природный газ, метано-водородная смесь, водород, смесеобразование, трубопроводный транспорт, сжатие, безопасность.*

Фетисов Вадим Георгиевич

ассистент кафедры Транспорта и хранения нефти и газа, Санкт-Петербургский горный университет, к.т.н.



Водород рассматривается как важный энергоноситель будущего для получения устойчивой, надежной и экономически эффективной потенциальной энергии для промышленности. Применение включает использование водорода для долгосрочного балансирования производства электроэнергии с потребностями в электрической сети путем использования местных доступных ресурсов, таких как ветер, биогаз, солнечная или ядерная энергия, в зависимости от регионов производства и секторов промышленности [1, 2, 3]. Водород также может использоваться в водородных топливных элементах или для регенерации электроэнергии в газовых турбинах [4]. Одним из основных препятствий на пути перехода к водородной экономике является сложность разработки надежной и экономически эффективной системы доставки водорода [5]. Путь доставки газообразного водорода включает в себя сжатие, хранение и транспортировку [6].

Некоторые операции, такие как сжатие, происходят в нескольких точках между производственным объектом и потребителем. Передача по трубопроводу представляется наиболее экономичным способом транспортировки больших количеств водорода на большие расстояния [7]. По анализу литературы, установлено, что трубопроводный транспорт водорода обходится на 30–50 процентов дороже по сравнению с природным газом [8]. Одним из способов снижения затрат на трубопроводную транспортировку водорода является смешивание его с природным газом [9, 10, 11]. Возможны несколько вариантов развития водородного рынка:

1. Водородсодержащая газовая смесь может транспортироваться на экспорт по трубопроводным системам к конечным потребителям.

2. Водород может быть извлечен и использован на обеспечение нужд промышленности на внутреннем рынке.

При соответствующих условиях и относительно низких концентрациях водорода смешивание может потребовать незначительных изменений в эксплуатации и обслуживании трубопроводной системы. В целом на основании исследований, проведенных на сегодняшний день, возникают лишь незначительные проблемы при смешивании менее 10–25% водорода по объему, в зависимости от конкретных условий и состава природного газа. Более подробно расчет объема примеси водорода в природном газе описан в работе [12]. Более значительные проблемы возникают при более высоких объемных долях водорода в диапазоне 25–50%. Фракции выше 50% представляют собой трудности во многих областях, включая материалы для трубопроводов, безопасность и модификации системы, необходимые для устройств конечного использования. Так, авторы работы [13] Голунов Н.Н., Лурье М.В., Мусаилов И.Т. в качестве примера рассмотрели подводный участок магистрального газопровода «Северный поток». В работе изложена теория расчета движения метано-водородной смеси в газопроводах, в том числе с большим перепадом высотных отметок, с высокими и сверхвысокими давлениями (от 10 до 25 МПа). Теория расчета учитывала фракционный состав транспортируемой смеси. Авторами работы [14] предлагается свой вариант расчета транспортировки метано-водородной смеси по участку магистрального газопровода «Северный поток-2». Расчет транспортировки метано-водородной смеси, можно представить в системе уравнений нестационарной работы газопровода высокого давления, которая была подробно описана М.В. Лурье в работе [15].

Общий вывод по результатам исследований, представленных в работах о добавлении водорода в низких концентрациях в существующие газопроводные системы (в объемах 25% или менее), заключается в том, что такой способ смешивания влечет за собой незначительное увеличение риска воспламенения. Однако, добавление большего количества водорода в трубопроводную магистраль приводит к значительному увеличению общего риска безопасности транспортировки. Опять же, эти уровни риска связаны с введением водородных смесей в существующие газовые и не относятся к новым трубопроводам, специально предназначенным для транспортировки водорода, которые требуют необходимого проектирования и управления, в отличие от существующих водородопроводов в Европе и США. Любое введение концентрации водородной смеси потребует обширных исследований, испытаний на существующих трубопроводах, процессов сжатия смеси, мониторинга и технического обслуживания трубопроводных систем.

Следующими наиболее важными проблемами являются выбор и разработка надежной, а также экономически и энергоэффективной технологии сжатия для высокой концентрации водорода и для минимального массового расхода. В нашем случае минимальный массовый расход составил 1,03 кг/с. Существуют две технологии сжатия, доступные для водорода: поршневые компрессоры и центробежные. Для сжатия газа поршневые компрессоры обычно используются при объемном расходе менее 0,472 м³/с [16]. При больших расходах рекомендуется использовать центробежные компрессоры. Однако центробежные компрессоры создают больше проблем при эксплуатации, чем поршневые, так как из-за низкого молекулярного веса смешанного газа с высокой концентрацией водорода требуются более высокие окружности что, в свою очередь, требует использования различных материалов [17]. Для достижения высоких давлений водорода, эти компрессоры требуют нескольких ступеней, работающих на высоких скоростях вращения, а также специальных уплотнений и высоких механических допусков. Центробежные компрессоры, предназначенные для работы с водородом, находятся на стадии разработки по программе ЕС под названием «The HyUnder project» [18].

Целью данной работы является анализ работы магистрального газопровода при транспортировании метано-водородной смеси, с учетом термодинамических процессов и вопросов безопасности. Начальные параметры для различных значений объемной доли водорода и природного газа составили: 25/75%, массовый поток: 269 кг/с, 383 кг/с и 449 кг/с, внутренний диаметр трубопровода 1000 мм; длина 1000 км; давление 8,4 МПа, температура 300 K и скорость 10 м/с. Для моделирования процесса использовался программный пакет AspenPlus [19] для расчета термодинамических свойств потока газовой смеси при требуемых условиях и количественной оценки производительности и транспортировки.

Для того чтобы надлежащим образом рассчитать термодинамические параметры метано-водородной смеси в условиях реального поведения газа, представленные здесь результаты были основаны на физических свойствах водорода и природного газа, используя уравнение состояния Пенга-Робинсона [20], а также нового вириального уравнения Ли-Кеслера, модифицированное Клаусом Людтке в работе [21], эти уравнения параметров состояния являются наилучшими для соответствующих расчетов термодинамических параметров газовой смеси водорода и метана в условиях реального поведения газа. Потери давления при транспортировке метано-водородной смеси при условиях реального поведения газа были оценены при помощи метода эмпирической корреляции Беггса и Брилла.

Потенциал транспортировки водорода с использованием существующей сети газопроводов России

В процессе транспортировки метано-водородной смеси наиболее важной проблемой является найти максимальное безопасное расстояние транспортировки. При заданном давлении, падение давления вдоль трубопровода зависит от скорости потока, температуры окружающей среды, слоя теплоизоляции и геометрических характеристик трубопровода, таких как диаметр, длина и изменение высоты.

Перепад давления и изменения температуры вдоль трубопровода уменьшают плотность газа и увеличивают скорость, что, в свою очередь, увеличивает перепад давления и, следовательно, создает условия дросселирования на определенном расстоянии. Любая оптимизация должна учитывать влияние температуры окружающей среды из-за важности теплообмена между газом в трубе и окружающей средой вдоль трубопровода.
При транспортировке газа для минимизации тепловых потерь трубопровод может быть заглублен и изолирован. Заглубленный трубопровод снижает перепад давления и, следовательно, потери энергии в системе, хотя и за счет увеличения инвестиций и эксплуатационных расходов.

Для данного исследования были приняты максимальное и минимальное значения температуры окружающей среды, которые в России могут достигать +45 и -65 °С. На внешней поверхности трубы предполагался слой теплоизоляции, для того чтобы препятствовать коррозии путем предотвращения прямого контакта влаги со сталью. Предполагается, что газопровод находится на глубине не менее 0,8 м под землей. В качестве примера рассматривается подземный изолированный газопровод с внутренним диаметром 1000 мм, теплоизоляцией из 5 см пеностекла.

Для подземного магистрального газопровода, согласно СТО Газпром 2-3.5-051-2006, коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду определяется по формуле:

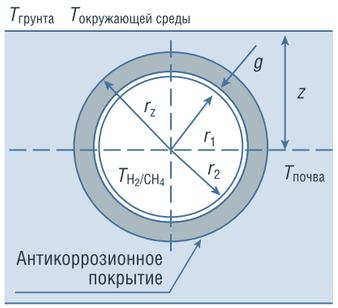
$$K_{ср} = \left(R_{из} + \frac{1}{\alpha_{гр}}\right)^2, \quad (1)$$

$$a_{гр} = \frac{\lambda_{гр}}{10^{-3}\cdot d_н}\cdot\left[0{,}65 + \left(\frac{10^{-3}\cdot d_н}{H_0 + \frac{\lambda_{гр}}{a_в}}\right)^2\right], \quad (2)$$

$$\alpha_в = 6{,}2 + 4{,}2v, \quad (3)$$

где $R_{из}$ – термическое сопротивление изоляции трубопровода, м²К/Вт;
$\alpha_{гр}$ – коэффициент теплоотдачи от трубопровода в грунт, Вт/м²К;
H_0 – глубина заложения оси трубопровода от поверхности грунта, м; $\lambda_{гр}$ – коэффициент теплопроводности грунта, Вт/мК;
$\alpha_в$ – коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в атмосферу, Вт/м²К.

РИСУНОК 1. Сечение подземного трубопровода



Предполагается, что температуры внутренней стенки трубы и газа в одном и том же поперечном сечении равны. Толщина стенки трубы g, в метрах, задается как:

$$g = \frac{p_{max}\cdot d_2}{2SEF}, \quad (4)$$

где p_{max} – максимальное рабочее давление в трубопроводе (МПа), d_2 – наружный диаметр трубопровода (м), S – удельный предел текучести материала трубы (МПа), E – коэффициент продольного шва (отражает различные типы продольных сварных швов трубы) и F – расчетный коэффициент (вводится для добавления запаса прочности при расчете толщины стенки).

Для целей оценки толщины стенки трубы в данном исследовании, максимальное давление принимается равным 9,8 МПа, коэффициент продольного шва 1,0; расчетный коэффициент – 0,72.

Класс прочности трубы К 5, предел текучести Н/мм² (кгс/мм²) $\sigma_т$ = 343 (35) установлен в диапазоне 483 МПа. Исходя из вышеуказанных данных, расчетная толщина стенки трубы g составляет 30 мм для трубопровода 1000 мм, расстояние между поверхностью земли и центром трубы составляет z = 1,25 м. Коэффициент теплопроводности k между воздухом и смесью, рассчитанный по уравнению (1), составляет 1,5 Вт/м², рис. 1.

Для того чтобы можно было провести сравнительную оценку между различными концентрациями водорода, была выбрана одинаковая скорость газа на входе (c_1 = 20 м/с) и температура (T_1 = 300 К), при внутреннем диаметре трубопровода d = 1000 мм. Результаты показаны на рисунке 2, таблица 1.

По результатам расчета можно предположить, что при разной концентрации метано-водородной смеси в объемах: 50/50 %, 25/75 % и 10/90 % для газопровода с внутренним диаметром 1000 мм объемный расход на входе в газопровод будет постоянным. При этом высокая концентрация водорода в природном газе приведет к снижению плотности и скорости газа, и следовательно, к уменьшению давления.

Выводы

Транспортная водородная инфраструктура является важным фактором, при разработке решений «Водородной дорожной карты».

РИСУНОК 2. Изменение перепада давления и скорости вдоль газопровода при различных объемных концентрациях метано-водородной смеси

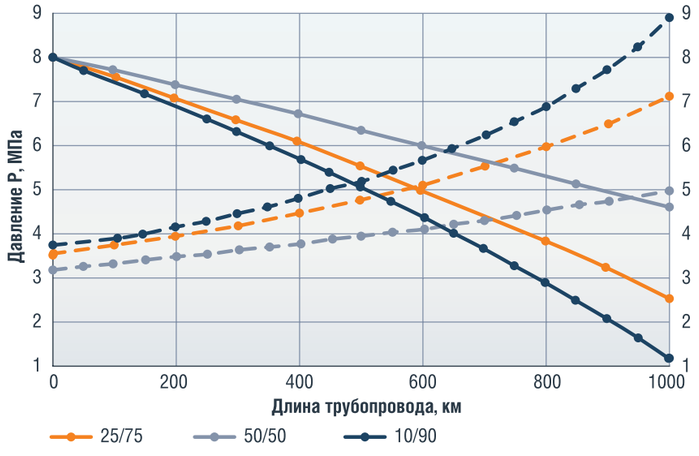


ТАБЛИЦА 1. Влияние объемной концентрации водорода на массовый расход газовой смеси при существующем внутреннем диаметре трубопровода d = 1000 мм, длине транспортировки L = 1000 км, температуре транспортируемого газа T_1 = 300 К, давлении p_1 = 9,8 МПа

H_2/CH_4, %	M, кг/с	P_1, МПа	$\rho_{м1}$, кг/м³	C_1, м/с	VH_2, м³/с	VCH_4, м³/с	$мH_2$, кг/с	$мCH_4$, кг/с	P_2, МПа	$\rho_{м2}$, кг/м³	C_2, м/с	Δp, МПа	T_2, К	VΣ, м³/с
10/90	449	9,8	32	10,4	4	7,2	5	445	5,5	27	20	4,5	300	8
25/75	383	9,8	42	10,6	2	6	13	370	7,5	27	17	3,5	299	8
50/50	269	9,8	53	10,6	0,09	4	26	243	8	24	14	2,5	299	8

При разработке концепции водородной инфраструктуры России следует обратить внимание на такие пробелы: отсутствие и дальнейшая разработка нормативных документов (ГОСТ, СП и пр.), регламентирующих требования к транспорту водорода; вопросы безопасности [22, 23]; затраты на разработку технологической инфраструктуры «производство – транспорт – хранение – рынок»; выбросы при производстве и потреблении энергии, связанные с водородным маршрутом, включающими централизованное производство в регионах.

Транспортировка водорода по трубопроводу представляет собой наиболее выгодное с экономической точки зрения вид транспорта. Одним из способов снижения затрат на трубопроводную транспортировку водорода является смешивание его с природным газом в соотношении 25/75 %.

Добавление водорода в газопровод является средством доставки чистого водорода на рынки сбыта с дальнейшим использованием технологий сепарации и очистки его на последующем этапе для извлечения из метано-водородной смеси в месте сбыта продукции.

Также можно учитывать тот факт, что при относительно низких концентрациях водорода 10/90% смешивания может потребовать незначительных изменений в эксплуатации и обслуживании трубопроводной сети, включая незначительные модернизации оборудования на компрессорных станциях.

В целом по результатам исследований, проведенных на сегодняшний день, при содержании водорода в смеси менее 5–15 % по объему возникают лишь незначительные проблемы, в зависимости от конкретных условий и состава природного газа, но при этом меньший отбор водорода. Более значительные проблемы необходимо решать при более высоких объемных долях водорода в диапазоне 15–25%, при которых возникают проблемы во многих областях, включая материал трубопроводов, безопасность транспортировки, модернизация оборудования на компрессорных станциях.

Литература

1. *Новак А. Водород: энергия «чистого» будущего, Энергетическая политика, № 4 (158) / 2021, с. 6–11. URL: https://doi.org/10.46920/2409-5516_2021_4158_6 (дата обращения 29.01.2023).*
2. *Министерство энергетики РФ. План мероприятий («Дорожная карта») по развитию водородной энергетики в Российской Федерации до 2024 года. URL: https://minenergo.gov.ru/node/19194 (дата обращения: 29.01.2023).*
3. *Арутюнов В.С., Стрекова Л.Н. Потенциал водородной энергетики и возможные следствия ее реализации // НефтеГазоХимия. 2021. № 1–2. С. 8–11. URL: https://doi.org/10.24412/2310-8266-2021-1-2-8-11 (дата обращения: 29.01.2023).*
4. *Алексеева О.К., Козлов С.И., Фатеев В.Н. Транспортировка водорода // Транспорт на альтернативном топливе. 2011. № 3 (21). С. 18–24 URL: https://cyberleninka.ru/article/n/transportirovka-vodoroda/viewer (дата обращения: 29.01.2023).*
5. *Козлов С.И., Фатеев В.Н. Водородная энергетика: современное состояние, проблемы, перспективы / Под ред. Е.П. Велихова. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2009. – 520 с. URL: https://search.rsl.ru/ru/record/01004415480 (дата обращения 29.01.2023).*
6. *Фатеев В.Н., Григорьев С.А, Серегина Е.А. Водородная энергетика в России и СССР Российские нанотехнологии, 2020, т. 15, № 3, с. 262–279 URL: https://sciencejournals.ru/cgi/getPDF.pl?jid=nano&year=2020&vol=15&iss=3&file=Nano2003004Fateev.pdf (дата обращения: 29.01.2023).*
7. *Melaina M.W., Antonia O., M. Penev M. Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: a Review of Key Issues, (2013) Technical Report NREL/TP-5600-51995. URL: https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf (дата обращения: 29.01.2023).*
8. *Reynolds, R.A., Slager, W.L. (1975). Pipeline Transportation of Hydrogen. In: Veziroğlu, T.N. (eds) Hydrogen Energy. Springer, Boston, MA. https://doi.org/10.1007/978-1-4684-2607-6_37 (дата обращения: 29.01.2023).*
9. *Florisson O., Preparing for the Hydrogen Economy by Using the Existing Natural Gas System as Catalyst. Nederlandse Gasunie at Groningen, (2010) NaturalHy project Report SES6/CT/2004/502661. The Netherlands. URL: https://cordis.europa.eu/project/id/502661 (дата обращения: 29.01.2023).*
10. *Haeseldonckx D., D'haeseleer W., The use of natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 32, Issues 10–11, 2007, Pages 1381–1386, https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.10.018*
11. *Аксютин О.Е., Ишков А.Г., Тетеревлев Р.В., Романов К.В. Метан, водород, углерод: новые рынки, новые возможности // Транспорт на альтернативном топливе. 2020. № 6 (78). С. 48–59. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/metan-vodorod-uglerod-novye-rynki-novye-vozmozhnosti (дата обращения: 29.01.2023).*
12. *Лурье М.В. Транспортировка партий водорода по газопроводу в потоке природного газа // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2020. № 11–12. С. 84–88. URL: https://neftegas.info/tng/-11-12-2020/transportirovka-partiy-vodoroda-po-gazoprovodu-v-potoke-prirodnogo-gaza/ (дата обращения: 29.01.2023).*
13. *Голунов Н.Н., Лурье М.В., Мусаилов И.Т. Транспортировка водорода по газопроводам в виде метано-водородной смеси // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2021. № 1–2. С. 74–82. URL: https://neftegas.info/tng/-1-2-2021/transportirovka-vodoroda-po-gazoprovodam-v-vide-metano-vodorodnoy-smesi/ (дата обращения: 29.01.2023).*
14. *Соколинский Ю.А., Сосна М.Х., Галикеева Л.Р. Технологические аспекты транспортировки метано-водородной смеси по трубопроводу «Северный поток – 2» // НефтеГазоХимия. 2021. № 1-2. С. 12–16. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/tehnologicheskie-aspekty-transportirovki-metano-vodorodnoy-smesi-po-truboprovodu-severnyy-potok-2/viewer (дата обращения: 29.01.2023).*
15. *Лурье М.В. Термогидравлический расчет установившихся режимов работы газопроводов высокого давления // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2013. № 2. С. 78–85. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/termogidravlicheskiy-raschet-ustanovivshihsya-rezhimov-raboty-gazoprovodov-vysokogo-davleniya/viewer (дата обращения: 29.01.2023).*
16. *Hydro-Pac, Inc., High Pressure Hydrogen Compressors. URL: http://hydropac.com/hydrogen-compression.html (дата обращения 29.01.2023).*
17. *Лепов В.В., Архангельская Е.А., Ачикасова В.С. Влияние водорода на кинетику хрупкого разрушения в металлах, Вестник инженерной школы ДВФУ. 2019. № 3(40), С. 29-37 URL: https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-vodoroda-na-kinetiku-hrupkogo-razrusheniya-v-metallah/viewer (дата обращения: 29.01.2023).*
18. *The HyUnder project. URL: http://hyunder.eu/ (дата обращения: 29.01.2023).*
19. *Aspen Plus, Version 8.0, User Guide, (2010). https://courses.washington.edu/overney/Aspen/Aspen_Tutorial.pdf.*
20. *Земенкова М.Ю., Земенков Ю.Д., Чижевская Е.Л., Подорожников С.Ю., Дудин С.М., Халин А.Н. Интеллектуальное управление моделированием структурных форм течения газожидкостных потоков в трубопроводах// Neftegaz.RU, 2022. № 12 (132). С. 36-41. URL: https://magazine.neftegaz.ru/articles/transportirovka/761036-intellektualnoe-upravlenie-modelirovaniem-strukturnykh-form-techeniya-gazozhidkostnykh-potokov-v-tru/?ysclid=ldkdm2q5qe531599947 (дата обращения: 29.01.2023).*
21. *Ludtke K.H. Process Centrifugal Compressors. Basics, Operation, Design, Application, Springer, Berlin, 2004. https://doi.org/10.1007/978-3-662-09449-5.*
22. *Васильев Г. Г., Джалябов А.А. & Леонович И.А. (2021). Анализ причин возникновения деформаций инженерных сооружений объектов газового комплекса в криолитозоне. Записки Горного института, 249, 377–385. https://doi.org/10.31897/PMI.2021.3.6.*
23. *Васильев Г.Г., Леонович И.А., Латифов К.А. О методологии риск-ориентированного нормирования параметров безопасности при проектировании и сооружении газонефтепроводов // Безопасность труда в промышленности. – 2019. – № 2. – С. 84–90. https://doi.org/10.24000/0409-2961-2019-2-84-90\.*

KEYWORDS: *natural gas, methane-hydrogen mixture, hydrogen, mixing, pipeline transport, compression, safety.*

ВОДОРОД

СЫРЬЕ, ТЕХНОЛОГИИ И СПОСОБЫ ПРОИЗВОДСТВА

ТЕХНОЛОГИИ

СЫРЬЕ / ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ | СТОИМОСТЬ | МЕТОД

Зеленый водород

Вода + ВИЭ

$9 за 1 кг

Электролиз

Энергия идет на разложение воды с помощью электрического тока на водород и кислород

Желтый / розовый водород

Вода + АЭС

Сегодня в мире существует только один демонстрационный проект по его производству – установка мощностью 1 МВт в США

СПОСОБЫ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ

- **щелочной** *Щелочной электролиз – процесс прохождения электрического тока через раствор электролита от анода к катоду, вследствие чего на них образуются водород и кислород*
- **с твердым полимерным электролитом (ТПЭ)** *ТПЭ-электролизеры в 6 раз дороже водно-щелочных с аналогичными характеристиками, но при этом экологически чистые, меньше по массе и габариту, работают в нестационарных режимах. Минимальная чистота получения водорода электролизом с ТПЭ – 99,98 %*
- **с твердым оксидным электролитом** *Высокотемпературный электролиз водяного пара проводится в ячейках с твердым электролитом на основе оксидов циркония для увеличения его электропроводимости. Вывод водорода осуществляется из катодного пространства вместе с непрореагировавшим паром*

ОСОБЕННОСТИ

- экологически чистый метод
- высокий диапазон производительности установок (от нескольких литров до сотен м³ водорода в час)
- простота эксплуатации и удобство в работе
- высокая чистота производимого водорода и наличие ценного побочного продукта – газообразного кислорода
- 70–90 % стоимости водорода, производимого методом электролиза, составляют затраты на электроэнергию

ФАКТ

Основные производители – Stuart IMET, The Electrolyser Corporation Ltd, Norsk Hydro, DeNora, НПО «Уралхиммаш»

Бирюзовый водород

Метан

$2 за 1 кг

Пиролиз

Процесс разложения метана на водород и чистый углерод в твердом состоянии. При температурах выше 600 °C происходит глубокое разрушение углеродной цепи алканов с образованием этилена (600–900 °C), ацетилена (1000 °C) и водорода (1100–1600 °C)

ФАКТ

Промышленные пиролизные установки для метана в настоящее время отсутствуют

ОСОБЕННОСТИ

- небольшой удельный расход электроэнергии (менее 20 кВт·ч на 1 кг водорода)
- в ходе реакции не образуется CO_2
- выделяется ценный продукт – твердый углерод

Серый водород

Метан

75% ДОЛЯ РЫНКА

$1-2 за 1 кг

Конверсия газа

Самый грязный способ, объем выбросов углекислого газа сопоставим со сжиганием углеводородного топлива

Процесс конверсии метана с водяным паром при t 1000 °C. Выделение водорода происходит при температурах 750–850 °C в химических паровых риформерах на каталитических поверхностях. Сырье – природный газ или легкие нефтяные фракции подогревается до 350–400° в конвективной печи или теплообменнике затем поступает в аппарат десульфирования, после чего конвертированный газ охлаждается в печи-утилизаторе и поступает на адсорбцию CO_2. Далее происходит метанирование остаточных оксидов и на выходе получается водород 95–98,5%-ной чистоты с содержанием 1–5 % метана и следов CO и CO_2. Для получения водорода со степенью чистоты 99,99 % установка дополняется секцией адсорбционного разделения конвертированного газа

ОСОБЕННОСТИ

- самый дешевый и рентабельный способ получения водорода
- побочными продуктами являются парниковые газы – 9–12 тонн CO_2 при получении 1 тонны водорода
- сырьем могут служить любые углеводородные газы

Голубой водород

Метан

$2,8-3,5 за 1 кг

Паровой риформинг метана

с применением технологии улавливания и хранения углекислого газа (CCS)

Голубой водород получают с помощью процесса парового риформинга метана, который включает реакцию природного газа с высокотемпературным паром. Полученный водород затем отделяют и очищают. Голубой водород отличается внедрением в производственный цикл технологии CCS – улавливание и хранение углерода: при производстве голубого водорода диоксид углерода, образующийся во время парового риформинга, улавливается и транспортируется для длительного хранения, в результате чего не выбрасывается в атмосферу

ОСОБЕННОСТИ

- Интеграция технологии CCS в процесс SMR значительно снижает выбросы углекислого газа, связанные с производством водорода

Коричневый водород

Уголь

20% ДОЛЯ РЫНКА

$1-2 за 1 кг

Газификация

Процесс высокотемпературного взаимодействия угля с парами воды, кислородом, диоксидом углерода или их смесями. Наиболее эффективным является процесс газификации угля под давлением в газогенераторах при температуре около 1500 °C и последующим метанированием. На выходе получают H_2, CO, CH_4 и продукты полукоксования.

ОСОБЕННОСТИ

- применение синтез-газа в энергетике позволяет снизить экологическую нагрузку на окружающую среду
- высокий КПД получения тепловой и электрической энергии
- сокращение расходов на транспорт топлива

ФАКТ

*Этим методом получают **20%** водорода в мире и более **50%** – в Китае*



ПРЕДВИДЯ НЕПРЕДСКАЗУЕМОЕ:

комплексное антикризисное управление цепочками поставок в нефтегазовой отрасли



Кичигин Юрий Александрович
председатель совета директоров компании АО «ВНОГ»

РОССИЯ ИМЕЕТ ОГРОМНУЮ ТЕРРИТОРИЮ, ПРОСТИРАЮЩУЮСЯ ОТ ЕВРОПЕЙСКИХ РАВНИН ДО ОТДАЛЕННЫХ ОБЛАСТЕЙ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА, БОГАТУЮ ПРИРОДНЫМИ РЕСУРСАМИ. ЗАПАСЫ НЕФТИ И ГАЗА ОПРЕДЕЛИЛИ ГЛОБАЛЬНОЕ ЗНАЧЕНИЕ РОССИИ. ТЕМ НЕ МЕНЕЕ, НЕСТАБИЛЬНОСТЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ ПОСТАВИЛА ПЕРЕД ПОСТАВЩИКАМИ УГЛЕВОДОРОДОВ РЯД НЕПРЕДВИДЕННЫХ ПРОБЛЕМ. ПРЕДВИДЕНИЕ ЭТИХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ И РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНЫХ СТРАТЕГИЙ УПРАВЛЕНИЯ КРИЗИСАМИ ИМЕЕТ РЕШАЮЩЕЕ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БУДУЩЕГО РОССИИ

RUSSIA HAS A VAST TERRITORY, STRETCHING FROM THE EUROPEAN PLAINS TO THE REMOTE REGIONS OF THE FAR EAST, RICH IN NATURAL RESOURCES. OIL AND GAS RESERVES HAVE DETERMINED RUSSIA'S GLOBAL IMPORTANCE. HOWEVER, THE INSTABILITY OF ENERGY MARKETS HAS PRESENTED A NUMBER OF UNFORESEEN CHALLENGES TO HYDROCARBON SUPPLIERS. ANTICIPATING THESE UNCERTAINTIES AND DEVELOPING OF COMPREHENSIVE CRISIS MANAGEMENT STRATEGIES IS CRITICAL TO RUSSIA'S ENERGY FUTURE

Ключевые слова: *логистика, цепочки поставок, таможня, цифровые технологии, транспортировка.*

Повествование об энергетическом пути России восходит к ее царским временам, плавно переплетаясь с индустриальными амбициями советской эпохи, а теперь и современной Российской Федерации. Как свидетельствует история, энергоносители были стратегическим активом России, инструментом дипломатии и драйвером экономического развития. Однако история также показала, что этот актив подвержен кризисам, вызванным рядом факторов: от геополитической напряженности до технологических вызовов. То самое наследие, которое укрепляет российский энергетический сектор, также создает почву для его уязвимости.

В этой статье мы исследуем проблемы и стратегии непредсказуемых цепочек поставок в нефтегазовой отрасли России. Учитывая выдающееся положение России в глобальном энергетическом мире, понимание ее конкретных проблем имеет решающее значение для прогнозирования цепочек поставок в российском нефтегазовом секторе. Рассмотрен контекст, в котором находится нефтегазовая промышленность страны и мозаика экономических, геополитических, технологических и природных переменных, подчеркивающих необходимость гибкости и предвидения непредсказуемого.

Огромное энергетическое пространство

Сложное устройство энергетического пространства объединяет множество заинтересованных сторон, от исследователей и производителей до потребителей и регулирующих органов. Основой этой структуры являются разведка и добыча нефти и газа. Россия – один из ключевых игроков этого рынка. Она обладает крупнейшими в мире доказанными запасами природного газа и входит в число ведущих производителей нефти. Поэтому нам необходимо об этом говорить, несмотря на то что многие хотят отойти от нефти как можно быстрее в связи с глобальным потеплением. Нефть – это основа российской экономики, и мы в праве развивать ее использование в различных направлениях, как на благо безопасности, так и для развития различных отраслей промышленности.

Фактор непредсказуемости в нефтяной и газовой промышленности

Исторически сложилось так, что нефтегазовому сектору не чужды кризисы. Будь то геополитическая напряженность, экономический спад, технологические сбои или экологические проблемы, отрасль пережила множество бурь. Тем не менее каждый кризис уникален и сопряжен с непредвиденными проблемами.

Характерную для нефтегазовой отрасли нестабильность можно назвать «фактором непредсказуемости». Центральное место в этом факторе занимает пресловутая волатильность цен на нефть и газ. Эти цены, подверженные влиянию бесчисленных факторов, начиная от решений ОПЕК+ и заканчивая внезапными геополитическими событиями, могут резко колебаться, вызывая изменения в экономике. Говоря о геополитике, неравномерное распределение запасов нефти и газа по всему миру означает, что политическая и экономическая нестабильность в богатых ресурсами регионах может мгновенно нарушить цепочки поставок. Торговое эмбарго или напряженные международные отношения могут в одночасье исказить расчеты отрасли. Однако не только решения, принимаемые человеком, вносят непредсказуемость. Природа тоже играет свою роль. Несчастные случаи, такие как разливы нефти или взрывы на буровых установках, или непредвиденные события, такие как стихийные бедствия, могут мгновенно остановить производство и чреваты далеко идущими последствиями. Технологии, хотя и являются благом, добавляют свой оттенок непредсказуемости. Новые методы добычи могут внезапно сделать ранее недоступные запасы рентабельными, изменив рыночную динамику. Сланцевая революция в США – яркий пример того, как технологические достижения могут перекроить мировую энергетическую карту. В области регулирования постоянно меняющиеся законы о налогообложении могут создавать проблемы для нефтяной отрасли. Поскольку мир борется с изменением климата, более строгие правила разведки и выбросов становятся нормой, добавляя еще один уровень непредсказуемости. Кроме того, глобальный поворот к возобновляемым источникам энергии и более чистым технологиям бросает вызов долгосрочному спросу на традиционные виды ископаемого топлива. Недавняя пандемия преподнесла суровый урок о колебаниях спроса, подчеркнув, насколько быстро глобальные события могут снизить спрос на нефть, а международные поездки и промышленная деятельность почти останавливаются. Для заинтересованных сторон это постоянное напоминание о необходимости развивать гибкость и дальновидность в принятии решений, умение надежно управлять рисками при работе в этом динамично развивающемся секторе.

Инфраструктура и технологии

Огромные территории России с ее богатыми природными ресурсами сделали ее доминирующим игроком в мировом нефтегазовом секторе. Тем не менее, поскольку энергетическая действительность претерпевает глубокие изменения как в технологическом, так и в геополитическом плане, крайне важно понимать нынешнее состояние инфраструктуры и технологий в российской нефтегазовой отрасли. Несмотря на то, что трубопроводы составляют основу российского экспорта энергоносителей, акцент на СПГ свидетельствует о стратегическом сдвиге. Трубопроводы, хотя и эффективны, по своей сути привязывают Россию к фиксированным рынкам и подвержены геополитическим сложностям. Однако СПГ дает возможность выходить на рынки, не связанные с трубопроводами, и быстро адаптироваться к изменениям глобального спроса. Чтобы использовать этот потенциал, Россия активно инвестирует в инфраструктуру СПГ. Такие знаковые проекты, как «Ямал СПГ» в Арктике и «Сахалин-2» на Дальнем Востоке, демонстрируют амбиции России. Эти проекты, помимо освоения огромных запасов газа, служат примером технологического мастерства России в разработке, сжижении и транспортировке газа с самых сложных территорий.

Тем не менее сочетание технологии СПГ и инфраструктуры в энергетическом пространстве России не лишено проблем. Арктика, несмотря на свои огромные запасы, представляет собой сложную операционную среду. Капиталоемкий характер проектов СПГ в сочетании со сложностью работы в таких регионах требует как ресурсов, так и постоянных инноваций. Более того, технологический аспект российской нефтегазовой отрасли выходит за рамки СПГ. Признавая глобальный сдвиг в сторону цифровизации и передовых методологий, Россия добилась успехов в интеграции технологий в свои нефтегазовые операции. Передовые сейсмические технологии позволяют улучшить разведку, а цифровые решения оптимизируют операции цепочек поставок и улучшают профилактическое обслуживание нефтегазового оборудования. Однако путь к технологической интеграции не лишен препятствий. Санкции, введенные Западом, часто являющиеся следствием более широкой геополитической напряженности, ограничили доступ России к некоторым передовым технологиям в нефтегазовом секторе. Эти санкции замедлили темпы внедрения технологий, вынуждая Россию либо разрабатывать собственные решения, либо искать партнерства с дружескими странами.

Логистические проблемы

Логистика, охватывающая российскую нефтегазовую отрасль, является неотъемлемой частью ее функций, но при этом сталкивается с рядом сложных проблем. Центральное место в этом занимает географическая обширность России. Охватывая значительную часть территории Евразии, отрасль сталкивается с решением проблем транспортировки материалов, оборудования и запчастей

на колоссальные расстояния, часто в отдаленные районы и только в периоды зимних дорог и водной навигации летом. Эта обширная территория пересекается с такими регионами, как Сибирь и Арктика, характеризующимися чрезвычайно суровыми климатическими условиями. Такие условия требуют специального оборудования и технологий для обеспечения добычи и транспортировки нефти и газа, а также его постоянного обслуживания. Эти естественные проблемы усугубляются инфраструктурой, которая требует значительных инвестиций для модернизации в новых условиях. Это особенно актуально для обширных трубопроводных сетей, которые, несмотря на свою протяженность, периодически требуют обслуживания, расширения и технологической модернизации. Кроме того, существуют ограничения с доступом к портам, особенно в арктических регионах, которые подвержены замерзанию, что вызывает необходимость использования ледоколов и, как следствие, усложняет логистику судоходства. А в последнее время добавились проблемы с морскими перевозками в России, из которой ушли глобальные перевозчики. Кроме того, геополитический ландшафт оказывает существенное влияние на логистику российской нефтегазовой отрасли. Санкции, введенные Западом из-за политических разногласий, препятствовали способности отрасли закупать необходимые технологии и финансировать ключевые инфраструктурные проекты. Это, в свою очередь, отменило, задержало или увеличило стоимость некоторых проектов. Исторически Европа была основным получателем российских углеводородов. Однако с начала 2022 года переход на такие рынки, как Азия и Ближний Восток, требует создания новых логистических подходов, охватывающих новую инфраструктуру и маршруты, а также четкого понимания различной динамики рынка.

Можно сказать, что, хотя огромные запасы нефти и газа России обладают значительным потенциалом, реализация этого потенциала зависит от умелого преодоления сложной паутины логистических проблем, которые формируются в основном геополитическими реалиями.

Компания АО «Вайт Найтс Ойл энд Газ» (АО «ВНОГ») является логистической компанией, оказывающей услуги по организации перевозок и таможенному оформлению грузов для нефтегазовой промышленности. За время работы с момента основания в 2009 году АО «ВНОГ» зарекомендовало себя надежным партнером для крупнейших российских и международных нефтебуровых и нефтесервисных компаний

В результате мы можем отметить, что нефтегазовый сектор России находится в многогранном и постоянно меняющемся ландшафте, который создает уникальные задачи. Учитывая непредсказуемость задач, присущую такому обширному контексту, ключом к успеху, чтобы лучше предвидеть и адаптироваться к непредвиденным обстоятельствам, являются следующие стратегические шаги.

ПЕРВОЕ: Инвестируйте в технологии

Нефтяная и газовая промышленность, характеризуется своей сложной деятельностью и значительными экономическими последствиями, связанными с многогранными рисками, начиная от эксплуатационной безопасности и заканчивая экологическими проблемами.

В этом контексте стратегическое внедрение технологий выступает не просто как средство повышения операционной эффективности, но и как средство снижения критических рисков. На первый план выходит вопрос безопасности. Работы на нефтегазовых объектах сопряжены с рисками, приводящими к человеческим жертвам, экономическим потерям и причинением вреда окружающей среде. Передовые технологии, включающие автоматическое бурение, системы мониторинга в реальном времени и инструменты прогнозного обслуживания, резко сокращают количество потенциальных аварий. Повышая оперативную точность и обеспечивая обратную связь в режиме реального времени, технологии становятся первой линией защиты как персонала, так и инфраструктуры. Однако преимущества технологий выходят далеко за рамки непосредственной безопасности. Нефтегазовый сектор России по своей природе требует обширных геолого-разведочных работ, часто в геологически сложных или труднодоступных регионах. Современные технологические инструменты, такие как передовые датчики и средства анализа данных, позволяют более глубоко понять и проанализировать полученные данные рельефа и местности. Такая детальная информация радикально снижает неопределенности, связанные с разведкой и добычей, гарантируя, что компании смогут принимать обоснованные решения на основе данных.

В то же время в эпоху все большего внимания к окружающей среде, нефтегазовая отрасль часто оказывается под пристальным вниманием. И здесь технологии предлагают решения. Возможность оперативного обнаружения потенциальных разливов нефти или утечек газа в сочетании с такими инновациями, как улавливание метана и использование углекислого газа, может смягчить экологическое воздействие операций. Более того, поскольку нормативно-правовая база во всем мире развивается с упором на устойчивое развитие и защиту окружающей среды, технологические инвестиции гарантируют, что компании будут соблюдать требования, тем самым избегая потенциального репутационного ущерба.

Операционная эффективность, еще один важный аспект, значительно повышается благодаря технологиям. Оптимизируя процессы, от бурения до транспортировки, компании могут добиться большего с меньшими затратами. Это не только приводит к снижению эксплуатационных расходов, но также сводит к минимуму потери и неэффективность, снижая финансовые риски. Более того, в эпоху цифровых технологий одной из главных угроз становятся кибератаки. Инвестиции в передовые инструменты кибербезопасности не подлежат обсуждению для защиты конфиденциальных данных и систем управления. Сложная деятельность нефтегазовой отрасли в сочетании с огромными экономическими и экологическими рисками подчеркивает необходимость технологических инвестиций в информационную безопасность и защиту корпоративных сетей. В эпоху, когда риски могут быстро развиваться и увеличиваться, технологии служат оплотом, обеспечивающим безопасность, эффективность, соответствие требованиям и долгосрочную жизнеспособность. Чтобы сектор оставался устойчивым и конкурентоспособным, внедрение технологий – это не просто выбор; это обязательство отрасли.

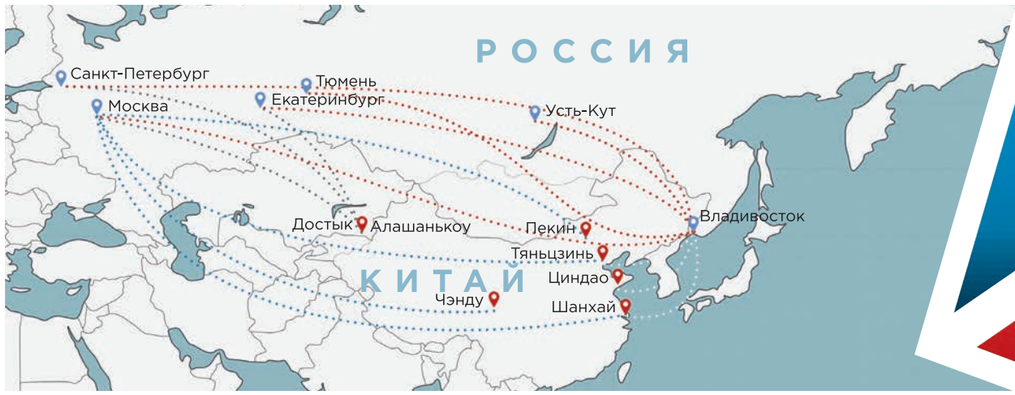
ВТОРОЕ: Диверсифицируйте свой бизнес

Нефтегазовый сектор, занимающий центральное место в мировой энергетической среде, часто сталкивается с множеством рисков, начиная от колебаний цен на сырье и заканчивая растущим вниманием к возобновляемым источникам энергии. В этой сложной матрице диверсификация становится важнейшей стратегией, краеугольным камнем для обеспечения устойчивости, стабильности и долгосрочного процветания. Чтобы понять акцент на диверсификацию, необходимо сначала признать присущую рынкам нефти и газа волатильность. Цены, диктуемые сложным взаимодействием предложения, спроса, геополитической динамики и экономических факторов, могут быть непредсказуемо нестабильными. Чрезмерная зависимость от одного рынка или определенной группы продуктов усиливает восприимчивость к этим колебаниям. Диверсификация на различных рынках или освоение разных продуктовых линеек может действовать как буфер, гарантируя, что спад в одной области не повредит всей деятельности. Более того, геополитические соображения подчеркивают необходимость диверсификации. Чрезмерная зависимость спроса или предложения от конкретного региона может сделать компании уязвимыми перед геополитической напряженностью, торговыми спорами или изменениями местной политики. Распределяя операции по разным географическим регионам, компании могут лучше справляться с этими проблемами, обеспечивая согласованность цепочек поставок и каналов спроса. Необходимость диверсификации становится еще более ощутимой в свете глобального сдвига в сторону устойчивости и экологического сознания. По мере того, как страны сплачиваются под громким призывом к борьбе с изменением климата, неоспоримый акцент делается на переходе на возобновляемые источники энергии. Для нефтегазовых компаний это сигнализирует не только о потенциальном сокращении традиционных направлений ведения бизнеса, но и об усилении регуляторного давления, особенно со стороны развитых западных стран. Диверсификация альтернативных источников энергии, от ветра до солнца или даже водорода, уже не просто дальновидная стратегия, а все более ощутимый факт борьбы с глобальным потеплением. Можно сказать, что нефтегазовая отрасль находится на перепутье, а глобальная динамика все больше бросает вызов традиционным источникам энергии. В этом контексте диверсификация – это не просто стратегия снижения рисков, это видение нашего будущего.

Одним из важнейших преимуществ АО «ВНОГ» в организации перевозок и таможенного оформления является:
цифровизация процессов

WNOG **Цифровое решение eWNOG это:**

- Интеграция электронных сервисов ФТС России и перевозчиков
- Информация о статусе таможенного оформления, перевозок грузов в режиме реального времени 24/7
- Предоставление документов в удобном для клиента формате на портале eWNOG, по электронной почте
- Передача необходимых сведений в электронную систему клиента по API в автоматическом режиме



Чтобы оставаться надежными, актуальными и устойчивыми, диверсификация – это инвестиция, которую компании нефтегазового сектора не могут игнорировать.

ТРЕТЬЕ: Сотрудничайте с заинтересованными сторонами

Нефтегазовая отрасль с ее сложной деятельностью и многогранными проблемами всегда была краеугольным камнем глобальной энергетической динамики. Этот сектор, исторически характеризующийся острой конкуренцией и жесткой территориальностью, переживает смену парадигмы. В сегодняшней сложной геополитической ситуации сотрудничество становится не просто выбором, а стратегическим императивом, играющим ключевую роль в снижении рисков и обеспечении устойчивого роста.
По своей сути нефтегазовая отрасль полна проблем, требующих огромных ресурсов, опыта и инфраструктуры. Деятельность по разведке, добыче и распределению часто требует значительных капиталовложений, специализированных технологий и глубокого понимания местной географии и правил. Ни одна организация, независимо от ее масштаба или мастерства, не может претендовать на всеобъемлющий опыт во всех этих аспектах. В этом заключается сила сотрудничества. Объединяя ресурсы, обмениваясь знаниями и совместно решая операционные проблемы, компании могут обеспечить эффективность, которую невозможно достичь одиночными усилиями. Помимо непосредственных оперативных соображений, глобальный характер нефтегазового сектора требует сотрудничества на геополитическом фронте. Совместные предприятия, будь то совместные геолого-разведочные проекты или общие распределительные сети, могут служить мостами, смягчая риски, связанные с геополитической напряженностью, торговыми ограничениями или изменениями в местной политике. Единый фронт, созданный посредством соглашений о сотрудничестве, может преодолеть эту неопределенность благодаря общему видению и взаимному доверию. Более того, развивающаяся повестка об экологической устойчивости добавляет еще один уровень сложности. Поскольку мировое сообщество усиливает свои призывы к более чистым энергетическим решениям и сокращению выбросов углекислого газа, нефтегазовый сектор сталкивается с растущим давлением необходимости адаптироваться. Решение этих экологических и нормативных проблем требует не только передовых технологий, но и обмена знаниями и передовым опытом. Совместные исследовательские предприятия, общие технологические платформы или совместные экологические инициативы могут значительно усилить реакцию отрасли на эти проблемы, объединяя ресурсы для достижения общих целей устойчивого развития. Более того, по мере усложнения отрасли, охватывающей более широкий спектр технологий и дисциплин, ценность межотраслевого сотрудничества становится очевидной. Взаимодействие с организациями за пределами традиционной нефтегазовой сферы, будь то технологические компании, исследовательские институты или даже стартапы, может предложить свежие перспективы, инновационные решения и гибкие методологии. Такое сотрудничество может сыграть важную роль в ускорении цифровой трансформации, использовании больших данных или даже изучении альтернативных источников энергии, тем самым снижая риски, связанные с технологической стагнацией или неактуальностью рынка. Траектория развития нефтегазовой отрасли отмечена неопределенностью, проблемами и меняющимися ожиданиями. Тем не менее именно в этих вызовах кроется возможность сотрудничества. Приняв дух сотрудничества, отрасль может не только смягчить присущие риски, но и проложить путь инноваций, устойчивого развития и всеобщего процветания.

ЧЕТВЕРТОЕ: готовьтесь к регулированию со стороны государства

Российская нефтегазовая отрасль, играющая решающую роль в формировании внутренней экономики страны, функционирует в сложном переплетении экономических, геополитических и экологических факторов. В этой многогранной среде соблюдение нормативных требований – это не просто бюрократическая формальность. Вместо этого она становится стратегическим стержнем, имеющим решающее значение для снижения рисков, операционной жизнеспособности и долгосрочной устойчивости отрасли. Таким образом, инвестиции в готовность к регулированию со стороны государства в нефтегазовом секторе России имеют первостепенное значение, и вот почему. Прежде всего, нефтегазовый сектор является не только основным двигателем экономики России, но и важным фактором, определяющим ее геополитическое влияние. Следовательно, она часто оказывается на пересечении национальных интересов и международной динамики.
На протяжении многих лет отрасль испытывает волновые последствия различных санкций и торговых ограничений, часто вызванных более широкой геополитической напряженностью. Будучи умело подготовленными к изменениям в регулировании и сохраняя активную позицию в отношении соблюдения требований, нефтегазовые компании могут обеспечить свою бесперебойную, выгодную работу. Кроме того, технологическая среда нефтегазового сектора постоянно меняется. От передовых методов добычи до цифровых операций в цепочке поставок – технологический аспект отрасли является одновременно преимуществом и проблемой. Нормативно-правовая база часто стремится идти в ногу с этими технологическими сдвигами, обеспечивая безопасность, эффективность и этические соображения. Для компаний, работающих в России, готовность к изменениям в законодательстве, связанным с технологиями, обеспечивает плавную интеграцию новых методологий без риска несоблюдения требований. Наконец, готовность к регулированию – это не просто соблюдение требований; речь идет о возможном планомерном развитии отрасли. Правильное регулирование со стороны государства может ускорить утверждение проектов, способствовать укреплению отношений с заинтересованными сторонами и обеспечить более бесперебойную работу, и все это способствует увеличению прибыли как компаний, так и российского бюджета. Подводя итог, можно сказать, что российский нефтегазовый сектор хотя и изобилует возможностями, полон проблем, выходящих за рамки операционных сложностей. В этой среде готовность к регулированию является не просто дополнением; это основная стратегическая инвестиция. Встраивая соблюдение требований и активное согласование нормативных требований в свою операционную деятельность, компании нефтегазового сектора могут снизить риски, обеспечить устойчивость и укрепить свои позиции как на внутренней, так и на глобальной арене.

И последнее: о геополитической напряженности и санкциях

Российская нефтегазовая отрасль, хотя и богата своими ресурсами и возможностями, с начала 2000-х годов оказывается в центре внимания международной динамики сил, часто проявляющейся в форме санкций. В этой сложной обстановке глубокое понимание геополитики и инвестирование в нее – это не роскошь, а важнейшая стратегия. Вот почему геополитика имеет первостепенное значение в снижении риска санкций для российского нефтегазового сектора. Начнем с того, что геополитическая сфера и энергетическая отрасль глубоко переплетаются между собой. Энергетические ресурсы, особенно нефть и газ, уже давно являются инструментами власти, влияющими на дипломатические отношения, динамику торговли и даже на конфликты. Для России, которая обладает одними из крупнейших в мире запасов нефти и газа, экспорт энергоносителей является не просто экономической деятельностью, а рычагом геополитического влияния. Признание этой двойственности гарантирует, что отрасль работает с тонким пониманием своей роли на мировой арене. Однако эта политика также делает отрасль восприимчивой к международной напряженности и разногласиям. Санкции исторически и в последнее время были инструментом, направленным против России вследствие более широких геополитических разногласий. Хотя санкции часто преследуют многогранные цели, нефтегазовая отрасль, учитывая ее значение, часто принимает на себя основной удар. Умелые инвестиции в понимание геополитической динамики позволяют отрасли более эффективно предвидеть, готовиться к этим санкциям и управлять ими. Предвидение санкций – это не просто понимание потенциальных триггеров. Речь идет об укреплении отношений, построении альянсов и диверсификации рынков. Инвестируя в геополитику, российский нефтегазовый сектор может развивать партнерские отношения, выходящие за рамки транзакционных обменов и основанные на взаимном уважении, общих интересах и долгосрочном видении. Такие отношения могут выступать в качестве буферов во времена геополитической напряженности, обеспечивая непрерывность торговли и операций. Кроме того, понимание геополитики помогает в стратегической диверсификации. Признавая глобальные энергетические тенденции, развивающиеся рынки и сдвиги в международных отношениях, Россия может диверсифицировать свой экспорт нефти и газа, уменьшая чрезмерную зависимость от традиционных рынков, на которые могут повлиять санкции. Диверсификация, по сути, становится щитом, гарантирующим, что даже если один рынок будет затронут, другие смогут обеспечить необходимый спрос. Более того, инвестиции в геополитику позволяют отрасли активно участвовать в дипломатических диалогах. Вместо того, чтобы быть пассивным получателем международных решений, острое геополитическое понимание позволяет нефтегазовому сектору отстаивать свои интересы, развеивать заблуждения и активно формировать нарративы. В контексте санкций такой активный подход может сыграть важную роль в прояснении позиций, поиске общей позиции и даже смягчении потенциальных санкций. И еще, для российской нефтегазовой отрасли геополитика не является абстрактной концепцией, обсуждаемой в дипломатических коридорах. Это реальная, влиятельная сила, определяющая траекторию развития отрасли. Перед лицом санкций дальновидные инвестиции в понимание и управление геополитикой предлагают отрасли дорожную карту. Эта дорожная карта, отмеченная диверсификацией и активной дипломатией, гарантирует, что отрасль не только снижает риски санкций, но и процветает в постоянно меняющемся глобальном энергетическом ландшафте.

В заключение, энергетическая иллюстрация России – это сага о ее прошлых триумфах, нынешних стремлениях и будущих устремлениях. Эта история выходит за рамки нефтяных вышек и газопроводов и затрагивает самое сердце геополитики, экономического прогнозирования и охраны окружающей среды.
Мир наблюдает за тем, как разворачиваются главы российской истории, поскольку энергетические решения России находят отклик далеко за ее пределами. Предвидеть непредсказуемое – это не обладание хрустальным шаром, а скорее создание устойчивой, гибкой и прозрачной системы, способной адаптироваться к вызовам по мере их возникновения. Россия с ее огромными ресурсами и центральной ролью в глобальном энергетическом пространстве показывает как пример, так и поучительную историю. Понимая и решая конкретные проблемы, с которыми сталкивается страна, мы можем проложить путь к более устойчивому энергетическому будущему России.

Keywords: *logistics, supply chains, customs, digital technologies, transportation.*

РЕКЛАМА




Комплекс для микроэлектронных наноструктур

Ученые научного центра «Передовые цифровые технологии» Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого разработали технологический комплекс, позволяющий создавать наноструктуры, необходимые для работы микроэлектронного оборудования. Комплекс состоит из двух частей: установки безмасочной нанолитографии, и установки плазмохимического травления кремния. Первый этап создания наноструктур – получение изображения на подложке – процесс литографии. Раньше его осуществляли на импортном оборудовании. Предложенная петербургскими учеными технология безмасочной нанолитографии является импортозамещающим аналогом. Стоить такая установка будет примерно 5 млн рублей, что в два раза дешевле зарубежной установки. Для работы прибора ученые разработали программное обеспечение. Вторым этапом создания наноструктур является процесс плазмохимического травления по созданному рисунку. Кроме формирования наноструктур, на новой установке можно производить кремниевые мембраны, применяемые в судовых датчиках избыточного давления.

Влияние нефти на дыхание почв

Почва образует биохимическую оболочку, которая является важнейшим элементом биосферы. Однако почва обладает свойством накапливать загрязнители. Дыхание почв – выделение углекислого газа, является важным показателем восстановления почвенных характеристик. Ученые Пермского Политеха исследовали влияние нефти на этот процесс. Чем интенсивней выделения углекислого газа, тем выше физиологическая активность микроорганизмов, в результате деятельности которых разрушаются загрязняющие вещества. Ученые исследовали, как меняется скорость выделения углекислого газа почвой при попадании в нее нефти в разных концентрациях (10, 30, 50 и 100 г/кг) в зависимости от длительности загрязнения. Результаты показали, что при увеличении концентрации нефти образование углекислого газа активно снижается. В первую неделю загрязнения углекислый газ выделялся в меньшем объеме, что обуславливается токсическим воздействием масел на микроорганизмы, так как загрязнитель обволакивает частицы почвы и ограничивает доступ к кислороду. После 24 месяцев дыхание загрязненной почвы увеличилось от 3 до 19 раз. Результаты исследования показали, что при загрязнении почв углеводородами активное образование углекислого газа меняется. За длительное время происходит перестройка почвенной экосистемы, позволяющая снижать концентрации загрязнения и увеличивать дыхание почвы.

Новый материал для аккумуляторов

Практически вся портативная электроника и бытовая техника работает на литий-ионных аккумуляторах. Но литий – дорогой, редкий и не экологичный металл. Альтернативный путь – создание натрий-ионных аккумуляторов. В качестве носителей заряда в них используют ионы натрия, который легко извлекается из соленой воды, но имеет более низкую плотность энергии. Ученые ИНХ СО РАН создали новый гибридный материал из дисульфида молибдена и графена, который они предлагают в качестве анодной части натрий-ионных аккумуляторов. С помощью синхротронного излучения ученые исследовали характеристики этого материала выявили хорошую стабильность в течение более 1200 циклов заряда и достаточную энергоемкость – 440 мАч/г при плотности тока 0,1 А/г. Можно предполагать, что основные параметры качества батареек при использовании данного материала останутся на высоком уровне. Ученые разрабатывают наноструктурированные функциональные материалы с интересующими свойствами, в том числе для электрохимических применений. Ученые путем точечных замен или удаления атомов химических элементов задают материалу характеристики, которые позволят ионам натрия эффективно с ним взаимодействовать: таким образом можно убрать атом одного вещества из материала и на его место поместить атомы других химических элементов, что изменит реакционную активность и электропроводность материала.



Электроэнергетика на дистанционном управлении

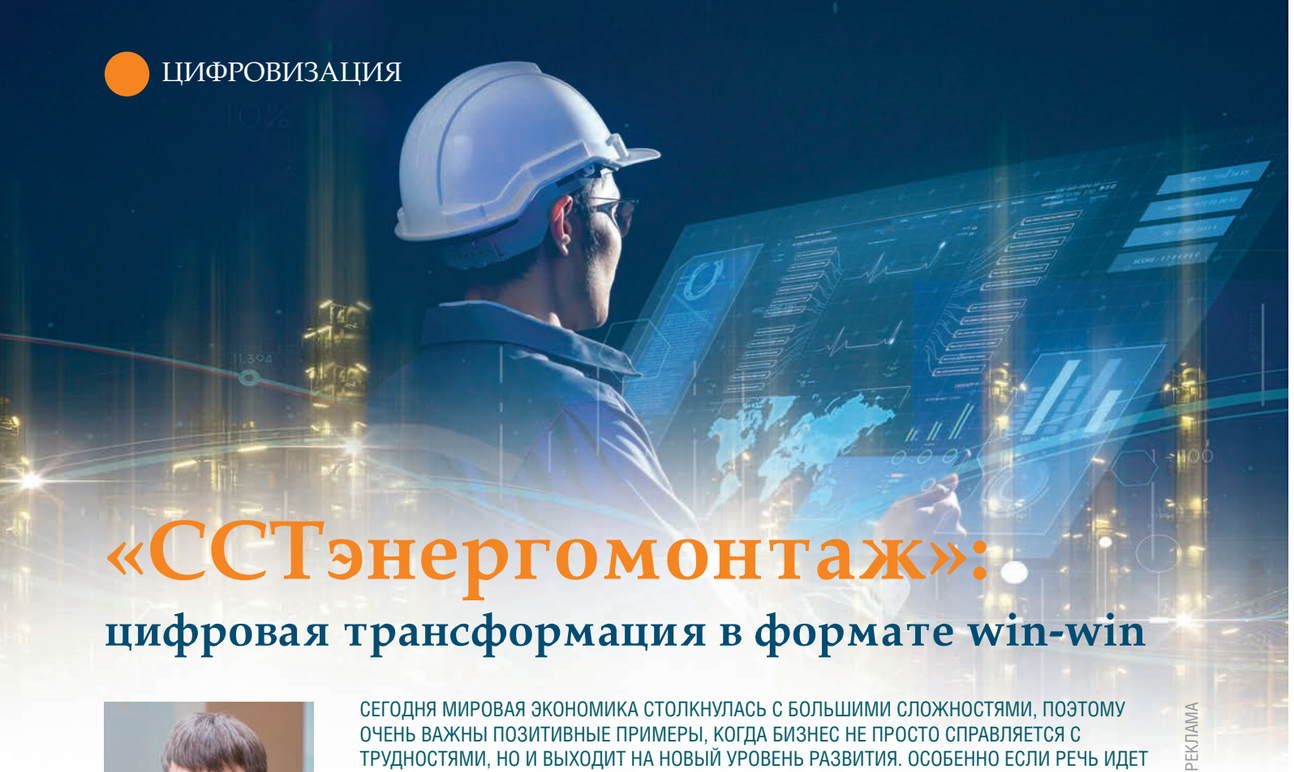
Ученые Национального исследовательского университета «МЭИ» разработали программно-аппаратную платформу дистанционного управления объектами электроэнергетики PIOT-1, функционирующую на отечественном ПО. Платформа обеспечивает дистанционный обмен данными с автономными и локализованными энергетическими объектами, микросетями, а также возобновляемыми источниками энергии. Включение таких объектов в единую цифровую модель электрических сетей затруднено большим количеством сложных организационно-технических процедур. Именно простота настройки платформы, которая может быть выполнена сотрудниками электросетевых компаний без специальных навыков программирования, является одним из основных преимуществ. PIOT-1 представляет собой сочетание коммуникационного контроллера с широким набором проводных и беспроводных интерфейсов передачи данных, а также программной части, которая поддерживает сбор, обработку и отображение информации об объекте управления. Технология представляет собой систему объединенных компьютерных сетей и подключенных к ним производственных объектов со встроенными датчиками и программным обеспечением для сбора и обмена данными, с возможностью удаленного контроля и управления в автоматизированном режиме, без участия человека.

Новый биоразлагаемый пластик

Ученые из Института химии и химической технологии СО РАН разработали биоразлагаемый полимер на основе полистирола и альфа-ангеликалактона – органического соединения, которое присутствует в некоторых растениях. Новый полимер может полностью разлагаться в лесной почве за 7 месяцев. Полистирол – один из видов пластиков, наиболее часто попадающих в окружающую среду в виде отходов. Решить эту проблему можно за счет создания биоразлагаемого полимера. Ученые добавили в структуру полистирола органическое соединение альфа-ангеликалактон. Внедрение 5 – 10 % ангеликалактона в полистирол и полиэтилентерефталат обеспечивает их биодеградацию и механическое разрушение в условиях компостирования или в лесной почве. Полученный материал расщепляется микроорганизмами, являясь для них источником углерода. Полное разрушение происходило в течение 7 месяцев. По своим прочностным свойствам он не уступал обычному полистиролу. Однако биоразлагаемые полимеры дороже производимых из нефти биостойких материалов.

Супергибкий и самовосстанавливающийся материал

Ученые из Национального университета Сингапура создали материал, подходящий для гибких электронных схем и получивший название биламинарный жидко-твердый проводник – BiLiSC. Материал способен растягиваться, увеличивая свою длину в 22 раза и при этом почти не терять электропроводимость. BiLiSC состоит из двух слоев. Первый представляет собой чистый жидкий металл, который обеспечивает высокую проводимость даже при сильных деформациях. Второй состоит из композитного материала с микрочастицами жидкого металла, способного восстанавливаться после повреждения. При образовании трещин или разрывов жидкий металл, вытекающий из микрочастицы, заполняет зазор, позволяя материалу восстановить свою проводимость. BiLiS можно использовать в различных компонентах электроники. Сегодня ученые работают над созданием усовершенствованной версии, которую можно будет напечатать напрямую без использования шаблона, что уменьшит стоимость и улучшит точность его изготовления.



«ССТэнергомонтаж»:
цифровая трансформация в формате win-win

РЕКЛАМА



Олег Смирнов
коммерческий директор «ССТэнергомонтаж» (входит в ГК «ССТ»)

СЕГОДНЯ МИРОВАЯ ЭКОНОМИКА СТОЛКНУЛАСЬ С БОЛЬШИМИ СЛОЖНОСТЯМИ, ПОЭТОМУ ОЧЕНЬ ВАЖНЫ ПОЗИТИВНЫЕ ПРИМЕРЫ, КОГДА БИЗНЕС НЕ ПРОСТО СПРАВЛЯЕТСЯ С ТРУДНОСТЯМИ, НО И ВЫХОДИТ НА НОВЫЙ УРОВЕНЬ РАЗВИТИЯ. ОСОБЕННО ЕСЛИ РЕЧЬ ИДЕТ О РОССИЙСКОЙ КОМПАНИИ, ПОЛУЧИВШЕЙ В СВОЕМ СЕГМЕНТЕ ПРИЗНАНИЕ НА МИРОВОМ УРОВНЕ. О ЦИФРОВИЗАЦИИ КАК ОБЯЗАТЕЛЬНОМ ТРЕБОВАНИИ К РЕАЛИЗАЦИИ КРУПНЫХ ПРОЕКТОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, ПЕРСПЕКТИВНЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА И АКТИВНОМ ПРОДВИЖЕНИИ РОССИЙСКИХ РЕШЕНИЙ НА МЕЖДУНАРОДНОЙ АРЕНЕ РАССКАЗАЛ КОММЕРЧЕСКИЙ ДИРЕКТОР «ССТЭНЕРГОМОНТАЖ» ОЛЕГ СМИРНОВ

TODAY'S GLOBAL ECONOMY IS FACING GREAT CHALLENGES, THEREFORE POSITIVE EXAMPLES ARE VERY IMPORTANT, WHEN BUSINESS NOT ONLY COPES WITH DIFFICULTIES, BUT ALSO REACHES A NEW LEVEL OF DEVELOPMENT. ESPECIALLY WHEN IT COMES TO A RUSSIAN COMPANY THAT HAS GAINED GLOBAL RECOGNITION IN ITS SEGMENT. OLEG SMIRNOV, COMMERCIAL DIRECTOR OF SST ENERGOMONTAZH, SPOKE ABOUT DIGITALIZATION AS A MANDATORY REQUIREMENT FOR THE IMPLEMENTATION OF MAJOR PROJECTS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY, THE PROSPECT OF ELECTRIC HEATING SYSTEMS AND ACTIVE PROMOTION OF RUSSIAN SOLUTIONS IN THE INTERNATIONAL ARENA

Ключевые слова: *цифровизация, системы электрообогрева, нагревательные кабели, обогрев магистральных трубопроводов, трехфазный кабель.*

– Группа компаний «Специальные системы и технологии», в составе которой работает «ССТэнергомонтаж», стабильно входит в тройку лидеров мировых производителей нагревательных кабелей и систем электрообогрева. В то же время последние несколько лет всем приходится работать в непредсказуемых условиях экономической нестабильности. Пришлось ли вам перенастраивать работу?

– «ССТ» является одной из немногих российских компаний, которая полноценно конкурирует на международном рынке и является одним из мировых лидеров в своей области. Компания уделяет большое внимание исследовательской работе, выводя на рынок новые продукты и совершенствуя существующие.

Кроме того, «ССТ» является единственной компанией в России, которая имеет производство саморегулирующегося кабеля полного цикла, включая производство электропроводящего компаунда по собственной технологии. Мы одна из немногих российских компаний, получивших международные сертификаты ATEX, IECEx на свою продукцию. Наша компания гордится своими лидерскими позициями и стремится к их укреплению.

Последние годы действительно были непростыми для всего мира, для людей и для бизнеса. Эти изменения, безусловно, повлияли и на нашу работу. Сильно ограничились возможности командировок и путешествий, осложнились личные контакты.

Предконтрактные переговоры стали вестись дольше, удлинился жизненный цикл проектов.

Конечно, мы искали пути адаптации к новым условиям, и могу сказать, что, несмотря на эти проблемы, мы сохранили уровень финансовых показателей на достаточно высоком уровне. Более того, продолжили рост и не собираемся останавливаться на достигнутом.

Со времен пандемии в «ССТэнергомонтаж» мы стали больше использовать удаленные методы работы, которые показали высокую эффективность. Кроме того, увеличилось использование видеосвязи и онлайн-конференций.

– Не секрет, что последние годы ускорили процесс цифровизации всех сфер жизни, и особенно быстро «в цифру» ушел крупный бизнес. «ССТэнергомонтаж» тоже не осталась в стороне от этих тенденций?

– Наша компания сосредоточена на цифровизации проектирования и расчетов. «ССТэнергомонтаж» поставляет под ключ системы промышленного электрообогрева, по сути являясь мини-EPC-подрядчиком по данному направлению. В составе компании работают подразделения, занимающиеся проектированием, выдачей технико-коммерческих предложений (ТКП), расчетами этих систем. В этих подразделениях уже внедрены специальные программы по расчету систем электрообогрева, полным ходом идет развитие цифрового проектирования и BIM-моделирования. Такой подход позволяет интегрировать проекты нашей компании в цифровые системы заказчика, без проблем обрабатывать изменения в ходе проектирования. Также внедряются облачные решения в области проектирования, что позволяет использовать дистанционные группы по проектированию в разных странах для работы над одним крупным проектом.

– Какую выгоду дают ваши цифровые продукты заказчикам?

– Разработанный программный комплекс Warm-on Project позволяет в разы облегчить труд проектировщиков, технических специалистов, инженерного персонала по проектированию систем электрообогрева и антиобледенения. При работе с объектами класса «Завод» или «Комбинат» срок расчета спецификации для бюджетной оценки сокращается с одного месяца до двух дней, с учетом подготовки данных. Так, средние затраты времени на обработку проекта по обогреву 50 трубопроводов через программу TraceX, входящую в комплекс Warm-on Project, составят от 5 до 15 минут, в зависимости от полноты исходных данных в опросном листе и уровня квалификации пользователя.

РИСУНОК 1. Единая точка ответственности позволяет «ССТэнергомонтаж» выполнять EPC-проекты для российских и зарубежных заказчиков



Warm-on Project предусматривает возможность быстрой замены продукции производителей из недружественных стран на продукцию российского производства.

При этом использовать программу могут специалисты коммерческих отделов, не имеющие специальных технических знаний для проведения расчета. Все благодаря технологиям машинного обучения и оцифровке 45 000 проектных решений. Инженерам же доступен более широкий набор опций и настроек.

– «ССТэнергомонтаж» прошла процедуру вендор-листинга и была аккредитована в качестве поставщика систем электрообогрева для 40 крупнейших мировых EPC-контракторов. Какие двери это открыло перед компанией? Какие компании включили в вендор-листы «ССТэнергомонтаж» в прошедшем году?

– Мы постоянно расширяем список заказчиков, в вендор-листе которых находится наша компания. Для этого создано специальное подразделение, занимающееся подготовкой документации для вендор-листинга. Кроме того, наши зарубежные подразделения непрерывно работают в этом направлении. В 2021 г. начала работу наша дочерняя компания в Индии, после чего «ССТэнергомонтаж» была аккредитована практически во всех ведущих индийских нефтяных компаниях, а также в Engineers India Limited (EIL) – основном индийском государственном генподрядчике, занимающемся ведением всех крупных проектов.

Большое внимание мы также уделяем рынку региона Middle East (Ближний Восток), где мы аккредитованы во всех основных нефтяных и инжиниринговых компаниях, в частности в ADNOC. Эта работа также активно продолжается.

Плюс к этому на всех этих рынках успешно работают международные EPC-подрядчики, где «ССТэнергомонтаж» также аккредитована. Это такие компании, как Maire Tecnimont, Technip, Linde, TotalEnergies, WorleyParsons, китайские компании, например China National Chemical Engineering & Construction Corporation Seven (CC7). Реализуются проекты с компаниями Fluor и McDermott.

– Есть уже практические результаты проделанной работы по цифровой трансформации? Партнеры и заказчики довольны?

– «ССТэнергомонтаж» участвует в крупных тендерах, масштабных системообразующих проектах мирового уровня, где это является основным требованием. Мы не могли бы участвовать, если бы не располагали такими инструментами.

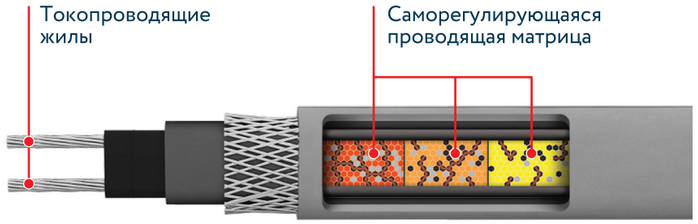
– В своей деятельности «ССТэнергомонтаж» реализует популярную модель ведения бизнеса win-win, когда в выигрыше оказывается каждая из сторон. То есть, по сути, компания обеспечивает цифровую конкурентную среду для компаний, занимающихся проектированием, логистикой и строительством, для взаимовыгодного взаимодействия?

– Это ключевое правило ведения бизнеса. Наша основная стратегия – сохранять лидерские позиции и с точки зрения продуктовой линейки, и с точки зрения комплексного подхода к реализации проектов. Здесь цифровизация является неотъемлемой частью нашего подхода.

– Ваша компания делает ставку на уникальные разработки и поиск индивидуальных технических решений, в том числе и для крупнейших проектов нефтегазовой отрасли. Цифровизация поможет в их реализации?

– Конечно. Нефтегазовая отрасль стала той отраслью, которая изначально задала эти требования. Сейчас реализуются очень крупные проекты, например, по строительству комплексов по сжижению природного газа и последующих газохимических комплексов. Это масштабные проекты, без цифровизации проектирования, без интеграции в цифровые системы заказчика, без реализации облачных решений выполнить их качественно и в срок представляется маловероятным. Отбор поставщиков для таких проектов достаточно жесткий, и обеспечение такого подхода стало одним из основных критериев отбора.

РИСУНОК 2. Востребованность саморегулирующихся нагревательных кабелей в ТЭК обусловлена их свойством автоматически регулировать тепловыделение в ответ на изменение температуры обогреваемого объекта (поверхности трубы или резервуара)



	Холодная труба	Теплая труба	Горячая труба
Проводящие пути	Много	Меньше	Мало
Тепловыделение	Высокое	Среднее	Низкое

Эти правила сейчас распространяются и в других отраслях, например, серьезное развитие сейчас мы видим на рынке производства минеральных удобрений, в судостроительной, авиационной и атомных отраслях, где также стартуют крупные проекты. Но первой была именно нефтегазовая отрасль.

– Рассматривает ли «ССТэнергомонтаж» возможность участия в набирающих популярность водородных проектах и проектах по улавливанию и хранению углекислого газа?

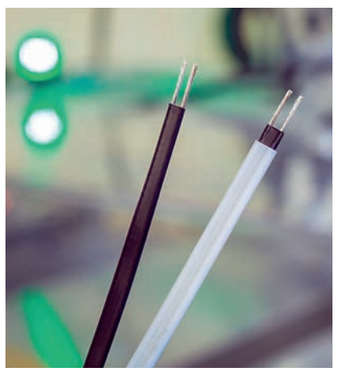
– В нашей Группе компаний накоплен многолетний опыт применения систем электрообогрева в самых разных отраслях, есть свой R&D-центр и испытательная лаборатория, один из крупнейших в Европе производственных комплексов – все это позволяет нам участвовать в таких проектах.

– Почти две трети систем электрообогрева на объектах ТЭК выполняются на саморегулирующихся кабелях. Чем обусловлена такая популярность этого типа нагревательных кабелей? Какие сложности с его производством?

– Высокая востребованность саморегулирующихся кабелей обусловлена их уникальным свойством реагировать на температуру окружающей и среды и в зависимости от показателей менять величину тепловыделения. «Умным» изделие делает матрица из электропроводящего полимера.

Технология производства этой матрицы сложна и наукоемка. Основные игроки, владеющие этой технологией, известны. Подобные производства находятся в нескольких странах: США, Великобритания, Германия. В России ГК «ССТ» является единственным производителем полного цикла: мы с 2015 года сами делаем электропроводящий компаунд, матрицу и саморегулирующиеся кабели на его основе. Для запуска промышленного производства проводящей матрицы для саморегулирующихся нагревательных кабелей в ГК «ССТ» создана современная технологическая и испытательная база, разработана рецептура

РИСУНОК 3. В 2015 году ГК «ССТ» запустила первое в стране серийное производство электропроводящих пластмасс и кабелей на их основе



электропроводящих полимерных материалов для нагревательной матрицы и технология производства непосредственно самих саморегулирующихся кабелей.

В связи с этим продукцию других производителей, выпускающих в России саморегулирующиеся кабели на основе привезенной из-за рубежа матрицы, нельзя назвать полностью отечественной, импортозамещающей. Речь идет лишь о частичной локализации производства.

– Расскажите о ключевых решениях «ССТэнергомонтаж» для нефтегаза, которые, по Вашему мнению, будут самыми востребованными в среднесрочной перспективе.

– У компании есть ряд инновационных решений, в которых мы видим большую перспективу с точки зрения экологии, охраны окружающей среды, повышения надежности и снижения затрат на обслуживание.

В первую очередь, хотел бы обратить внимание на решение для обогрева магистральных трубопроводов – систему VeLL на основе трехфазного кабеля постоянной мощности. Это запатентованное инновационное решение, не имеющее аналогов в мире, которое позволяет заменить печной обогрев на электрообогрев. Раньше на многих трубопроводах системы обогрева были лимитированы длиной кабеля и необходимостью построения трансформаторных подстанций для запитки системы. Сейчас у нас есть решения, позволяющие значительно увеличить расстояние между подстанциями и во многих случаях заменить путевые подогреватели, которые сильно вредят окружающей среде, поскольку требуют сжигания тяжелых углеводородов (чаще всего мазута). Применение путевых подогревателей также требует постоянного обслуживания печей и, что главное, повышает риск инцидентов. Кабельный электрообогрев в данном случае является очень выгодным решением, потому что позволяет поддерживать постоянную температуру, не допуская парафинизации нефти и обеспечивая ее стабильную транспортировку. У нас уже есть ряд очень серьезных проектов и в России, и за ее пределами,

РИСУНОК 4. Саморегулирующийся нагревательный кабель в металлической оболочке серии ARM признан «Лучшим строительным изделием и конструкцией – 2023». На фото: Александр Вахмистров, координатор Ассоциации «НОСТРОЙ» по Санкт-Петербургу, вручает диплом II степени Олегу Смирнову, коммерческому директору «ССТэнергомонтаж»



где мы вместе с заказчиком прорабатываем все аспекты установки этой системы. За ней будущее. Нефтяные компании уже давно обратили внимание на электрообогрев как самый экологичный и энергоэффективный способ профилактики АСПО и поддержания температуры транспортируемых продуктов.

Также для добывающих, нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических компаний «ССТэнергомонтаж» предлагает решения на основе саморегулирующихся нагревательных кабелей в металлической оболочке марок HTP ARM и IndAstro ARM. Они появились в ответ на растущий спрос на решение с надежной защитой изоляции при монтаже. Наши специалисты разработали и запатентовали линейку нагревательных саморегулирующихся кабелей в броне, обеспечивающей высокую стойкость к ультрафиолету, воздействию морского климата и других агрессивных сред, истиранию, деформациям, механическим повреждениям, изгибу. Механическая прочность саморегулирующегося кабеля серии ARM в три раза выше изделия без брони. Конструкция обеспечивает уровень взрывозащиты типа Ex e. Мы видим возрастающий интерес со стороны нефтяных компаний в России и за рубежом к таким решениям.

– Вашу компанию можно назвать экспертом в сфере электрообогрева. Какие еще направления бизнеса вы планируете развивать?

– Команда ГК «ССТ» всегда стремится развивать несколько направлений одновременно, запускать новые продукты. Специалисты R&D-центра ежегодно ведут до 60 проектов НИОКР. Это позволяет нам диверсифицировать свой бизнес. Системы электрообогрева остаются нашей основной специализацией уже на протяжении более 30 лет. При этом компания сейчас активно работает со всеми отраслями по направлениям систем охраны периметра, гофрированных нержавеющих труб для инженерных коммуникаций и взрывобезопасных кабель-каналов, промышленных систем контроля защиты протечек, производству и разработке компаундов со специальными свойствами. Сфера наших интересов постоянно растет. ●

KEYWORDS: *digitalization, electric heating systems, heating cables, heating of main pipelines, three-phase cable.*

ОБЗОР И АНАЛИЗ ЗАРУБЕЖНЫХ СИСТЕМ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ

в недропользовании

УДК: 004:330.322:622.276

В СТАТЬЕ ДАН ОБЗОР НАЛОГОВЫХ СИСТЕМ ШЕСТИ КРУПНЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СТРАН. ПОКАЗАНО, ЧТО ЭТИ СТРАНЫ ИСПОЛЬЗУЮТ РАЗЛИЧНЫЕ СПОСОБЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, ДЕБИТА СКВАЖИН, ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ, РЫНОЧНЫХ УСЛОВИЙ, КАЧЕСТВА НЕФТИ И ДРУГИХ ФАКТОРОВ. РАССМОТРЕНЫ РАЗЛИЧНЫЕ ПРИМЕНЯЕМЫЕ НАЛОГОВЫЕ СИСТЕМЫ: РЕНТНЫЕ НАЛОГИ, НАЛОГИ НА ФИНАНСОВЫЙ РЕЗУЛЬТАТ, А ТАКЖЕ СОГЛАШЕНИЕ О РАЗДЕЛЕ ПРОДУКЦИИ. НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОВЕДЕННОГО АНАЛИЗА УСТАНОВЛЕНО, ЧТО БОЛЬШИНСТВО СТРАН ИСПОЛЬЗУЮТ ГИБКУЮ, ДИВЕРСИФИЦИРОВАННУЮ СИСТЕМУ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ, КОТОРАЯ ПРИВЛЕКАЕТ ИНВЕСТИЦИИ КОМПАНИЙ И ОБЕСПЕЧИВАЕТ ЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ. В СТРАНАХ, ДЛЯ КОТОРЫХ ХАРАКТЕРНЫ СЛОЖНЫЕ УСЛОВИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ НАБЛЮДАЕТСЯ ТЕНДЕНЦИЯ УВЕЛИЧЕНИЯ СПЕЦИАЛЬНЫХ ЛЬГОТ ПО НАЛОГООБЛОЖЕНИЮ ИНВЕСТОРОВ. В СТРАНАХ С КРУПНЫМИ ЗАПАСАМИ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ НЕДОСТАТКЕ ГОСУДАРСТВЕННЫХ И ЧАСТНЫХ ИНВЕСТИЦИЙ ПРИМЕНЯЕТСЯ СОГЛАШЕНИЕ О РАЗДЕЛЕ ПРОДУКЦИИ ДЛЯ ЗАРУБЕЖНЫХ КОМПАНИЙ

THE ARTICLE PROVIDES A REVIEW OF SIX LARGE FOREIGN OIL-PRODUCING COUNTRIES TAXATION SYSTEMS. IT IS SHOWN THAT THESE COUNTRIES USE DIFFERENT METHODS OF TAXATION DEPENDING ON THE STAGE OF FIELD DEVELOPMENT, WELL PRODUCTION, NATURAL AND CLIMATIC CONDITIONS OF RESERVE DEVELOPMENT, MARKET CONDITIONS, OIL QUALITY AND OTHER FACTORS. THE VARIOUS TAXATION SYSTEMS APPLIED ARE CONSIDERED: RENT TAXES, TAXES ON FINANCIAL RESULTS, AS WELL AS PRODUCTION SHARING AGREEMENT. BASED ON THE RESULTS OF THE ANALYSIS, IT WAS FOUND THAT MOST COUNTRIES USE A FLEXIBLE, DIVERSIFIED TAXATION SYSTEM THAT ATTRACTS INVESTMENT FROM COMPANIES AND ENSURES THE EFFICIENCY OF OIL AND GAS PRODUCTION. IN COUNTRIES CHARACTERIZED BY DIFFICULT OIL PRODUCTION CONDITIONS, THERE IS A TENDENCY TO INCREASE SPECIAL TAX INCENTIVES FOR INVESTORS. IN LARGE HYDROCARBON RESERVES COUNTRIES WITH A LACK OF PUBLIC AND PRIVATE INVESTMENT, A PRODUCTION SHARING AGREEMENT IS USED FOR FOREIGN COMPANIES

Ключевые слова: *нефтегазодобывающие страны, налогообложение добычи углеводородов, месторождения, налоговые режимы, налоговые льготы, бюджет государства, инвестор.*

Лындин Виктор Николаевич
ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН, доцент, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.э.н., с.н.с.

Богаткина Юлия Геннадьевна
ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН, к.т.н., в.н.с.

Сарданашвили Ольга Николаевна
ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН, к.т.н, с.н.с.

Добыча углеводородов по сравнению с другими видами полезных ископаемых характеризуется наиболее высокими доходами, и это обуславливает огромное внимание к проблемам налогообложения разработки запасов нефти и газа. Налогообложение добычи углеводородов имеет ключевое значение для экономики стран, обладающих большими запасами углеводородов. Во многих странах доля налогов от добычи нефти и газа составляет значительную часть доходов бюджета, которые направляются на развитие различных отраслей экономики и социальной сферы [2]. Основные задачи при выборе режима налогообложения добычи углеводородов [1, 2]:

- обеспечение доходов государственного бюджета для эффективного развития экономики страны и решения социальных задач;
- стимулирование рационального использования недр;
- обеспечение стабильности развития экономики страны;
- развитие смежных отраслей.

Добыча и запасы нефти в крупных нефтедобывающих странах мира представлены в таблице 1 [2, 8].

На выбор налоговой системы влияет степень развития нефтегазодобычи в стране, геологическая изученность недр, особенности исторического развития отрасли и инвестиционный рейтинг страны. Государства со слабо изученными недрами и неопределенными экономико-политическими перспективами для привлечения инвестиций будут использовать более выгодные для инвесторов фискальные условия по сравнению со странами с развитой нефтяной промышленностью и высоким уровнем конкуренции. Именно этим и обусловлено большое многообразие налоговых систем, действующих в нефтегазодобывающих странах.

Налоговые системы, применяемые в добыче углеводородного сырья, подразделяются на две основные группы – лицензионные и контрактные. При лицензионной системе право собственности на добытые углеводороды принадлежит пользователю недр (такая система налогообложения принята в США), в контрактных системах право собственности сохраняется за государством (собственником недр) [2].

Часто в нефтегазодобывающих странах используется налоговая система, основанная на режиме Соглашения о разделе продукции (СРП). При этом режиме государство предоставляет предприятию-инвестору на возмездной основе исключительные права на поиск, разведку и добычу углеводородного сырья. Инвестор осуществляет работы за свой счет и на свой риск, расплачивается за полученные права и ресурсы оговоренной в соглашении частью добытых углеводородов в течение определенного срока [2, 10].

В большинстве случаев СРП используют развивающиеся страны по отношению к иностранным компаниям. Это позволяет зафиксировать правила, по которым работает инвестор на долгосрочную перспективу и обезопасить инвестиционный проект от неблагоприятных для инвестора законодательных изменений [1, 2, 10].

В ряде нефтедобывающих стран мира налогообложение нефтегазовых компаний предусматривает систему льгот временного, полного или частичного освобождения от налогов, взимаемых с нефти и газа на определенных месторождениях [2, 10]:

- месторождения, находящиеся на ранней стадии разработки;
- месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки;
- месторождения, эксплуатируемые в экстремальных климатических и природных условиях;
- месторождения с аномальными сортами нефти (высоковязкая нефть, нефть с высоким содержанием серы, сероводорода, парафина и т.д.).

Ключевой характеристикой налогообложения добычи является объект налогообложения: валовые показатели (добыча/выручка) или экономические результаты (прибыль/чистый доход).

ТАБЛИЦА 1. Добыча и запасы нефти в странах мира [2, 8]

Страны	Добыча в 2020 году, млн тонн	Добыча в 2021 году, млн тонн	Добыча в 2022 году, млн тонн	Доля добычи в 2022 году, %	Запасы, 2022 г., млн тонн
1. США	712	711	750	17,6	8153
2. Россия	524	536	535	12,5	12 470
3. Саудовская Аравия	520	515	542	12,7	40 047
4. Канада	252	267	277	6,5	23 476
5. Китай	195	199	250	5,8	3597
6. Бразилия	159	157	185	4,3	2184
7. Норвегия	92	94	98	2,3	1199
Остальные страны	1372	1373	1635	38,3	116 301
Всего в мире	**4171**	**4221**	**4272**	**100**	**239 800**



Можно выделить основные типы налогов, применяемых в мировой практике [2, 10].

Бонусы

Единовременные платежи, уплачиваемые пользователем недр государству. Наиболее распространенными видами являются бонусы подписания (при предоставлении недр в пользование) и коммерческого открытия (при открытии запасов углеводородного сырья). Также применяются бонусы начала добычи и достижения определенного уровня добычи. Величина бонусов устанавливается в результате аукционов, торгов, конкурсов или переговоров.

Рента

Рентный налог – это налог, уплата которого обусловлена использованием плательщиком природных ресурсов, принадлежащих по праву собственности государству. Виды рентных налогов: земельный налог, налог на добычу полезных ископаемых, сборы за пользование объектами животного мира, водный налог.

Рента представляет собой форму арендной платы за поиск, разведку и добычу полезных ископаемых.

Рентные платежи за право пользования недрами на определенной территории в основном применяются на стадии поиска и разведки. Базой для исчисления ренты является поверхностная площадь участка недр, предоставляемого в пользование. Чаще всего ставки ренты дифференцируются в зависимости от стадии пользования недрами и места проведения работ (суша или шельф). Ставка, как правило, увеличивается со временем (через 2–3 года).

Роялти

Роялти (налог на добычу полезных ископаемых) представляет собой определенный платеж государству за право пользования недрами. Базой для расчета является валовая стоимость добытых ископаемых. Роялти обеспечивают стабильные и равномерные налоговые поступления в бюджет.

Ставки платежей устанавливаются в процентах к объему добытого минерального сырья либо его стоимости. При добыче нефти наиболее распространены ставки роялти 1/6 (16,67%) и 1/8 (12,5%), которые фиксировались на весь период добычи. На практике фиксированная ставка роялти является недостаточно гибким налоговым инструментом, который может привести к тому, что при низких ценах на добытое сырье, проекты оказываются убыточными. Для устранения этой проблемы вводится исчисление роялти по скользящей (прогрессивной) шкале, когда ставка налога увеличивается либо с ростом производства (чаще всего пропорционально показателю суточной добычи нефти), либо определяется уровнем накопленной добычи или сроком разработки, вязкостью нефти, продуктивностью скважин и ценой нефти. Также этот налог может определяться в зависимости от уровня добычи углеводородов, глубины расположения морских месторождений и мировых цен на углеводороды [2, 3, 11]. Необходимо отметить, что аналогом роялти является налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), принятый в Казахстане и России. Он определяется на основе объема добычи углеводородов и применяется к сырой нефти, газовому конденсату и природному газу [8].

Широкое использование роялти связано с основными причинами [2]:

- гарантированный доход в бюджет государства с самого начала добычи нефти;
- простая система контроля и администрирования уплаты налога.

Однако при низких валовых доходах от освоения запасов углеводородов у недропользователей снижаются стимулы для дальнейшей их разработки.

Вывозные таможенные пошлины

Пошлины используются при экспорте углеводородов. Они не применяются в развитых странах, поскольку отрицательно действуют на торговый баланс и дискриминируют национального производителя по сравнению с иностранными компаниями. Тем не менее многие страны применяют вывозные таможенные пошлины на сырьевые товары.

Налог на случайную прибыль

Налог относится к акцизам, возникающим при превышении цены на нефть над некоторой базовой ценой. Определенная доля соответствующего дохода изымается в пользу государства. В США налог на случайную прибыль был введен в период сверхвысоких нефтяных цен в 1980 г., но затем отменен. В 2000-е годы многие страны также ввели налоги на случайную прибыль от добычи углеводородов [2, 10].

Ресурсно-рентный налог

Налог применяется для налогообложения чистого дохода инвестора. До момента экономической окупаемости инвестиций ресурсно-рентный налог не используется. Это позволяет государству, с одной стороны, создать благоприятные условия для инвестиций, с другой – получить «справедливую» долю ресурсной ренты. Примером применения ресурсно-рентного налога может служить Австралия, где он был введен для налогообложения добычи нефти на континентальном шельфе в 1987 году [2].

Налог на прибыль

Это основной способ налогообложения во всех нефтедобывающих странах. Этот способ учитывает интересы недропользователя и государства (собственника недр).

Общей тенденцией налогообложения в последние годы в зарубежных странах стал переход от системы на основе валовых доходов к системе, базирующейся на экономических результатах [1–3, 5, 9, 10].



Налоговая система США

Недра США принадлежат частным собственникам, штатам и государству. Система налогов в нефтяной промышленности США является важнейшим инструментом формирования технической политики нефтяных компаний, направленной не на удовлетворение текущих потребностей в нефти, а на обеспечение долгосрочной надежной перспективы ее добычи и на удовлетворение экономических интересов всех задействованных субъектов – компаний, местных, штатных властей и федерального правительства. Для нефтегазодобычи действуют три вида налогов – местный (муниципальный), штатный и федеральный (государственный). В США дополнительное налогообложение прибыли не используется, но ставки налога на прибыль сравнительно высоки, значительную фискальную роль также играют бонусы [3].

Нефтегазовые компании, прежде чем начать разведочные работы на углеводороды, а затем разработку месторождения, вынуждены покупать участок земли у частного собственника или брать в концессию его у муниципальной власти (правительства) и платить налоги с момента строительства, бурения и установки оборудования.

Местный или муниципальный налог составляет от 0,1 до 1,5% в год от стоимости основных фондов. Величина этого налога определяется собственником участка в зависимости от ценности земли, ее недр. Регулирующее воздействие этого вида налога заключается в том, что компании не выгодно покупать излишнюю собственность на участке с бедными недрами и затягивать работы во времени [10, 11].

Штатный налог состоит из двух частей:

- налог на эксплуатацию недр или на добычу нефти взимается с рыночной стоимости добываемой нефти, независимо от того, получила компания прибыль или нет, и изменяется он в широких пределах от 0,5% (штат Кентукки) до 12,5% (штат Аляска);
- корпоративный подоходный налог взимается в размере 4–9% от доходов компаний после реализации нефти [4, 9, 10. 11].

Размер штатных налогов устанавливается властями штатов (губернаторами) в зависимости от их политики в добыче нефти, увеличения нефтеотдачи пластов, с учетом продуктивности нефтяных месторождений. Регулирующее воздействие штатного налога состоит в том, что он заставляет компанию одновременно проявлять осторожность к реализации новых проектов разработки месторождений, увеличивать извлекаемые запасы углеводородов и применять новые технологии. К этой группе налогов относится корпоративный подоходный налог, который уплачивается корпорациями при наличии положительной разницы между выручкой от реализации продукции и утвержденными затратами и вычетами. Его величина устанавливается губернаторами штатов и обычно варьируется в пределах от 0 до 12% дохода компании [2].

Федеральный или государственный налог по своей сути также является корпоративным подоходным налогом. Это единственный налог, который устанавливается Конгрессом США. Налог на прибыль – основной федеральный налог, ставка которого составляет 35%.

Налогооблагаемая прибыль (доход) определяется на основе рыночной стоимости добытой нефти за вычетом всех видов затрат компании:

- арендные платежи (земельная рента, роялти);
- местные налоги;
- штатные налоги;
- эксплуатационные затраты;
- амортизация оборудования и других основных фондов, скидка на истощение недр [3].

В связи с истощением запасов углеводородов и ухудшением условий их добычи для нефтяных компаний предоставляются скидки. Размер скидки на истощение недр составляет 10–22% от вложенного капитала или 30–70% от облагаемой налогом прибыли в зависимости от стадии и методов разработки месторождений. На ранней стадии разработки, т.е. при малом истощении запасов нефти, скидка меньше, а на поздней стадии разработки, особенно с применением методов увеличения нефтеотдачи пластов, – больше. Этой скидкой с облагаемого дохода на истощение недр пользуются в первую очередь малые нефтяные компании, другие компании не имеют такой льготы.

Регулирующее воздействие федерального налога заключается в стимулировании прироста извлекаемых запасов путем применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. К федеральным налогам относятся также отраслевые налоги: бонусы, роялти, рента. В США сумма бонусов за пользование природными ресурсами достаточно велика: в отдельные годы она составляет до 25% нефтяных поступлений в федеральный бюджет, тогда как на арендные платежи, роялти и прочие налоги приходятся остальные 75%. Если добыча ведется не на государственной земле, то нефтедобывающая компания перечисляет арендную плату собственнику участка. Ставки роялти составляют 12,5–30% при добыче на суше в зависимости от договора; 18,75% – при добыче на шельфе, но на территории США; 12,5 % – для выработанных месторождений.

Помимо перечисленных налогов, компании платят за разрешение на бурение, прокладку труб, аренду помещений под хранение сырья и другие.

Оставшаяся часть прибыли у нефтяных и любых других компаний является чистой прибылью, которая должна превышать рыночную норму прибыли. В США норма прибыли составляет 12–13% от вложенного капитала. Если чистая прибыль выше этой нормы, компания процветает, при меньшей прибыли компания не может конкурировать с другими фирмами и сворачивает свое производство [9, 10].

Конгресс США принял решение о дополнительном стимулировании нефтегазовых компаний к приросту извлекаемых запасов углеводородов и применению методов увеличения



нефтегазоотдачи путем введения 10%-ной скидки – уменьшения процента на инвестиционный кредит, увеличения скидки на истощение недр до 27,5% до полной окупаемости проектов. Установленные Конгрессом США налоговые льготы для компаний позволили им применять различные методы повышения эффективности добычи и увеличивать извлекаемые запасы углеводородов и дополнительно получать на развитие компании ежегодно по 1,5–2,5 млрд долларов [3].

Так как нефть является невозобновляемым ресурсом, в 1970-х годах правительство США запретило ее экспорт. Однако начиная с 2015 года этот закон был отменен. США используют собственную нефть и импортируют ее из других стран (Канада, Мексика, Саудовская Аравия) [2].

Стратегический нефтяной резерв США был создан в 1975 году по решению Конгресса и находится в четырех природных подземных хранилищах (соляных куполах) вдоль побережья Мексиканского залива в Техасе и Луизиане. Нефтяные резервы США являются крупнейшими в мире. Близость к Мексиканскому заливу упрощает транспортировку нефти в хранилища и перекачку на множество нефтеперерабатывающих предприятий благодаря развитой системе нефтепроводов и возможности использования танкеров [4, 7]. Использование подземных хранилищ в 10 раз дешевле, чем обычных, наземных резервуаров.

Конгресс США принял Закон «О добыче и сохранении отечественных нефти и газа», в котором предоставлен ряд дополнительных налоговых льгот и скидок. Были увеличены размеры льготных вычетов в отношении роялти и минимального налогооблагаемого дохода. Была реформирована скидка на истощение недр, расширен перечень вычитаемых затрат, введены дополнительные стимулы для повышения извлечения нефти [3].

Основной способ применения налоговых льгот – это ускоренная амортизация, которая стимулирует капиталовложения в нефтедобычу. То есть за год компания может списать до 50% капитальных затрат. Десять штатов применяют налоговые льготы при ускоренной амортизации в геологоразведке и добыче.

Анализ многоуровневой системы налогообложения США показывает, что такой подход к налогообложению позволяет эффективно управлять добычей углеводородов и объемом импорта из других стран.



Налоговая система Норвегии

Система налогообложения добычи нефти в Норвегии основана на правилах, установленных Законом «О налогообложении подводных нефтегазовых месторождений» от 13 июня 1975 года [2, 3, 5, 8, 10, 11]. Государство получает доходы от нефтяных ресурсов за счет прямого участия в нефтяном секторе (частично государственная компания Statoil) и за счет налогообложения нефтегазодобывающих компаний.

Норвегия отказалась от применения роялти в 1986 г. Затем с 2000 года ставка роялти начисляется по скользящей шкале (8–16%) в зависимости от уровня добычи и глубины залегания [5].

В настоящее время нефтегазовые компании являются плательщиками не только налога на прибыль, но также специального налога, который применяется только для морских и шельфовых месторождений. В связи с высокой рентабельностью этих месторождений в Норвегии был принят закон «О налогообложении подводных нефтегазовых месторождений добычи углеводородов», который в дополнение к обычному налогу на прибыль ввел еще специальный налог. Ставка обычного налога – 28%, ставка специального – 50%. Эффективная ставка налогообложения прибыли составляет 78% и не изменяется с 1992 г. В Норвегии все доходы, полученные от нефтегазодобычи, депонируются в Государственном пенсионном фонде, основанном в 1990 году. Фонд инвестирует сэкономленные деньги в акции, облигации и недвижимость на международном рынке. Правительство Норвегии проводит эффективную экономическую политику, а именно управляет доходами от экспорта углеводородов через Государственный пенсионный фонд.

По мере освоения новых месторождений в 2006 г. выплаты роялти полностью прекратились. Помимо налога на прибыль и специального налога нефтегазовым компаниям необходимо платить государству за площадь лицензионного участка. Основная цель такой платы – эффективная эксплуатация площади и стимулирование возврата неиспользованных участков государству. Возвращенные площади могут стать предметом разведки и добычи нефти и газа другими компаниями. В Норвегии существует еще экологический сбор за выброс углекислого газа, который взимается в целях охраны окружающей среды и начисляется в зависимости от объемов сжигаемых газа и нефти.

Государственный контроль нефтяной отрасли в Норвегии осуществляется через владение акциями компании Statoil. Раньше государственное участие составляло не менее 50% по каждой лицензии, но в последние годы доля государства уменьшилась [3].

Расчет налогооблагаемой базы в Норвегии производится на основе нормативной цены, которая была введена Указом короля «Об установлении нормативной цены» от 25 июня 1976 г., принятого в соответствии с законом «О налогообложении нефти» от 13 июня 1975 г., и стала использоваться Министерством нефти и энергетики Норвегии, чтобы избежать искусственного занижения компаниями цен на нефть в целях уклонения от налогов [5]. Нормативная цена – это «цена нефти, по которой она может быть реализована между двумя независимыми компаниями на свободном рынке».



При ее определении учитываются котировки на нефть схожей марки, качество нефти, расходы на ее транспортировку, даты платежа и виды поставки [5]. Ответственным органом за установление и контроль соблюдения нормативных цен является Совет по ценам на нефть и нефтепродукты. Совет устанавливал нормативные цены ежеквартально, однако в последние годы в связи с частыми изменениями цен на нефть на мировом рынке Совет устанавливает фиксированные месячные нормативные цены на сырую нефть и доводит эту информацию до заинтересованных сторон, которые в случае несогласия могут предоставить свой вариант расчетов или потребовать пересмотра цен независимыми экспертами.

Для государства нормативная цена играет особую роль, поскольку она позволяет заранее прогнозировать уровень государственных доходов от нефтегазовой деятельности и препятствует применению компаниями трансфертного ценообразования.

Система налогообложения Норвегии обладает следующими преимуществами [5]:

- повышение эффективности геолого-разведочных работ с целью открытия новых месторождений на континентальном шельфе. Государство одновременно обеспечивает этим компаниям страховку от рисков совершения неоправданных инвестиций и потерь в случае обнаружения «сухой» скважины через вычет из валовой выручки 78 % затрат на геологоразведку и убытков, а также переноса убытков на будущие периоды в случае отсутствия прибыли. То есть государство ограничивает налоговую нагрузку до окупаемости нефтегазового проекта и его выхода на проектную мощность;
- система универсальна как для разработки новых, так и значительно выработанных месторождений, поскольку позволяет учитывать повышенные капитальные, эксплуатационные и транспортные расходы при расчете налогооблагаемой базы. Работает прогрессивная шкала налогообложения, зависящая от доходности проекта;
- система налогообложения является самонастраивающейся, она учитывает цену на нефть, что ограждает государство от необходимости применения режима ручной настройки как в период слишком высоких, так и слишком низких цен на нефть;
- гибкость и прозрачность системы при ее администрировании государством.

Таким образом, действующая система налогообложения нефтегазовой отрасли Норвегии позволяет, с одной стороны, изымать государству максимальную экономическую ренту от нефтегазовой деятельности, а с другой, остается привлекательной для компаний-недропользователей, так как учитывает их возможности и особенности разработки каждого месторождения [5].

Успешность налоговой системы Норвегии обусловлена эффективностью и гибкостью системы государственного управления нефтегазовой отраслью.



Налоговая система Канады

К особенностям канадской системы налогообложения добычи нефти можно отнести зависимость налогов от форм собственности на ресурсы [3, 8, 9, 10, 11].

Большая часть полезных ископаемых в Канаде разрабатывается на землях, находящихся в государственной собственности, то есть в собственности провинций (около 80%). Разработка полезных ископаемых обычно ведется частными компаниями, которые приобретают права на разработку и эксплуатацию соответствующих минерально-сырьевых ресурсов. Каждая из провинций Канады имеет возможность построить собственную модель налогообложения [3].

Так, в одной из наиболее богатых нефтяными ресурсами провинции Саскачеван установлены специальные системы налогообложения для компаний, ведущих разработку на землях провинции, и альтернативные модели налогообложения доходов от добычи природных ресурсов на частных землях. При добыче нефти существует пять различных систем налогообложения в зависимости от вида нефти (легкая/тяжелая) и срока эксплуатации месторождения (скважины),основанных на роялти [10].

Нефтегазовые компании платят роялти (Crownroyalties) владельцу минерального сырья – провинции или территории – в соответствии с установленным там режимом. Налоговой базой для расчета роялти обычно служит стоимость добытой нефти, а ставка составляет от 10 до 45%. Например, в провинции Альберта роялти уплачивается по скользящей шкале от 10% (базовая ставка) до 40% (максимальная ставка) с валового дохода, которая вычисляется на основе средней месячной цены на нефть. Для новых и малопродуктивных скважин применяются пониженные ставки (от 5%) или специальные корректирующие коэффициенты [3, 10].

Роялти рассчитываются с каждой скважины ежемесячно в зависимости от цены нефти и дебита скважины. В некоторых провинциях размер роялти зависит от степени выработанности месторождения. Такой механизм поощряет поиск и разведку новых месторождений и площадей, системно повышает эффективность нефтедобычи.

Система взимания роялти в Канаде включает гибкие формулы, которые учитывают экономические и технологические различия в добыче. В том числе – изменение цен на нефть, продуктивность скважин, этап освоения месторождения, различия в качестве добываемой нефти, инфляцию, а также тот фактор, что затраты на поиск и разработку месторождений в настоящее время больше, чем в прошлом. При расчете роялти выделяются три вида нефти, а формулы настроены таким образом, что включают базовую ставку, которая гарантирует минимальные поступления в бюджет провинции, и максимальную – различную для трех категорий нефти.

Налог на прибыль корпораций рассчитывается по трехуровневой системе. Средняя величина налога 33%. Налог изменяется от 18 до 45% в зависимости от величины доходов (прибыли)компаний.

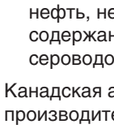
Система налогообложения нефтегазовых компаний предусматривает систему льгот

временного, полного или частичного освобождения от налогов, взимаемых с нефти и газа на определенных месторождениях [3]:

1) месторождения, находящиеся на ранней стадии разработки;
2) месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки;
3) месторождения, эксплуатируемые в экстремальных климатических и природных условиях;
4) месторождения с аномальными сортами нефти (высоковязкая нефть, нефть с высоким содержанием серы, сероводорода, парафина и т.д.).

Канадская ассоциация производителей нефти представляет 140 нефтегазовых компаний. При этом в Канаде около трети всего объема нефти добывается малыми частными компаниями, количество которых достигает нескольких тысяч. Государственный механизм активно стимулирует их деятельность. Единая налоговая ставка для малых предприятий – 12% от дохода. Компании имеют право передать налоговые вычеты, связанные с издержками на разведку и освоение месторождений, инвесторам, которые приобрели их акции. Мелкие компании активно пользуются этим механизмом для привлечения акционерного капитала с целью финансирования производственной деятельности и увеличения собственных фондов [8].

В целом в Канаде действует налоговая система на основе роялти. Ее эффективность обусловлена наличием гибкой системы льгот, которая обеспечивает учет не только технологических условий добычи углеводородов, но и технико-экономических показателей компаний и инвесторов.



Налоговая система Китая

В настоящее время Китай занимает одно из первых мест по объемам взимаемых налогов с недропользователей [1, 6, 10, 11]. В соответствии с законом собственность на нефтяные ресурсы в КНР принадлежит государству. Схема раздела нефти: в качестве НДС государство получает 5% добываемой нефти, на платежи за право разработки месторождения (роялти) и возмещение расходов недропользователя выделяется 62,5% добычи, роялти достигает максимальной величины в 12,5% от годовой добычи. Оставшаяся «компенсационная» часть нефти идет на покрытие инвестиций и расходов обеих сторон на освоение и эксплуатацию пропорционально их вложениям. Последние 32,5% нефти делятся на «государственную» и «прибыльную» части [11].

В Китае применяется абсолютная (количественная) ставка налогообложения ресурсного налога в денежных единицах (юанях) на добычу нефти в натуральных единицах (тонны). Основные налоги: налог на пользование природными ресурсами (5–10%) и налог на прибыль (15–25%) [6].

Налоги за пользование ресурсами – ресурсный налог и земельный налог – являются частью налоговой системы КНР и взимаются с недропользователей. Объекты налогообложения и налоговые ставки дифференцируются в зависимости от региона. Для бедных или богатых местностей или районов ставка налога может быть уменьшена или увеличена. Ставка роялти в КНР составляет для сырой нефти 8–30 юаней за тонну, для природного газа – 2–15 юаней за 1000 м³ [6].

В 2010 г. применение ставок, которые рассчитываются в процентах от налоговой базы, на добычу нефти и природного газа было введено в одном автономном районе, затем было распространено на остальные западные регионы Китая, а с 1 ноября 2011 г. – на всю территорию КНР. В результате этого в стране значительно увеличились налоговые поступления по налогам на добычу полезных ископаемых – более чем на 68 % за первые два квартала 2012 г. по сравнению с аналогичным периодом 2011 года [6, 11].

Кроме основной налоговой системы, основанной на роялти, в Китае широко применяется система налогообложения, основанная на условиях СРП.

Налогообложение в режиме СРП применяется в основном для морских, шельфовых и в некоторых случаях для материковых месторождений. Запасы на шельфе оцениваются для нефти 1,2 млрд тонн, для газа – 180 млрд м³. Режим СРП применяется в том случае, если находится иностранный инвестор, который готов вложить средства в разработку месторождения. Пропорции раздела продукции зависят от соглашения сторон. Суть применения данного режима в том, что инвестор вкладывает средства, государство экономит на инвестициях, которые используются в экономике [1, 10].

В Китае применяются льготы: налог на прибыль составляет 20% для малорентабельных предприятий и 15% для новых предприятий. Снижаются налоги в Особых Экономических Зонах.

К числу наиболее существенных льгот также относятся следующие [6]:

- стоимость сырой нефти, используемой для поддержания скважин в рабочем состоянии, может быть учтена при расчете суммы налога;
- снижение ресурсного налога для нефтедобывающих предприятий, производящих капитальный ремонт скважин за счет собственных средств;
- при природных катастрофах и чрезвычайных ситуациях (авариях) могут быть предоставлены налоговые скидки (в зависимости от масштабов понесенных ими потерь).

Характерной особенностью Китая является отсутствие уклонения недропользователей от уплаты налогов, а также «теневой» экономики в стране [6].

С учетом увеличения добычи нефти за 2020–2022 годы в среднем на 3% можно считать налоговую систему Китая весьма эффективной.



Налоговая система Саудовской Аравии

Саудовская Аравия обладает четвертью мировых запасов нефти и является ее крупнейшим мировым производителем и экспортером. Государственный бюджет страны на 75% формируется за счет доходов от экспорта нефти.

Налогообложение нефтегазового сектора Саудовской Аравии основывается на налоге на прибыль корпорации и системе договоров концессии [8, 11]. Ставка налога на прибыль нефтяных компаний составляет 85%, газовых – 30%, в то время как для остальных компаний ставка налога на прибыль – всего 20%. Ставка роялти определяется в каждом конкретном договоре концессии. Саудовская Аравия входит в десятку стран с самыми простыми системами налогообложения [11].

Привлечение иностранных инвестиций стимулируется снижением налоговых ставок. В 2000 г. было введено новое законодательство, которое уменьшило налог на прибыль для иностранных инвесторов с 45 до 30%, а также гарантировало им юридическую защиту от экспроприации. Зарубежные компании ограничены 49%-ной долей участия в различных нефтегазодобывающихпроектах. В целом систему налогообложения в Саудовской Аравии можно охарактеризовать как протекционистскую и направленную на поддержание уровня жизни населения и защиту интересов национальных коммерческих структур [8].



Налоговая система Бразилии

Положения налоговой системы Бразилии прописаны в Конституции 1998 года [8, 11]. В соответствии с ней налоги могут быть установлены как федеральным правительством, так и администрациями штатов и муниципалитетов. В этом заключается особенность основного закона Бразилии, который гарантирует право налогового творчества всем субъектам федерации. В сфере нефтегазодобычи налоговое законодательство предусматривает уплату налога с прибыли предприятия. Налог на прибыль взимается со всех предприятий по ставке 24%, а с компаний, чья прибыль превышает 240 тыс. реалов в год, – по ставке 34%. Кроме того, все предприятия нефтегазовой отрасли заключают с государством один из двух типов договора: соглашение о разделе продукции или договор концессии. Остальные платежи в бюджет, такие как бонусы, роялти, процентные отчисления за участие в договоре концессии, плата за аренду земли, исчисляются в зависимости от вида договора с государством [11].

В рамках договора концессии аукцион выигрывает компания, предложившая государству наибольший подписной бонус, т.е. единовременный платеж, который должен быть не меньше цены, установленной Национальным нефтяным агентством.

По соглашению о разделе продукции (СРП) аукцион выигрывает та компания, которая предложит наибольшее количество нефти государству. Введенная в 2010 г. система СРП будет использоваться в будущем для эксплуатации крупных месторождений [11].

Компании также платят роялти. Если они участвуют в договоре концессии, то ставкасоставляет 5–10% от стоимости добытой нефти. Если они участвуют в СРП, то ставка зависит от количества нефти, которое компания, выигравшая аукцион, обязана отдать государству. Кроме этого, компании платят за аренду земли, ставка за аренду исчисляется по прогрессивной шкале по ставкам от 10 до 5000 реалов за квадратный километр [8].

Основная часть налогов поступает в распоряжение властей штатов и муниципалитетов, на территории которых находятся месторождения или производственные объекты по обслуживанию процесса добычи. Такую систему налогообложения можно считать весьма эффективной, так как субъекты федерации получают широкие полномочия в плане расходования полученных финансовых ресурсов [11].

Проведенный анализ мирового опыта налогообложения нефтегазодобывающей отрасли показал, что:

- большинство стран используют гибкую, диверсифицированную систему налогообложения, которая привлекает инвестиции компаний и обеспечивает эффективность нефтегазодобычи;
- в странах, для которых характерны более сложные условия добычи нефти и снижение добычи углеводородного сырья, наблюдается тенденция увеличения специальных льгот по налогообложению инвесторов;
- в странах с крупными запасами углеводородов при недостатке государственных и частных инвестиций применяется специальный режим СРП для зарубежных компаний. ●

Статья подготовлена по результатам научных исследований, выполненных в рамках государственного задания по теме: «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)» № в РОСРИД 122022800270-0.

Литература

1. *Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А., Сарданашвили О.Н. Налоговая политика ряда нефтегазодобывающих стран // Известия Тульского государственного университета. Серия Науки о земле, № 2, 2020. С. 357–369.*
2. *Налоговая реформа нефтяной отрасли: основные развилки. Вигон Консалтинг, 2018. [Электронный ресурс] URL: https://vygon.consulting/upload/iblock/6b7/vygon_consulting_upstreamtaxreform.pdf[Электронный ресурс] (Дата обращения: 18.02.2023).*
3. *Системы налогообложения стран производителей нефти. [Электронный ресурс] URL: http://neftyaga.ru/mirovaya-ekonomika-neftegazovich-resursov/sistemi-nalogooblozheniya-stran-proizvoditeley-nefti(Дата обращения: 18.02.2023).*
4. *Развитие нефтяной отрасли в США. [Электронный ресурс] URL: http://americausa.ru (Дата обращения: (13.03.2023).*
5. *Белякова М.Ю. Влияние системы лицензирования и налогообложения в нефтегазовой отрасли на развитие экономики: опыт Норвегии и России. Дис. насоиск. степени к.э.н. М., МГИМО, 2020, 210 с.*
6. *Куклина Е.А. Ресурсные налоги в экономике современного Китая // Финансовый журнал. № 2, 2015. С. 89–95.*
7. *Корнеев А.В., Кардаш С.В. Стратегический нефтяной резерв США. Научная библиотека Порталус, 2014. [Электронный ресурс] URL:https://portalus.ru/modules/ruseconomics/rus_readme.php?subaction=showfull&id=1410461870&archive=&start_from=&ucat=& (Дата обращения: 10.08.2023).*
8. *Моисеева М.А., Войшвилло И.Е., Милоголов Н.С. Налогообложение добычи нефти и газа: тенденции развития // Финансовый журнал. № 1, 2012, С. 87–101.*
9. *Ануреев С.Б. Сравнительный анализ бюджетно-налоговых отношений в нефтяной отрасли США, Канады, Великобритании и России //Всероссийский экономический журнал. ЭКО, 2019. № 5, С. 140–161.*
10. *Бобылёв Ю.Н. Мировой опыт налогообложения добывающей промышленности. 2013. [Электронный ресурс] URL: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2273171 (13.08.2023).*
11. *Виноградова А.В. Налогообложение нефтедобывающих стран // Актуальные вопросы экономических наук, № 38, 2014, С. 8–12.*

KEYWORDS: *oil and gas producing countries, taxation of hydrocarbon production, deposits, tax regimes, tax benefits, state budget, investor.*



РЕШЕНИЯ "КАМА-ЭНЕРГЕТИКА" для надежного энергообеспечения

РЕКЛАМА

С РАЗВИТИЕМ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ И ПРОМЫШЛЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ВСЕ БОЛЬШЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ РАСПОЛАГАЮТСЯ В УДАЛЕНИИ ОТ ИНФРАСТРУКТУРЫ И СИСТЕМЫ КОММУНИКАЦИЙ. ОТСУТСТВИЕ ДОСТУПА К ЭНЕРГОСЕТЯМ ОСТРО СТАВИТ ВОПРОС ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ. КАК ПРАВИЛО, РЕШЕНИЕ НАХОДЯТ В АВТОНОМНОЙ ГЕНЕРАЦИИ. О ТОМ, ПОЧЕМУ ВСЕ БОЛЬШЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ОТДАЮТ ПРЕДПОЧТЕНИЕ ГАЗОПОРШНЕВЫМ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМ, ИХ ПРЕИМУЩЕСТВАХ И ОСОБЕННОСТЯХ, РАССКАЗАЛ ТЕХНИЧЕСКИЙ ДИРЕКТОР КОМПАНИИ «КАМА ЭНЕРГЕТИКА» ДМИТРИЙ НАЗИРОВИЧ КОЗИН

WITH THE DEVELOPMENT OF ECONOMIC AND INDUSTRIAL ACTIVITIES, MORE AND MORE PRODUCTION FACILITIES ARE LOCATED AWAY FROM THE INFRASTRUCTURE AND COMMUNICATIONS SYSTEM. LACK OF ACCESS TO ENERGY NETWORKS RAISES THE ISSUE OF ENERGY SUPPLY. AS A RULE, THE SOLUTION IS FOUND IN AUTONOMOUS GENERATION. TECHNICAL DIRECTOR OF KAMA ENERGETIKA LLC DMITRY NAZIROVICH KOZIN SPOKE ABOUT WHY MORE AND MORE CONSUMERS PREFER GAS PISTON POWER PLANTS AND LISTED THEIR ADVANTAGES AND FEATURES

Ключевые слова: *газопоршневые электростанции, электрогенерация, энергообеспечение, энергоэффективность, импортозамещение.*

Козин Дмитрий Назирович
технический директор ООО «Кама Энергетика»

Газопоршневые электростанции (ГПЭС) получают все большее распространение в России. Эта технология во многом похожа на уже привычные дизельные электростанции. Они также портативны, автономны от внешних источников энергии и работают на ископаемом топливе.



Основное их различие – стоимость. Из-за высокой цены на дизель электростанции, применяющие его в качестве топлива, используются как запасной и аварийный источник электроэнергии. При постоянном использовании стоимость энергии, вырабатываемой газопоршневой электростанцией, значительно ниже электричества из сети. При этом ГПЭС могут использоваться как для стабилизации нагрузок на сеть, так и в качестве полностью автономного источника энергии. А правильное использование позволит окупить оборудование уже через несколько месяцев.

Традиционно ГПЭС поставляются в морском контейнере – для изоляции от внутреннего шума изнутри и агрессивных внешних условий. Конструкция самой ГПЭС представляет собой газопоршневой двигатель, соединенный с вращающимся генератором. При подаче топлива запускается работа двигателя, приводящего в движение генератор, а вырабатываемая энергия поступает в электросети предприятия.

Кроме того, на выходе можно получить не только электро-, но и теплоэнергию. Выхлопные газы, образующиеся в результате работы двигателя, можно не выбрасывать в окружающую среду, а направлять в теплообменник. Оттуда тепло будет поступать в отопительную систему административных и производственных помещений предприятия.

Все это делает ГПЭС удобным источником энергии для небольших промышленных и хозяйственных производств, в том числе тепличных хозяйств. Они требуют круглосуточной подачи энергии и тепла и зачастую удалены от коммуникаций, что увеличивает расходы на их энергообеспечение. Все эти задачи решаются благодаря использованию газопоршневых электростанций.

Эти преимущества послужили причиной ежегодного роста рынка ГПЭС, несмотря на изменившуюся геополитическую ситуацию.

Несколько лет назад основными поставщиками газопоршневых электростанций в Россию были европейские компании. Однако в 2022 году прекратились не только поставки нового оборудования, но и сервисное обслуживание уже работающих ГПЭС. Как следствие, выросли затраты на самостоятельное обслуживание, кроме того, выросла цена на запчасти иностранного производства, а доступ к ним существенно затруднился. Вопреки ожиданиям эту нишу не заняли азиатские производители: китайские компании с трудом заходят на российский рынок, а предоставление ими сервисных услуг сопряжено с рядом сложностей.



К счастью, в России существуют собственные производители газопоршневых электростанций. Одни из главных преимуществ российских производителей – собственное производство и невысокая цена на запчасти, а также собственные сервисные команды. Кроме того, особо важным фактором является наличие пакетных проектов производства для тепличных хозяйств и сельского хозяйства в целом.

Таких компаний в России немного, одна из них – ООО «Кама-Энергетика». Предприятие выпускает газопоршневые электростанции с 2014 года. Выйдя на рынок в условиях жесткой конкуренции со стороны западных компаний, «Кама-Энергетика» непрерывно совершенствовала сервис и производство. Мощности компании расположены в машиностроительном кластере города Набережные Челны, рядом с поставщиками деталей. Кроме того, предприятие располагает собственным производством двигателей на заводе «Волжские индустриальные двигатели» (бывшие "KAMAZ-WEICHAI") в городе Тутаеве.

В условиях повышения цен на электроэнергию и стремления к энергоэффективности в области автономного энергообеспечения у газопоршневых электростанций нет конкурентов. Лучше начинать экономить сегодня, чем завтра.

Keywords: *gas-piston power plants, power generation, energy supply, energy efficiency, import substitution.*





ГАЗОПЕРЕРАБОТКА В РОССИИ:

история, состояние и перспективы развития

УДК 66.062

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНА ИСТОРИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В РОССИИ, НАЗВАНЫ ПИОНЕРЫ ГАЗОВОГО ДЕЛА. ОПИСАНО НАЧАЛО ПРОМЫШЛЕННОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГАЗА, ОПИСАНЫ РОССИЙСКИЕ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ. УКАЗАНО, ЧТО ПРИРОДНЫЙ ГАЗ ЯВЛЯЕТСЯ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫМ РЕСУРСОМ, СПОСОБНЫМ ОБЕСПЕЧИТЬ ПОТРЕБНОСТИ ЧЕЛОВЕЧЕСТВА В ЭНЕРГИИ И УГЛЕВОДОРОДНОМ СЫРЬЕ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ХИМИЧЕСКИХ ПРОДУКТОВ. ОПИСАНО, ЧТО ПРИРОДНЫЙ ГАЗ ПО СРАВНЕНИЮ С ДРУГИМИ ЭНЕРГОРЕСУРСАМИ МАССОВОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ (УГОЛЬ, НЕФТЬ) ПРИ СЖИГАНИИ ДАЕТ ЗНАЧИТЕЛЬНО МЕНЬШЕЕ КОЛИЧЕСТВО ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ, ЕГО ЗАПАСЫ ЗНАЧИТЕЛЬНЫ, А ДОБЫЧА И ТРАНСПОРТИРОВКА ОТНОСИТЕЛЬНО ДЕШЕВЫ. ПЕРЕРАБОТКА В ХИМИЧЕСКИЕ ПРОДУКТЫ ТРЕБУЕТ МЕНЬШИХ ЗАТРАТ ПО СРАВНЕНИЮ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НЕФТИ И УГЛЯ. В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ИЗ ПРИРОДНОГО ГАЗА ВЫДЕЛЯЮТ КОМПОНЕНТЫ C_{2+}, НА ОСНОВЕ КОТОРЫХ ПОЛУЧАЮТ МОНОМЕРЫ ДЛЯ СИНТЕЗА ЦЕННЫХ ПОЛИМЕРОВ. ЦЕЛЬ СТАТЬИ – ОПИСАТЬ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ В РОССИИ

THE ARTICLE PRESENTS THE HISTORY OF THE EMERGENCE AND MAIN STAGES OF DEVELOPMENT OF THE GAS PROCESSING INDUSTRY IN RUSSIA, THE PIONEERS OF THE GAS BUSINESS ARE NAMED. THE BEGINNING OF THE INDUSTRIAL USE OF GAS IS DESCRIBED, RUSSIAN GAS PROCESSING PLANTS ARE DESCRIBED. IT IS INDICATED THAT NATURAL GAS IS THE MOST PROMISING RESOURCE THAT CAN MEET THE NEEDS OF MANKIND IN ENERGY AND HYDROCARBON RAW MATERIALS FOR THE CHEMICAL PRODUCTS. IT IS DESCRIBED THAT NATURAL GAS, IN COMPARISON WITH OTHER ENERGY RESOURCES OF MASS USE (COAL, OIL), WHEN BURNED, GIVES A SIGNIFICANTLY SMALLER AMOUNT OF HARMFUL EMISSIONS, ITS RESERVES ARE SIGNIFICANT, AND PRODUCTION AND TRANSPORTATION ARE RELATIVELY CHEAP. PROCESSING INTO CHEMICAL PRODUCTS IS LESS EXPENSIVE THAN USING OIL AND COAL. CURRENTLY, C_{2+} COMPONENTS ARE ISOLATED FROM NATURAL GAS, ON THE BASIS OF WHICH MONOMERS ARE OBTAINED FOR THE SYNTHESIS OF VALUABLE POLYMERS. THE PURPOSE OF THE ARTICLE IS TO DESCRIBE THE STATE AND PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF GAS PROCESSING IN RUSSIA

Ключевые слова: *газопереработка, газохимия, история, этапы и перспективы развития.*

Голубева Ирина Александровна

профессор кафедры газохимии, д.х.н.

Худяков Денис Сергеевич

доцент кафедры газохимии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

С природным газом жители нашей планеты познакомились более двух тысяч лет назад. При ударах молнии газ, выходя из земли, нередко загорался, никто не мог объяснить, почему горят земля и воздух, поэтому приписывали этому явлению божественное происхождение. От огня люди получали свет и тепло.

Практически использовать природный газ первыми начали китайцы около 2400 лет назад. Они добывали газ из неглубоких скважин, нагревали его и использовали для получения соли из рассола в испарителях.

Первые упоминания о природных газах на территории России как «неугасимых» огнях были за несколько тысяч лет до н.э. на территории Кавказа. Факелы горящих газов на Апшеронском полуострове и Дагестанском побережье Каспийского моря в то время использовали в качестве маяков для морских судов.

Пионером газового дела считают Петра Григорьевича Соболевского – изобретателя технологии производства светильного газа путем обжига древесины.

Первые в России заводы по переработке нефтяных газов созданы в 1920-е годы, в основном они были ориентированы только на отбензинивание газа. В 1930-х гг. в СССР были построены заводы для переработки попутных

и природных газов в Башкирии, Татарстане и Куйбышевской области, на Северном Кавказе и др. Газопереработка как самостоятельная отрасль возникла в конце 1960-х – начале 1970-х гг.

Промышленное применение газа в России началось в 1835 году. В Санкт-Петербурге был впервые построен завод, на котором из каменного угля, доставляемого из Англии, получали газ, который использовали в основном для освещения улиц и торговых помещений.

Конец 1837-го года – начало практического применения природного газа на территории России. Николай Воскобойников – майор Корпуса горных инженеров проводил опыты по перегонке «легкой» сураханской и «тяжелой» балаханской нефти на опытном нефтеперегонном заводе, построенном на территории Апшеронского полуострова. Выделенный природный газ использовался в качестве основного топлива для нагревания перегонных кубов [1].

В начале XX века впервые была реализована промышленная добыча природного газа, который стал играть важную роль в мировом энергетическом балансе. В 1911 году в Ставрополе, на территории пивоваренного завода Антона Груби была пробурена первая российская газодобывающая скважина и проложен подземный газопровод от скважины в заводское котельное отделение, в котором соорудили простое устройство для сжигания газа.

Крупномасштабное потребление газа началось только в первые годы XX в., а бурное развитие отрасли произошло только после Второй мировой войны, когда инженерные достижения позволили сооружать надежные магистральные газопроводы.

По сравнению с другими энергоресурсами (нефть, уголь) природный газ имеет преимущества: меньшее количество вредных выбросов при сжигании, значительные запасы, меньшие затраты при переработке в химические продукты. При сжигании и переработке природного газа применяется более долговечная, менее громоздкая и металлоемкая аппаратура. Природный газ, таким образом, – самый перспективный ресурс, способный обеспечить потребности населения в энергии и углеводородном сырье для производства химических продуктов.

Важнейшими продуктами переработки природного газа сегодня являются: аммиак, сера, гелий, метанол. Из природного газа выделяют также компоненты C_{2+}, на основе которых получают мономеры для синтеза полиэтилена и полипропилена.

Развитие газоперерабатывающей промышленности в России имеет 4 этапа: первый этап – эра газового бензина; второй этап – эра пропана; третий этап – эра этана; четвертый этап – эра сжиженных природных газов. Первый этап развития относится к 20–40-м годам XX века, когда в промышленных масштабах начали получать из попутного газа газовый бензин. Россия не была участницей 4-го этапа. Эти этапы подробно описаны в статье [2].

Реконструкции на газоперерабатывающих предприятиях

В последние годы на газоперерабатывающих заводах проводят реконструкции. В качестве примера ниже описаны реконструкции, проведенные за последние 5 лет на газоперерабатывающих предприятиях компаний ПАО «ЛУКОЙЛ» и ПАО «НК «Роснефть».

Реконструкция газоперерабатывающего предприятия предназначается для его полного или частичного обновления с целью улучшения эксплуатационных его свойств, изменения характера или объема территории, ввода или вывода из эксплуатации конкретного оборудования или элементов конструкции.

Газоперерабатывающие заводы играют важную роль в добыче и переработке природного газа. Они отвечают за отделение различных компонентов природного газа, таких как метан, этан, пропан и бутан, от таких примесей, как вода, диоксид углерода и сероводород. Однако со временем эти установки могут устареть или стать неэффективными, что приведет к снижению производства и увеличению затрат. Поэтому реконструкция газоперерабатывающих заводов имеет решающее значение для сохранения их производительности и рентабельности.

Причин, по которым газоперерабатывающие заводы требуют реконструкции, несколько. Во-первых, технологические достижения сделали новые перерабатывающие предприятия более энергоэффективными, что привело к снижению эксплуатационных расходов. Во-вторых, введение новых правил и стандартов безопасности требует модернизации старых станций, чтобы они соответствовали текущим стандартам. Наконец, устаревшее оборудование и инфраструктура могут приводить к частым поломкам и проблемам с техническим обслуживанием, что приводит к простоям и потерям производства.

Реконструкция на предприятиях ПАО НК «Роснефть»

«В структуру компании входят газоперерабатывающие заводы, расположенные в Самарской области (АО «Отрадненский ГПЗ» и АО «Нефтегорский ГПЗ»), в Оренбургской области (ООО «РН-Бузулукское ГПП») и в Республике Башкортостан (ООО «Туймазинское ГПП» и ООО «Шкаповское ГПП»).

АО «Отрадненский ГПЗ» и АО «Нефтегорский ГПЗ» [1] осуществляют переработку попутного нефтяного газа, поставляемого с нефтегазодобывающих промыслов АО «Самаранефтегаз», и технологической углеводородной смеси, поставляемой с нефтегазодобывающих промыслов ПАО «Оренбургнефть», с получением следующего ассортимента продукции:

- сухой отбензиненный газ;
- фракция этановая;
- широкая фракция легких углеводородов;
- сера техническая газовая комовая.

В 2020 году АО «Отрадненский ГПЗ» и АО «Нефтегорский ГПЗ» переработали 635,5 млн м^3 попутного нефтяного газа (224,3 и 411,3 соответственно). Было произведено 306,3 млн м^3 сухого отбензиненного газа, 331,0 тыс. тонн широкой фракции легких углеводородов, 101,2 тыс. тонн фракции этановой и 8,2 тыс. тонн серы технической, газовой, комовой [1].

За последние 5 лет модернизация и реконструкция проводилась только на двух газоперерабатывающих заводах

компании ПАО НК «Роснефть»: Нефтегорский ГПЗ и Отрадненский НПЗ.

В настоящее время на АО «Нефтегорский ГПЗ», АО «Отрадненский ГПЗ» и АО «Нефтегорский ГПЗ» реализуется комплексная программа технического перевооружения и замены устаревшего оборудования, что позволит улучшить эффективность и безопасность производства.

Под эту программу попала и котельная, которая обеспечивает нужды АО «Нефтегорский ГПЗ». В состав объекта реконструкции будут входить:

- котельная,
- газорегуляторный пункт блочный (ГРПБ),
- дымовая труба,
- инженерные сети (тепломатериалопроводы, газопроводы, электрокабельные сети).

Проект будет реализовываться в два этапа: 1 этап – с подключением к существующим сетям АО «НГПЗ», 2 этап – с подключением к проектируемым сетям объектов ОЗХ. Основное топливо – газ регенерации [3].

Реконструкции, проведенные за последние 5 лет на предприятиях ПАО «ЛУКОЙЛ»

Реконструкция проходила на одном газоперерабатывающем предприятии: на Локосовском ГПЗ. Характеристики завода:

- перерабатывает попутный газ с месторождений Западной Сибири;
- мощность – 2100 млн м³/год газа;
- продукция – отбензиненный газ, ШФЛУ, стабильный газовый бензин, сжиженные углеводородные газы;
- потребители – промышленные и энергетические предприятия РФ (сухой, отбензиненный газ), Пермский НПЗ (ШФЛУ) и местные потребители;
- введен в эксплуатацию в 1983 году. В состав Группы «ЛУКОЙЛ» вошел в 2002 году.

Переработка сырья и производство товарной продукции на Локосовском ГПЗ представлена в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Переработка сырья и производство товарной продукции на Локосовском ГПЗ

	2016	2017	2018	2019	2020
Переработка нефтяного газа, млн м³	**952,9**	**1497,3**	**1453,8**	**1473,3**	**1145,6**
Продукция					
ШФЛУ, тыс. т	350,9	526,4	522,3	535,6	442,2
Стабильный газовый бензин, тыс. т	21,4	39,6	39,4	40,1	39,3
Сжиженные углеводородные газы, тыс. т	0,9	1,5	1,3	1,1	1,2
Отбензиненный газ, млн м³	751,3	1192,2	1156,7	1165,4	906,9

В 2021 году выполнено техническое перевооружение компрессорной станции сырьевого газа, в рамках которого электродвигатели сырьевых компрессоров были заменены на газотурбинные. Реализация данного мероприятия позволила существенно сократить потребление электроэнергии на Локосовском ГПЗ [4].

Таким образом, реконструкция газоперерабатывающих заводов является жизненно важным процессом, обеспечивающим непрерывную добычу природного газа. С развитием технологий и введением новых норм безопасности и охраны окружающей среды необходимо обновить и модернизировать старые заводы, чтобы они соответствовали действующим стандартам. Выполняя необходимые шаги, газоперерабатывающие заводы могут быть реконструированы для повышения их эффективности, безопасности и рентабельности.

Строящиеся и проектируемые газоперерабатывающие предприятия в России

В 2015 г. Газпромом была создана дочерняя компания «Газпром переработка Благовещенск», которая является инвестором и заказчиком проекта строительства завода, а в последующем станет эксплуатирующей организацией Амурского ГПЗ. Генеральный директор – Ю.В. Лебедев, с 2020 года – начальник Департамента 353 ПАО «Газпром».

Амурский ГПЗ

Амурский газоперерабатывающий завод – строящееся предприятие возле города Свободный Амурской области России. Проект принадлежит ПАО «Газпром». Плановый срок запуска 2024 год. Снабжение завода природным газом будет осуществляться с осваиваемых месторождений – Чаяндинского и Ковыктинского.

Товарная продукция Амурского ГПЗ: метан, который будет экспортироваться в Китай, пропан, бутан, пентан-гексановая фракция и гелий. Реализация проекта начата в 2015 г.

В рамках этой программы есть и приоритетный проект по созданию Амурского газохимического комплекса – совместный проект СИБУРа и Sinopec.

Газпром переработка Благовещенск

В 2015 г. Газпромом была создана дочерняя компания «Газпром переработка Благовещенск», которая является инвестором и заказчиком проекта строительства завода, а в последующем станет эксплуатирующей организацией Амурского ГПЗ.

ЗапСибНефтехим

В 2014 г. начато строительство комплекса «ЗапСибНефтехим» в Тобольске. Это масштабная инвестиция в развитие ПАО «СИБУР Холдинг» с проектной стоимостью порядка 9,5 млрд долл. США. Лицензиаром установок по производству полиэтилена выбрана компания INEOS (подрядчик TECHNIP), по производству полипропилена – компания LyondellBasell (подрядчик ThyssenKrupp Uhde).

Получены первые тонны мономеров – этилена и пропилена. Пущено производство полиэтилена и полипропилена – один из ключевых этапов пуска всего нефтехимического комплекса.

В составе комплекса:

- установка пиролиза мощностью 1,5 млн т этилена в год (технология компании «Линде», Германия), 500 тыс. т пропилена, 100 тысяч т бутан-бутиленовой фракции, на их основе – производство бутадиена, МТБЭ;
- две установки на четыре линии по производству различных марок полиэтилена совокупной мощностью 1,5 млн т/год (технология компании INEOS, Великобритания);
- установка по производству полипропилена мощностью 500 тыс. т/год (технология компании LyondellBasell, Нидерланды).

Новоуренгойский газохимический комплекс

Решение о строительстве было принято в 1993 г. Комплекс расположен в ЯНАО, в 30 км от Нового Уренгоя. Стоимость проекта – 54 млрд руб. Проектная мощность производства НГХК – 400 тыс. т в год полиэтилена низкой плотности (ПЭНП) с возможностью увеличения до 1,2 млн т в год, 400 тыс. т в год ШФЛУ и 1,48 млрд м³ метановой фракции ежегодно. Это производство станет крупнейшим в России. Технология производства этилена разработана компанией Linde AG (Германия).

Восточная нефтехимическая компания

Строительство Восточной нефтехимической компании (ВНХК) на Дальнем Востоке готовит компания «Роснефть». Проект ВНХК предусматривает создание крупнейшего нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса в Дальневосточном федеральном округе. Первая очередь – нефтехимия мощностью 3,4 млн тонн в год по сырью с производством 850 тыс. тонн в год, 800 тыс. тонн в год полиэтилена, 200 тыс. тонн в год бутадиена; 230 тыс. тонн в год бензола; 700 тыс. тонн в год МЭГ.

ПАО «Татнефть»

Нефтегазохимия названа одним из ключевых направлений стратегии развития «Татнефти» до 2030 г. ПАО «Татнефть» планирует построить газохимический комплекс на территории Альметьевского и Нижнекамского районов. С 2020 по 2030 гг. запланировано инвестировать более 70 млрд руб. в развитие производства полипропилена, углеволокна, акрилонитрила.

Этиленовый комплекс ПАО «Нижнекамскнефтехим»

ПАО «Нижнекамскнефтехим» планирует ввести в строй свою самую масштабную стройку – этиленовый комплекс: годовая мощность – 600 тыс. т этилена, примерная стоимость – 860 млн евро, ориентировочная дата пуска – 2023 г.

Его проектирование было осуществлено в 2019 г. (немецкая компания «Линде»).

ИНК

Иркутская нефтяная компания готовится к строительству завода полимеров в Восточной Сибири стоимостью более 2 млрд долл. Иркутский завод полимеров будет обладать производственной мощностью в 650 тыс. т в год этилена и столько же полиэтилена. Ожидается, что строительство завода в Усть-Кутском районе будет завершено в 2023 г.

Строительство завода планируется реализовать в несколько этапов на базе Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, где компания построит установку подготовки природного и попутного газа мощностью 3,6 млн м³ в сутки, чтобы с ее помощью выделять смесь пропана и бутана, которая по продуктопроводу будет транспортироваться до Усть-Кута.

Вышедшие из строя ГПЗ

Карабулакский и Вознесенский ГПЗ

В 50-е годы были открыты верхнемеловые месторождения нефти в Чечено-Ингушетии, заменившие истощенные грозненские нефтяные месторождения.

Были запроектированы заводы в Карабулаке и у станицы Вознесенской, возле Малгобека. Впоследствии Карабулакский ГПЗ стал цехом Вознесенского ГПЗ – одного из немногих промышленных объектов Республики Ингушетия.

Позднее Вознесенский ГПЗ вошел в состав ОАО «Ингушнефтегазпром». Однако эта компания с 26 июля 2017 г. на основании определения Арбитражного суда относится к категории ликвидируемой в связи с банкротством.

Грозненский ГПЗ

Грозненский ГПЗ – самый молодой из северокавказских ГПЗ. Построен в 1973 г. по проекту Киевского ВНИПИ-трансгаза с использованием импортного оборудования в пригороде Грозного – поселке Долинском. Завод обеспечивал широкой гаммой ценных углеводородов сырьевую базу газохимической отрасли Грозного и других предприятий Северного Кавказа. В 1976 г. Грозненский ГПЗ стал центром ПО «Севкавнефтегазпереработка», объединившего все ГПЗ Северного Кавказа. Как и другие предприятия Грозного, завод был разрушен в ходе военных действий в Чечне во второй половине 90-х годов.

Заключение

В России сегодня функционирует 30 ГПЗ. Большая часть из них принадлежит Газпрому, другие входят в состав СИБУР – Тюмень, принадлежат компаниям: ЛУКОЙЛ, Башнефть, Роснефть, Татнефть и др. Основное назначение газоперерабатывающих заводов – разделение газовых и газожидкостных смесей, поступающих на завод с промыслов, их осушка и очистка от нежелательных компонентов.

Для увеличения показателей переработки газового сырья необходимо модернизировать действующие производства и создавать новые предприятия. Большие перспективы открывает Амурский ГПЗ. Нет сомнений, что природный и попутный газы, содержащийся в них гелий будут играть ведущую роль в энергетике России. ●

Литература

1. *Матвейчук А.А., Евдошенко Ю.В. Истоки газовой отрасли России. 1811–1945 гг. – М.: Издательская группа «Граница», 2011. – 400с.*
2. *Голубева И.А., Родина Е.В., Сосна М.Х., Сваровская Н.А. Технологии нефти и газа. 2018. № 6. С. 58–64.*
3. *Голубева И.А. Газоперерабатывающие предприятия группы «Газпром» / Нефтегазохимия, 2015. С.18–25.*
4. *Мельникова М.А. История нефтегазовой отрасли: Учебное пособие / Благовещенск: Амурский государственный университет, 2016. – 128 с.*
5. *Михаил Липкин. Советский Союз и интеграционные процессы в Европе: середина 1940-х, конец 1960-х годов. Русский фонд содействия образованию, 2016. С. 457–468.*
6. *Козлова Ю.Б. Мухаметзянов И.З. Исторические аспекты развития газовой промышленности в России / История науки и техники, 2014. С. 12–16.*
7. *Воронов К.В. Арктические горизонты стратегии России: современная динамика / МЭ и МО. – 2010. № 9. – С. 54–65.*

KEYWORDS: *gas processing, gas chemistry, history, stages and prospects of development.*



МЕМБРАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ГАЗОПЕРЕРАБОТКЕ:
опыт и преемственность

УДК 665.62

РАССМОТРЕНЫ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ МЕМБРАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. ПРЕДСТАВЛЕН АНАЛИЗ РЫНКА СЫРЬЯ МЕМБРАННЫХ КОМПОЗИЦИЙ, НА ОСНОВАНИИ КОТОРОГО ПРЕДЛОЖЕНА ПОЛИМЕРНАЯ КОМПОЗИЦИЯ ДЛЯ РАЗДЕЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ НА ОСНОВЕ ПОЛИЭТИЛЕНГЛИКОЛЯ И ГЕКСАМЕТИЛЕНДИИЗОЦИАНАТА. РАССМОТРЕНО ПРИМЕНЕНИЕ ЦЕОЛИТА ИК-17-1 В КАЧЕСТВЕ НАПОЛНИТЕЛЯ, УЛУЧШАЮЩЕГО СВОЙСТВА МЕМБРАНЫ. ПРОВЕДЕНЫ ИСПЫТАНИЯ ПОЛУЧЕННОЙ АВТОРАМИ МЕМБРАНЫ НА ПРИМЕРЕ МОДЕЛЬНОЙ СМЕСИ, СОСТОЯЩЕЙ ИЗ МЕТАНА, ЭТАНА И ПРОПАНА, ПРИ ЭТОМ ПРЕДСТАВЛЕНО ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА КАЖДОГО ИЗ КОМПОНЕНТОВ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ МЕМБРАНЫ. ПРИ УВЕЛИЧЕНИИ СОДЕРЖАНИЯ ЦЕОЛИТА УДАЛОСЬ ПОВЫСИТЬ ПОКАЗАТЕЛИ СЕЛЕКТИВНОСТИ И ПРОНИЦАЕМОСТИ

THE TENDENCIES IN THE DEVELOPMENT OF MEMBRANE TECHNOLOGIES ON THE TERRITORY OF THE RUSSIAN FEDERATION ARE CONSIDERED. THE ANALYSIS OF RAW MATERIAL MARKET OF MEMBRANE COMPOSITIONS IS PRESENTED, ON THE BASIS OF WHICH THE POLYMERIC COMPOSITION FOR HYDROCARBON GASES SEPARATION ON THE BASIS OF POLYETHYLENE GLYCOL AND HEXAMETHYLENE DIISOCYANATE IS OFFERED. APPLICATION OF IK-17-1 ZEOLITE AS A FILLER IMPROVING MEMBRANE PROPERTIES IS CONSIDERED. THE MEMBRANE OBTAINED BY THE AUTHORS WAS TESTED ON THE EXAMPLE OF A MODEL MIXTURE CONSISTING OF METHANE, ETHANE AND PROPANE, THE JUSTIFICATION OF THE CHOICE OF EACH OF THE COMPONENTS COMPRISING THE MEMBRANE WAS PRESENTED. BY INCREASING THE ZEOLITE CONTENT IT WAS POSSIBLE TO INCREASE THE SELECTIVITY AND PERMEABILITY VALUES

Ключевые слова: *газоразделение, углеводородные газы, мембраны, цеолиты, импортозамещение.*

Сигунова Анна Александровна
магистрант кафедры газохимии

Мищенко Елена Сергеевна
магистрант кафедры газохимии,

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

Процесс мембранного разделения как высокоэффективная технология может конкурировать с распространенными промышленными процессами, такими как криогенное разделение, адсорбция с перепадом давления, химическая абсорбция и т.д.

Мембранные процессы, в отличие от обычных процессов разделения газов, требуют меньше места, потребляют меньше энергии, не имеют движущихся частей и безвредны для окружающей среды. За последние несколько десятилетий эта технология получила широкое распространение и используется в различных промышленных процессах.

Сжиженный углеводородный газ (СУГ) содержит пропан и бутан, находится в виде газа при нормальном давлении и температуре, но при давлении 200–900 кПа его компоненты становятся жидкими. Сжиженный газ может быть извлечен из потоков природного газа, газа, прошедшего очистку на нефтеперерабатывающих заводах, факельного газа и газа каталитического крекинга.

Компания Membrane Technology and Research была первой компанией, внедрившей мембранную систему VaporSep, состоящую из двух мембран [1]. Водород проходит через первую мембрану, образуется чистый поток водорода, а компоненты сжиженного газа проходят через вторую мембрану. Эти системы могут быть использованы в системе нефтеперерабатывающих заводов, потоке факельного газа, отходящем газе короткоцикловой адсорбции и т.д. Изображение установки для отделения компонентов сжиженного газа из отходящих газов показано на рисунке 1.

РИСУНОК 1. Установка для отделения компонентов сжиженного газа из отходящих газов



Мембрана для отделения водорода может быть изготовлена из стеклообразных полимеров, таких как ацетат целлюлозы, полисульфон, полиамид, полимид, а также их смесей, в то время как за основу мембраны для отделения СУГ взяты эластичные полимеры, например, полисилоксан или полибутадиен.

При отделении более тяжелых углеводородов от природного газа необходимо учитывать несколько аспектов. Давление потока должно быть постоянным, поэтому мембранный блок должен быть сконструирован таким образом, чтобы отделять более тяжелые углеводороды в потоке пермеата. В результате давление потока обедненного метана близко к исходному, поскольку для потока ретентата не наблюдается значительного перепада давления. Следовательно, мембрана должна быть селективной по отношению к более тяжелым углеводородам, а не к метану. Эти мембраны хорошо известны как обратноселективные мембраны, схема промышленной реализации которых представлена на рисунке 2.

Обратноселективные мембраны могут разделять молекулы газа в зависимости от их растворимости в мембранах. Как правило, при увеличении молекулярной массы и критической температуры компонента растворимость увеличивается, а коэффициент диффузии уменьшается. Полимеры с гибкими цепями и очень большим свободным объемом обычно имеют плохие характеристики разделения, основанные на молекулярном размере. Увеличение пути проникновения облегчает и ускоряет прохождение молекул и увеличивает проницаемость мембраны. Таким образом, обратноселективные мембраны могут разделять молекулы газа на основе их селективности по растворимости.

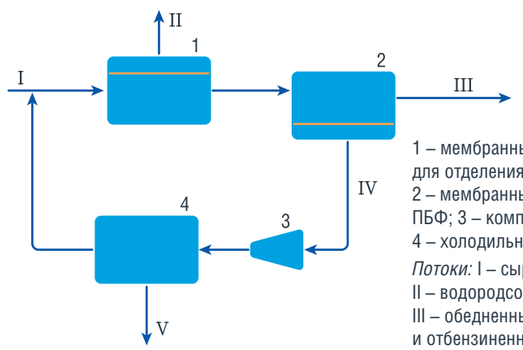
В настоящее время продолжается тенденция выбора полисилоксанов в качестве основы мембранных композиций для разделения углеводородных газов.
Так, отечественная научно-производственная компания «Грасис» (г. Дубна) предлагает мембрану CarpoPEEK™, представляющую собой композитную мембрану с пористой основой из полиэфирэфиркетона и газоразделительным слоем на основе блок-сополимера силоксанового типа. Использование такого мембранного модуля способно решить весь спектр задач подготовки попутного нефтяного газа, таких как снижение температуры точки росы по воде и углеводородам, содержания сернистых соединений и углекислого газа.

Предприятие ЗАО НТЦ «Владипор» (г. Владимир) предлагает мембрану МДК-3 на основе силоксансодержащих блок-сополимеров, обладающих высокой стабильностью и селективностью при разделении и фракционировании углеводородных газов в процессах переработки.

Помимо ранее промышленно реализованных мембран, в современных работах исследовательских центров, например в ИНХС РАН, также отдается предпочтение полисилоксанам в качестве основы мембран для разделения углеводородных газов.

Выбор полисилоксанов очевиден ввиду ряда факторов: высокие электроизоляционные свойства и термическая устойчивость, низкая температура стеклования, биологическая инертность,

РИСУНОК 2. Промышленная схема метода VaporSep



1 – мембранный блок VaporSep-H_2 для отделения водорода;
2 – мембранный блок для отделения ПБФ; 3 – компрессор;
4 – холодильник-конденсатор
Потоки: I – сырьевой поток;
II – водородсодержащий газ;
III – обедненный водородом и отбензиненный сухой газ;
IV – ПБФ; V – извлеченный СУГ

эластичность, долговечность и экологичность. Однако в период импортозамещения стоит обратить внимание на рынок производства полисилоксанов на территории Российской Федерации.

По мнению специалиста А.М. Музафарова: «Химия кремния в России сейчас переживает критический период, ее развитие вступает в противоречие абсолютно со всеми мировыми тенденциями. Если во всем мире наблюдается поступательный рост производства силиконов, то мы в нашей стране двигаемся в диаметрально противоположном направлении и сокращаем производства» [2]. Объяснением данного высказывания служит несоответствие спроса и предложения. Таким образом, спрос на кремнийорганические полимеры составляет 50–60 тыс. т и продолжает непрерывно расти, однако с каждым годом в России сокращается производство данной продукции, так, на 2017 год мощность составила лишь 333,8 т. Спад мощностей производства объясняется отсутствием как мономеров для производства, так и специализированного оборудования.

Рассматривая технологии производства силоксанов, можно выделить три основных этапа развития:

- Синтез четыреххлористого кремния с последующим применением магнийорганического синтеза:

$$Si \overset{Cl_2}{\Rightarrow} SiCl_4 \overset{RMgX}{\Longrightarrow} R_nSiCl_{4-n} \Rightarrow \Rightarrow -[SiR_nO_{4-n}] -$$

- Прямой синтез органохлорсиланов:

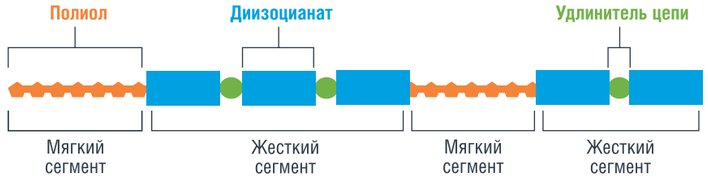
$$Si \overset{RCl}{\Longrightarrow} R_nSiCl_{4-n} \Rightarrow -[SiR_nO_{4-n}] -$$

- Прямой синтез алкоксисиланов:

$$Si \overset{ROR}{\Longrightarrow} R_nSi(OR)_{4-n} \Rightarrow -[SiR_nO_{4-n}] -$$

Первые две технологии получения предполагают неэкологичность промышленного процесса ввиду того, что задействованы хлорсодержащие компоненты. Существующие способы нейтрализации солянокислых отходов достаточно затратны и зачастую неэффективны. Российская Федерация не обеспечена производством хлорорганических соединений для наращивания темпов роста производства силоксанов, более того, ввиду наращивания темпа производства кремнийорганических соединений в странах Азиатско-Тихоокеанского региона наблюдаются проблемы с поставками данной продукции.

РИСУНОК 3. Схематичное изображение структуры полиуретана



Прорыв в области производства данной продукции должен был произойти после строительства предприятия АО «КЗСК-Силикон» мощностью 30 тыс. т/год по метилхлорсилану с переработкой мономеров в товарную продукцию. Однако в 2018 году арбитражный суд Татарстана признал предприятие банкротом и открыл в отношении его имущества конкурсное производство.

Таким образом, для создания мембран необходимы исследования в области получения сырья, а именно полисилоксанов, что может быть достигнуто путем совершенствования бесхлорных технологий, которые сделают производство не только безопасным, но и позволят производить продукцию на любом нефтехимическом предприятии.

Другим направлением в области создания мембран является использование полиуретановых композиций, темпы производства которых, в отличие от полисилоксанов, растут одновременно с повышением спроса. Схематично изображая полиуретановые материалы, можно отметить, что они состоят из мягких и жестких сегментов, что изображено на рисунке 3. Мягкий сегмент состоит из полиола, а жесткий сегмент включает диизоцианат и удлинитель цепи.

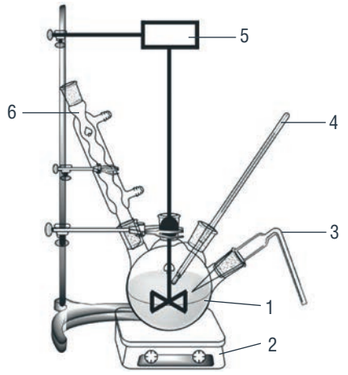
В качестве полиола в настоящей работе выбран полиэтиленгликоль, крупнейшим производителем которого является ГК «НОРКЕМ» (г. Нижний Новгород). Насущной проблемой производства полиуретанов является отсутствие мощностей по выпуску диизоцианатов. Однако ранее на предприятии ПО «Корунд» (г. Дзержинск) существовали производства метилендифенилдиизоцианата, толуилендиизоцианата и гексаметилендиизоцианата.

В настоящий момент не наблюдается сбоев поставок диизоцианатов на предприятиях Российской Федерации, а полный дефицит покроет строительство завода по производству метилендифенилдиизоцианата ООО «Сибур». В связи с этим в качестве изоцианата для экспериментальных исследований свойств мембранных материалов выбраны гексаметилендиизоцианат и метилендифенилдиизоцианат. Очевидно, что на показатели газоразделения оказывают влияние не только полиол и диизоцианат, но и тип удлинителя цепи. Для синтеза был выбран диэтиленгликоль производства ПАО «Нижнекамскнефтехим», наличие которого в структуре полиуретановой композиции приводит к большему разделению фаз ввиду более сильной водородной связи с жестким сегментом. В результате синтезированные полиуретановые композиции проявляют более высокие гистерезисные свойства. Для улучшения проницаемости и избирательности мембран возможно использование различных наполнителей, в качестве которого в данной работе был выбран цеолит ИК-17-1 производства ПАО «Новосибирский завод химконцентратов» с соотношением SiO_2/Al_2O_3 = 36 с размером пор 0,5–0,6 нм.

Экспериментальная часть

Полиуретан синтезирован на установке, представленной на рисунке 4, с помощью двухступенчатого процесса полимеризации в растворе [3]. На первом этапе в четырехгорлой колбе, снабженной мешалкой, полиэтиленгликоль реагировал с гексаметилендиизоцианатом/метилендифенилдиизоцианатом в течение двух часов при температуре 85–90 °С в атмосфере N_2 с получением макродиизоцианатного форполимера в растворе N,N-диметилацетамида. Затем проводили удлинение цепи форполимера путем добавления

РИСУНОК 4. Схема лабораторной установки синтеза полиуретановой композиции



1 – четырехгорлая колба; 2 – электрическая плита; 3 – трубка; подводящая азот; 4 – термометр; 5 – мешалка; 6 – обратный холодильник

удлинителя цепи диэтиленгликоля при комнатной температуре, при этом молярное соотношение компонентов в полимере было следующим: полиол/диизоцианат/удлинитель цепи = 1:3:2.

Для получения полиуретановых мембран 1 г синтезированного полимера растворяли в 9 г N,N-диметилформамида (10 мас.%) при непрерывном перемешивании при температуре 80 °С. После охлаждения до комнатной температуры приготовленный раствор отливали в тефлоновую чашку Петри. Мембраны получали выпариванием растворителя в печи в течение 24 ч при температуре 60 °С.

Мембраны, содержащие в своей структуре цеолит, были приготовлены аналогичным образом, за исключением того, что в раствор полимера добавляли частицы цеолита, которые были диспергированы в N,N-диметилформамиде. Стакан, содержащий смесь цеолита и N,N-диметилформамида, погружали в емкость со льдом, а затем подвергали ультразвуковой обработке в течение 15 мин для разрушения кристаллических агрегатов с получением гомогенизированной смеси. Раствор N,N-диметилформамида с цеолитом и раствор полимера перемешивали при температуре 60 °С в течение 2,5 часа.

Цеолит выбран в качестве наполнителя, который обеспечивает еще один транспортный путь для диффузии проникающего вещества. Пермеат может диффундировать через поры и полости в цеолите и на поверхности цеолита в дополнение к диффузии через обычную полимерную фазу.

Результаты и их обсуждение

Исследования мембранных композиций на селективность и проницаемость проводились на установке, представленной на рисунке 5. Данная экспериментальная установка предусматривает вакуумную откачку под мембраной. Модельная смесь углеводородных газов заданного состава готовилась в соответствии с [4] путем смешения метана, этана и пропана в генераторе смесей 1. Смесь направлялась на разделение в мембранный блок 2, откуда выходили пермеат и ретентат, давления которых измерялись с помощью манометров 7 и 3 соответственно. Посредством клапанов 5 и 8 предусмотрен отвод смесей газов на анализ в газовый хроматограф Хроматэк-Кристалл 5000.

Коэффициент проницаемости газа через мембрану рассчитывался согласно формуле (1).

$$P = \frac{q \cdot c \cdot l}{A \cdot \Delta p}, \quad (1)$$

где P – коэффициент проницаемости газа, баррер;
q – объемная скорость, м³/с;
c – мольная доля компонента;
l – толщина мембраны, м;
A – рабочая площадь мембраны, м³;
Δp – разность давлений модельной смеси и пермеата, Па.

Идеальная селективность для пары газов рассчитывалась по формуле (2):

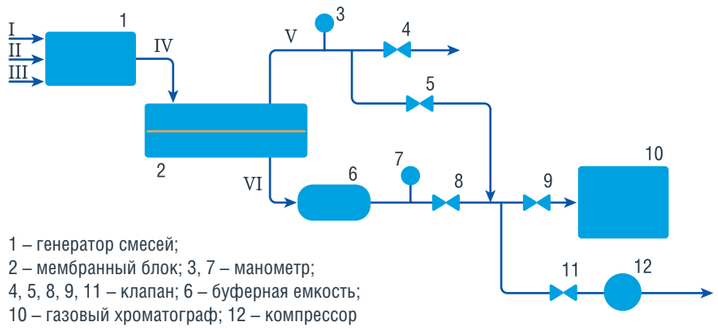
$$\alpha_{A/B} = \frac{P_A}{P_B}, \quad (2)$$

где P_A и P_B – проницаемость компонентов A и B соответственно, баррер.

Испытанию подвергались мембраны с использованием в качестве основы гексаметилендиизоцианата и метилендифенилдиизоцианата. Каждый эксперимент с исследованием проницаемости повторяли три раза на двух образцах каждой мембраны. Данные, представленные в таблицах 1 и 2, усреднены по трем повторным экспериментам.

Экспериментальные данные показывают увеличение проницаемости углеводородных

РИСУНОК 5. Схема экспериментальной установки



1 – генератор смесей; 2 – мембранный блок; 3, 7 – манометр; 4, 5, 8, 9, 11 – клапан; 6 – буферная емкость; 10 – газовый хроматограф; 12 – компрессор

Потоки: I – метан; II – этан; III – пропан; IV – модельная смесь; V – ретентат; VI – пермеат

ТАБЛИЦА 1. Экспериментальные данные исследования проницаемости мембранной композиции на основе метилендифенилдиизоцианата

Содержание цеолита, % масс.	Коэффициент проницаемости, баррер			Идеальная селективность	
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_2H_6/CH_4	C_3H_8/CH_4
0	24,1	43,2	74,2	1,79	3,08
5	31,8	59,9	99,4	1,88	3,12
10	32,4	65,1	103,2	2,01	3,18

ТАБЛИЦА 2. Экспериментальные данные исследования проницаемости мембранной композиции на основе гексаметилендиизоцианата

Содержание цеолита, % масс.	Коэффициент проницаемости, баррер			Идеальная селективность	
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_2H_6/CH_4	C_3H_8/CH_4
0	25,3	46,2	78,6	1,83	3,11
5	32,2	61,1	102,1	1,90	3,17
10	33,1	67,8	110,1	2,05	3,33
15	34,3	71,3	117,2	2,08	3,42
20	35,4	74,3	136,3	2,10	3,85

газов с увеличением содержания цеолита ИК-17-1 в мембране, что может быть охарактеризовано сравнительной характеристикой размеров пор цеолита и молекулярным размером углеводородных газов. Увеличение содержания цеолита более 20% мас. нецелесообразно ввиду ухудшения прочностных свойств, что в свою очередь снижает период эксплуатации мембранного модуля. Размеры пор цеолита превышают молекулярные размеры метана и этана, а также сравнимы с молекулярным размером пропана, таким образом, присутствие цеолитных частиц в полимере приводит к увеличению проницаемости всех углеводородных газов. Больший молекулярный размер пропана по сравнению с этаном и метаном и его более высокая проницаемость указывают на преобладание механизма растворения при проникновении газа в исследуемых мембранах. Благодаря наличию простой эфирной связи полимеры обладают высокой молекулярной подвижностью в мягком сегменте, что обеспечивает подходящее место для поглощения конденсирующихся молекул, что в свою очередь повышает проницаемость мембраны.

Рассмотрена возможность использования разработки для промышленной реализации. Принципиальная схема предлагаемой установки мембранного газоразделения представлена на рисунке 6. Поток сырьевого газа, пройдя через компрессор 1, поступает в первый мембранный блок, где преимущественно отделяются углеводородные газы C_{3+}. Ретентант, пройдя через компрессор 3, поступает во второй мембранный блок, в котором происходит разделение газа на пермеат, состоящий из этана с примесями пропана, и ретентант, содержащий метан с примесями неуглеводородных газов.

Выводы

С фундаментальной точки зрения разработка новых полимерных материалов является одним из ключевых направлений исследований в области мембранных технологий газоразделения. Морфологическая система играет важную роль в предопределении свойств полиуретановых композиций, таким образом, становится возможной разработка полимеров с одновременным увеличением показателей проницаемости и селективности путем правильного выбора сырья.

В настоящей работе разработана не только рецептура полиуретановых композиций, но и предложено использование цеолита ИК-17-1 в качестве наполнителя. Присутствие частиц цеолита наряду с усиленной диффузией и растворением конденсирующихся газов способствуют повышению эффективности разделения углеводородов. Ввиду большего размера пор цеолита по сравнению с молекулярным размером пропана, увеличение содержания цеолита способствует повышению диффузии углеводородного газа, а также увеличению растворения из-за более высокой способности пропана к конденсации.

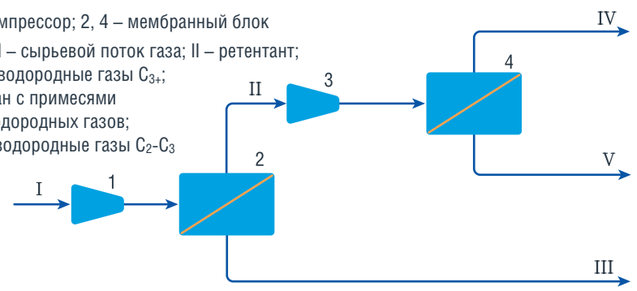
С учетом высоких показателей по газоразделению при лабораторных испытаниях, рассмотрена возможность применения полученного мембранного материала в промышленном масштабе. Предложена принципиальная схема промышленной установки, предусматривающая выделение из газовой смеси этана и пропана, что, в свою очередь, позволит получить дополнительную экономическую эффективность за счет продажи не только природного газа, но и отдельных этановой и пропановой фракций.

Подход, используемый в данном исследовании, представляет собой отправную точку для будущих разработок высокоэффективных мембран. ●

РИСУНОК 6. Схема промышленной установки

1, 3 – компрессор; 2, 4 – мембранный блок

Потоки: I – сырьевой поток газа; II – ретентант; III – углеводородные газы C_{3+}; IV – метан с примесями неуглеводородных газов; V – углеводородные газы C_2-C_3



Литература

1. *MTR MEMBRANE [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.mtrinc.com/faqs/how-does-the-vaporsep-process-work/. – Дата обращения: 12.05.2023.*
2. *Василевич Н.И. Кремнийорганические соединения и полимеры: от теории к практике / Н.И. Василевич / Лаборатория и производство. – 2018. – № 1, вып. 1. – С. 44–50.*
3. *Сигунова А.А. Перспективы применения полиуретановых цеолитных композиций при газоразделении / А.А. Сигунова, Е.С. Мищенко // Материалы Международной научно-практической конференции им. Д.И. Менделеева: Сборник статей Международной научно-практической конференции им. Д.И. Менделеева, Тюмень, 24–26 ноября 2022 года / Отв. редактор А.Н. Халин. Том 1. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2023. – С. 351–352.*
4. *ГОСТ 8.578-2014 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых средах. М.: Стандартинформ, 2014.*

KEYWORDS: *gas separation, hydrocarbon gases, membranes, zeolites, import substitution.*



Переключающий клапан серии HTKH-B
Размеры: 1"~18"
Диапазон давления: 150~1500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C

Пружинный предохранительный клапан с прямой нагрузкой серии HTO/B HTDO/B
Размеры: 1"D2"~20"BB24"
Диапазон давления: 150~2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+816° C

Линейная заглушка быстрого действия серии HTLB
Размеры: 1/2"~48"
Диапазон давления: 150 ~ 2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+650° C

Клапан сброса давления при гидроударе серии HTSJ (сертифицирован Saudi Aramco)
Размеры: 2"~16"
Диапазон давления: 150~900 фунтов
Диапазон температур: -40° C~+320° C

Пилотный предохранительный клапан модуляционного типа серии HTXD
Размеры: 1"×2"~10"×14"
Диапазон давления: 150~2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C

Устройство сброса давления игольчатого разрушительного типа серии HTBP (сертифицировано Saudi Aramco)
Размеры: 1"~78"
Диапазон давления: 150~900 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C

BAPTEEC LTD
Beijing Aerospace Petrochemical Technology and Equipment Engineering Corporation Limited
Адрес: Китай, г. Пекин, район Дасин, Пекинская зона экономического и технического развития, третья улица Тайхэ, № 2
Вебсайт: en.safetyvalvechina.com
e-mail: chenxy3@calt11.cn
Тел.: +86-13811709811 +86-10 87094555
Факс: +86-10 87094561
Почтовый индекс: 100176

РЕКЛАМА

ГАПРИН:
новые возможности переработки природного газа

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ПРОИЗВОДСТВО КОРМОВОГО БЕЛКОВОГО КОНЦЕНТРАТА ИЗ ПРИРОДНОГО ГАЗА МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИМ СПОСОБОМ. НА ОСНОВЕ ПРИВЕДЕННЫХ ДАННЫХ ОТМЕЧАЮТСЯ НЕДОСТАТКИ И ПРЕИМУЩЕСТВА ПРОЦЕССА, ОПИСЫВАЕТСЯ СОСТОЯНИЕ И ДАЮТСЯ ПРОГНОЗЫ РАЗВИТИЯ АНАЛОГИЧНЫХ ПРОИЗВОДСТВ В РОССИИ. АВТОРЫ ПРИХОДЯТ К ВЫВОДУ О ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА БЕЛКОВО-ВИТАМИННОГО КОНЦЕНТРАТА ИЗ ГАПРИНА, УЧИТЫВАЯ РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПОЛУЧЕНИЯ КОНЦЕНТРАТОВ И КОРМОВ, А ТАКЖЕ ЖИВОТНОВОДСТВА В НАШЕЙ СТРАНЕ ПРИ НАЛИЧИИ ОТНОСИТЕЛЬНО ДЕШЕВОГО СЫРЬЯ – ПРИРОДНОГО ГАЗА

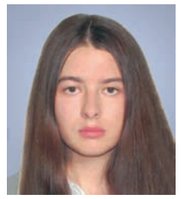
THE ARTICLE DISCUSSES THE PRODUCTION OF FEED PROTEIN CONCENTRATE FROM NATURAL GAS USING A MICROBIOLOGICAL METHOD. BASED ON THE DATA PRESENTED, THE DISADVANTAGES AND ADVANTAGES OF THE PROCESS ARE NOTED, THE CURRENT STATE IS DESCRIBED AND FORECASTS FOR THE DEVELOPMENT OF SIMILAR INDUSTRIES IN RUSSIA ARE GIVEN. THE AUTHORS COME TO THE CONCLUSION THAT THE PRODUCTION OF PROTEIN-VITAMIN CONCENTRATE FROM GAPRIN IS PROMISING, TAKING INTO ACCOUNT THE DEVELOPMENT OF TECHNOLOGIES FOR PRODUCING CONCENTRATES AND FEED, AS WELL AS LIVESTOCK FARMING IN OUR COUNTRY IN THE PRESENCE OF RELATIVELY CHEAP RAW MATERIALS – NATURAL GAS

Ключевые слова: *гаприн, белок из газа, переработка природного газа, белковый концентрат.*

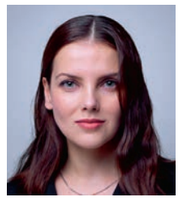
УДК 553.981:579.66



Голимблевская Анна Александровна
кафедра газохимии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, студент



Зайцева Елизавета Алексеевна
кафедра газохимии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, студент



Петрова Ирина Александровна
генеральный директор ООО «Техногаз ГИАП»



Козлов Андрей Михайлович
доцент кафедры газохимии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

Согласно прогнозным данным, экспорт российского трубопроводного газа в этом году может снизиться в 1,5 раза, до 80 млрд м³, поэтому все актуальнее становятся поиски новых способов использования и переработки газа внутри страны. Учитывая усилия государства по развитию агропромышленного комплекса, планируется повышение экономической привлекательности производств, нацеленных на покрытие потребностей животноводства, например, процессов получения метионина и белковых концентратов из газового сырья [1–3]. Одними из основных факторов, стимулирующих развитие производств белкового концентрата при нынешней стоимости газа в России, являются относительно невысокие расходные коэффициенты, которые находятся в диапазоне 3–4 тыс. м³ природного газа и до 3,5 тыс. м³ кислорода на т продукта [4].

Белок является необходимым компонентом кормов агропромышленного комплекса, и при затратах около 50–60% себестоимости животноводческой продукции и при его недостатке в корме необходимо увеличивать общее количество в полтора раза. В последние годы в России более 70% белково-витаминных добавок, в состав которых входят необходимые белки (жмых, шрот, клетки крови, сыворотка), аминокислоты, витамины и минералы, производятся в России. Этому способствует не только устойчивый спрос, но и частичная либерализация норм, также в 2021 году были введены экспортные пошлины на соевые бобы для избежания дефицита сырья при производстве кормов, что оказало влияние на стабилизацию сырьевых цен.

Тем не менее, по оценкам BusinesStat [5], производство кормовых белков в период 2017–2021 гг. снизилось на 12% до 129 тыс. т, наибольшее сокращение пришлось на 2020 г., что объясняется значительной долей экспорта (от 44 до 71% производства) и сокращением поставок Турцией с 2017 по 2021 год на 93%. Несмотря на частичную переориентацию экспорта до 50% кормовых белков в 2021 г. приходилось на поставки в страны ЕС. По результатам в 2023 году ожидается сокращение экспорта.

РИСУНОК 1. Схема технологии U-Loop от UniBio [9]



Следует отметить, что используемый в животноводстве кормовой белок может иметь животное, растительное и микробиологическое происхождение, и гаприн относится к микробиологическим белкам, которые наравне с животными лучше усваиваются по сравнению с растительными. Такой концентрат получают путем переработки природного газа метанотрофными бактериями рода Methylomonas, Methylococcus, Methylocystts, Methulosinus, Methylobacter [6]. Гаприн был одобрен для кормления животных в ЕС в июле 1995 года, в России многие профильные институты в своих исследованиях также подтверждают его безвредность и нетоксичность.

Важной частью белково-витаминных концентратов являются витамины и аминокислоты, а учитывая существенные сложности с их импортом, производство в стране кормового белка, изначально обогащенного ими, становится весьма востребованным, что и предопределяет актуальность производства белковых концентратов микробиологическими методами, в том числе и из природного газа как источника углерода, так как продукты жизнедеятельности бактерий (белковая масса) уже обогащены ценными соединениями.

Технология получения гаприна не является новой. Исследования его полезных свойств начались еще в 60-х гг. в СССР, США, Британии и ГДР, а с 1985 по 1994 годы в СССР и России на основе изысканий ГосНИИсинтезбелок было построено и работало производство по производству гаприна из природного газа на Светло-Ярском заводе в Волгоградской области, при этом суммарное производство гаприна превысило 40 тыс. т, большая часть продукта экспортировалась. К сожалению, производство было остановлено из-за высоких затрат на электроэнергию на стадии ферментации в биореакторе, в первую очередь из-за низкой абсорбции кислорода водой, а также высокой доли конверсии природного газа в побочный продукт – углекислый газ.

Тем не менее датской компании UniBio удалось организовать производство продукта с содержанием белка выше 70%, который представляет собой сыпучие красно-коричневые гранулы и по сравнению с производством биомассы на основе нефтяных парафинов продукт является экологически чистым, так как в качестве источника углерода и энергии выступает только природный газ, не содержащий ароматических углеводородов. Конкурентным преимуществом UniBio считается запатентованная технология U-Loop (ферментер в виде U-образной петли), так как в традиционных ферментерах возникают проблемы с интенсификацией массообмена на границе жидкость-газ и сложности с поддержанием температурного режима. Uniprotein производится в процессе непрерывной ферментации, а ферментер с U-образным контуром обеспечивает значительную абсорбцию газов с низкими разностями температур по аппарату (рисунок 1). В технологическом процессе метан используется в качестве источника углерода и энергии, кислород воздуха – для жизнедеятельности бактерий, а аммиак – в качестве источника азота. Также требуются вода, фосфат и микроэлементы, включая магний, кальций, калий, железо, медь, цинк, марганец, никель, кобальт и молибден, а едкий натр и серная кислота используются для регулирования pH. По технологии U-Loop российский завод Protelux в Ленинградской области с запланированной мощностью 6 тыс. т/год начал выпускать с декабря 2018 г. белок под маркой Uniprotein, а в 2022 году компания сообщила о планах построить завод по производству белкового концентрата в Катаре [7]. Президент Союза комбикормщиков В. Афанасьев отмечал, что белок близок по своему составу к рыбной муке (это мнение разделяют не все специалисты), дефицит которой составляет до 1 млн т [8].

Следует отметить, что успехов добилась не только UniBio: в 2016 году американская компания Calysta запустила демонстрационный завод FeedKind в Англии, а к 2023 году их ферментационный белок получил общепризнанный безопасный статус для кормления лососевых на территории США. Тем не менее в США биопротеин пока не признан безопасным в качестве корма для животных, в отличие от стран ЕС. В 2022 году компания совместно с китайским производителем кормов Adisseo открыла завод в Китае по производству ферментационного белка для кормления рыб производительностью 20 тыс. т для азиатского рынка, также Calysta сообщила о своих планах начать производство в Саудовской Аравии [10, 11].



В 2021 году заработала опытно-промышленная установка в Москве от компании «Биопрактика», учрежденной «Иннопрактикой» и «Дукс», на которой используется петлевой ферментер (рисунок 2) [12]. Такая конструкция позволяет вдвое уменьшать падение давления благодаря новым перемешивающим устройствам, что экономит электроэнергию на самой затратной стадии процесса за счет дополнительной интенсификации массообмена и повышения концентрации растворенного в воде кислорода.

В 2024 году «Иннопрактика» и «Уралхим» планируют запустить в Кировской области производство гаприна мощностью 15–50 тыс. т в год. Предполагается, что биопротеин будет стоит около 1000 долл. за тонну, что будет значительно дешевле рыбной муки, цена которой составляет 1700 долл. за тонну [13].

РИСУНОК 2. Петлевой ферментер на производстве компании «Биопрактика» [12]



На перспективы применения концентратов влияет не только стоимость за кормовую единицу, но и аминокислотный состав, так как нарушение сбалансированности аминокислотного состава в корме животных может привести к изменению их доступности для использования организма. В таблице 1 приведены типовые содержания аминокислот мясокостной и рыбной муки по сравнению с гаприном, производимым компанией «Биопрактика» [4, 12]. Видно, что ферментативный белок имеет схожий с рыбной мукой аминокислотный состав, но при этом имеет большее содержание сырого протеина, поэтому если производителям действительно удастся значительно снизить цену на биопротеин, то он может вноситься в корма вместе с животными белками.

Важным параметром является питательность корма, выражаемая в кормовых единицах, при этом под общей энергетической питательностью корма рассчитывают содержание всех доставляемых органических веществ или энергии и за одну кормовую единицу (к. ед.) принимают 1 кг овса среднего качества, из которого в организме крупного рогатого скота при откорме предполагается получение 150 г жира. Учитывая, что в 1 кг гаприна содержится около 1,2 кормовых единиц, в 1 кг рыбной муки – 1,0–1,4, в 1 кг мясокостной муки – 0,8, а в 1 кг соевого шпрота – 1,2, то микробиологический белок не уступает существующим аналогам по энергетическим характеристикам [14].

Таким образом, можно сделать вывод, что гаприн является продуктом с большим количеством аминокислот, витаминов и микроэлементов и способен

ТАБЛИЦА 1. Содержание сырого протеина и аминокислот в кормовых компонентах

Содержание, % масс.	Мясокостная мука	Рыбная мука	Гаприн
Сырой протеин	51–55	62–66	77,2
Лейцин и изолейцин	4,5–5,0	7,0–8,0	8,3
Лизин	2,8–3,0	4,6–5,0	3,7
Метионин	10–1,2	1,6–1,8	1,8
Цистин	0,7–0,8	0,9–1,0	0,5
Фенилаланин	1,7–1,9	2,6–2,8	2,9
Треонин	1,8–2,0	3,3–3,5	2,9
Триптофан	0,9–1,2	0,7–0,9	1,2
Валин	2,3–2,5	3,5–3,8	3,9

дополнять животный белок в комбикормах, при этом безопасность его применения подтверждается современными исследованиями. Белок успешно используется в составе кормов для животных и рыб в ЕС и продолжает набирать популярность по всему миру, в том числе и в России. В стране уже существуют проекты по производству гаприна. Развитие производств белковых концентратов позволит не только повысить потребление природного газа внутри страны, но и снизить зависимость от аминокислот как обязательных добавок в корма для животных а также будет способствовать снижению себестоимости продукции животноводства, поэтому предлагается размещать производства мощностью до 50 тыс. т в год в разных регионах страны, в том числе на базе небольших или удаленных месторождений, где добыча газа без использования его на месте может быть малорентабельной. ●

Литература

1. *Козлов А.М., Карпов А.Б., Кондратенко А.Д., Кошелева Ю.Г. Производство метионина как эффективный способ переработки сероводорода // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2019. – № 4. – С. 60–62.*
2. *Kozlov A.M., Karpov A.B., Kondratenko A.D., Kosheleva Yu. G. Methionine production as an efficient way to process hydrogen sulfide // Neftegaz.ru. – 2019. – № 4S. – С. 50–52.*
3. *Гаприн – одна из точек соприкосновения интересов Ирана и РФ // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2021. – № 1. – С. 46–51.*
4. *Винаров А.Ю. Перспективная база отечественных белковых кормов, получаемых при биосинтезе на природном газе // Эффективное животноводство. – 2018. – № 4. – С. 80–81.*
5. *Анализ рынка кормового белка в России в 2017–2021 гг., прогноз на 2022–2026 гг. – URL: https://businesstat.ru/images/demo/feed_protein_russia_demo_businesstat.pdf (дата обращения: 13.05.2023).*
6. *Троицкая Е. В., Артамонов И. В. Пути получения кормового белка методами биотехнологии //Агрозоотехника. – 2021. – Т. 4. – № 1. – С. 1–14.*
7. *Протеин. UniBio [Электронный ресурс]. – URL: https://www.unibio.dk/end-product/protein/ (дата обращения: 10.04.2023).*
8. *Protelux увеличит производство биопротеина из газа [Электронный ресурс]. – URL: https://www.agroinvestor.ru/companies/news/35799-protelux-uvelichit-proizvodstvo-bio-proteina-iz-gaza/ (дата обращения: 23.03.2023).*
9. *Протеин [Электронный ресурс]. – URL: https://www.unibio.dk/technology/introduction/ (дата обращения: 30.03.2023).*
10. *DairyReporter. Новости от 27.02.2023 [Электронный ресурс]. – URL: https://www.dairyreporter.com/Article/2023/02/27/snippets-dsm-flags-renewal-of-vit-a-production-evonik-launches-plant-based-feed-additive-calysta-gets-gras-status-for-scp (дата обращения: 12.04.2023).*
11. *SeafoodSource Об открытии завода в Китае [Электронный ресурс]. – URL: https://www.seafoodsource.com/news/premium/processing-equipment/calysseos-feedkind-feed-plant-opens-in-china-with-demand-for-premium-feed-soaring (дата обращения: 12.04.2023).*
12. *Официальный сайт Biopraktika [Электронный ресурс] https://biopraktika.ru/bioreactor.*
13. *Запуск производства биопротеина [Электронный ресурс]. – URL: https://www.agroinvestor.ru/companies/news/39128-innopraktika-i-uralkhim-zapustyat-proizvodstvo-bioproteina/ (дата обращения: 11.04.2023).*
14. *Питательность корма [Электронный ресурс]. – URL: https://www.furazh.ru/dictoth/?data=18453 (дата обращения: 12.04.2023).*

KEYWORDS: *gaprin, protein from gas, natural gas processing, protein concentrate.*

VOLAT
МИНСКИЙ ЗАВОД КОЛЕСНЫХ ТЯГАЧЕЙ



Ассортимент шасси VOLAT от 4х4 до 14х14



Гибкость к внесению изменений в конструкцию автомобиля по требованию заказчика

VOLAT - это повышенная грузоподъемность и проходимость



Сервисное обслуживание по всей России

РЕКЛАМА

ОАО «МИНСКИЙ ЗАВОД КОЛЕСНЫХ ТЯГАЧЕЙ»
Партизанский пр-т, 150, 220021,
г. Минск, Республика Беларусь
Тел./Факс: +375 (17) 330-19-54
E-Mail: link@mzkt.by
www.mzkt.by

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ СПОСОБОВ ГАЗОПОДГОТОВКИ

Ванчугов Иван Михайлович
кафедра нефтепродуктообеспечения и газоснабжения, факультет проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта, магистрант

Резанов Константин Сергеевич
кафедра нефтепродуктообеспечения и газоснабжения, факультет проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта, магистрант

Ватузов Сергей Максимович
кафедра физики, факультет разработки нефтяных и газовых месторождений, студент

Автомонов Павел Юрьевич
кафедра разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, факультет разработки нефтяных и газовых месторождений, магистрант

Танасенко Максим Сергеевич
кафедра стандартизации, сертификации и управления качеством производства нефтегазового оборудования, факультет инженерной механики, магистрант

Шестаков Роман Алексеевич
доцент кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения, к.т.н.

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

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ВОПРОСЫ КОМПЛЕКСНОЙ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО И ПОПУТНОГО ГАЗОВ, ПРИВЕДЕНЫ ОСНОВНЫЕ СОПУТСТВУЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ И ОТМЕЧЕНЫ ИХ ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ВЫБОРА МЕЖДУ РАССМАТРИВАЕМЫМИ ВАРИАНТАМИ. ПО ПРЕДСТАВЛЕННЫМ КРИТЕРИЯМ ПРОИЗВЕДЕН ВЫБОР НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ И РЕШЕНИЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА ПРИМЕРЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПОЛУЧЕНИЯ СПГ

THE ARTICLE DISCUSSES THE ISSUES OF INTEGRATED FIELD PREPARATION OF NATURAL AND ASSOCIATED GASES, PRESENTS THE MAIN ACCOMPANYING TECHNOLOGICAL PROCESSES AND NOTES THEIR MAIN ADVANTAGES AND DISADVANTAGES NECESSARY FOR MAKING A CHOICE BETWEEN THE OPTIONS UNDER CONSIDERATION. BASED ON THE PRESENTED CRITERIA, THE MOST EFFECTIVE TECHNOLOGICAL SCHEMES AND GAS TREATMENT SOLUTIONS WERE SELECTED USING THE EXAMPLE OF A TECHNOLOGICAL SCHEME FOR LNG PRODUCTION

Ключевые слова: *промысловая подготовка газа, утилизация попутного нефтяного газа, нефтехимия, осушка природного газа, абсорбенты.*

УДК 665.62

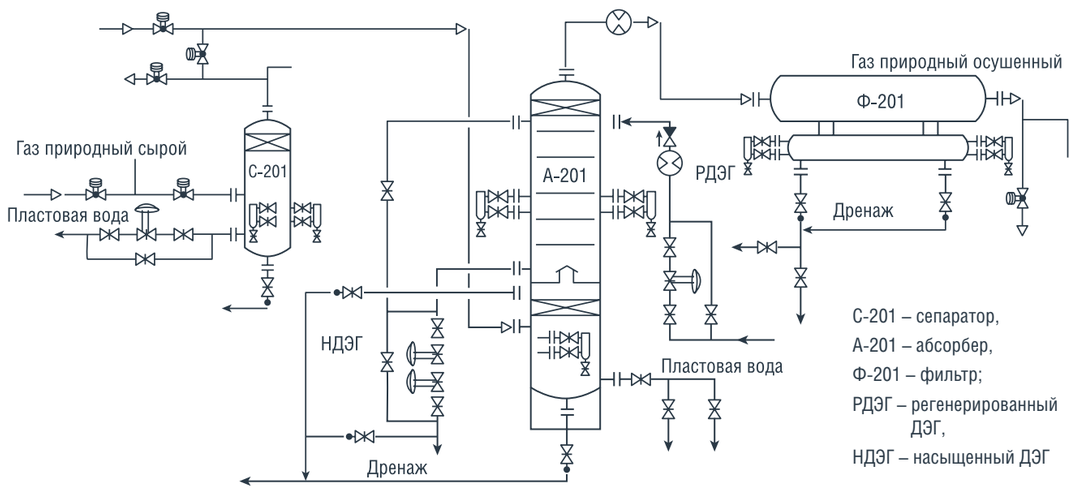
В отечественной нефтегазовой индустрии ежегодно наблюдается тенденция активного роста объемов добываемого попутного нефтяного газа (ПНГ). При этом встает вопрос рационального применения ПНГ, который, в свою очередь, является одним из наиболее важных показателей, характеризующих уровень промышленного развития любой компании и отрасли в целом. Однако до недавнего времени существенные объемы ПНГ сжигались на факелах, что, во-первых, наносило огромный ущерб окружающей среде, а с другой – подразумевало снижение эффективности производства сырья. В настоящее время переработка и утилизация попутного газа реализуется по двум основным направлениям: энергетическому, когда ПНГ используют в качестве топлива, и нефтехимическому, позволяющему получать ценные химические продукты с высокой добавленной стоимостью [1–3].



Состав добываемого газа зависит от материнской породы залежи и геологической истории формирования данных. В процессе добычи природного газа скважинная продукция содержит большое количество вредных примесей (сероводород, углекислый газ, механические отложения и т.д.), которые могут вызвать коррозионно-активное разрушение выкидных линий и внутрипромысловых сборных коллекторов. Также в процессе транспортировки в зависимости от режима течения может происходить, по мере снижения давления и температуры, выделение капельной жидкости водяных паров и конденсата.

Ключевым требованием подготовки является товарное качество согласно ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные промышленного

РИСУНОК 1. Технологическая схема подготовки газа на УКПГ-2 Уренгойского НГКМ



и коммунально-бытового назначения. Технические условия», регламентирующему требования по числу Воббе (от 41,20 до 54,5 МДж/м³); массовой концентрации механических примесей (не более 0,001 г/м³), сероводорода (не более 0,02 г/м³) меркаптанов (не более 0,036 г/м³); молярной доли кислорода (не более 0,05%) и диоксида углерода (не более 2,5%), а также другим физическим показателям [4].

Промысловая подготовка газа включает в себя следующие процессы: очистка от механических примесей, агрессивных примесей, тяжелых углеводородов; осушка до необходимой точки росы. Все данные процессы осуществляются на установках комплексной подготовки газа (УКПГ), которая представляет определенный состав технологического оборудования и вспомогательных систем, обеспечивающих сбор и обработку природного газа и газового конденсата. Пример технологической схемы приведен на рис. 1.

Способ осушки природного газа выбирается в зависимости от содержащегося количества конденсата и необходимой точки росы по воде, определяемой как более низкая, чем минимальная температура, которая обеспечивает его безгидратную транспортировку по газопроводу или переработку. Степень осушки должна быть на 3-5 градусов ниже минимально возможной температуры в газопроводе [1].

Среди основных способов осушки газа выделяют: абсорбцию, адсорбцию, низкотемпературную сепарацию.

Абсорбция представляет собой селективное поглощение жидкими абсорбентами паров воды. В качестве основных поглотителей используются высококонцентрированные растворы гликолей: метанол, этиленгликоль, диэтиленгликоль, триэтиленгликоль.
Два последних отличаются высокой гигроскопичностью и способностью регенерировать без больших потерь из-за низкой летучести. Вследствие низкого давления насыщенных паров гликолей потери их при осушке незначительны и колеблются в пределах от 5 до 35 г на тысячу кубических метров газа.

Абсорберы по способу контакта взаимодействующих фаз делят на три группы: поверхностные, барботажные и распыливающие.

Установка осушки диэтиленгликолем и триэтиленгликолем работает согласно следующему принципу: поступающий с абсорбционной установки газ вначале проходит сепаратор, в котором осаждается капельная влага, затем газ направляется под нижнюю тарелку абсорбера 4. Поднимаясь через тарелки, он контактирует с раствором гликоля, подаваемым на верхнюю тарелку абсорбера. Концентрированный раствор гликоля постепенно насыщается парами воды и опускается в нижнюю часть абсорбера, откуда под собственным давлением через теплообменник 6, выветриватель 8 и фильтр 9 направляется в выпарную колонну (десорбер) 13 для восстановления первоначальных свойств (регенерируется). Выпарная колонна состоит из двух частей: собственно колонны с насыпкой колец Рашига 14, служащих для увеличения поверхности контакта, и печи 15, в которой происходят нагревание раствора гликоля и испарение воды при сжигании таза. В кипятильнике может поддерживаться температура раствора гликоля от 150 до 180 °С, а в верхней части выпарной колонны – от 105 до 107 °С. Регенерированный (концентрированный) раствор гликоля забирается насосом 16 и через теплообменник 6 и холодильник 7 снова поступает на верхнюю тарелку абсорбера. Осушенный в абсорбере газ, поднимаясь в верхнюю часть колонны, проходит в жалюзийный каплеуловитель 3, в котором удерживаются капли гликоля, и направляется в магистральный газопровод. Раствор гликоля, отделяемый в каплеуловителе, поступает по линии 2 на регенерацию в выпарную колонну. Для снижения потерь гликоля при регенерации в верхней части выпарной колонны установлены холодильник 12, в котором поддерживается температура около 80 °С, и сепаратор 11 с каплеотбойной насадкой [5].

Экономичность работы установок рассмотренного типа во многом зависит от потерь гликолей, которые в основном происходят в результате неправильно выбранного температурного режима регенерации и отсутствия каплеулавливающих приспособлений как на абсорбере, так и на сепараторе. Больше всего гликоли теряются в результате образования пены при контакте газа с абсорбентом. Интенсивность пенообразования зависит от чистоты раствора и наличия в осушаемом газе углеводородного конденсата, а также пластовой воды [11].

Практикой установлено, что для успешной осушки газа в системе должно циркулировать не менее 25 л гликоля на 1 кг абсорбируемой воды и следует применять возможно большее число 10–12 тарелок в абсорбере. На рис. 2 представлена схема абсорбционной осушки.

В зависимости от степени регенерации выбирается метод, при 96–98% применяется десорбция при давлении, близком к атмосферному, иначе для получения более концентрированного раствора десорбцию проводят под вакуумом, снижают парциальное давление углеводородов подачей отдувочного газа или вводят реагент (толуол, ксилол, бензол), образующий азеотропную смесь [2].

Основными преимуществами абсорберов являются:

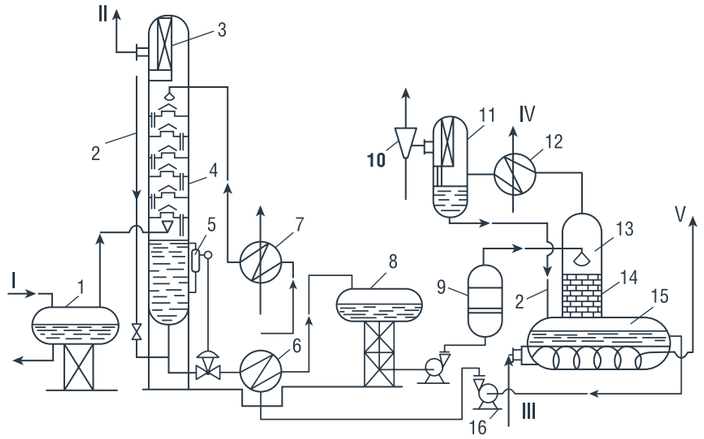
- глубокая осушка;
- низкие эксплуатационные расходы;
- простота автоматизации процесса;
- малые перепады давления;
- возможность осушки агрессивного газа, который не применим при использовании твердых сорбентов.

Основными недостатками являются:

- Необходимость повышения температуры газа выше 40 °С;
- Возможность вспенивания поглотителей.

Процесс абсорбции целесообразно проводить при пониженной температуре. С ростом давления растворимость газа увеличивается.

РИСУНОК 2. Технологическая схема процесса абсорбционной осушки



1 – сепаратор, 2 – дренажная линия для сброса ДЭГа, 3 – каплеуловитель, 4 – абсорбер, 5 – уровнемер, 6, 7, 12 – теплообменники (холодильники), 8 – выветриватель, 9 – фильтр, 10 – эжектор, 11 – сепаратор, 13 – десорбер, 14 – кольца Рашига, 15 – печь, 16 – насос для подачи регенерированного ДЭГа, I – газовая линия, II – сухой газ, III – газ в топку, IV – холодная вода, V – сгоревшие газы

Поэтому процесс абсорбции целесообразно проводить при повышенном давлении. Обратный процесс – десорбцию – лучше проводить при пониженном давлении.

Установка имеет по два блока абсорбции и десорбции. На первой ступени газ осушается гликолем с концентрацией 96–97%, а затем поступает в адсорбер второй ступени, где доосушается гликолем с концентрацией 99,5–99,6%. В десорбере первой и второй ступени влага из насыщенного гликоля десорбируется соответственно при атмосферном давлении и под вакуумом. В ряде случаев для достижения высокой депрессии и низкой температуры точки росы используют комбинированную осушку (рис. 2). На первой ступени осушку производят абсорбционным методом, для удаления капельной влаги и предотвращения забивки пор адсорбентов, используемых в адсорбционной осушке второй ступени [7].

Абсорбционный метод применяется в системах, где достаточно среднего уровня осушки газа с ТТР до -40 °С. Применяется в основном для осушки природного газа, транспортируемого по магистральным трубопроводам. Глубокую осушку (ТТР ниже -40 °С) проводят с помощью установок, реализующих адсорбционный метод очистки технологических газов.

Адсорбция используется практически при любых давлениях. Адсорбционная осушка газа основана на поглощении паров воды из природного газа твердыми поглотителями-адсорбентами. Как правило, в качестве адсорберов используются: бокситы (природные минералы, состоящие в основном из Al_2O_3); активированная окись алюминия (очищенный боксит); силикагели (вещества, состоящие из окиси кремния и получаемые с помощью химических реакций); молекулярные сита (натрийкальциевые силикаты).

Осушка происходит в адсорберах в течении 35 ч. После этого газ направляется в другой адсорбер, а отработавший – на регенерацию – выпаривание влаги нагреванием до 350–400 °С. Регенерация продолжается до 20 ч, в зависимости от температуры газа и его влажности.

На сегодняшний день выделяют следующие основные типы адсорберов: с неподвижным/слоем адсорбента; с движущимся слоем адсорбента; с псевдоожиженным слоем адсорбента.

По способу протекания процесса адсорбция делится на:

1) физическую адсорбцию, за счет действия поверхностных сил и капиллярной конденсации (например, осушка газа от влаги);
2) хемосорбцию, за счет химического взаимодействия адсорбента с поглощаемым веществом.

Среди основных преимуществ адсорбционной осушки можно выделить:

- низкую точку росы осушенного газа (ТР до -100 °С);
- большую величину разности точки росы влажного и осушенного газа в широком диапазоне параметров исходного газа;
- возможность извлечения из газа вместе с влагой диоксида углерода и углеводородов;
- тонкую очистку газа до 0,1–0,5 мг/м;
- простоту и надежность метода.

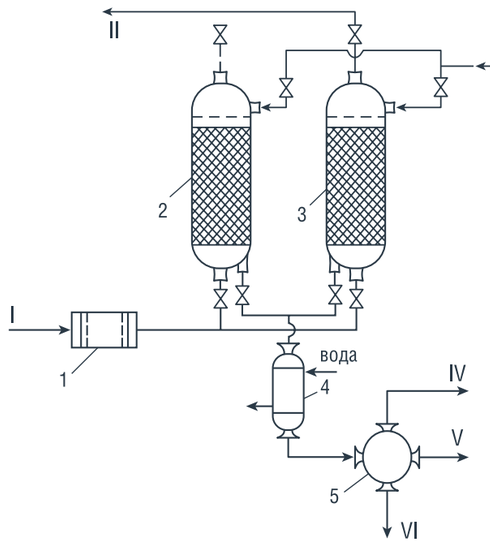
Недостатками процесса являются:

- загрязнение поверхности адсорбента за счет коксообразования;
- разрушение кристаллической решетки адсорбента под воздействием кислот – необходимость замены, а также большие потери давления в слое адсорбента.

Типичная установка адсорбционной осушки с высокотемпературной регенерацией адсорбента включает два адсорбера с неподвижным слоем адсорбента, каждый из которых проходит попеременно следующие стадии:

- адсорбция при температуре 35–50 °С, давлении 8–12 МПа, длительности контакта газа с адсорбентом не менее 10 с (скорость газа в аппарате 0,15–0,30 м/с);
- нагрев адсорбента, который производится после переключения аппарата с режима адсорбции на десорбцию. Нагрев ведется горячим газом из трубчатого нагревателя со скоростью не более 60 °С в час;
- десорбция – вытеснение из пор адсорбента поглощенной воды и восстановление его адсорбционной активности. Она начинает происходить, когда температура адсорбента достигнет 200–250 °С

РИСУНОК 3. Схема адсорбционной осушки



1 – фильтр
2, 3 – адсорберы
4 – конденсатор
5 – сепаратор
I – очищаемый газ
II – очищенный газ
III – водяной пар
IV – неконденсируемые пары
V – сконденсированный адсорбтив в хранилище
VI – водный конденсат

(для силикагелей) или 300–350 °С (для цеолитов). Горячий газ в периоды нагрева и десорбции проходит слой адсорбента в направлении, противоположном направлению осушаемого газа в периоде адсорбции (т.е. снизу вверх);

- охлаждение адсорбента, его начинают после завершения десорбции и переключения аппарата на режим адсорбции (осушки). Охлаждение ведут исходным холодным газом [8].

На настоящий момент адсорбционная осушка газа в Российской Федерации еще не получила широкого применения, по сравнению с абсорбционной осушкой. Главным критерием сдерживания внедрения процесса адсорбционной осушки природного газа является увеличение капиталоемких затрат на техническое перевооружение абсорбционных установок газа. Тем не менее адсорбционный процесс получил широкое распространение в Российской Федерации и ряде других зарубежных стран для осушки сжиженного природного газа для промышленного применения.

Газ при низкотеператрной сепарации очищается за счет низких температур, причем при его охлаждении одновременно выделяется жидкий углеводород и влага, от которых избавляются с помощью сепараторов.

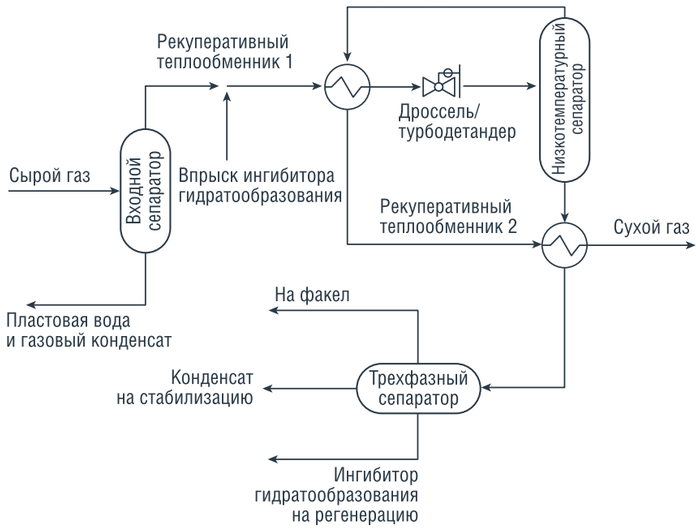
В зависимости от способа получения низких температур, сепараторы могут быть: с дросселированием газа высокого давления (изоэнтальпийный процесс), с искусственным холодом, с турбодетандерным агрегатом (изоэнтропийный процесс) и вихревой трубой. Чтобы предотвратить образование гидратов перед теплообменниками в газ добавляют метанол или гликоли.

Осушка газа при низкотемпературной сепарации имеет ряд достоинств:

- извлечение жидких углеводородов одновременно с осушкой газа; простота в эксплуатации и техническом обслуживании;
- простота автоматизации процесса в условиях промыслов;
- возможность постепенного дополнения и развития технологической схемы холодильниками и компрессорными машинами при снижении пластового давления.

Как следствие, результативность понижения потока при изоэнтальпийном расширении газа с рекуперацией холода при 10–12 °С на 1 МПа перепада давления. Схема подготовки природного газа и газоконденсата представлена на рис. 4. Газ из скважины по шлейфу поступает в блок входного сепаратора, где

РИСУНОК 4. Процесс низкотемпературной сепарации [6]



происходит отделение капельной влаги, механических примесей, улавливание жидкостных пробок (в случае залпового выброса) от газа. Далее перед теплообменником вводится ингибитор гидратообразования с целью снижения рисков закупоривания проходного сечения технологических трубопроводов при образовании гидратов в процессе охлаждения. Проходя через дроссель/детандер/вихревую трубу, происходит охлаждение газа и выпадение капельной жидкости. Выделившаяся из газа при снижении температуры жидкость (вода, диэтиленгликоль, конденсат) отделяется от газа в сепараторе, откуда поступает в конденсатосборник [9].

Когда запаса пластовой энергии будет недостаточно для получения необходимой температуры сепарации за счет дросселирования газа, должны быть применены холодильные машины (установка холодильных машин).

Очищенный и осушенный газ из сепаратора поступает в межтрубное пространство теплообменника и далее в газосборный коллектор.

У данного метода осушки газа есть ряд преимуществ:

- технология низкотемпературной сепарации пригодна для любой климатической зоны, допускает наличие в газе неуглеводородных компонентов, обеспечивает степень извлечения конденсата до 97 %, а также температуру точки росы, при которой исключается выпадение влаги и тяжелых углеводородов при транспортировании природного газа;
- низкие капитальные и эксплуатационные затраты (при наличии свободного перепада давления).

Среди недостатков выделяют:

- низкие степени извлечения конденсатообразующих компонентов из тощих газов;
- непрерывное снижение эффективности в процессе эксплуатации за счет облегчения состава пластовой смеси;
- необходимость коренной реконструкции в период исчерпания дроссель-эффекта.

На рис. 5 представлен 3S-сепаратор для инициирования ускорения закрученной среды природного газа до скорости выше звуковой, образования конденсата, разделения целевых фракций газа и торможения потока.

В 3S-сепараторе преобразование осевой скорости в тангенциальную происходит в дозвуковом режиме, поэтому после рабочей области аппарата не возникает косой ударной волны. В то же время газ расширяется до сверхзвуковой скорости в закрученном состоянии в расходящемся сечении сопла Лаваля. Одновременное возникновение завихрения и конденсации может эффективно уменьшить негативные последствия повторного испарения капель и повысить эффективность

РИСУНОК 5. Базовая схема комбинированного сверхзвукового сепаратора [10]

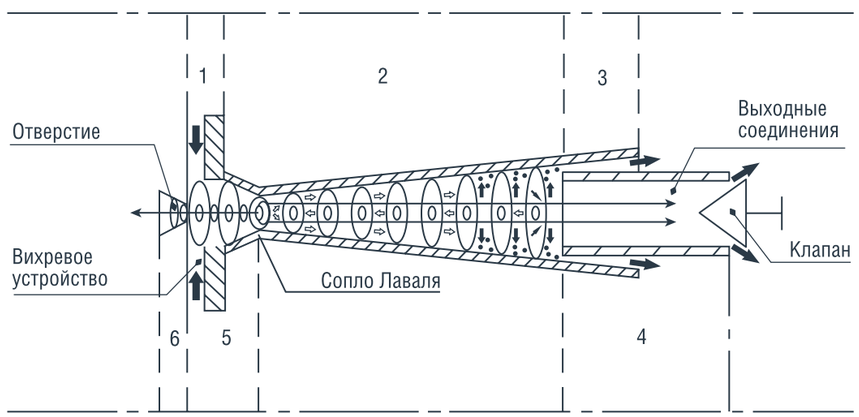
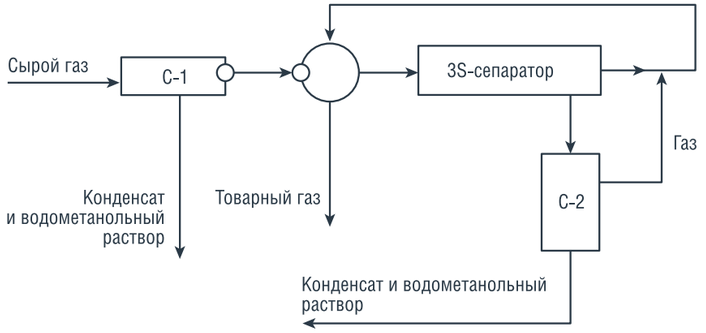


РИСУНОК 6. НТС с 3S-сепаратором



разделения сепаратора. Закручивание потока газа выше скорости звука происходит в интервале от -50 до -100 °С, что ведет к глубокому извлечению заданных целевых углеводородов из природного газа в 3S-сепараторе. Слияние НТС с 3S-технологией применимо для получения фракции C_{5+}, воды, а также углеводородов C_{2+} (рис. 6).

Устройство 3S-сепаратора с НТС состоит из блока охлаждения газа в сепараторе С-2, в который попадает частично поступивший газ – двухфазный поток из 3S-сепаратора. На основании этого при сверхзвуковом охлаждении газа в сверхзвуковом сепараторе происходит разделение на двухфазный поток, в первом потоке находятся образовавшиеся компоненты углеводородов, а во втором потоке – очищенный от углеводородов газ. Применение схемы НТС со сверхзвуковым сепаратором конструктивно уменьшает размеры установки и влияет на металлоемкость всего оборудования при проектировании, что значительно сокращает эксплуатационные и обслуживающие затраты. Отсутствие в сверхзвуковом сепараторе подвижных частей способствует высокой надежности [12].

Сверхзвуковой сепаратор исключает гидратообразование и процесс регенерации по причине короткого времени пребывания газа в устройстве, что удешевляет процесс подготовки природного газа и повышает экологическую безопасность производства. Однако сверхзвуковые сепараторы на сегодняшний день минимально представлены в полевых условиях, несмотря на многочисленные преимущества по сравнению с другими методами обезвоживания газа. В основном это объясняется неизученным в полной мере конструктивом и рабочих параметров, которые следует контролировать для обеспечения оптимального обезвоживания устройства для сверхзвуковой сепарации [13].

На сегодняшний день разработано большое количество сепараторов с различной конструкцией, местом расположения в технологической схеме и сепарирующей силой. Основным классификационным признаком разделения сепараторов на различные виды является природа сепарирующей силы, по которой они подразделяются на гравитационные и инерционные. Гравитационные сепараторы основаны на разделении потока веществ под действием силы тяжести. Конструктивно это сосуды большего, чем трубопровод, диаметра, в которых скорость восходящего или горизонтального потока газа настолько мала, что твердые и/или жидкие частицы успевают осесть на дно, откуда периодически удаляются. А в инерционных сепараторах поток веществ разделяется под действием инерционных сил, приводящих к осаждению твердых и/или жидких частиц. Конструктивно они бывают насадочными (инерционная сила возникает в насадочных элементах, образующих извилистые каналы движения потока газа) и центробежными (инерционная сила возникает в центробежных элементах, преобразующих поступательное движение потока газа в центробежное).

Для сухой очистки применяют циклоны, принцип действия которых основан на центробежной силе. Для мокрой газоочистки используют скрубберы, пенные аппараты. Достоинством этих устройств является простота конструкции. Эти устройства пригодны главным образом для предварительной, грубой очистки.

Очистка от кислых газов, сернистых соединений, инертных газов, затрудняющих процессы переработки, проводится с помощью:

- абсорбции, основанной на химическом связывании кислых газов и сернистых соединений;
- хемосорбции либо на растворимости кислых компонентов;
- физической абсорбции, а также их комбинировании.

Для физической абсорбции в качестве растворителя используют метанол или воду. Последний используется чаще в связи с доступностью и дешевизной абсорбента, но имеет ряд таких недостатков, например, как низкая поглотительная способность по диоксиду углерода и невысокая селективность. Для удаления кислых газов могут использоваться метилпирролидон, гликоли (ди-, три-, этиленгликоли), трибутилфосфат, сульфолан, метанол и другие.

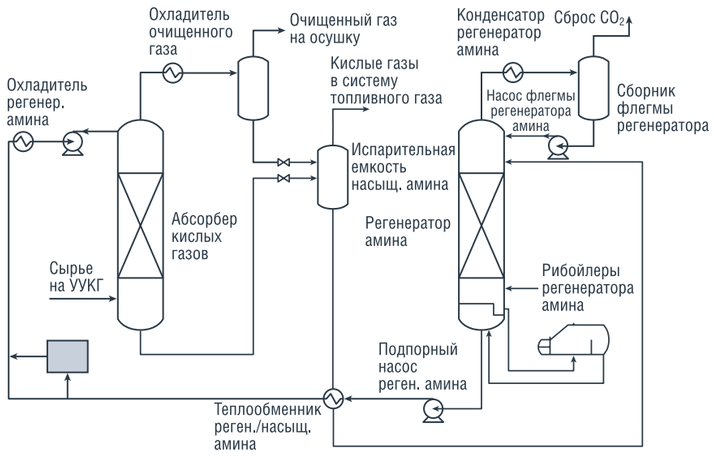
Когда в составе газа значительное количество H_2S и CO_2 очистку проводят с помощью ДЭГ и ТЭГ, что упрощает технологию очистки, так как вместе с кислыми компонентами абсорбируется иводяной пар.

При хемосорбции взаимодействие кислых газов с активными компонентами абсорбента приводит к образованию химических соединений, легко распадающихся на исходные компоненты при повышении температуры. В качестве связывающего агента для удаления H_2S применяют алканоамины (моно-, ди– и триэтаноламины, диизопропаноламины), щелочи. Для удаления CO_2 в этот ряд включают и растворы карбонатов [11].

Недостатки процесса выражаются в:

- больших энергозатратах (около 70 %) на регенерацию абсорбента и получение тепла;
- коррозионной активности алканоаминов. Решением вопроса является добавление

РИСУНОК 7. Технологическая схема очистки от кислых газов



в раствор этаноламинов ингибиторов коррозии в пределах защитной концентрации, что позволяет уменьшить циркуляцию абсорбента, то есть сократить энергозатраты на перекачку, повысить производительность установки, снизить скорость коррозии оборудования;

- адсорбции, основанной на поглощении кислых компонентов твердыми поглотителями. Адсорбцию применяют, когда необходимо снизить содержание до нормативного уровня. Адсорбционные процессы очистки так же делятся на химические – необратимая адсорбция без регенерации адсорбента, и физические – обратимая адсорбция на поверхности абсорбента.

Физическая адсорбция может протекать на активных углях, на силикагелях и алюмогеле. Но малая емкость из-за соадсорбции тяжелых углеводородов делает их неперспективными и в основном в промышленности для очистки применяются синтетические цеолиты, обладающие избирательностью к полярным молекулам и высокой абсорбционной емкостью. CO_2 и H_2S успешно поглощаются молекулярными ситами марки CaA, NaX и NaA. Стадия десорбции проводится нагреванием адсорбента, вакуумированием, продувкой инертным газом и требует значительных энергозатрат. Промышленное применение среди химических методов нашли окислы железа и цинка. Но данные процессы получили меньшее распространение в связи с невысокой технологичностью, нерегенерируемостью и необходимостью утилизации отработанного сорбента.

Кроме указанных методов очистки газов от кислых компонентов, существуют еще каталитические методы, основанные на окислении и восстановлении кислых газов в присутствии катализаторов из никеля, кобальта и других. В промышленности нашли применение окислительные методы, заключающиеся в окислении сероводорода до элементарной серы или меркаптанов – до дисульфидов.

Достоинством процесса является селективность, при отсутствии необходимости извлечения CO_2. Недостатком – протекание побочных реакций, что приводит к повышенному расходу реагентов, отложениям на стенках оборудования и коррозии. Восстановительные реакции протекают при взаимодействии оксидов серы с водородом (гидрирование) или водяным паром (гидролиз), а также при гидрировании диоксида углерода до метана. В настоящее время одно из перспективных направлений для очистки и осушки газа – применение мембранных технологии.

На примере подготовки газа перед сжижением (крупнотоннажным и малотоннажным) рассмотрим последовательность основных технологических процессов, а также выбор методов подготовки.

Установка очистки от кислых газов (УУКГ). В качестве требования рассмотрим очистку сырьевого газа от CO_2 до объемного содержания менее 50 млн$^{-1}$ и от H_2S до объемного содержания менее 3,5 млн$^{-1}$.

Рассмотрим различные варианты установки очистки.

- *Вариант 1:* УУКГ на основе традиционной технологии аминовой очистки.
- *Вариант 2:* Удаление CO_2/H_2S с использованием мембранной технологии.
- *Вариант 3:* Использование молекулярных сит (адсорбция с колебаниями температуры).
- *Вариант 4:* Процесс адсорбции с колебаниями давления или короткоцикловой адсорбции (КЦА).
- *Вариант 5:* Низкотемпературная сепарация.

Рассмотрим отклоненные варианты.

Вариант 2 отклонен по следующим причинам:

- отсутствие опыта применения на заводах СПГ на сегодняшний день;
- неподтвержденная способность достижения требуемых уровней содержания CO_2 (при использовании мембранных установок зафиксировано достижение уровня CO_2 ~2%).

Вариант 3 отклонен по следующим причинам: хотя данная технология подходит по жестким требованиям к содержанию CO_2, она требует большого расхода газа регенерации.

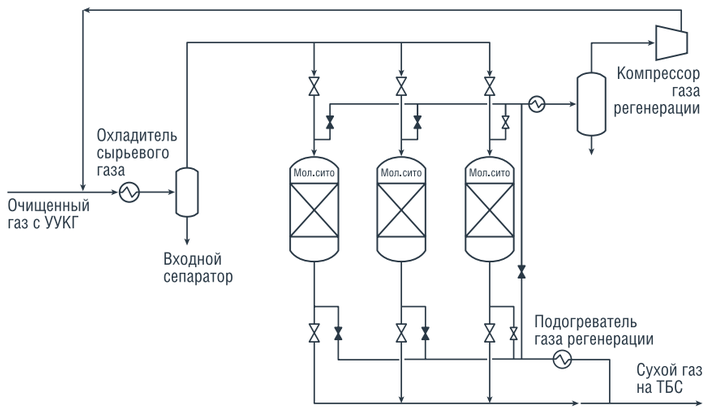
Вариант 4 отклонен, поскольку он ранее не применялся на заводах по производству СПГ. По расчетам, установка КЦА будет нуждаться в большом количестве слоев и адсорбента.

Вариант 5 был отклонен, поскольку он увеличивает сложность проекта, не имея подтвержденного опыта промышленного применения.

Исходя из вышеизложенного, выбор был остановлен на УУКГ с использованием аминового растворителя (вариант 1). Это традиционное решение, которое применяется практически на всех заводах по производству СПГ.

Использование растворителей ADIP-X/Sulfinol-X, обеспечивающих высокую эффективность

РИСУНОК 8. Технологическая блок-схема установки осушки газа



абсорбции, позволяет уменьшить размеры оборудования (в частности, аминового абсорбера и регенератора).

Установка осушки необходима для того, чтобы обеспечить объемное содержание воды в сырьевом газе менее 1,0 млн$^{-1}$, что является стандартным требованием, обычно применяемым на проектах СПГ. Рассмотрим показанные ранее методы:

ТЭГ/МЭГ – как правило, при использовании данной технологии достигается объемное содержание воды в газе до 150 млн$^{-1}$, что в значительной степени обусловлено равновесием в системе «вода – газ – МЭГ/ТЭГ». Поскольку это значение намного выше целевого уровня содержания воды в газе, данная технология не подходит для применения при производстве СПГ.

Теоретически достижение требуемых характеристик может обеспечить охлаждение газа (метод низкотемпературной сепарации). Чем больше охлаждается поток газа, тем большее количество воды может конденсироваться из потока и тем ниже будет содержание воды в газе. Для соответствия установленным требованиям необходимо применение ингибиторов с целью предотвращения образования гидратов под воздействием низких температур – наряду с обеспечением надлежащего отделения конденсированных капель воды, увлекаемых с потоком газа, это означает, что в действительности достижение целевого показателя будет затруднительным. Технические затруднения, связанные с достижением требуемого показателя эффективности, а также уровень мощности компрессоров, необходимый для повторного компримирования газового потока после охлаждения, делают данный вариант технологии неприемлемым для применения на производстве СПГ.

Последним рассмотренным вариантом технологии является применение твердых влагопоглотителей. Эта технология хорошо зарекомендовала себя при глубокой осушке потока газа. Использование силикагелей и активированной окиси алюминия способно обеспечить содержание влаги на уровне 10 и 5 млн$^{-1}$, а молекулярных сит – до 0,1 млн$^{-1}$. Для обеспечения требуемых показателей по содержанию воды в газе для производства СПГ единственным приемлемым решением представляется технология молекулярного сита.

С учетом рассмотренных методов подготовки технологическая схема будет выглядеть следующим образом (рис. 8).

Заключение

В рамках данной работы была проведена оценка методов подготовки природного газа: абсорбции, адсорбции и сепарации, необходимых для выполнения требований нормативной документации по составу транспортируемого газа по магистральным газопроводам. Протекающие технологические процессы и состав оборудования всх рассматриваемых методов были подвергнуты комплексному анализу, на основе которого выделены основные преимущества и недостатки решений, позволяющих осуществить выбор той или иной технологии в зависимости от исходных данных.

По результатам анализа по выбранным критериям методом экспертной оценки произведен выбор основных технологических решений при подготовке сжиженного природного газа при крупнотоннажном производстве. ●

Литература

1. *Васильев Г.Г. Обустройство промыслов: Учебное пособие / Г.Г. Васильев, А.П. Сальников. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2018. – 116 с.*
2. *Комплексный подход к цифровизации освоения арктических месторождений / С.М. Ватузов, К.С. Резанов, И.М. Ванчугов [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 9 (129). – С. 70–81.*
3. *Ванчугов И.М. Получение СПГ как метода утилизации ПНГ / И.М. Ванчугов, С.М. Ватузов, К.С. Резанов [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 1 (133). – С. 71–75.*
4. *ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия».*
5. *Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды к транспорту. – М.: Недра, 1972. – 324 с.*
6. *Кобилов Х.Х. Низкотемпературная сепарация углеводородов из природного и нефтяного попутных газов / Х.Х. Кобилов, Д.Ф. Гойибова, А.П. Назарова. – Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2015. – № 7 (87). – С. 153–155. – URL: https://moluch.ru/archive/87/14912/ (дата обращения: 04.04.2023).*
7. *Билянский К.В. Подготовка газа методом абсорбции / К.В. Билянский, О.М. Дарбазанов // Молодой ученый. – 2018. – № 50 (236). – С. 41–43.*
8. *Шевкунов С.Н. Адсорбционная осушка и низкотемпературная ректификация в процессах промысловой подготовки природного газа / С.Н. Шевкунов // Экспозиция Нефть Газ. – 2016. – № 7(53). – С. 46–49.*
9. *Яркеева Н.Р. К вопросу об эффективности технологии низкотемпературной сепарации / Н.Р. Яркеева, И.А. Ишбулатов // 2019. – Т. 17, № 1. – С. 13–23. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-1-13-23.*
10. *Китов Е.С. Анализ технологий промысловой подготовки природного газа / Е.С. Китов, В.И. Ерофеев, С.Н. Джалилова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 10. – С. 31–38. – DOI 10.18799/24131830/2022/10/3885.*
11. *Муллахметова Л.И. Попутный нефтяной газ: Подготовка, транспортировка и переработка / Л.И. Муллахметова, Е.И. Черкасова // 2015. – Т. 18, № 19. – С. 83–90.*
12. *Carroll J. Natural gas hydrates: a guide for engineer. Burlington, Gulf Professional Publ., 2020. 400 p.*
13. *Vlasenko, V.S. Combined supersonic separator for FPSO / V.S. Vlasenko, V.V. Slesarenko, G.M. Karpov // Procеedings of the International Offshore and Polar Engineering Conference – Sapporo, 2018. – P. 1289–1294.*

KEYWORDS: *field gas treatment, associated petroleum gas utilization, petrochemicals, natural gas drying, absorbents.*

Правильное представление об отдыхе

с Sun Siyam Iru Fushi Maldives

РЕКЛАМА



По мнению людей, недостаточно внимательно относящихся к планированию своего отпуска, выражение «отдых с детьми», как «лишние деньги» или «свободное время» – несет в себе противоречие. Отель Sun Siyam Iru Fushi Maldives меняет представление об отдыхе всей семьей.



Всем нам хочется иногда найти время для самого себя, понежиться в спа, пройти оздоровительные процедуры, позаботиться о своей красоте. Или устроить романтическое путешествие, отправиться вдвоем на берег океана и любоваться закатом сидя на теплом песке с бокалом вина. Но отпуск такой короткий и надо найти возможность провести время с близкими. Чтобы совместить все эти желания, в отеле Sun Siyam Iru Fushi Maldives предусмотрели все до мелочей, позволяющих расслабиться в уединении вам и окунуться в мир увлекательных игр вашим детям.



Детский клуб отеля Koamas Kids – это настоящий детский мир, где ваш ребенок точно не соскучится, ведь разнообразная программа игр и развлечений подготовлена для детей разного возраста. В специальном детском кафе La Cremia с 11:00 до 17:00 все мороженое бесплатно! Если ребенку нет еще 15 лет, не забудьте воспользоваться еще одним предложением отеля «Дети – короли! Живут, питаются и играют бесплатно».



А пока ваши дети увлечены играми, вы можете посетить самое большое спа на Мальдивах – Spa by Thalgo, где вам подберут индивидуальную программу и предложат разнообразные методики омоложения и оздоровления.

Приятным дополнением в программе по достижению гармонии духа, тела и разума будут занятия йогой пилатесом или аква аэробикой, которые можно попробовать совершенно бесплатно!

Ценителей активного отдыха центр водных видов спорта удивит Вас хорошими бонусами. Например, каждый день Вы можете на целый час бесплатно арендовать каяк или оборудование для виндсерфинга.



И, конечно, нельзя не сказать о кухне. Отель с системой «все включено» придает огромное значение гастрономической составляющей отдыха. Sun Siyam Iru Fushi Maldives – настоящий рай для гурмана! На острове работает 15 ресторанов, предлагающих все разнообразие мировой кухни, а винотека отеля собрала лучшие творения винодельческих регионов. Это именно то место на Малдивах, где вы сможете устроить себе гастрономическое путешествие!

VILLAGIO
ESTATE

MILLENNIUM PARK

MILLENNIUM PARK

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

ЭЛИТНЫЕ УЧАСТКИ ДЛЯ ДОМА МЕЧТЫ

ПОЗВОНИТЬ: *1223

19 КМ ПО НОВОЙ РИГЕ



Во Владивостоке прошел VIII Восточный экономический форум – международная площадка для укрепления связей мирового инвестиционного сообщества. На протяжении четырех дней участники ВЭФ обсуждали перспективы развития российской экономики в новом деловом сезоне и возможности для инвесторов

Сияющие перспективы:

инвестиционный потенциал драгоценных камней



В рамках Public Talk «Новое. Вечное. Ценное» в фокусе внимания оказались главные инвестиционные идеи на волатильном рынке: потенциал китайской валюты, замещающие облигации российских компаний, ЦФА, физическое золото и драгоценные камни.

По словам экспертов, инвестиции в драгоценные камни сочетают в себе сразу два направления: с одной стороны, это классический вид коммодитиз, с другой – в отличие даже от золота, редкие самоцветы могут обладать коллекционной ценностью, сопоставимой с предметами искусства. Вместе с тем ценообразование на драгоценные камни внутри России не оторвано от мирового, а значит, они могут служить и защитой от девальвации рубля. Кроме бриллиантов специалисты советуют обратить внимание на цветные драгоценные камни.

Отвечая на вопрос, какое влияние оказывают макроэкономические показатели, геополитика, повышение ключевой ставки на инвестиционную привлекательность драгоценных камней, вице-президент CHAMOVSKIKH Юрий Толмачев отметил два ключевых момента.

«Во-первых, рубины и изумруды неизменно демонстрируют активный рост стоимости, опережая даже бриллианты, которые также устойчиво растут в цене. Во-вторых, помимо традиционно низкой волатильности, сейчас мы наблюдаем и новые положительные тенденции: практически все месторождения цветных драгоценных камней, с которыми мы работаем, расположены в дружественных странах. Это Юго-Восточная Азия и Африка. Мы видим, что логистика улучшается и многие вопросы по укреплению сотрудничества решаются на государственном уровне. Соответственно, инвестиционная привлекательность драгоценных камней и в сегодняшней ситуации растет, подтверждая многолетнюю историческую практику».

При этом, по мнению Юрия Толмачева, как и другие альтернативные инвестиции, драгоценные камни не являются основным инструментом, и для крупных инвесторов допустимо размещение в них порядка 3–5% от совокупного объема активов.

Public Talk состоялся по инициативе Private Banking ВТБ с участием ведущих спикеров ВЭФ, ключевых клиентов и партнеров Группы ВТБ. В дискуссии приняли участие председатель Союза китайских предпринимателей в России Чжоу Лицюнь, директор по корпоративным финансам РУСАЛа Алексей Гренков, генеральный директор ПАО «Полюс» Алексей Востоков, вице-президент ювелирного дома CHAMOVSKIKH Юрий Толмачев, замначальника управления продаж инвестиционных продуктов Private Banking и «Привилегия» ВТБ Евгений Береснев, генеральный директор АНО «Платформа» Элина Сидоренко.

РЕКЛАМА

В промышленном строительстве
с 1930 года

КОКСОХИММОНТАЖ

РЕКЛАМА



РОССИЙСКАЯ ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ ПОСЛЕ УСТРАНЕНИЯ ЗАПАДНЫХ КОНКУРЕНТОВ

GEOPOLITIKA.NEWS

Практически монополистскую позицию в области российского экспорта природного газа занимает «Газпром». Мелкие частные производители заняты преимущественно производством СПГ. Однако экспорт этих компаний ограничивают законы, которые преграждают или осложняют им путь на зарубежные рынки. Таким образом Россия охраняет свои природные ресурсы и финансовую прибыль от крупных иностранных компаний. Из-за большого значения страны на мировом энергетическом рынке России удалось выдержать давление и продолжить сотрудничество с Западом на условиях государственного контроля над российским энергетическим сектором.



В итоге это спасло Россию в условиях нынешней геополитической борьбы. Трудно было бы привести к единому мнению частные компании со множеством их конкурирующих интересов в ситуации разворота экономики на Восток. В прошлом году многие западные компании ушли из России. Теперь возникла возможность для большей либерализации энергетического сектора. Поэтому не удивляет новость о том, что планируется принять закон, который упростит российским частным энергетическим компаниям, работающим в Арктике, добывать и экспортировать СПГ. Если западным компаниям путь в РФ закрыт, то этот закон привлечет китайские и индийские компании в Арктику.

РОСТ ЦЕН НА НЕФТЬ УГРОЖАЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ СТАБИЛЬНОСТИ

OILPRICE.COM The No. 1 Source for Oil Price Information

Упав в начале лета ниже 70 долл за барр, нефть марки WTI продолжает дорожать.

Дальнейшее повышение больно ударит по потребителям – особенно это скажется на бензине и транспортных расходах. В 2020 г. цены на углеводороды упали. В ответ нефтедобыча в США сократилась на 3 млн барр. в день. Однако спрос восстановился быстрее, чем ожидалось, а предложение запаздывало, что спровоцировало скачок цен на нефть, который длится уже два года. Российская спецоперация сократила поставки еще больше, напряженность на рынках усугубилась, и в результате весной и летом 2022 года нефть перешагнула отметку в 100 долл. за барр. В ответ США «откупорили» стратегический резерв, что помогло нарастить предложение и сбить цены. Страны ОПЕК, в свою очередь, сократили поставки. Решение России и Саудовской Аравии продлить сокращение добычи до конца 2023 года привело к росту цен. Добыча в США продолжает расти и почти наверняка установит в этом году новый рекорд. Это смягчит рост цен в США, но цена Brent, наверняка, будет расти еще быстрее. Если Россия и Саудовская Аравия захотят взвинтить цены выше 100 долл. за барр. – а это нанесет ущерб президенту Байдену в преддверии выборов, – у них есть все шансы этого добиться.

ЭКСПОРТИРУЯ НЕФТЬ, РОССИЯ ОБХОДИТ БОЛЬШУЮ ЧАСТЬ ЦЕНОВЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ G7

FT FINANCIAL TIMES

Россия преуспела в уклонении от санкций G7 против ее нефтяного экспорта, а изменения в товаропотоках увеличат ее доходы в условиях, когда цены на нефть приближаются к 100 долл. за барр.



Почти три четверти всего объема танкерной нефти из России в августе ушло без западной страховки, при помощи которой страны «Большой семерки» хотели навязать ценовой лимит. Устойчивый рост цен на нефть в сочетании с действиями Москвы по снижению скидки могут привести к тому, что доходы России от продажи нефти в 2023 году будут как минимум на 15 млрд долл. больше, чем могли быть при соблюдении ценовых лимитов. Усиливающаяся независимость России как продавца совпала с ростом цен на нефть, которые добрались до 95 долл. за барр. Евросоюз и США в основном запретили импорт российской нефти, но введенный G7 ценовой потолок был предназначен для того, чтобы российская нефть продолжала поступать на мировой рынок. Цель заключалась в недопущении дефицита поставок и скачка цен. ●

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…

Через 3 года в Калининграде планируют закрыть все угольные котельные

В октябре 2013 г. администрация Калининграда заявила о планомерном проведении в жизнь программы по выводу из эксплуатации угольных котельных в областном центре, всего под закрытие попадают 57 котельных. Программа расписана по годам, на закрытие объектов власти отводят три года.



• Комментарий Neftegaz.RU

Продвижение к энергетике с низкоуглеродным следом происходит не так быстро, как хотелось бы. К 2022 году в городе оставалось 34 котельных, работающих на твердом топливе. За год всего одна была переведена с угля на газ. Стоимость этой модернизации превысила 100 миллионов рублей. В этом году планируется закрыть пять угольных котельных, а оставшиеся – к 2026 году. В целом доля угля в российском энергобалансе составляет 13%, что ниже, чем в среднем в мире. Но по прогнозам она может увеличиться до 15% к 2050 г.



«Ямал СПГ» может поставлять сжиженный природный газ в Пакистан

Глава НОВАТЭКа Л. Михельсон в октябре 2013 г. заявил, что трейдер компании ведет совместные с Gunvor переговоры о возможных поставках СПГ в Пакистан после запуска проекта «Ямал СПГ».

• Комментарий Neftegaz.RU

На протяжении следующих десяти лет страны с переменным успехом продолжали вести переговоры. В 2022 г. появилась информация, что намечается многомиллиардная сделка по импорту СПГ с проекта НОВАТЭКа «Ямал СПГ». Первую партию сжиженного газа Россия поставила в Пакистан только летом 2023 г. 100 тыс. т российских СУГ было транспортировано транзитом в Пакистан по автодороге через территорию Ирана. Пакистан планировал покупку еще одной спотовой партии российской нефти, но при условии, что она будет доступна на более привлекательных для Пакистана условиях. Пока ситуация на рынке не способствует заключению новых контрактов.

Индия намерена покупать иранскую нефть за рубли

Индия и Иран в октябре 2013 г. изучали возможность оплаты иранских энергоносителей российской, китайской или японской валютой. Предполагается, что такой шаг должен обойти санкции в отношении Ирана. Тегерану нужна валюта, которой он мог бы рассчитываться с другими странами, а не только с Индией.

• Комментарий Neftegaz.RU

Переход на нацвалюты в расчетах за энергоносители обсуждается долгие годы. Единичные демарши против долларовой системы совершали не только страны, против которых введены санкции, латиноамериканские, африканские, азиатские страны периодически предпринимают попытки переходить на альтернативные валюты.



С изменением геоплитической ситуации в 2022 г. Иран предложил создать новую валюту для торговли со странами ШОС. Готовность к торговле с РФ в нацвалютах выразили Индия, Иран, Китай и Турция, но до полного отказа от доллара в расчетах за нефть и газ пока очень далеко. ●

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участник TNF 2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Стенд компании ГМС на TNF 2023

Стенд компании Бентек на TNF 2023

Стенд компании Элемер на TNF 2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участник TNF 2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Экспонат выставки Нефтегаз-2023

Посетители деловой программы выставки Нефтегаз-2023

Посетители выставки Нефтегаз-2023

Посетитель TNF 2023

Стенд компании Газпром СПГ технологии на TNF 2023

Посетитель TNF 2023

Надежный индустриальный партнер

Участник TNF 2023

Стенд Иркутской нефтяной компании на TNF 2023

Спикеры деловой программы выставки Нефтегаз-2023

Читатель журнала Neftegaz.RU на TNF 2023

Стенд компании UTair на TNF 2023

Участник TNF 2023

Студенты на TNF 2023

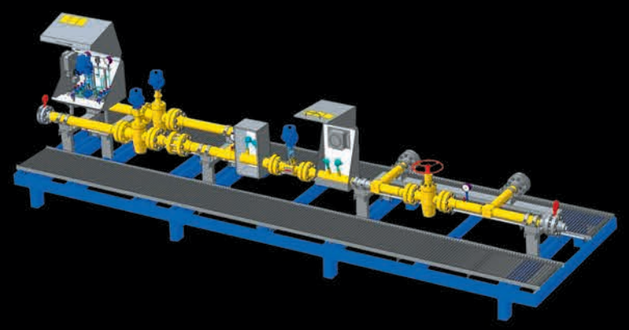
В. Петина

БЛОК АРМАТУРНЫЙ ЗАМЕРА И РЕГУЛИРОВАНИЯ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.2 Оборудование для транспортировки нефти и газа

1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса



Арматурные блоки предназначены для обвязки одной или нескольких газовых скважин и выполняют ряд функций:

- транспортирование добываемого газа от скважины к газосборному коллектору;
- переключение потока газа в реверсный режим для закачки газа в скважины;
- дистанционное или ручное регулирование давления газа по скважине на выходе в газосборный коллектор;
- переключение потока газа от скважины на факел или в исследовательский сепаратор;
- подача и регулирование ввода ингибитора в поток газа;
- аварийное перекрытие потока газа от скважины при повышении или понижении давления в трубопроводе за допустимые пределы;
- дистанционное или местное перекрытие потока газа.

ПАРАМЕТР	ЗНАЧЕНИЕ
Расход, м³/ч	2...10 000
Номинальное давление, МПа (кгс/см²)	До 16 (160)
Питающее напряжение, В	24/220/380
Габаритные размеры	В зависимости от комплектации и количества рабочих линий
Масса блока	В зависимости от комплектации и количества рабочих линий
Срок службы, лет	20
Температура транспортируемой среды, °С	-60... +50

Арматурные блоки могут изготавливаться в климатических исполнениях. Все оборудование, устанавливаемое в блоке, взрывозащищенного исполнения.

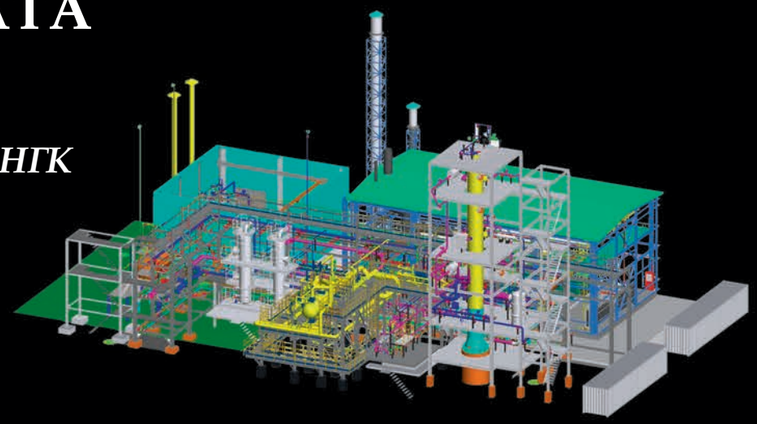
Для обеспечения работоспособности приборов КИПиА в условиях низких температур применяются утепляющие термочехлы с электрообогревом. ●

УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.2 Оборудование для транспортировки нефти и газа

1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса



Установка подготовки газа и конденсата (УПГиК) предназначена для нужд комплексов по добыче, подготовке, сжижению газа и конденсата

Подготовка газа осуществляется методом низкотемпературной сепарации. Для предотвращения гидратообразования предусмотрен блок-бокс подачи метанола.

Стабилизация газового конденсата осуществляется методом ступенчатой дегазации. УПГиК укомплектована на выходе готовой продукции блоком контроля качества по стабильному конденсату.

Газ подготавливается до требований потребителей газотурбинных силовых энергоустановок, газовый конденсат, выделенный из сырьевого газа, подготавливается до требований СТО 73157577-01-2006.

ПАРАМЕТР	ЗНАЧЕНИЕ
Срок службы установки	не менее 25 лет
Производительность по сырому газу	2,05 млн нм³/сут
Расчетное давление на входе	22, 5 МПа
Диапазон производительности установки	от 10 до 120 % от номинальной
Номинальная производительность по стабильному конденсату	30 тыс. тонн/год

Электроснабжение установки осуществляется по I категории надежности по двум независимым линиям. В состав установки входят блок-боксы КТП с РУ и аппаратной с системой САУ.

Конструкция блоков (модулей) УПГиК не способствует образованию скоплений снега и льда, а также не допускает попадания атмосферных осадков внутрь блоков. ●

ЦИТАТЫ



П. Пуянне

Наше присутствие в России сегодня мотивировано исключительно нашим обязательством по поставкам СПГ в Европу



А. Новак

Для развития российских технологий необходимо консолидировать усилия государства, бизнеса, науки и производителей



Н. Шульгинов

Для нас комфортна любая цена нефти, которая обеспечивает баланс интереса производителей и потребителей



А. Лихачев

Самый главный материал, который разрушается, – это психика людей



А. Салман

Они превратились из прогнозистов и оценщиков рынка – в политическую пропаганду (*о МЭА – ред.*)



Д. Артюхов

Наши производственные мощности больше, чем мы сегодня добываем



Д. Вудс

Независимо от того, куда денется спрос, если мы не будем поддерживать уровень инвестиций в отрасль, в конечном итоге у нас будет меньше поставок, что приведет к росту цен



Й. Мусевени

Я запретил экспорт сырья, потому что страна потеряет деньги и рабочие места, если сырье будет перерабатываться за рубежом



П. Сийярто

Власти Венгрии продолжают сотрудничать с РФ в незатронутых санкциями областях, так как это в национальных интересах страны



реклама

HOTEL ASTORIA
ST PETERSBURG
A ROCCO FORTE HOTEL

Исаакиевская пл. / Ул. Большая Морская, 39, Санкт-Петербург, 190031, Россия
Тел. +7 812 494 5757
roccofortehotels.com

ZEN GARDEN

ТИХАЯ РОСКОШЬ В ЦЕНТРЕ СОБЫТИЙ



РЕЗИДЕНЦИИ 5 ЗВЕЗД
В НЕСКОЛЬКИХ МИНУТАХ ОТ ДВОРЦОВОГО МОСТА

+7 (812) 325-00-00
ZENGARDEN.YARD.RU

ДЕВЕЛОПЕР
YARD GROUP

РЕКЛАМА | ЖК «ZEN GARDEN» "ДЗЕНГАРДЕН" | ** ЯРД ГРУП" ЗАСТРОЙЩИК ООО «ПЕТРОДИЗАЙНКОНСАЛТ» | ОГРН 1037843064962 | ПРОЕКТНАЯ ДЕКЛАРАЦИЯ РАЗМЕЩЕНА НА САЙТЕ: HTTPS://НАШ.ДОМ.РФ