НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

журнал для руководителей и специалистов отраслевых предприятий

XV Петербургский международный газовый форум

ВЫПУСК №5 (23) 2026

Читайте онлайн: портал, канал, соцсети

Russ Turbo®

КАЧЕСТВЕННЫЙ СЕРВИС ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ И РЕВЕРС-ИНЖИНИРИНГ



ООО «РУСЬ-ТУРБО» СПЕЦИАЛИЗИРУЕТСЯ НА МОНТАЖЕ И НАЛАДКЕ, ОБСЛУЖИВАНИИ И РЕМОНТЕ:

- ПАРОВЫХ И ГАЗОВЫХ ТУРБИН;
- КОМПРЕССОРОВ;
- РЕДУКТОРОВ;
- ГИДРОМУФТ;
- И ДРУГОГО ИНОСТРАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТАХ И ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ, ХИМИЧЕСКОЙ, МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОЙ ОТРАСЛЕЙ

г. Санкт-Петербург,
Ремонтно-механический завод ООО "Русь-Турбо" 187032, дорога Подъезд к городу Колпино, стр. 11.
8 (800) 201-90-46
8 (812) 992-38-25
info@russturbo.ru
russturbo.ru

Больше информации об услугах ООО «Русь-Турбо»

реклама

ГАЗПРОМБАНК | БИЗНЕС

Банковское сопровождение

- Контролируйте свои расходы в проектах
- Снижайте риски
- Дисциплинируйте исполнителей



Узнать больше

Банк ГПБ (АО). Генеральная лицензия Банка России № 354.
Информация предоставлена по состоянию на 01.10.2026. Не оферта. Реклама.

реклама

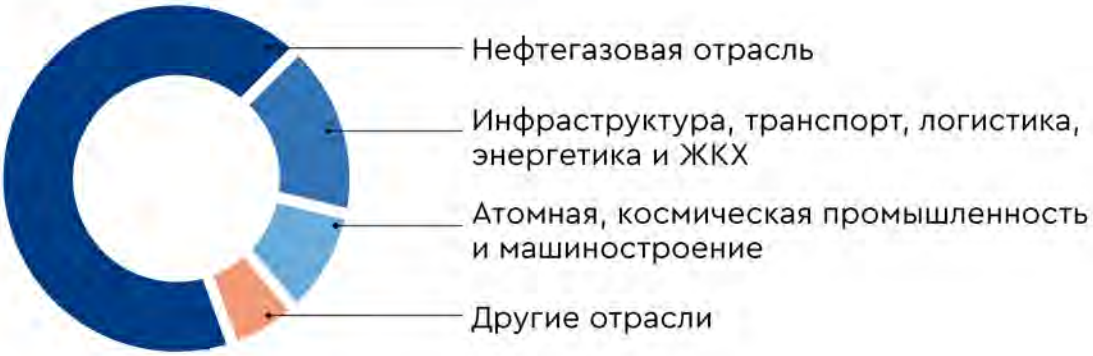
Банковское сопровождение контрактов (БСК) в Газпромбанке

Банковское сопровождение контрактов — это современная финансовая технология, обеспечивающая целевое использование средств, а также прозрачность при реализации инвестиционных проектов в любых отраслях экономики. Технология позволяет эффективно управлять денежными потоками, благодаря глубокому экспертному опыту команды Газпромбанка, минимизировать финансовые и операционные риски, сформировать надёжную систему контроля за выделенными средствами.

Где применяется

Сегодня банковское сопровождение контрактов — стандарт при управлении инвестиционными проектами и текущей закупочной деятельностью. Для данного продукта нет ограничений — технология может быть использована при реализации любого контракта или проекта, где требуется обеспечить целевое использование средств и необходима комплексная система управления рисками.

Какие отрасли уже используют БСК



Собственная экосистема цифровых сервисов обеспечивает максимальное удобство, глубокую аналитику и контроль каждой составляющей проекта в режиме реального времени.

Преимущества использования БСК для управления проектами

- Обеспечение целевого использования средств
- Контроль наценок поставщиков и подрядчиков
- Раннее предупреждение при развитии рисков неисполнения обязательств
- Обособление денежных потоков по контракту от текущей деятельности
- Оптимизация ценообразования и исключение излишних посредников
- Снижение стоимости проекта за счёт замены банковской гарантии на возврат авансового платежа банковским сопровождением
- Управление собственной ликвидностью и применение гибкого подхода к авансированию в системе исполнения проектов

реклама

СНЕГОБОЛОТОХОДЫ ПРОИЗВОДСТВА ООО «МЕГ ВЕСТ».
ТЕХНИКА ДЛЯ ПОКОРЕНИЯ БЕСКРАЙНИХ ПРОСТОРОВ СТРАНЫ

3930А ЯВЛЯЕТСЯ ФЛАГМАНОМ КОМПАНИИ







Оснащается тремя видами шин на выбор, от «скромных» «Трэкол» 1600х700 мм до «Арктиктранс» размерностью 1700х750 мм или гигантских «Мамонт» 1780х710 мм.

Используемый силовой агрегат — японский дизель Kubota V3800 мощностью 97,6 сил с крутящим моментом 330 Нм. У 3930А брутальная комплектация: мосты от ГАЗ-66 с доработанной системой подкачки колёс, которая исключает попадание воды в мост; 5-ступенчатая механическая КПП от ГАЗ 3309, РК (раздаточная коробка) от ГАЗ-3308 («Садко»). В тёплом салоне можно разместить до 12 сидячих и до 6 спальных мест. Снегоболотоход создан, чтобы доставлять людей и грузы в отдалённые и сложнопроходимые места нашей планеты, а также преодолевать водные преграды.

Есть и пикап — исполнение 3930Т с пассажировместимостью от 2 до 6 мест, оснащённый просторным тентованным кузовом.

Снаряжённая масса	4000 кг
Грузоподъёмность на твёрдых грунтах	2000 кг
Грузоподъёмность на плаву	1500 кг
Дорожный просвет	580 мм
Длина	7500 мм
Ширина	2550 мм
Высота	3060 мм

3940А 6Х6

Снаряжённая масса	4200 кг
Грузоподъёмность на твёрдых грунтах	1800 кг
Грузоподъёмность на плаву	1300 кг
Дорожный просвет	580 мм
Длина	7500 мм
Ширина	550 мм
Высота	3300 мм









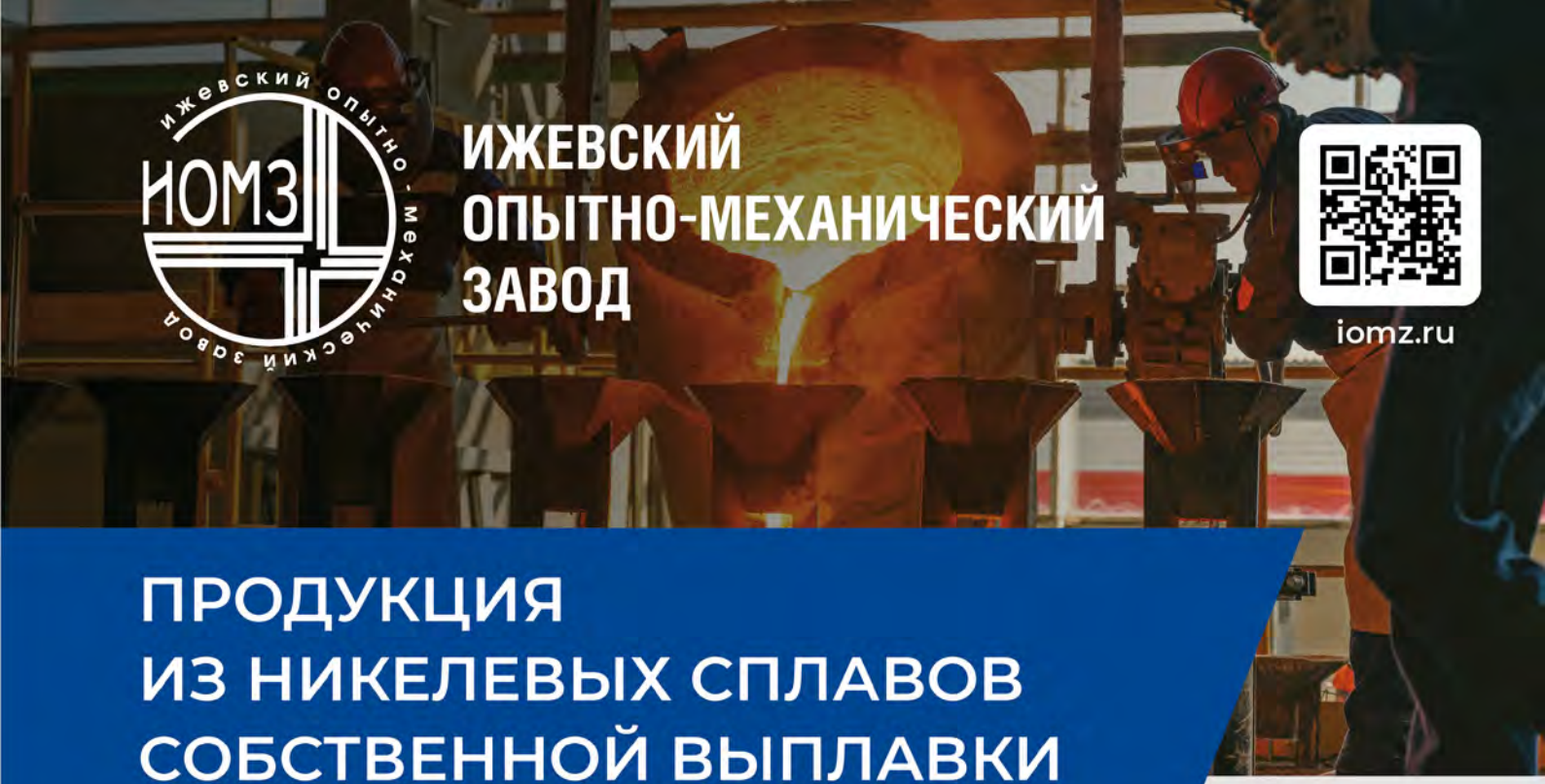
Специальный вездеход — комфортабельный кемпер. Данная модель обладает увеличенным салоном, что позволяет передвигаться по нему в полный рост.

3940А позиционируется как вездеход для вахтового проживания, серьёзных экспедиций, путешествий или просто комфортных поездок на охоту или рыбалку вдали от дома.

ХИЩНИК
СВОБОДА В ЛЮБОМ НАПРАВЛЕНИИ

+7 (3456) 33-62-88 | +7 (919) 815-02-09
mezenin1234@yandex.ru | vk.com/pro_hishnik | hishnik.pro

реклама



ИЖЕВСКИЙ ОПЫТНО-МЕХАНИЧЕСКИЙ ЗАВОД

iomz.ru

ПРОДУКЦИЯ ИЗ НИКЕЛЕВЫХ СПЛАВОВ СОБСТВЕННОЙ ВЫПЛАВКИ

Легированные нержавеющие стали и сплавы коррозионностойкие, жаростойкие и жаропрочные:

10Х23АГ12Н5М3 по ТУ 14-1-5649-2015	03Х14Н7В, 05Х16Н4Д2Б, 10Х15П2 по ТУ 14-1-5518-2005	45Х14Н14В2М, 10Х11Н20Т2Р по ТУ 14-1-1671-76
13Х11Н2В2МФ-ш (ЭИ961-Ш) по ТУ 14-1-1791-76	*Alloy 925,*Alloy 718,*Alloy K-500 по ТУ 14-1-5649-2015 (*Аллой)	ХН78Т по ТУ 14-1-1671-76

ВАЛЫ НАСОСА ДЛЯ ЭЦН, ПЭД, ППД

КРЕПЁЖ РЕСУРСНЫЙ

ПРУТКИ ВЫСОКОТОЧНЫЕ



Россия, УР, г. Ижевск, ул. Гагарина, 51б | office@iomz.ru | +7 3412 222-888

реклама

ЧИТАЙТЕ В ВЫПУСКЕ

22 TNF-2026: ОПРЕДЕЛЯЕМ БУДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

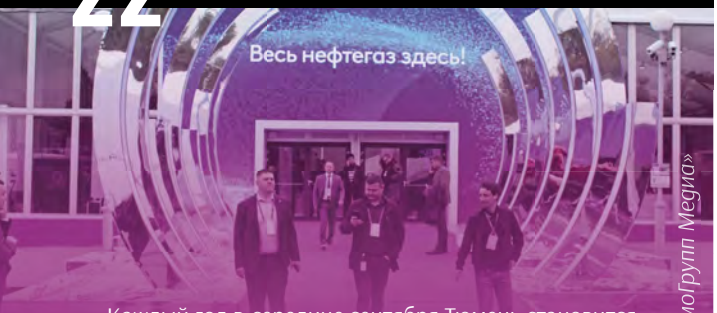


Фото: «ПромоГрупп Медиа»

Каждый год в середине сентября Тюмень становится точкой притяжения для всей нефтегазовой отрасли. О том, какие новые решения и разработки представили компании на выставке в рамках форума TNF, читайте в нашем репортаже.

38 БАРЬЕРЫ ИСКРОЗАЩИТЫ: ОБЗОР РЫНКА



Фото от ООО «ЗАВОД ГОРЭЛТЕХ»

Нефтегазовая отрасль предъявляет особые требования к взрывозащите. О том, как барьеры обеспечивают безопасность на производстве и чего не хватает для полной локализации, читайте в нашем материале.

54 ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МАЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: ВОЗМОЖНОСТИ И РИСКИ



Фото: gazprom.ru

Шансов на открытие новых крупных залежей нефти и газа с каждым годом всё меньше. Казалось бы, самое время присмотреться к небольшим месторождениям. Что нужно для того, чтобы их разработка была рентабельной, мы узнали у экспертов отрасли.

ТРЕНДЫ

8 ПРАГМАТИЧНЫЙ СУВЕРЕНИТЕТ: ЧЕМ РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ОТВЕЧАЮТ НА ВЫЗОВЫ ТЭК

22 TNF-2026: ОПРЕДЕЛЯЕМ БУДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ЦИФРА

38 БАРЬЕРЫ ИСКРОЗАЩИТЫ: ОБЗОР РЫНКА

44 ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ МОДУЛИ В «ЭКОСИСТЕМЕ NAFTA»

46 СМЕСИ, НОРМАЛИЗУЮЩИЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ. В ЧЁМ «СОЛЬ» ВОПРОСА, ИЛИ КАК НЕ ОШИБИТЬСЯ ПРИ ВЫБОРЕ ЗАПОЛНИТЕЛЯ

50 К 30-ЛЕТИЮ «РАСКО ГАЗЭЛЕКТРОНИКА»: ЕДИНОЙ КОМАНДОЙ И ТОЛЬКО ВПЕРЕД!

ДОБЫЧА

54 ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МАЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: ВОЗМОЖНОСТИ И РИСКИ

60 «РУСЬ-ТУРБО»: ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ СЕРВИС ДЛЯ ИМПОРТНЫХ ТУРБИН

62 ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ: ТЕРРИТОРИЯ ВЫСОКИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОСРЕДИ ТУНДРЫ

68 НПО «ГЕЛИЙМАШ» И ЕГО 95-ЛЕТНЯЯ ИСТОРИЯ

70 НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОИЗВОДСТВЕ КАБЕЛЕЙ: В КАКОЙ ПРОДУКЦИИ НУЖДАЕТСЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ?

ТРАНСПОРТИРОВКА

78 ЛОГИСТИКА НА РЫНКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ: НОВЫЕ ПРАВИЛА ИГРЫ

RATRAKI.RU
РАТРАКИ.РУ

РАТРАКИ — УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ ТЕХНИКА ДЛЯ ЗИМНИКОВ

Ратрак — важнейшая часть инфраструктуры для любого горнолыжного курорта.
Ратраки применяются для прокладки зимних дорог, перевозки грузов, обслуживания линий электропередач и газопроводов.
Широкий выбор снегоуплотнительной техники на российском рынке сегодня предлагает питерская компания ООО «СКИ-Проджект».



Компания «СКИ-Проджект» из года в год подбирает для российских заказчиков оптимальные варианты новых и б/у ратраков всех типов, а также различное навесное оборудование. Вся поставляемая на российский рынок ГЛК техника от «СКИ-Проджект» проходит сервис в Европе и России. В продаже одновременно находятся более 140 ратраков.

Россия, Санкт-Петербург
ул. Савушкина, 89а, оф. 4Н-10, +7 911-005-55-22
ski-project@mail.ru, info@ratraki.ru, www.ratraki.ru

реклама

ЧИТАЙТЕ В ВЫПУСКЕ

70 НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОИЗВОДСТВЕ КАБЕЛЕЙ: В КАКОЙ ПРОДУКЦИИ НУЖДАЕТСЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ?



Фото от ООО «ОКП «ЭЛКА-Кабель»

На что способны современные кабели? Какие вызовы ставит перед ними нефтегазовая отрасль? Каких новшеств стоит ждать в ближайшие годы? Об этом и многом другом нам рассказали отечественные производители кабельной продукции.

78 ЛОГИСТИКА НА РЫНКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ: НОВЫЕ ПРАВИЛА ИГРЫ



Фото: magnific.com

Экспортные потоки нефти и газа претерпели сильные изменения за последние несколько лет. Главная причина – геополитика. Что это: временный кризис или новая реальность на рынке?

92 МИНИ-НПЗ: СПАСЕНИЕ ДЛЯ ТОПЛИВНОГО РЫНКА ИЛИ НИШЕВОЕ РЕШЕНИЕ?



Фото: magnific.com

На фоне топливного кризиса в отрасли заговорили о малотоннажной переработке. Однако при ближайшем рассмотрении становится ясно, что мини-НПЗ эффективны далеко не во всех случаях.

ТРАНСПОРТИРОВКА

86 ЦИФРОВЫЕ ТОПЛИВНЫЕ ПОМОЩНИКИ: ОТ СТРАТЕГИЧЕСКОГО ЗАПАСА К ТОТАЛЬНОМУ КОНТРОЛЮ РЕСУРСОВ

88 ШАРОВЫЕ КРАНЫ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ЧТО МОГУТ ПРЕДЛОЖИТЬ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ КОМПАНИИ?

90 РОБОТИЗАЦИЯ ПРИХОДИТ В НЕФТЯНКУ: ЧЕМ ПОЛЕЗНЫ ДРОНОПОРТЫ

ПЕРЕРАБОТКА

92 МИНИ-НПЗ: СПАСЕНИЕ ДЛЯ ТОПЛИВНОГО РЫНКА ИЛИ НИШЕВОЕ РЕШЕНИЕ?

96 ИТОГИ ТАТАРСТАНСКОГО НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО ФОРУМА — 2026 И ВЫСТАВКИ «КАЗАНЬ: НЕФТЬ, ГАЗ, ХИМИЯ»

АО «ГосНИИхиманалит»:
90 лет на защите страны

АО «ГосНИИхиманалит» (Санкт-Петербург) с 1936 года ведёт разработку, модернизацию, испытания и серийное производство приборов и систем химического контроля. Входит в ГК «Ростех» (АО «Росхимзащита»).

АО «ГосНИИхиманалит» выпускает широкий спектр приборов и систем для различных отраслей промышленности.

АНТ-3М – анализатор-течеискатель.

ГСА-Р – носимый прибор на ОВ, АХОВ для измерения радиационного фона и определения эквивалентной дозы.

ГСА-АИГ – переносной прибор на ОВ и АХОВ в воздушной среде.

ГАС-4 «Изумруд-1» – стационарный газоопределитель.

СКВСЗС-26 «Редут» – система контроля воздушной среды защитных сооружений.





УСЛУГИ

- Испытательный центр.
- Метрологический центр.
- Аналитическая химия, хроматография, спектрометрия.
- Конструкторское бюро.
- Работы по импортозамещению.

Все разработки – по ЕСКД, ЕСПД, ГОСТ, ГОСТ Р, ГОСТ РВ. СМК: ГОСТ Р ИСО 9001-2015, ГОСТ РВ 0015-002-2020.

Коммерческий отдел:
+7 (812) 252-22-45
marketing@himanalit.ru

Секретарь:
+7 (812) 786-61-59
mail@himanalit.ru

реклама

ПРАГМАТИЧНЫЙ СУВЕРЕНИТЕТ: ЧЕМ РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ОТВЕЧАЮТ НА ВЫЗОВЫ ТЭК

Текст и фото: Мария Кармакова

Поворот символического вентиля запустил работу Татарстанского нефтегазохимического форума – 2026. Церемония прошла живо и празднично. Если бы можно было так же легко направить ситуацию в отрасли в нужное русло... Однако это требует куда более сложных и системных усилий. Переход к полной импортонезависимости, глубокая переработка сырья, цифровая трансформация, переориентация на новые рынки – о том, как предприятия нефтегазового сектора отвечают на эти вызовы, мы поговорили с участниками выставки «Казань. Нефть. Газ. Химия», которая прошла в рамках ТНФ-2026.



Фото: kazan-ogc.ru

Несмотря на то, что в названии выставки фигурирует конкретный регион, ежегодно площадка собирает участников из самых разных территорий России и зарубежья. Традиционно мероприятия, посвящённые нефтегазовой тематике, отличаются значительной долей уральских экспонентов. Это обусловлено развитым машиностроительным, приборостроительным и нефтесервисным потенциалом региона. Не стала исключением и выставка в Казани: сразу два стенда заняла арматуростроительная компания «Палюр», представившая широкий ассортимент дисковых поворотных затворов собственного производства. Центральное место в экспозиции занял затвор-гигант диаметром 1600 мм, хотя и это не максимальный доступный габарит – размерная линейка продукции компании начинается от 50 мм и заканчивается изделиями диаметром 2800 мм, изготавливаемыми по спецзаказу.

Надёжность запорно-регулирующей арматуры – важная составляющая промышленной безопасности всего нефтегазохимического объекта. Долгое время высокотехнологичные позиции (в частности, арматуру для сложных сред и высоких давлений) в Россию импортировали из Западной Европы и США. Сегодня отечественные машиностроители не только замещают ушедшие бренды, но и успешно противостоят демпингующим азиатским поставщикам. Так, ООО «АСК «Палюр» закупает сырьевой металл и самостоятельно производит все комплектующие элементы арматуры, за исключением редукторов и электроприводов. Главный акцент производитель делает на ремонтопригодности оборудования в полевых условиях: каждому изделию присваивается свой серийный номер с QR-кодом на маркировке, который открывает доступ к электронному руководству по эксплуатации.

«Для конечного заказчика в нефтегазовой сфере важны не просто затворы как позиция в прайсе, а герметичность, долговечность и общая надёжность технических решений. Наш ответ вызовам времени – это полный цикл производства внутри одного предприятия. Что касается структуры рынка, то с азиатскими брендами мы не конкурируем принципиально. Бороться с Китаем по цене нереально, но низкая стоимость всегда критически отражается на качестве. Мы закрываем риски простоя оборудования: к каждому затвору бесплатно прилагается запасное ЗИП-кольцо. В случае износа уплотнения эксплуатирующая служба может заменить его прямо на объекте







всего за два часа, не дожидаясь поставок с завода. На выставке наш сервисный специалист проводил мастер-класс по замене уплотнительного кольца – это позволило посетителям оценить ремонтопригодность и эргономику изделия», – пояснил директор по развитию продаж ООО «АСК «Палюр» *Максим Аристов*.

Уход европейских машиностроительных холдингов с российского рынка негативно сказался и на сегменте высокотехнологичного насосного оборудования. Особенно острая ситуация сложилась в сфере объёмных винтовых насосов, где долгое время стандартами надёжности выступали немецкие бренды. Сегодня отечественные инжиниринговые компании используют методы обратного проектирования (реверс-инжиниринга), чтобы не просто обслуживать оставшийся импортный парк, но и развернуть собственное производство технологически сложных гидромашин.

По такому пути пошла компания «Техразум», которая уже три года развивает производственную площадку в Альметьевске. За образец инженеры взяли проверенные временем немецкие аналоги. Два года назад был налажен серийный выпуск насосного оборудования под собственным брендом. Уровень локализации компонентов на производстве составляет 55–60%. Сложные узлы, которые пока не выпускаются внутри страны, компания продолжает импортировать, в том числе из Германии, сохраняя жёсткие требования к качеству финального изделия.

«Техразум» уже закрывает потребности нефтедобывающих и нефтехимических предприятий региона, ведёт переговоры по контрактации с ПАО «Татнефть», планирует включение своей продукции в официальный реестр Минпромторга РФ.

«Рынок винтовых насосов сейчас переживает масштабный передел. В этих условиях потребителю бывает сложно сделать выбор, так как проверенных временем и надёжных отечественных альтернатив критически мало. Наша стратегия – предложить рынку оборудование, которое по своим эксплуатационным свойствам не уступает немецким прототипам. Мы начинали с сервиса и реверс-инжиниринга, а сейчас самостоятельно выпускаем больше половины компонентов. Компания занимается проектированием и монтажом, то есть не просто продаёт "железо", а помогает внедрить его для конкретной задачи на промысле.

Мы сознательно не форсируем стопроцентную локализацию в ущерб качеству: то, что пока не научились делать идеально сами, закупаем у проверенных зарубежных партнёров. Наша цель – дать малым и крупным нефтяным компаниям предсказуемое по надёжности оборудование в период, когда рынок перестраивается», – подчеркнул технический специалист ООО «Техразум» *Радик Гарифуллин*.

Главным сдерживающим фактором для отечественного приборостроения остаётся сектор микроэлектроники. Учёт природного и попутного нефтяного газа, кислорода, азота и других газовых сред исторически опирался на сложную импортную приборную базу. Сегодня российские производители успешно замещают зарубежные решения, однако базовым компонентом, который пока невозможно полностью заменить отечественными аналогами, остаются микроконтроллеры.

Для нивелирования санкционных рисков предприятия переориентируются с европейских позиций на азиатский рынок (в основном КНР). В частности, по этому пути пошли специалисты НПП «ИРВИС». При этом программную часть и алгоритмы глубокой самодиагностики приборов компания развивает полностью самостоятельно. Все новые интеллектуальные решения перед выходом в серию проходят цикл опытно-

промышленных испытаний на реальных объектах ключевых заказчиков нефтегазовых холдингов.

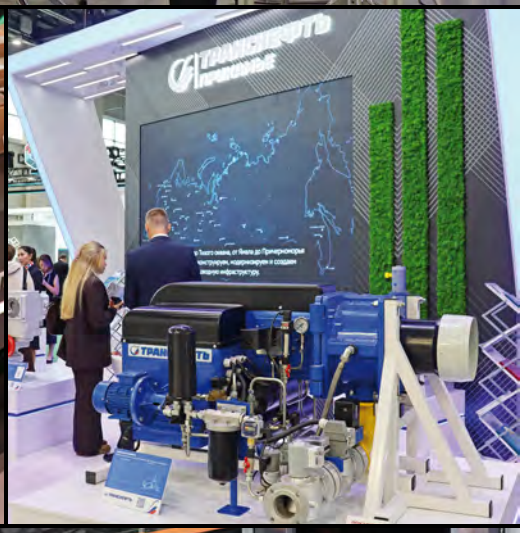
«Наш 35-летний опыт работы на рынке КИПиА доказывает, что подлинный технологический суверенитет невозможен без сильной научной базы. Разработки "ИРВИС" опираются на академическую науку, исследования в собственных лабораториях и тесную интеграцию с институтами РАН. Именно этот фундамент помог нам выстоять в 2022 году, когда рынок штормило», – пояснил главный специалист по сбыту ООО «НПП «ИРВИС» *Максим Поликарпов*.

По его мнению, основу технологического суверенитета сегодня составляют софт и интеллектуальные алгоритмы. Именно поэтому на выставке компания презентовала как проверенные временем решения, так и новинки в этой области. Особое внимание разработчики уделили самодиагностике приборов.

«Обычный расходомер проверяется раз в три-четыре года в рамках межповерочного интервала. Наш прибор в процессе непрерывной эксплуатации сам определяет влияние внешних факторов и контролирует точность измерений по сложной математической модели. А, чтобы эксплуатирующим службам и контролирующим органам было удобно работать "в полях", мы создали мобильное приложение. Специалист может по беспроводной связи прямо на объекте за 5–10 минут выгрузить архивы и провести полную диагностику прибора с экрана обычного смартфона. Это новый уровень цифровизации КИПиА, независимый от западных экосистем», – подчеркнул *Максим Поликарпов*.









АВТОНОМНОЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ И ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОХИМИИ

В числе актуальных задач для российской энергетики – расширение газозаправочной инфраструктуры в удалённых регионах и организация автономного энергоснабжения там, где отсутствует физическая возможность подключения к магистральным сетям. Традиционный подход упирается в дефицит свободных мощностей и сложные технические условия. Решением проблемы становится переход к мобильным комплексам и системам накопления энергии, управляемым распределёнными цифровыми платформами.

Инновационный подход в этом сегменте продемонстрировало АО «Стифкор» – инжиниринговая компания, которая на протяжении девяти лет инвестировала ресурсы разработку и изготовление линейки специализированного оборудования. Предприятие развивает два стратегических направления: расширение сети газозаправочных станций и создание высокоэффективных систем автономного энергоснабжения. Не полагаясь исключительно на стационарные объекты, «Стифкор» реализовал концепцию «материнской» многотопливной автозаправочной станции. На этом базовом узле осуществляется заправка мобильных передвижных комплексов, которые способны доставить газомоторное топливо в любую географическую точку по запросу клиента.

Такое решение критически важно для предприятий агропромышленного комплекса (зернотоков, зерно- и овощехранилищ), удалённых производственных площадок и объектов ТЭК. Оптимизировать этот процесс позволяют системы накопления и хранения энергии на базе ёмких промышленных батарей. В России данный сегмент пока находится в зачаточном состоянии, хотя в Европе, США и КНР такие системы формируют основу распределённой энергетики.

В планах компании на следующий год – интеграция систем накопления











с возобновляемыми источниками энергии (солнечными панелями), способными аккумулировать ресурс в течение всего светового дня. Параллельно «Стифкор» развивает направление мобильной аварийной генерации, что критически актуально в условиях блэкаутов, природных катаклизмов или современных инфраструктурных угроз. Передвижные электростанции способны оперативно выдавать до 5 МВт электрической энергии в течение суток, обеспечивая автономную жизнедеятельность целых поселков, промышленных площадок, а также критически важных социальных и медицинских учреждений.

«Дефицит газозаправочных мощностей и сложности с получением технических условий на подключение к сетям – это ключевой сдерживающий фактор для перевода транспорта на экологичное топливо и газификации удаленных объектов. Наш ответ рынку – мобильная заправочная инфраструктура и автономная генерация на базе систем накопления энергии. Мы привозим газ туда, где нет ни трубы, ни электричества, закрывая потребности как коммерческих парков, так и удалённых предприятий – от зернохранилищ до промышленных цехов. Это экономно, эффективно и не требует колоссальных затрат на капстроительство.

Мы не заявляем о стопроцентной независимости от импорта – сегодня в России этого нет ни у кого, особенно когда речь идёт о принципиально новых для рынка технологических процессах. Наша компания работает по чётким техзаданиям в кооперации с пулом проверенных подрядчиков как внутри России, так и за её пределами. Наша задача как инжинирингового центра – собрать все компоненты в единый надёжный комплекс и гарантировать результат.

Независимому заправочному бизнесу сейчас очень тяжело из-за топливного кризиса, и внедрение нетривиальных инженерных решений – реальный способ выжить», – считает генеральный директор АО «Стифкор» *Александр Страхов*.

Ещё один сегмент, который переживает сегодня не самые простые времена, – нефтегазохимический. Отечественным производителям приходится доказывать, что они способны не просто поставлять импортозамещающие реагенты, но и обеспечивать полное научно-инженерное сопровождение сложных проектов. Чтобы показать высокий уровень развития отечественного нефтегазосервиса, компании сотрудничают с научными учреждениями.

Пример такой кооперации демонстрирует компания «Полицелл» – разработчик и производитель химической продукции для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин. Предприятие обладает опытом сотрудничества с ключевыми игроками российского рынка ТЭК, включая ПАО «Газпром» и АО «Зарубежнефть», а разработка рецептур ведётся в тесной связке с академическими и отраслевыми центрами страны: Санкт-Петербургским горным университетом, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, институтами корпоративного научного комплекса «Газпрома».

На отраслевой выставке в Казани специалисты «Полицелл» рассказали о расширении географии присутствия: компания официально прошла процедуру аудит-аккредитации в ПАО «Татнефть» и готовится запустить пилотный проект по инжиниринговому сопровождению бурения первых 10 скважин в Татарстане.

Стратегия предприятия строится на сочетании проверенных временем базовых химических компонентов и непрерывного внедрения инновационных растворов, адаптированных к геологическим условиям конкретного месторождения. При изготовлении продукции завод

опирается на сырьё местных поставщиков. Так, предприятию удалось полностью отказаться от импорта жирных кислот, переориентировавшись на аналоги российских производителей, которые смогли предложить необходимый уровень чистоты и конкурентоспособную цену.

«Технологический суверенитет в сегменте буровых растворов – это не просто отгрузка мешков с химреагентами со склада и "кубовиков" с готовым буровым раствором, а в первую очередь глубокий технологический инжиниринг. Если рассуждать глобально, то абсолютное импортозамещение в химии в рамках одной страны – утопия, в мировой практике таких прецедентов нет. В нормальных условиях рынок – это глобальный обмен, где все взаимосвязаны. Полная изоляция бессмысленна. Наш экономический потенциал и сильная научная школа позволяют закрыть практически любые критические потребности рынка. Однако ключевой барьер здесь – экономика. Производство некоторых узкоспециализированных продуктов внутри страны будет невыгодным. Потенциал у нас огромный, но импортозамещение должно быть прагматичным и экономически обоснованным», – считает ведущий технолог АО «НПО Полицелл» *Максим Смирнов*.

Переход от импортозамещения к созданию собственных конкурентоспособных технологий стал центральной темой делового завтрака «Газпромбанка» (Акционерное общество) «Технологическое лидерство как драйвер развития России: от нефтегазохимии до биоэкономики». Четвёртый год завтрак с участием раиса Республики Татарстан на Татарстанском нефтегазохимическом форуме становится площадкой для обсуждения развития нефтегазохимии: в этом году он объединил более 190 представителей власти, промышленности и науки.

Граница между биоэкономикой и традиционной нефтегазохимией постепенно стирается. Биотехнологии применимы при работе со зрелыми месторождениями, а компетенции большой химии в катализе, инжиниринге и материаловедении нужны для масштабирования биорешений. В отличие от импортозамещения, технологическое лидерство не имеет конечной точки. Оно требует поиска новых рынков применения компетенций и способности быстро встраивать перспективные разработки в производство. Поэтому в одной отраслевой повестке сегодня оказываются нефтегазохимия, геномика, биосинтез, искусственный интеллект и микрофлюидика.

«Татарстан – один из лучших регионов для реализации прорывных проектов. Здесь сформирована сильная экосистема: есть крупные индустриальные партнёры, научно-образовательные центры, инновационные кластеры. Именно поэтому для нас так важно быть частью этого процесса и выстраивать с компаниями, вузами и технопарками системное взаимодействие. Наша задача – не просто финансировать идеи, а помогать собирать из них сложные технологические цепочки, встраивать стартапы и разработки в реальные производственные процессы лидеров отрасли», – подчеркнул вице-президент – управляющий филиалом Газпромбанка в г. Казани *Антон Фомин*.









Фото предоставлено Банк ГПБ (АО), ПИАР-служба

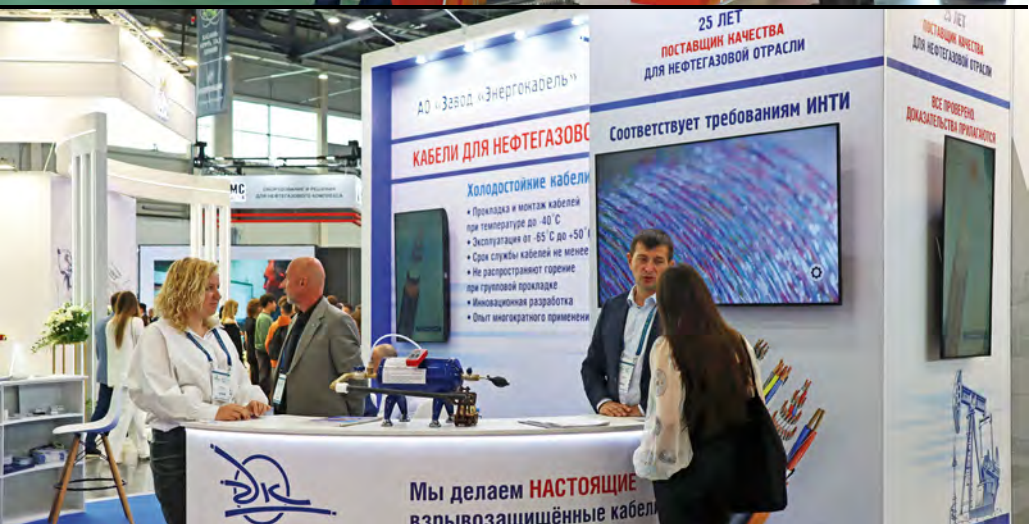
ОТ ДЕКЛАРАЦИИ БЕЗОПАСНОСТИ К РЕАЛЬНОМУ КОНТРОЛЮ

В условиях перестройки цепочек поставок на российском рынке ТЭК обострилась дискуссия о том, где проходит грань между номинальным импортозамещением и реальной промышленной безопасностью. Председатель совета директоров АО «Завод «Энергокабель» *Дмитрий Пташинский* убеждён, что сегодня декларативных заявлений постав-









щиков о «высоком качестве» становится недостаточно: ключевым критерием выбора должна стать сквозная независимая и непрерывная проверка параметров поставляемых товаров.

Применительно к кабельно-проводниковой продукции (КПП) вопрос стоит особенно остро, ведь именно она формирует физическую основу инфраструктуры. Любой сбой в её работе создаёт риск техногенных катастроф и миллиардных убытков. И, хотя сами требования к продукции и методикам испытаний КПП в России жёсткие, на уровне мировых стандартов или даже превосходят их, проблема кроется в контроле за выполнением этих требований.

Чтобы понять, действительно ли кабельное изделие соответствует жёстким отраслевым регламентам, его нужно системно проверять. Позиция в духе «мне предоставили сертификат, а в случае аварии ответит поставщик» — опасное заблуждение, считает *Дмитрий Пташинский*.

«Сертификация сейчас происходит, по сути, в заявительном порядке: производитель предоставляет идеальный образец, лаборатория подтверждает его полное соответствие техническим условиям и выдаёт бумагу. Дальше руководитель предприятия подписывает заявление, что и вся остальная серийная продукция будет изготавливаться точно так же. Вооружившись этим сертификатом, компании идут на заводы и производят кабель, реальные параметры которого никто не гарантирует. На нашем заводе даже для обычного низковольтного кабеля предусмотрены 100% испытаний каждой бухты и барабана по каждому отдельному параметру», — отметил представитель руководства завода «Энергокабель».

Вторая острая проблема для промышленных объектов ТЭК — стойкость к внешним воздействиям, включая современные техногенные риски. Если источник поражения прилетает в одно из помещений завода, главная задача — локализовать катастрофу. Огонь, дым и взрывоопасные газы не должны пройти сквозь стены. А сделать это они могут практически единственным путём — по кабельным линиям и проходкам, соединяющим устройства.

«Ещё в 2019 году в России был разработан государственный стандарт по взрывопожаробезопасным кабелям, который требует обеспечить полную герметичность и непроникновение опасной газовой массы по кабелю. Однако этот стандарт до сих пор носит добровольный характер. В итоге производители массово ставят маркировку "ВЗ" (взрывозащищённый) перед наименованием кабеля, но реальными испытаниями это не подтверждают. Несмотря на добровольный характер ГОСТа, наш завод проводит их для всего объёма продукции, выпускаемой в этой категории. То, что по регламентам положено делать один раз в год в рамках периодических испытаний, мы выполняем 15 тысяч раз в год. Заказчик получает не просто бумажный паспорт, а видеопротокол проверки конкретной партии. Наш слоган на стенде: "Доказательства прилагаются" — отражает этот подход», — пояснил *Дмитрий Пташинский*.

Текущая трансформация рынка ТЭК требует от производителей кабельно-проводниковой продукции повышенного контроля качества. Для технологически сложных отраслей, таких как нефтедобыча или атомная энергетика, цена ошибки измеряется не только простоями оборудования, а рисками серьёзных происшествий и убытков. Поэтому необязательная стандартизация таит в себе большие риски. Это подтверждают эксперты ООО «Холдинг *Кабельный Альянс*».







«Рынок кабельно-проводниковой продукции для ТЭК сегодня находится на этапе глубокой структурной трансформации. В условиях переориентации экономики и появления большого числа новых поставщиков вопрос контроля качества перестаёт быть внутренним делом производителя – он становится базовым условием промышленной безопасности. Так, нефтепогружной кабель работает на глубинах в несколько километров при критических температурах и давлении, где малейшее отклонение в составе полимера ведёт к аварии всей скважины. Поэтому системный подход "ХКА" строится не на декларации соответствия ГОСТам, которое носит добровольный характер во многих категориях, а на сквозном контроле параметров.

Наш холдинг опирается на многоступенчатую систему проверки: от жёсткого входного контроля сырья до 100% испытаний готовой продукции по каждому параметру. Мы одними из первых в стране прошли масштабный комплексный аудит, подтвердив соответствие системы менеджмента качества требованиям сразу пяти стандартов – от международного ISO 9001 до отраслевых СТО Газпром 9001 и сертификации Росэнергоатома. Это позволяет гарантировать заказчику предсказуемый результат вне зависимости от текущей конъюнктуры или смены логистических цепочек.

Сейчас уловка недобросовестных поставщиков заключается в разрыве между сертификацией идеального образца и реальным качеством серийной партии. Преодолеть этот разрыв можно только через независимый непрерывный контроль и прозрачность производственных циклов. Для заказчика это означает гарантированную пожаробезопасность объектов, отсутствие отказов оборудования и уверенность в том, что инфраструктура будет работать десятилетиями. Именно такая инженерная дисциплина, а не ценовая конкуренция, формирует основу реального технологического суверенитета», – убеждён менеджер отдела продаж нефтегазовому комплексу ООО «Холдинг Кабельный Альянс» *Виталий Плещев*.

«ЖЕЛЕЗО» СВОЁ, А ЧЬЯ «НАЧИНКА»?

Логичным продолжением разговора о герметичности кабельных проходок, качестве КИПиА и взрывопожаробезопасности объектов ТЭК стал разговор о развитии рынка специализированного электрооборудования. При добыче, транспортировке и переработке углеводородов постоянно присутствуют взрывоопасные газы, пары и пыл. Поэтому стандартные решения неприменимы. Современный вектор импортозамещения требует от отечественных производителей создания систем, которые не просто изолируют искру, но и демонстрируют универсальность в сочетании с передовыми цифровыми инструментами.

В этом сегменте работает «ЗАВОД ГОРЭЛТЕХ» – российский разработчик и производитель взрывозащищённого электрооборудования. Продукция предприятия формирует инфраструктуру на нефтяных и газовых месторождениях, НПЗ, химических производствах, атомных станциях и морских судах. Проектирование ведётся с расчётом на экстремальные условия, а надёжность подтверждается опытом партнёров, интегрирующих компоненты в свои комплексы. Например, клеммная коробка завода успешно эксплуатировалась в условиях космического пространства.

На отраслевой выставке компания продемонстрировала расширенную продуктовую линейку, представив решения в сфере автоматизированных систем управления, взрывозащищённых уровнемеров и расходомеров. Особый

акцент был сделан на развитии систем видеонаблюдения и выходе в сегмент общепромышленного освещения. Главной премьерой стенда стал компактный комбинированный оповещатель ПГСК-ТС в корпусе из нержавеющей стали, поддерживающий гибкую модульную комбинаторику световых и звуковых сигналов.

Развитие «железа» завод непрерывно подкрепляет цифровой трансформацией, для чего на предприятии функционирует обособленная структура – отдел развития бизнеса «Автоматизация» со своим штатом профильных инженеров. Одним из ключевых векторов является создание специализированного программного обеспечения, включая САПР «ГОРЭЛТЕХ» – систему автоматизированного проектирования и подбора оборудования во взрывоопасных зонах, и программу «ExПРО» по расчёту взрывоопасных зон. Кроме того, у компании есть мобильное приложение для клиентов Exd-Mobile и ведётся активная работа над созданием собственной нейросети.

«Наша задача простая и одновременно критически важная для ТЭК – обеспечить абсолютную безопасность там, где обычное электрооборудование использовать категорически запрещено. Однако в наше время "железо" без софта отходит на второй план. Цифровые технологии и искусственный интеллект сегодня диктуют правила игры. Показательный пример – внедрение систем продувки под избыточным давлением. Это технологически сложный и редкий для российского рынка вид взрывозащиты, незаменимый для крупногабаритного оборудования. Нефтегазовая отрасль ищет комплексные решения, где физическая надёжность синхронизирована со сквозной автоматизацией. Именно такой подход обеспечивает реальный, а не номинальный технологический суверенитет», – акцентировал руководитель группы управления ассортиментом ООО «ЗАВОД ГОРЭЛТЕХ» *Алексей Батов.*

Дискуссия о технологическом суверенитете в контексте промышленной безопасности была бы неполной без анализа ситуации в области систем прецизионного управления. Долгое время в сегменте интеллектуальных приводов для тяжёлых условий эксплуатации ТЭК доминировали европейские бренды. Сегодня отечественные компании успешно замещают это критически важное направление, предлагая передовые интеллектуальные решения с экстремальной климатической стойкостью. Пример успешного импортозамещения демонстрирует группа компаний «АБС Электро». Так, одно из ведущих предприятий группы – «АБС ЗЭиМ Автоматизация» – за годы работы накопило внушительные компетенции в сфере производства электроприводов для запорно-регулирующей арматуры и автоматизации технологических процессов. На отраслевой выставке в Казани завод презентовал флагманские разработки, которые хорошо иллюстрируют его подходы. Первая – многооборотный электропривод ПЭМ-Б200 с интеллектуальным блоком управления КИМ3. Вторая – малогабаритный однооборотный фланцевый электропривод МЭОФ-40(60) с блоком КИМ2.

ПЭМ-Б200 привлёк внимание посетителей функцией частотного регулирования: она позволяет плавно адаптировать режимы работы арматуры, снижая гидродинамические нагрузки и экономя энергоресурсы. Прибор обеспечивает встроенное ПИД-регулирование, архив событий, многоуровневую самодиагностику и связь с АСУ ТП по цифровым интерфейсам. Что касается МЭОФ-40(60),



реклама

то при модернизации действующих производств свободного монтажного пространства почти нет, поэтому компактный фланцевый привод решает эту задачу, не требуя компромисса по защите и надёжности.

«Курс на технологический суверенитет заметно повысил интерес нефтегазового сектора к нашим разработкам. Мы научились оперативно адаптировать продукцию для новых запросов рынка, будь то дефицит пространства, требования к цифровой интеграции или нестандартные климатические условия. В планах дальнейшее расширение номенклатуры и углубление интеллектуализации для диагностики запорно-регулирующей арматуры. Мы убеждены, что современные приводы должны быть не просто исполнительными механизмами, а полноправными узлами цифровой системы управления объектом», – пояснил продуктовый менеджер АО «АБС ЗЭиМ Автоматизация» *Денис Семёнов*.

Рынок находится в стадии активного импортозамещения, подтверждают специалисты АО «АГВ». После ухода зарубежных производителей остался разнородный парк оборудования и комплектующих. На одном объекте нередко одновременно могут применяться решения нескольких (порой до десяти) разных поставщиков.

«В числе тенденций, которые мы видим, рост спроса на комплексный подход. Заказчику сегодня нужен не просто отдельный клапан, а готовое инженерное решение для конкретного оборудования и реальных условий его эксплуатации. Также обострилась конкуренция с дешёвыми китайскими аналогами. На сложных производственных объектах они не всегда подтверждают заявленные характеристики в ходе опытной эксплуатации. Преимущество российского производителя – в скорости обратной связи и возможности оперативно доработать продукт», –пояснила специалист по маркетингу АО «АГВ» *Татьяна Терентьева*.

На выставке «Казань. Нефть. Газ. Химия» компания «АГВ» презентовала два направления. Первое – комплектующие для поршневых компрессоров и газопоршневых двигателей, совместимые с оборудованием зарубежных производителей. В линейку входят компрессорные клапаны, поршневые кольца и сальниковые уплотнения, а также газосмесительные клапаны, детали форкамер, уплотнения и прокладки для обслуживания двигателей. Флагманским продуктом остаются фирменные клапаны собственной разработки.





Фото: АО «АГВ»





Второе направление – новая услуга «АГВ», впервые представленная на этой выставке: технический аудит поршневых процессных газовых компрессоров. Это комплексный независимый анализ состояния оборудования, условий эксплуатации и сервисного обслуживания с разработкой конкретных решений по улучшению и модернизации. Аудит помогает повысить стабильность работы оборудования, оптимизировать эксплуатационные параметры и сервисное обслуживание, а также определить приоритетные направления модернизации.

«Ключевым трендом российской промышленности сегодня является технологический суверенитет. И мы не просто откликаемся на него, а фактически живём в нём уже более 15 лет. Компания начала разрабатывать и производить собственную продукцию до всем известных событий, и сегодня порядка 90% комплектующих производится на собственном заводе в Подмосковье. Доля импорта всё ещё присутствует, но мы планируем сократить её до минимума.

Достижим ли технологический суверенитет в нефтегазовой отрасли? В на-



677000, Российская Федерация
Республика Саха (Якутия), г. Якутск
ул. Дзержинского, д. 13, корп. 1, кв. 13

Производство и склад продукции:
Московская обл., г.о. Солнечногорск, дер. Бережки, квартал «Сапсан», 1а, стр. 1

Бипрон
инновационные технологии электрозащиты

реклама

шем сегменте – комплектующие для поршневых компрессоров и газопоршневых двигателей – безусловно, да. В отрасли в целом процесс идёт неравномерно, но направление верное. Речь не о том, чтобы мгновенно заменить всё импортное, а о том, чтобы выстроить компетенции, которые позволяют решать задачи автономно – от проектирования до модернизации», – пояснила *Татьяна Терентьева*.

В фокусе диалога о технологическом суверенитете и промышленной безопасности ТЭК – не только надёжность тяжёлых машин, КИПиА или кабельных систем, но и непрерывный мониторинг атмосферы. На объектах нефтепереработки, нефтехимии и транспортировки углеводородов риски утечек токсичных, агрессивных и канцерогенных газов требуют высокой точности измерений. С решениями для этого сегмента на выставке было представлено АО «ГосНИИхиманалит», основанное в 1936 году как научно-исследовательский институт по разработке систем обнаружения компонентов химического оружия.

В числе актуальных разработок коллектива – интеллектуальные мультисенсорные полупроводниковые системы нового поколения, предназначенные для непрерывного контроля воздуха рабочей зоны. Главным экспонатом стенда компании на выставке стал газоанализатор-течеискатель АНТ-3М со сменными блоками. Прибор выпускается более 20 лет и ежегодно поставляется в нефтегазовую отрасль сотнями штук, является стандартом для инспекционных служб ПАО «Транснефть» и других крупнейших холдингов страны. Помимо стопроцентной локализации, стоит отметить высокую надёжность: подтверждённый срок службы изделия составляет 10 лет.

Настоящим технологическим прорывом института в сегменте цифровой КИПиА стали разработка и патентование многоканального сенсорного прибора нового поколения – газоопределителя ГАС-4 «Изумруд-1». По заявлению компании, это первый на отечественном рынке комплекс с программно-определяемой архитектурой. Прибор способен распознавать тончайший спектр веществ – от парфюмерных отдушек до труднолетучих органических соединений, для определения которых в мире не существует стандартных датчиков.

Параллельно институт развивает коммерческое направление – проведение долгосрочных лабораторных испытаний материалов на стойкость к агрессивным средам и ускоренное старение в специальных климатических камерах. Испытания длятся до полугода, позволяя моделировать 20-летний цикл эксплуатации объекта.



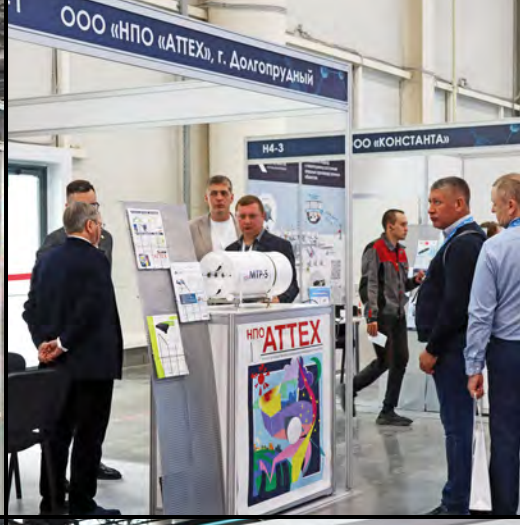


Фото: АО «ГосНИИхиманалит»





«Промышленная безопасность и защита здоровья людей на сложных производствах ТЭК – это сфера, где цена ошибки или сбоя в работе прибора слишком высока. А подлинный технологический суверенитет – это люди и знания, которыми мы обладаем. Нет смысла пытаться сделать каждый провод в России, к замещению импорта нужно подходить рационально. Мы ставим зарубежные датчики, но заменяем их отечественными, когда они объективно превосходят импорт. Так, российский кислородный датчик "Оксик" работает в условиях тяжелейшей загазованности и служит 10 лет, тогда как западные ломаются через 3–5 лет. Делать некачественное, но своё – это тупиковый путь. Мы обязаны выдавать технику высшей пробы, ведь от неё зависят жизни людей», – подчеркнул руководитель Центра разработки технических средств химического контроля и главный конструктор АО «ГосНИИхиманалит» *Ахмат Узденов*.

Анализ производственных и инжиниринговых стратегий позволяет выделить ряд базовых трендов, определяющих реальный контур импортозамещения в российском ТЭК. Эксперты единогласно сходятся во мнении, что стопроцентная локализация абсолютно всех элементов экономически нецелесообразна в рамках одного рынка. Подлинный суверенитет заключается не в отказе от мировых компонентов, а в удержании контроля над критическими узлами, ноу-хау, ПО, архитектурной логикой и математическими моделями приборов.

Также большинство участников выставки считает, что «железо» само по себе стремительно теряет добавленную стоимость без интеграции в цифровой контур заказчика. Российские производители побеждают импортных конкурентов за счёт интеллектуального ПО.

Что же касается барьеров для нефтегазовой промышленности, то самым опасным становится дефицит квалифицированных инженерных и конструкторских кадров. Отраслевые лидеры переходят от пассивного найма к созданию собственных образовательных экосистем полного цикла, интегрируясь с передовыми инженерными школами и институтами РАН. Рынок осознал: технологический суверенитет – это в первую очередь инженерные умы, способные быстро реагировать на вызовы времени.

РУДХИМ

технология инновационного взрыва

ПРЕИМУЩЕСТВА РУО НА ОСНОВЕ ЭМУЛЬГИРУЮЩИХ СОСТАВОВ МАРКИ «РХ»:

1. Отсутствие или малое количество твёрдой фазы
2. Отсутствие водного фильтрата промывочной жидкости
3. Тонкая плотная корка на стенках скважины
4. Отсутствие загрязнения ПЗП продуктивного горизонта
5. Предупреждение набухания глинистых пород
6. Стойкость к хемогенным отложениям
7. Быстрое удаление кольматационного слоя
8. Сохранение коллекторских свойств продуктивных горизонтов
9. Возможность получения неаэрированной промывочной жидкости плотностью от 900 кг/м3

10 ЛЕТ НЕПРЕРЫВНОГО РАЗВИТИЯ

rudchem.ru

ООО «РудХим»
Белгородская обл.,
п. Яковлево, ул. Южная, 12

+7 (4722) 50 02 31
office@rudchem.ru

реклама

ИРВИС

ЭКСПЕРТНАЯ НАДЁЖНОСТЬ

В ПРОМЫШЛЕННОМ УЧЁТЕ ГАЗООБРАЗНЫХ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ

RU СДЕЛАНО В РОССИИ

www.gorgaz.ru

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО

- Вихревые и ультразвуковые счётчики: высокая точность измерения объёма и массы газов.
- Готовые пункты учёта (ПУГ): шкафные и блочные комплексы под ключ.
- Полная автоматизация: интеллектуальные датчики, вычислители и шкафы управления.
- Внесены в Госреестр и имеют сертификаты Интергазсерт и Газсерт — гарантия надёжности и долговечности.

КОНТАКТЫ ООО «НПП «ИРВИС»

4200295, г. Казань, ул. Восстания, 98н
Технополис «Химград»

+7 (843) 212-56-30
1@gorgaz.ru

+7 (843) 212-56-31
www. gorgaz.ru

КОНТАКТЫ СЛУЖБЫ СБЫТА:

ЗАКАЗ НОВЫХ ПРИБОРОВ

+7 (987) 002-80-24
marina@gorgaz.ru

+7 (843) 212-56-29
rvaleev@gorgaz.ru

ПЕРИОДИЧЕСКАЯ ПОВЕРКА И РЕМОНТ РАСХОДОМЕРОВ

+7 (843) 212-56-30
almaz@gorgaz.ru

реклама



«ИРВИС-УЛЬТРА»

Ультразвуковой расходомер-счётчик для газообразных энергоносителей с температурой среды от -40 до +60 °С и давлением до 16 МПа.



«ИРВИС-РС4М»

Вихревой расходомер-счётчик для учёта газообразных энергоносителей с температурой измеряемой среды от -40 до +60 °С и давлением до 10 МПа.



«ИРВИС-Ультра-Пп-К-16-DN50-100(200)»

Умный, самодиагностический ультразвуковой расходомер-счётчик на смену механическим-ротационным счётчикам. Полная взаимозаменяемость по монтажным габаритам и креплению.



«ИРВИС-К300»

Вихревой преобразователь расхода для учёта газообразных энергоносителей с температурой измеряемой среды от -40 до +250 °С и давлением до 10 МПа, выходные сигналы: 0–5, 4–20 мА и 0–1000 Гц.



«ИРВИС-УПГ-М»

Поверочная газодинамическая установка с диапазоном воспроизводимых расходов от 0,003 до 16 000 м³/ч с пределом основной относительной погрешности ±0,2 и ±0,3 %.



«ИРВИС-ПРГ»

Пункты редуцирования газа применяются для снижения давления газа в сети газораспределения и поддержания его на заданном уровне. Изготавливаются с одной и двумя линиями редуцирования, дополнительно могут оснащаться телеметрией.

ТЕХНОЛОГИИ, ЗАДАЮЩИЕ СТАНДАРТ, ОТ ОДНОГО ИЗ ЛИДЕРОВ В ОТРАСЛИ

ООО «НПП «ИРВИС» производит поверочные газодинамические установки, а также оказывает услуги по поверке расходомеров и счётчиков с погрешностью 0,5%.

реклама

TNF-2026: ОПРЕДЕЛЯЕМ БУДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Текст: Андрей Халбашкеев
Фото: «ПромоГрупп Медиа»

Выставка в рамках Промышленно-энергетического форума TNF-2026, как всегда, прошла насыщенно. По данным организаторов, за четыре дня Тюменский технопарк посетило более 20 212 человек, подписано более 40 документов (соглашений о сотрудничестве и дорожных карт), представлено 160 единиц оборудования для ТЭК. Участники не только презентовали новые разработки, но и обсудили ключевые тренды в отрасли. О том, что волнует сейчас отрасль и какие решения готовы представить российские компании, читайте в нашем репортаже.



ТЕХНОЛОГИИ С ЭКОНОМИЧЕСКИМ ЭФФЕКТОМ

Один из крупнейших стендов в этом году принадлежал холдингу «Газстройпром». Компания выполняет полный комплекс работ по обустройству нефтегазоконденсатных месторождений, возведению объектов добычи, переработки и транспортировки природного газа и нефти, участвует в проектах реконструкции промышленных предприятий и гражданского строительства.

Центральным экспонатом на стенде был отрезок трубы диаметром 1420 мм. Именно его используют при строительстве магистрального газопровода «Сила Сибири». Кроме того, посетители выставки могли ознакомиться с возможностями устройства автоматической сварки «ОСА-ПА».

«С его помощью осуществляется сварка труб в трубные доски. Также оно применяется при изготовлении и ремонте теплообменного оборудования. Скорость работ возрастает, при этом качество шва остаётся на высоком уровне», – рассказал директор департамента стратегического и организационного развития компании АО «Газстройпром» *Дмитрий Политов*.

Рядом расположился сканер-дефектоскоп А2072 на компактной транспортной платформе для обследования труб.

«Технология позволяет дополнительно обследовать трубопровод до проведения испытаний и своевременно выявлять возможные дефекты. В прошлом году мы таким образом проверили более 150 километров магистралей. Есть роботы и крупнее, которые проходят по трубам большого диаметра», – объяснил г-н *Политов*.

Важно понимать, что автоматизация производственного процесса не дань моде, а решение, обусловленное в первую очередь экономическими причинами.

«Мы работаем с тысячами километров линейной части трубопроводов, прокладывая их в самых непростых условиях, где дефекты сварного шва имеют критическое значение. Здесь важна не технология сама по себе, а то, что это даст в плане улучшения экономики проекта. Любой брак и связанные с ними переделки влекут за собой удорожание. Мы не можем себе этого позволить. Поэтому робот для внутритрубной диагностики для нас является одной из ключевых технологий», – заключил *Дмитрий Политов*.

КОГДА СКОРОСТЬ РЕШАЕТ

При строительстве и тем более ремонте часто определяющее значение имеет







Все фото на этой странице от АО «Газстройпром»



оперативность. В случае с нефтегазовой отраслью это утверждение приобретает особую актуальность, что ставит перед подрядчиками дополнительные вызовы. Как справиться с ними? По словам заместителя генерального директора по техническому обслуживанию и ремонту ООО «ГСП Ремонт» *Андрея Кучерина*, всё начинается с грамотного планирования. При этом важно учитывать не только человеческие и технические ресурсы, но и возможности восстановления оборудования, его отдельных узлов и деталей. Для достижение оптимального результата важно использовать как технологические, так и организационные новации.

«На текущий момент мы активно развиваем применение цифровых двойников. Это очень помогает при последующих ремонтах, даёт, скажем так, ретроспективу предыдущего состояния объекта. Кроме того, современные технологии позволяют сокращать сроки работ. Сегодня в "ГСП Ремонт" работаем над дооснащением станочного парка, активно продвигаем концепцию бережливого производства. Всё это сокращает временные и экономические потери при проведении ремонта», – пояснил г-н *Кучерин*.

Часть процессов в компании убрали в цифровой контур. Цель – повысить операционную эффективность, быстрее решать задачи, которые возникают на местах.

«Например, мы сейчас активно разрабатываем стандарт "бережливого километра", который призван существенно снизить издержки на строительство трубопроводов и при этом ускорить работы», – рассказал *Дмитрий Политов*.

Добиться оперативности помогает старый проверенный метод – создание широкой сети филиалов. Сегодня ГСП представлен по всей России: от Камчатки до Калининграда.

«Кроме этого, в контуре компании есть целая группа ресурсных центров. Они накапливают компетенции и профессиональные знания в прикладных областях: сварке, площадочном и линейном строительстве и так далее. Вместе с сотрудниками наших филиалов мы имеем 15 тысяч человек, которых можем оперативно направить для решения задач там, где они возникают в моменте», – объяснил *Дмитрий Политов*.

ФОРУМ – БИРЖА КОНТАКТОВ

Традиционно TNF – это не только выставка, но и насыщенная деловая программа.

«Для нас это важно, потому что ты оказываешься в среде, где предлагают инновационные решения. Можно посмотреть на себя со стороны, новым взглядом. И, конечно, нам интересно, какие технологии используют другие компании, чтобы наиболее эффективно, качественно и оперативно решать задачи своих заказчиков», – отметила руководитель аппарата генерального директора АО «Гастройпром» *Наталья Тарасова*.

Специалисты ГСП не только слушали других, но и сами делились успешным опытом.

«В первый день говорили о том, какую роль в стратегии компании играют цифровые технологии, как внедряются новые решения. Кроме этого, члены нашей команды участвовали в сессиях, на которых обсуждали вопросы операционной эффективности, лидерства, кадровой политики», – перечислил *Дмитрий Политов*.

НА СТРАЖЕ БЕЗОПАСНОСТИ, ИНФОРМАЦИОННОЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ

ПАО «МТС» больше знают как оператора сотовой связи. Однако в последние годы компания активно расширяет портфель своих решений для промышленных предприятий. Причём не только в сфере связи, но и в части автоматизации промышленной безопасности.









«И это не только цифровые, но и физические продукты, которые используются предприятиями каждый день: защищённые планшеты; промышленные роутеры; IoT-датчики, которые работают более двух лет без подзарядки; другие взрывогазозащищённые решения, которые могут быть автономными и стационарными», – рассказал руководитель сегмента ТЭК ПАО «МТС» *Андрей Барановский*.

Разработка взрывозащищённого оборудования – часть общей стратегии компании, направленной на снижение производственного травматизма. Сюда можно добавить системы видеонаблюдения. На предприятиях они решают две задачи. Во-первых, с их помощью можно оперативно выявить и локализовать различные ЧС. Во-вторых, на мониторе в любой момент видно, где находятся работники. Например, если человек зашёл в опасную зону, то система подаёт сигнал тревоги.

«Кроме этого, мы предлагаем переносные газоанализаторы – приборы, которые выявляют опасные утечки. Наши решения просты в использовании и отвечают государственным стандартам. Это важно, потому что на опасном производственном объекте нельзя использовать несертифицированные приборы», – пояснил *г-н Барановский*.

У компании есть успешный опыт взаимодействия с промышленными предприятиями. Речь идёт о частных сетях – сфере, где МТС обладает богатыми компетенциями.

«На сегодня это базовое решение для любой автоматизации, которая работает в условиях ограничений, нестабильной сети. Это особенно актуально для крупных корпораций. Наши специалисты полностью готовят проект под ключ, включая планирование, монтаж оборудования и пусконаладку. После передачи системы заказчику он фактически становится небольшим оператором связи со своей базовой станцией, ядром сети, сим-картами. Главное, что весь технологический трафик остаётся внутри контура. Это очень важно с точки зрения информационной безопасности.

МТС традиционно были сильны в сегменте B2C (в рознице), но доля B2B (корпоративного обслуживания) также растёт с каждым годом. И для этого у нас есть необходимые компетенции», – отметил *Андрей Барановский*.

ОТ ТЕХНОЛОГИИ К МАСШТАБУ

Одна из ключевых задач для отрасли – создание условий для перехода от перспективных технологических решений к их промышленному масштабированию. Именно вокруг этого было выстроено участие в TNF-2026 «Газпромбанка» (Акционерное общество). На площадках форума представители банка участвовали в обсуждении механизмов внедрения разработок, развития производственной кооперации и формирования устойчивого спроса на отечественные технологии, а также представили инструменты реализации крупных проектов. Банк организовал панельную сессию «Технологический суверенитет: финансовые и нефинансовые меры поддержки», собравшую представителей Минэнерго России, Банка России, «Газпром нефти», «СИБУРа», «Группы Полипластик», «Сколково» и Тюменского индустриального университета. Участники обсудили состояние и перспективы нефтегазовой отрасли, а также финансовые и нефинансовые меры поддержки технологического развития. Отдельными темами стали влияние денежно-кредитной политики на ТЭК и кадровый потенциал в эпоху искусственного интеллекта.

«Нам близка главная идея форума – усиление эффективности за счёт

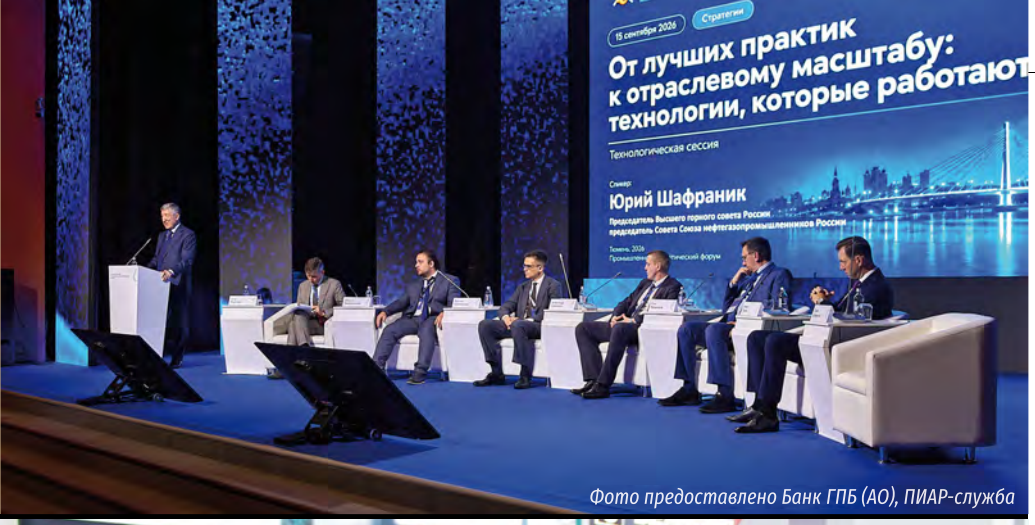


Фото предоставлено Банк ГПБ (АО), ПИАР-служба







технологической трансформации и более плотной связки между ключевыми участниками рынка. Нам нужны платформы, которые сближают энергию, распределительную инфраструктуру, потребителей с переработкой, биотехнологиями, логистикой, данными и финансированием. Наша задача – обеспечить надёжную финансовую поддержку для всех технологических цепочек, и мы рассчитываем сообща с партнёрами с ней справиться», – отметил первый вице-президент Газпромбанка *Олег Мельников*.

СИНЕРГИЯ ИНТЕГРИРОВАННОГО СЕРВИСА

Уже стало хорошей традицией, что на форуме TNF российские нефтесервисные компании презентуют новые интересные разработки для добычи нефти. Так, в этом году на стенде ООО «БурСервис» были представлены многие решения, одним из которых был «умный» роторный устьевой герметизатор для бурения скважин с регулируемым давлением на шельфе.

«Это оборудование позволяет качественнее и быстрее преодолевать проблемные участки скважин, тем самым снижая затраты для наших партнёров. Конкретно этот образец изготовлен за рубежом, но у нас в планах локализовать производство на нашем заводе "Уфабурмаш". Кроме этого, в этом году представили много цифровых решений в части интерпретации данных сейсморазведки, автоматизации процессов бурения, разработки месторождений. Также на стенде можно увидеть наше оборудование собственного производства. Это и буровые долота, и калибраторы для наклонно-направленного бурения, гидравлические расширители, оборудование для спуска и вращения обсадных колонн», – перечислил директор по развитию бизнеса в ГК «БурСервис» *Андрей Крохин*.

В последние годы в нефтегазовой отрасли появилось много новых технологий. Вопрос, который интересует всех, – какие из них будут пользоваться спросом через 3–5 лет. Смотрят на перспективу и в «БурСервис».

«Будут востребованы решения в области цифровизации и автоматизации. Как раз об этом шла речь на одной из сессий форума, где наши эксперты выступили модератором и докладчиками. Также запасы нефти и газа становятся более труднодоступными, это требует бурения более сложных и глубоких скважин. Это значит, что нужно разрабатывать оборудование, которое можно использовать в таких условиях, при высоких температурах и давлениях» – отметил г-н *Крохин*.

Сегодня на рынке можно выбирать между раздельным (когда операции выполняют разные подрядчики) и интегрированным сервисом. В «БурСервис» – за второй вариант.

«Сегодня, помимо раздельного и интегрированного сервиса, мы еще бурим скважины под ключ со своими буровыми установками и сервисами. И за счёт операционной синергии, технологий и решений делаем это эффективнее, быстрее, качественнее и дешевле. Следующий этап в этом направлении – месторождения под ключ. Мы изучаем объект, у нас сильная команда геологов, геофизиков, используем свои цифровые решения, строим план разработки, проектируем скважины, заканчивание и т. д., дальше разбуриваем месторождение и передаём нашим партнёрам уже готовые объекты.

В нашу структуру входит "АГК" (бывшая "Аггреко Евразия"), которая отвечает за снабжение электроэнергией объектов на кустах и месторождениях. Недавно мы приобрели завод "Уфабурмаш", где уже изготавливаем раз-

личное оборудование своими силами. В перспективе планируем производить в России всё оборудование, которое используем при предоставлении своих сервисных услуг», – рассказал *Андрей Крохин*.

ПОПУТНЫЙ ГАЗ – НЕ ОТХОДЫ, А ЦЕННОЕ ТОПЛИВО

Свои решения на выставке представило ООО «АГК». Название новое, но это не должно смущать.

«Раньше мы назывались "Аггреко Евразия" и входили в состав мирового консорциума Aggreko. В прошлом году нас выкупил "БурСервис", и теперь мы полностью российская компания. Наш профиль – генерация энергии, температурный контроль, проведение нагрузочных испытаний. Кроме того, в последние годы мы осваиваем новые ниши – пакетируем генераторные установки на базе двигателей российского и китайского производства, ремонтируем оборудование заказчиков, оказываем услуги технического консалтинга. Собственное производство в Тюмени позволяет нам решать многие задачи.

В прошлом году мы привозили опытную газопоршневую установку на 500 кВт на базе двигателя ЯМЗ. Сейчас она уже работает на объекте в ХМАО. Тогда же прозвучало, что 500 кВт в некоторых случаях недостаточно, поэтому мы добавили ещё один двигатель и сделали двухдвигательную установку на 1 МВт, сохранив при этом транспортные габариты и возможность обслуживания в условиях Крайнего Севера. Подобная компоновка – это необычное решение, благодаря которому оборудование может эффективно работать на всем диапазоне мощностей, начиная с 250–300 кВт», – рассказал менеджер по развитию бизнеса ООО «АГК» *Вячеслав Мартынов*.

В компании отмечают, что уровень локализации установки – 75%. Благодаря использованию двигателей ЯМЗ, все ключевые элементы изготавливаются в РФ. Также в «АГК» используют отечественные расходники и фильтры.

«Всё обслуживание проводим сами, не нужно ничего никуда вывозить, как это сейчас происходит, например, с большими иностранными агрегатами», – подчеркнул *Вячеслав Мартынов*.

Важно, что это оборудование мобильное, за счёт чего можно гибко наращивать или снижать мощность энергоцентров в зависимости от потребностей заказчика.

«Часто бывает, что геологические прогнозы не сбываются. Если запасов оказалось больше, чем планировалось, тогда мощностей собственного энергоцентра в моменте может не хватать, а его строительство – это достаточно долго. Или, наоборот, сложилась обратная ситуация, и тогда мощности простаивают. Газопоршневая генерация позволяет этого избежать. Можно привести два-три контейнера, начать добывать, понять, что, в принципе, пласты подтверждают свою нефтеносность, и нарастить до нужной мощности. Либо увезти избыточное оборудование и не платить лишнее», – объяснил представитель «АГК».







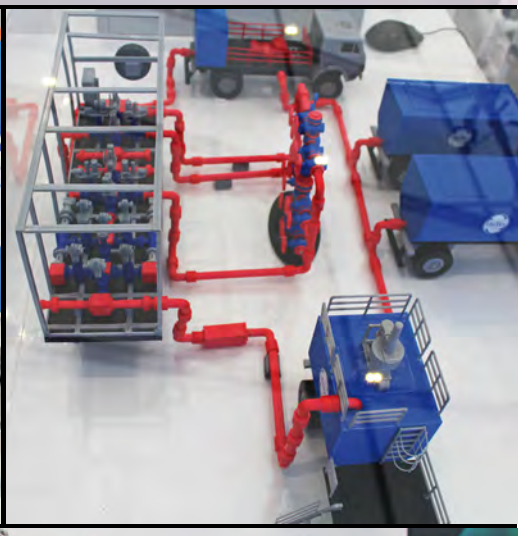


В качестве топлива используется как природный, так и попутный нефтяной газ. Это оправдано не только с экономической, но и с экологической точки зрения: ПНГ не сжигается на факелах, а идёт на выработку электричества. Однако для производителей это серьёзный технологический вызов: в ПНГ много примесей, и если газ не очищать, то оборудование будет быстро изнашиваться.

«Чтобы этого избежать, мы используем специальные блоки подготовки топлива. На выходе оно все равно отли-









чается от природного газа, на который рассчитаны газопоршневые установки, но уже не такое “грязное”. Дальше вопрос в том, как организована эксплуатация. Мы очень бережно относимся к оборудованию, инвестируем в компетенции персонала, проверяем каждого поставщика, каждую партию запчастей и расходных материалов. Сокращаем межсервисные интервалы, используем только хорошее масло, проверяем критичные узлы эндоскопом. Именно поэтому мы стараемся предоставлять услуги под ключ, когда наши специалисты не только монтируют и запускают, но и обслуживают оборудование», – заключил *Вячеслав Мартынов*.

НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ГЛУШЕНИЮ СКВАЖИН

Сервисная компания «ИНТЕХ» представляет услуги по ремонту и освоению скважин. На TNF-2026 предприятие презентовало разработку по интеллектуальному глушению скважин.

«Принцип основан на циркуляционных методах с управляемой репрессией, что позволяет сохранять фильтрационные свойства пласта и тем самым сохранять дебиты скважин. Мы разработали полностью автоматизированный комплекс, который позволяет выполнить эти задачи. Вся информация выводится на пульт управления. При стандартном подходе есть риск "переглушить" скважину, и тогда она не выйдет на доремонтные показатели. Или, наоборот, эти работы придётся повторять. Не хватает точности, понимания процесса с точки зрения технологических и технических параметров. Автоматизация и цифровизация позволяют минимизировать эти риски», – объяснил генеральный директор ООО «ИНТЕХ» *Андрей Коротченко*.

Как отмечают в компании, по отдельности все эти решения уже существовали в России. Ключевой задачей было собрать их в один продукт. Именно эту миссию взяли на себя в «ИНТЕХ».

«Мы сервисная, а не производственная компания. Поэтому мы не будем производить шасси или задвижки. Наша задача – собрать всё это в программно-логистический комплекс, установить контроллеры, программное обеспечение и вывести информацию на пульт оператора», – отметил *Андрей Коротченко*.

Уже проведены ОПИ с компаниями «Газпром нефть» и «Новатэк». Сейчас завершаются испытания в «Роснефти». Теперь дело за внедрением. И здесь, как подчеркнул руководитель «ИНТЕК», конечный успех зависит не только от разработчика, но и самих ВИНК.

«Нужен квалифицированный заказчик, который задаёт направление, а мы, со своей стороны, определяем, как и с помощью чего мы этого добьёмся», – заключил *Андрей Коротченко*.

ТЕХНИКА ДЛЯ СУРОВЫХ УСЛОВИЙ

Традиционно внимание посетителей выставки привлекла уличная экспозиция. Свою машину представило и АО «Курганмашзавод» (в составе АО «НПО «Высокоточные комплексы», входящего в госкорпорацию «Ростех»). Речь идёт о плавающем гусеничном снегоболотоходе ТМ-140 грузоподъёмностью четыре тонны.

«Машина в модульном исполнении. Кабина установлена отдельно на сайлент-блоках. Благодаря этому водитель и экипаж не ощущают дискомфорта в кабине. В следующем модуле находится двигатель ЯМЗ-236. Наконец, для третьего модуля есть несколько комплектаций. Здесь, на выставке, стоит грузовая платформа. Можем установить пассажирский модуль на 8 человек и 4 спальных места. Есть варианты с мастерской и кран-манипуляторной

установкой. На суше машина развивает скорость до 45 километров в час, на воде – до 4 километров», – рассказал заместитель руководителя по маркетингу и продажам гражданской продукции АО «Курганмашзавод» *Владимир Ланцов*.

Сегодня на рынке представлены как гусеничные, так и колёсные вездеходы. Свои преимущества есть у обоих вариантов, конечный выбор зависит от условий эксплуатации.

«Да, у гусеничной техники больше расход топлива. Но в то же время выше и грузоподъёмность. Если пересчитать в расчёте на полезное использование, учесть дорожные условия, то в каких-то ситуациях наш вездеход превосходит колёсный транспорт. Другое дело, что у компаний не всегда есть потребность везти такие тяжёлые грузы.

Кроме этого, есть условия, где использование гусеничной техники предпочтительнее, например инспекция территории вдоль линий электропередач, нефтепроводов. Часто там много небольших острых пеньков, оставшихся после очистки, которые могут проткнуть колёса. Для нашего вездехода это не проблема. Также у него есть преимущество в гористой местности за счёт площади опоры», – объяснил г-н *Ланцов*.

Важный нюанс: на гусеницы ТМ –140 установлены резинотканевые уширители, благодаря которым удельное давление на грунт составляет 0,22 кг/с на квадратный сантиметр – примерно как у обычного пешехода.

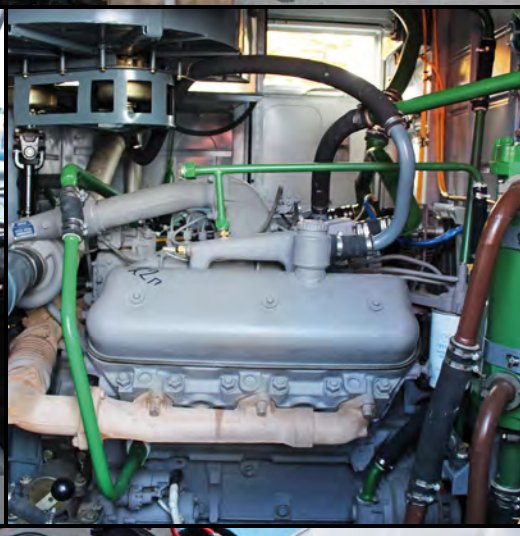
«Выставка живая. Несмотря на то, что бюджеты сократились, тем не менее интерес есть. Даже устал рассказывать про нашу технику. Очень надеемся, что это конвертируется в конкретные сделки», – заключил *Владимир Ланцов*.

Ещё один участник уличной экспозиции – АО «МГК «Интехрос». На TNF-2026 компания представила робота «РОИН Р-260К».

«Модель реализована на базе шагающего шасси и предназначена для выполнения инженерных работ на сложном рельефе (косогорах, откосах). Для данной машины доступно более 30 видов навесного оборудования: грейфер, дисковая пила, гидромолот, различные ковши и т. д. Наша ключевая особенность – система дистанционного управления. Сейчас оператор рядом, но есть возможность использовать техническое зрение. Дальность управления в таком случае составит пять километров. Стремимся к ещё большей автоматизации, уже начали обучать нейросетевую модель на распознавание навесного оборудования, чтобы машина могла сама по нажатию кнопки подъехать к кассете и произвести замену, не привлекая оператора и механиков. Здесь уже реализован и установлен промышленный компьютер как архитектура системы управления. Есть такие вещи, как автоматическое горизонтирование, система противостояния опрокидыванию. Постепенно приходим к тому, что машины должны будут выполнять задачи уже без участия человека», – рассказал руководитель направления в АО «МГК «Интехрос» *Евгений Чопоров*.









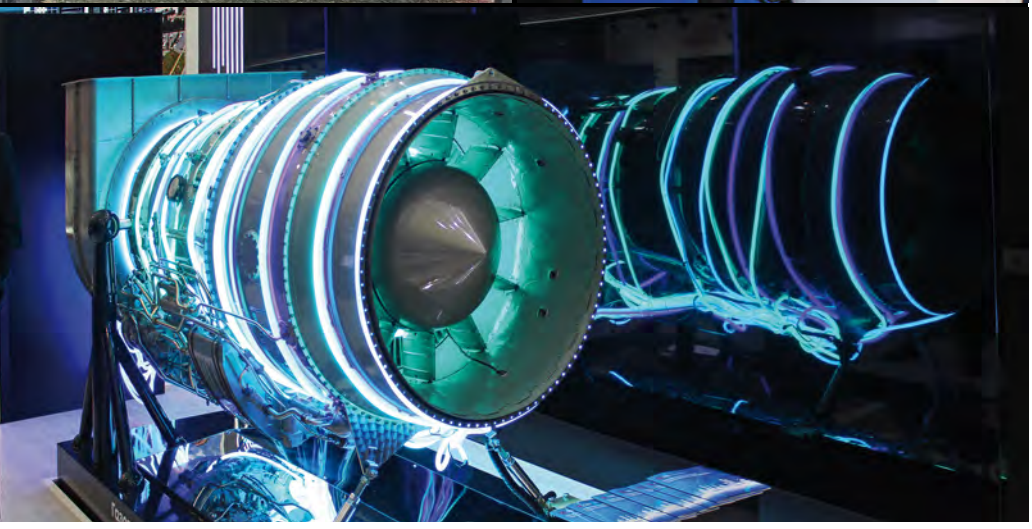
Робот, представленный на выставке, – это первый образец, но в компании заверяют, что готовы к серийному производству. При этом степень локализации составляет около 80%.

«В начале 2027 года планируем презентовать более производительную десятитонную модель. Рекомендуемая масса навесного оборудования будет не 750 килограммов, а полторы тонны. Также робот сможет преодолевать препятствия до двух метров. Текущая модель – до полутора метров. Но принцип останется тем же – шагающее шасси», – добавил *Евгений Чопоров*.









НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ЦИФРОВИЗАЦИИ

Один из ключевых технологических трендов в современном нефтегазе – внедрение искусственного интеллекта. Важно, что сегодня речь идёт уже не только о перспективных пилотных проектах. ИИ приносит реальную пользу. О своём опыте применения новой технологии на форуме TNF рассказал генеральный директор АО «НК «Нефтиса» *Андрей Зарубин*.

Первый пример – управление заводнением с помощью нейросетей. Сегодня на месторождениях компании в Западной Сибири этот подход получил повсеместное распространение. ИИ не только может оптимизировать производственные процессы, но и помогает находить новую нефть на старых участках, хотя традиционные методы признали их бесперспективными.

«В результате успешного внедрения ИИ-проектов прирост запасов в группе компаний "Нефтиса" уже превзошёл годовую добычу. Если в прошлом году от геолого-технических мероприятий с помощью инструментов ИИ была добыта каждая пятая тонна нефти, то в следующем году этот показатель достигнет 50%. При этом удельная эффективность добычи на скважину возросла вдвое», – рассказал *Андрей Зарубин*.

Сегодня на российском рынке программного обеспечения достаточно интересных разработок для нефтегаза. Вопрос в их внедрении и масштабировании. Решением может стать кооперация, один из примеров – опыт компаний АО «ТОФС» и ООО «Недра» Nedra Digital. Преимущества подобного подхода налицо: нефтесервисная компания получает отечественное ПО для работы, а разработчик – возможности для масштабирования и совершенствования своего продукта. Но это не всё. В Nedra Digital полагают, что это начало формирования нового подхода во взаимодействии между участниками рынка.

«Как было раньше? Крупные зарубежные компании предлагали продукт, обкатанный на разных проектах по всему миру: "Берите и пользуйтесь". Сейчас, когда у нас запустился трек импортозамещения, модель работы с клиентами очень сильно поменялась. Операторы нефтегазовой компании просят не просто поставить программное обеспечение, которое соответствует зарубежным аналогам, а еще максимально адаптировать и интегрировать в их ландшафт. И здесь мы предлагаем сквозную цифровую экосистему, когда недропользователь и нефтесервисная компания могут работать с одними и теми же инструментами и данными. Мы с нашим якорным отраслевым партнёром, компанией "Газпром нефть", такую модель уже обкатали и опробовали. И видим, что это даёт возможность снизить трудозатраты с обеих сторон. Теперь не нужно каждый раз разбираться, у кого достоверные данные», – объяснил генеральный директор Nedra Digital *Фёдор Бурков*.

В портфеле компании – инженерное ПО, которое охватывает практически всю цепочку от геологоразведки до управления добычей. Следующая цель – развитие собственной модели генеративного ИИ Nedra.MIND.

«Планируем приземлить её внутри закрытого контура заказчика и сформировать цифрового помощника для работы с большими данными. Сначала внедрили у себя и поняли, что можем масштабировать далее», – отметил г-н *Бурков*.

Ещё одна актуальная тема – работа с данными. Сегодня компании всё больше закрываются с точки зрения информационной безопасности.

«Я не думаю, что в ближайшее время мы сможем вывести данные в облака или применять ещё какие-то технологии широкого доступа. Всё будет происходить в закрытом контуре заказчика. Но вот с точки зрения работы с данными мы видим большое количество точек роста у наших клиентов. Исторически в нефтегазовой отрасли здесь остается ряд пробелов. Настало время перейти к более системному подходу. Да, это сложно, но от этого сейчас зависит добыча. Ретроспективная аналитика, внедрение новых цифровых решений помогают выполнять операции быстрее и дешевле», – заключил *Фёдор Бурков*.

Но, прежде чем начать работу с данными, их нужно собрать. Здесь не обойтись без средств автоматизации: различных датчиков и приборов. Решения в этой области на форуме презентовало АО «Айсорс».

«На нашем стенде представлены доверенный ПАК "Виртуальный контроллер" на базе отечественной аппаратной платформы и программного обеспечения нашей разработки и интеллектуальная система мониторинга и управления для нефтяных промыслов ПАК "Викинг". На его основе создаётся виртуальная замерная установка, которая за счёт косвенных признаков позволяет определить расход нефти и выбрать оптимальный режим эксплуатации. В результате клиенту не нужно приобретать дорогостоящее оборудование. Данный продукт уже работает на месторождении в Западной Сибири. Здесь он не только контролирует работу скважин на кустовой площадке в онлайн-режиме, но и помогает предотвращать их "самозадавливание" и выявлять образование гидратов на ранней стадии», – рассказал руководитель управления стратегии и развития АО «Айсорс» *Виктор Чемыхин*.

Возникает вопрос, что означает приставка «виртуальный» перед словом контроллер. В «Айсорс» предложили вместо множества маломощных вычислительных устройств использовать один промышленный компьютер или сервер в зависимости от потребностей клиента.

«Это позволяет заказчику получить единую точку обслуживания, сэкономить на внедрении данного продукта, а также за счёт возросшей вычислительной мощности создавать прикладные приложения, в том числе на базе моделей искусственного интеллекта, что особенно актуально сейчас, когда широкое распространение получили цифровые двойники. Есть прикладные решения с конкретным эффектом. Например, благодаря интеллектуальному контроллеру для управления электроцентробежным насосом можно получить прирост дебита на 7% на старом фонде скважин. Это происходит за счёт сглаживания аномалий в работе цепи. К сожалению, при внедрении технологии приходится учитывать такой барьер, как консервативность отрасли. Люди привыкли к классическому исполнению со множеством ПЛК, большим количеством шкафов. Поэтому к нашему решению из-за того, что оно находится на стыке ИТ и АСУ ТП, некоторые относятся с недоверием. Наша задача – объяснить клиенту, почему оно будет работать и в чём его преимущества. И у нас это получается за счёт успешных примеров. Решение уже апробировано и работает на нефтяных месторождениях. Практика показывает, что благодаря нему получилось сократить порядка 15% капитальных затрат, сохранив при этом полевое оборудование и кабельную инфраструктуру», – объяснил *Виктор Чемыхин*.



Фото от АО «Айсорс»



Фото от АО «Айсорс»


Фото от АО «Айсорс»



КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ И КИБЕРУСТОЙЧИВОСТЬ – ДВА РАЗНЫХ ПОДХОДА

Цифровизация влечёт за собой не только новые возможности, но и рис-

ки. В современном мире большинство компаний живёт в страхе перед потерей управляемости собственной ИТ-инфраструктуры или утечкой данных. Отсюда спрос на решения в сфере информационной безопасности. Советник генерального директора АО «ИнфоТеКС» *Евгений Генгринович* считает, что пора изменить парадигму: не реагировать на угрозы, а стремиться предвидеть их.

«Если при внедрении цифровых платформ не учитывать вопросы возможных несанкционированных информационных воздействий на них, то жизненный цикл эксплуатации таких платформ будет чреват большим количеством сюрпризов. Мы предлагаем другой подход: при создании системы/платформы разработчик сразу анализирует потенциальные угрозы. Например, учитывает необходимость реализации дополнительных сценариев, которые не связаны с прямым функционированием того или иного датчика/системы/платформы, но позволяют обеспечить работоспособность решения в разных условиях эксплуатации, в том числе при внешних воздействиях», – объяснил эксперт.

Инструменты, которые позволяют обеспечить реализацию таких дополнительных сценариев, уже представлены на российском рынке.

АО «ИнфоТеКС» в течение ряда лет предлагает линейку встраиваемых средств криптографической защиты информации (СКЗИ). По этой тематике «ИнфоТеКС» успешно сотрудничает с рядом разработчиков приборов учёта, АСУ ТП, БАС и систем промышленного интернета вещей. Но, по словам *Евгения Генгриновича*, инициатива в данном случае должна идти не снизу, а сверху, то есть с формирования требований к цифровым решениям.

«Руководитель ИТ-блока крупной компании не должен ждать, пока нужные решения появятся на рынке сами собой. Это длительный процесс, который требует дополнительных специалистов в штате. А разработчик сегодня стремится максимально удешевить свой продукт. Поэтому всё должно начинаться с корпоративных требований к поставщикам цифровых решений. О безопасности нужно думать не потом – на этапе реализации проекта интегратором, а в момент создания компонент будущего решения», – подчеркнул г-н *Генгринович*.

Заказчикам необходимо уделять внимание не только кибербезопасности, но и киберустойчивости создаваемых решений.

«Киберустойчивость – это способность системы обеспечивать выполнение своих бизнес-функций в условиях несанкционированных информационных воздействий. Например, на буровой установке работает информационная система, которая собирает данные с датчиков о состоянии оборудования и передаёт их в диспетчерский центр. В систему может попасть вредоносное ПО, или она может подвергнуться несанкционированному воздействию. Нужно добиться, чтобы, несмотря на это, система могла определить корректность передаваемой информации и либо адаптироваться к потере части функционала, либо сообщить об утрате доверия к собираемым данным в диспетчерский центр, что позволит запустить аварийные регламенты и продолжить функционирование буровой в прежнем режиме», – объяснил *Евгений Генгринович*.

К сожалению, в последнее время в защите нуждается не только виртуальный, но и физический контур нефтегазовых компаний. А если есть спрос, то появится и предложение. Ре-

RATRAKI.RU | РАТРАКИ.РУ
Россия, Санкт-Петербург
ул. Савушкина, 89а, оф. 4Н-10, +7 911-005-55-22
ski-project@mail.ru, info@ratraki.ru, www.ratraki.ru

РАТРАКИ — УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ ТЕХНИКА ДЛЯ ЗИМНИКОВ

Ратрак — важнейшая часть инфраструктуры для любого горнолыжного курорта. Ратраки применяются для прокладки зимних дорог, перевозки грузов, обслуживания линий электропередач и газопроводов.
Широкий выбор снегоуплотнительной техники на российском рынке сегодня предлагает питерская компания — ООО «СКИ-Проджект».

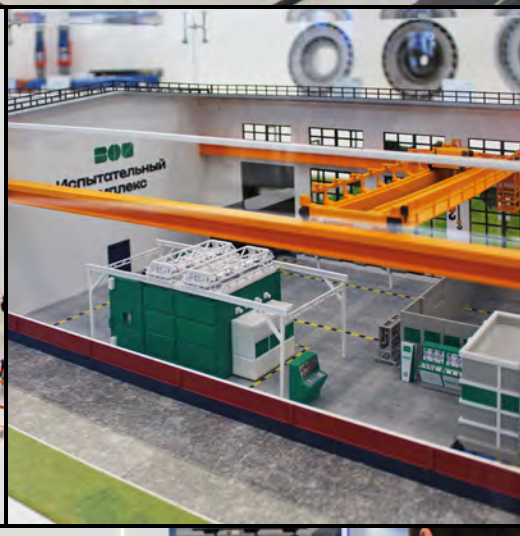


Компания «СКИ-Проджект» из года в год подбирает для российских заказчиков оптимальные варианты новых и б/у ратраков всех типов, а также различное навесное оборудование. Вся поставляемая на российский рынок ГЛК техника от «СКИ-Проджект» проходит сервис в Европе и России. В продаже одновременно находятся более 140 ратраков.

реклама









шение по пассивной защите от дронов на TNF-2026 презентовало ООО «СПП «Солнышко». Оно представляет заграждающую конструкцию из стальных канатов и сетей, закреплённых на опорных мачтах.

«Их задача – перехватить беспилотник на подлёте, чтобы взрыв произошёл на расстоянии от защищаемого объекта. Наша фирма занимается проектированием и монтажом под ключ. Отдельно хотелось бы сказать про нашу разработку – амортизирующий узел. Его задача – гасить вибрации, это повышает прочность защитной конструкции при столкновении с дроном.

Если взять резервуар, то от концепта до завершения работ требуется около четырёх месяцев. Здесь ещё нужно учитывать ситуацию с металлом: мы используем только те марки, которые производятся по ГОСТу, то есть не можем использовать сталь из Китая. Из-за этого увеличиваются сроки», – рассказал менеджер проекта в ООО СПП «Солнышко» *Пётр Фридеман*.

ЧЕРЕЗ ОТРАСЛЕВЫЕ ИСПЫТАНИЯ – К КРУПНЫМ ЗАКАЗЧИКАМ

Уже традиционно одним из центров притяжения на выставке стал совместный стенд Института нефтегазовых технологических инициатив (АНО «ИНТИ») и Единого оператора испытаний (ООО «ЕОИ»). На нём были представлены образцы оборудования для ТЭК, созданного в рамках нацпроекта «Новые атомные и энергетические технологии». Кроме того, в этом году здесь презентовали испытательный комплекс «Единого оператора испытаний».

«ЕОИ проводит мониторинг испытательной инфраструктуры и определяет, каких мощностей не хватает для проверки новых отечественных разработок. Для испытаний нефтегазового оборудования ЕОИ формирует единую базу. В состав центра вошли стенд испытаний на огнестойкость трубопроводной арматуры при температуре до 1100 °С, стенд гидравлических испытаний давлением до 160 МПа, пневматических – до 110 МПа, а также климатическая камера размером 4х4х3 метра для с диапазоном температур от –60 до +150 °С и другое оборудование», – перечислила начальник управления корпоративных коммуникаций ООО «ЕОИ» *Амалия Кубанская*.

Отличительная особенность испытаний ЕОИ – то, что их признают компании, подписавшие соответствующий меморандум. На сегодня их уже 12, в том числе «Газпром», «Лукойл», «Татнефть» и другие. Инструмент позволяет проводить единые отраслевые совместные испытания и использовать их результаты в своей деятельности без дублирования. Этот механизм существенно оптимизирует финансовые, временные и трудовые ресурсы предприятий.

«К нам могут обратиться не только компании, которые занимаются разработкой критических видов оборудования в рамках дорожной карты, но и любой желающий. Мы найдём аттестованную инфраструктуру и организуем весь процесс. В этом году было проведено более 100 таких испытаний», – рассказала *Амалия Кубанская*.

НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ

Одна из насущных проблем отрасли – борьба с коррозией на трубопроводах, предотвращение утечек. Решением проблемы может стать использование новых материалов. В данном случае речь идёт о полимерных трубах. В России уже есть опыт успешного внедрения, но, когда речь заходит о масшта-

ООО СПП «СОЛНЫШКО»: пассивная защита обьектов и персонала от атак БПЛА



Группа компаний «СОЛНЫШКО» объединяет производственные мощности и научно-технические разработки для создания проверенных решений по защите объектов и персонала от угроз, связанных с применением беспилотных летательных аппаратов (БПЛА). В состав группы входят общество с ограниченной ответственностью (ООО СПП «СОЛНЫШКО») и научно-исследовательский центр «СОЛНЫШКО» (НИЦ «СОЛНЫШКО»).

ООО СПП «СОЛНЫШКО» специализируется на проектировании и монтаже защитных ограждающих конструкций (ЗОК) от БПЛА под ключ под торговой маркой КПЗ «ПАУТИНА» для НПЗ, ТЭК, ТЭЦ, ЦОД, депо, резервуаров и прочих промышленных объектов, а также на выполнении работ в сфере промышленного и гражданского строительства.

НИЦ «СОЛНЫШКО» является резидентом фонда «Сколково». Резидентство даёт доступ к финансовым инструментам, экспертизе, сервисам по защите интеллектуальной собственности и масштабированию решений до уровня промышленных внедрений.

СОЛНЫШКО
строительно-производственное предприятие

Ключевая разработка НИЦ «СОЛНЫШКО» — амортизирующий узел для ЗОК. Его задача — снизить передачу ударных и динамических нагрузок от воздействия БПЛА (таранного удара, воздушной ударной волны, осколочного воздействия) на несущие элементы конструкции и уменьшить степень разрушения основных элементов ЗОК. Принцип работы основан на управляемом поглощении и перераспределении энергии удара. Данный узел успешно применяется при проектировании и устройстве ЗОК.

Правила проектирования ЗОК устанавливаются СП 542.1325800.2024 «Защитные ограждающие конструкции от беспилотных летательных аппаратов». Основные требования включают способность конструкции минимизировать воздействие опасных факторов атаки БПЛА, обеспечивать прочность при сочетании постоянных, климатических и особых нагрузок, а также регулярный технический контроль в процессе эксплуатации.

ООО СПП «СОЛНЫШКО» провело первые государственные испытания своей защитной ограждающей конструкции КПЗ «ПАУТИНА» с применением амортизирующего узла разработки НИЦ «СОЛНЫШКО» на базе НИУ МГСУ. По результатам испытаний компания получила протокол, подтверждающий соответствие КПЗ «ПАУТИНА» требованиям СП 542.

Помимо испытаний в НИУ МГСУ, ООО СПП «СОЛНЫШКО» прошло добровольную сертификацию, что подтверждает соответствие продукции и процессов компании заявленным характеристикам и внутренним стандартам качества. Также, СПП «СОЛНЫШКО» активно сотрудничает с производителями оборудования и разработчиками решений по активной защите и может предложить комплексное решение защиты объектов от БПЛА.



Отдельное направление ООО СПП «СОЛНЫШКО» — защита персонала и гражданского населения. Компания разработала защитное мобильное укрытие «КАПСУЛА», предназначенное для временного размещения работников в зонах повышенной опасности и защиты от поражения осколками при атаках БПЛА. Укрытие прошло испытания на пулестойкость, что подтверждает его способность противостоять осколочному воздействию и обеспечивать безопасность находящихся внутри людей.

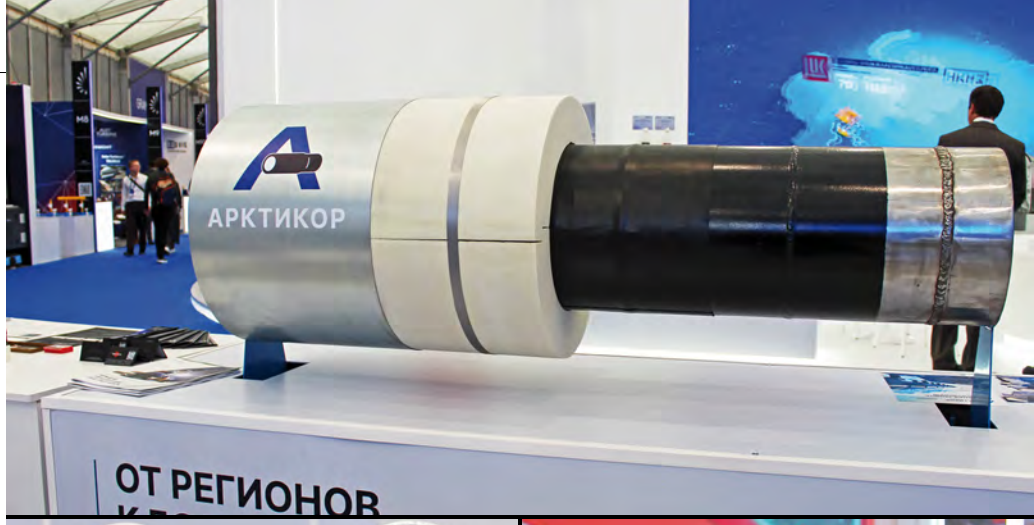
ООО СПП «СОЛНЫШКО» оказывает консалтинговые услуги по вопросам привлечения денежных средств и получения субсидий по проектам, связанным с устройством ЗОК.

Наши контакты:
https://spp-solnyshko.ru
info@spp-solnyshko.ru
+7 499 559 95 98

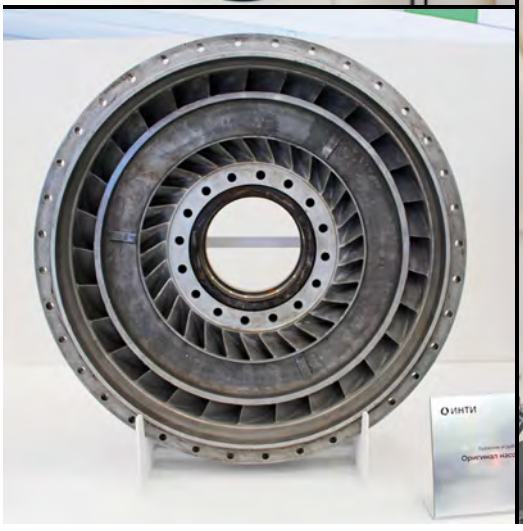
реклама

СПРАВКА

В этом году форум TNF посетило **20 212** человек. Такие цифры приводят организаторы мероприятия.









бировании, к сожалению, возникает ряд барьеров. Их можно условно разделить на нормативные и психологические. И если в первом случае в последние годы наметились позитивные подвижки, то над готовностью отрасли применять инновации ещё предстоит поработать.

«Технологическая готовность полимерных решений к широкому внедрению на объектах топливно-энергетического комплекса нормативно обеспечена, подтверждена экономическими расчётами и практикой – как на промысловых сетях, так и в сопутствующей инженерной инфраструктуре объектов ТЭК. И, хотя металлические трубы по-прежнему остаются в нефтегазе, применение полимерных планомерно развивается.

Ключевой барьер для масштабирования и перехода к серийному внедрению сегодня – в скорости признания технологий, управленческой готовности перейти на эти решения и конкретных шагах, в том числе синхронизации нормативов обновления сетей и закупочных процедур.

Мы видим реальный потенциал для увеличения объёмов потребления и стараемся локализовать на своих предприятиях весь комплекс решений для нефтегазовой промышленности: труб, фитингов, оборудования для монтажа и ремонта трубопроводов, а также блочно-модульного оборудования», – отметил директор управления отраслевого развития «Нефтяная промышленность» ООО «Группа ПОЛИПЛАСТИК» *Вячеслав Большаков*.

Представлены на рынке и новые решения для традиционных стальных труб. Так, ООО «Арктикор» на выставке в Тюмени презентовало термоусаживаемые манжеты и комплекты изоляции стыка собственного производства.

«Каждый из элементов такой системы хорошо известен рынку. Наша задача – объединить их в комплексное решение и предложить заказчику не отдельные материалы, а готовый комплект для изоляции сварного стыка. В его состав входят скорлупа из пенополиуретана, термоусаживаемая манжета, эпоксидный праймер и защитная оболочка из оцинкованного листа. Такое решение обеспечивает комплексную антикоррозионную, гидро- и теплоизоляционную защиту сварного соединения. Комплект рассчитан на эксплуатацию в широком диапазоне температур – от –60 до +80 °С», – рассказала коммерческий директор компании *Валерия Ларионова*.

Резюмируем: форум в Тюмени подтвердил своё реноме места встречи лидеров отрасли. Важно, что TNF – это не только ярмарка достижений, но и место, где определяются тренды, формулируются запросы к государству, ВИНК и другим участникам процесса. Так что конец выставки – это начало нового цикла работы, итоги которой подведут уже на TNF-2027.

ТАХИОН

Реклама

РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Мы предлагаем готовые типовые решения для построения комплексных систем безопасности на объектах нефтегазовой промышленности.

Разрабатываем индивидуальные технические решения, полностью адаптированные к требованиям и особенностям вашего проекта.



ТВК-80-IP-4F-V2812-24VDC/AC-CO Ex



ТВК-65-IP-5-M2812-PoE-ИК-20/60 исп.10



ВУК ВБ-38У-PoE+ Р3 У11 У81 с внешним блоком бесперебойного питания.



КВ-1-IP-H-ВБ-24VAC



ТВК-65-IP-4M-V2812-PoE+-ПИП-20/60 Ex



КМ-110 Ex



КМ-1 ВБ



ВУК ВБ-24-PoE+

Ключевые преимущества

- Комплексные решения для объектов любого назначения.
- Индивидуальный подбор оборудования с учётом особенностей вашего объекта.
- Техническая поддержка и сопровождение на всех этапах реализации проекта.
- Простая интеграция с существующим оборудованием.



Термошкафы Видеокамеры Всепогодные узлы коммутации Грозозащита Термокожухи

ООО “Тахион” | 192029, Санкт-Петербург, просп. Обуховской Обороны, 86 литера О
Тел.: +7 (800) 222-44-62, +7 (812) 327-12-01 | Web: www.tahion.spb.ru | Email: info@tahion.spb.ru

Транспортная машина (вездеход) **ТМ-140**

Транспортная машина ТМ-140 предназначена для перевозки людей (6 пассажиров) и груза 4 т (3,5 т на платформе и 0,5 т в кабине) в условиях пересечённой местности и бездорожья с возможностью преодоления водных преград на плаву.
При установке различного технологического оборудования используется в качестве машины специального назначения. Вездеход может эксплуатироваться в условиях умеренного климата при температуре окружающего воздуха от - 40 до +40 °С, преодолевать уклоны и подъёмы до 30°.

Для обеспечения комфортных условий работы на машине установлены автономный и жидкостный отопители, кондиционер. При этом низкий уровень шума в кабине достигается за счёт применения шумопоглощающих материалов, а также благодаря тому, что двигатель вездехода располагается в отдельном рабочем отсеке.

Электромеханическая система управления штурвального типа и шестиступенчатая гидромеханическая коробка передач обеспечивают простоту и удобство управления, а также высокую проходимость и манёвренность машины в тяжёлых дорожно-климатических условиях.

Благодаря применению мелкозвенной гусеницы с высокоресурсным резино-металлическим шарниром, уширителями (ширина гусеницы 800 мм), загруженная машина имеет низкое удельное давление на грунт и, как следствие, высокую проходимость.

Наличие универсальной грузовой платформы с возможностью вывода вала отбора мощности от раздаточного редуктора позволяет монтировать различные модули и технологическое оборудование.

В кузов машины могут быть установлены ремонтный и пассажирский модули, механизм самозагрузки грузоподъёмностью 1 т, сварочный генератор, кран–манипулятор (PALFINGER 12000), дополнительные топливные баки.

В качестве опции машины могут комплектоваться автоматизированной системой пожаротушения, централизованной системой смазки блоков подвески, системой мониторинга ГЛОНАСС, защитой лобового листа, ограждением кабины, искрогасителем, электролебёдкой, электрическим механизмом натяжения гусениц, кондиционером.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Общие данные	
Тип машины	гусеничная, плавающая
Эксплуатационная масса, кг	11 200
Масса полезного груза на платформе, кг, не более	3500
Масса полезного груза в кабине, включая пассажиров, кг, не более	500
Вместимость кабины, чел.	7
Спальных мест	3
Габаритные размеры, мм	длина: 7800; ширина: 3100; высота: 3105
Размеры грузовой платформы, мм	3575 x 2700
Среднее давление на грунт, кгс/см^2	0,22
Дорожный просвет, мм	450
Максимальная скорость движения, км/ч	по шоссе 45, на плаву 4
Двигатель	тип: дизель ЯМЗ-236 Б2 с газотурбинным наддувом; мощность: 184 кВт (250 л. с.)
Трансмиссия	гидромеханическая шестиступенчатая с электрогидравлическим переключением передач
Запас хода, км	550
Вал отбора мощности, передаваемая мощность, кВт (л. с.)	147 (200)

реклама



С КОМФОРТОМ ПО БЕЗДОРОЖЬЮ

Ростех

ВЫСОКОТОЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

КУРГАНАШЗАВОД

реклама


РОУС ROUS
Контрактное производство под собственной торговой маркой ROUS
slkrous.ru
rous
info@slkrous.ru
8 846 205-40-88
реклама

Производство высокоточных подшипников

Классы:

P2
P4
P5

В производстве используются спецстали от ведущих мировых поставщиков: Fushun Special Steel Liaoning и Dongbei Special Steel Group, — что подтверждено контрактами и сертификатами качества. Сочетание передовых технологий и исключительных материалов обеспечивает подшипникам уровень, сопоставимый с грандами отрасли: SKF, FAG, Timken, NTN, NSK.

Детали зубчатых передач

Мы производим детали зубчатых передач. На нашем производстве установлены станки с ЧПУ для изготовления и шлифования (внутреннего и внешнего) зубчатых колёс, оборудование для обработки прямых конических колёс, а также полный комплекс линий термической обработки.

Подшипники для:

- буровых насосов F-800 / 1000 / 1300 / 1600 / УНБТ 1180
- буровых лебедок
- роторов
- талевых систем



ISO Стандарты: ГОСТ и ISO

ООО «СЛК «РОУС» ведет комплексное обеспечение промышленных предприятий нефтегазового, металлургического и горнодобывающего сектора подшипниками и запасными частями.

РОУС ROUS

реклама

БАРЬЕРЫ ИСКРОЗАЩИТЫ: ОБЗОР РЫНКА

Текст: Андрей Халбашкеев

При добыче, переработке и хранении нефти и газа в окружающей среде могут присутствовать пары топлива, газы и другие легковоспламеняющиеся вещества. В этих условиях даже небольшая искра, которая в обычных условиях не представляет серьёзной опасности, может стать причиной возгорания или взрыва. Предотвратить трагедию помогают специальные технические решения, в том числе барьеры искрозащиты. О том, как чувствует себя российский рынок этого оборудования, читайте в нашем материале.

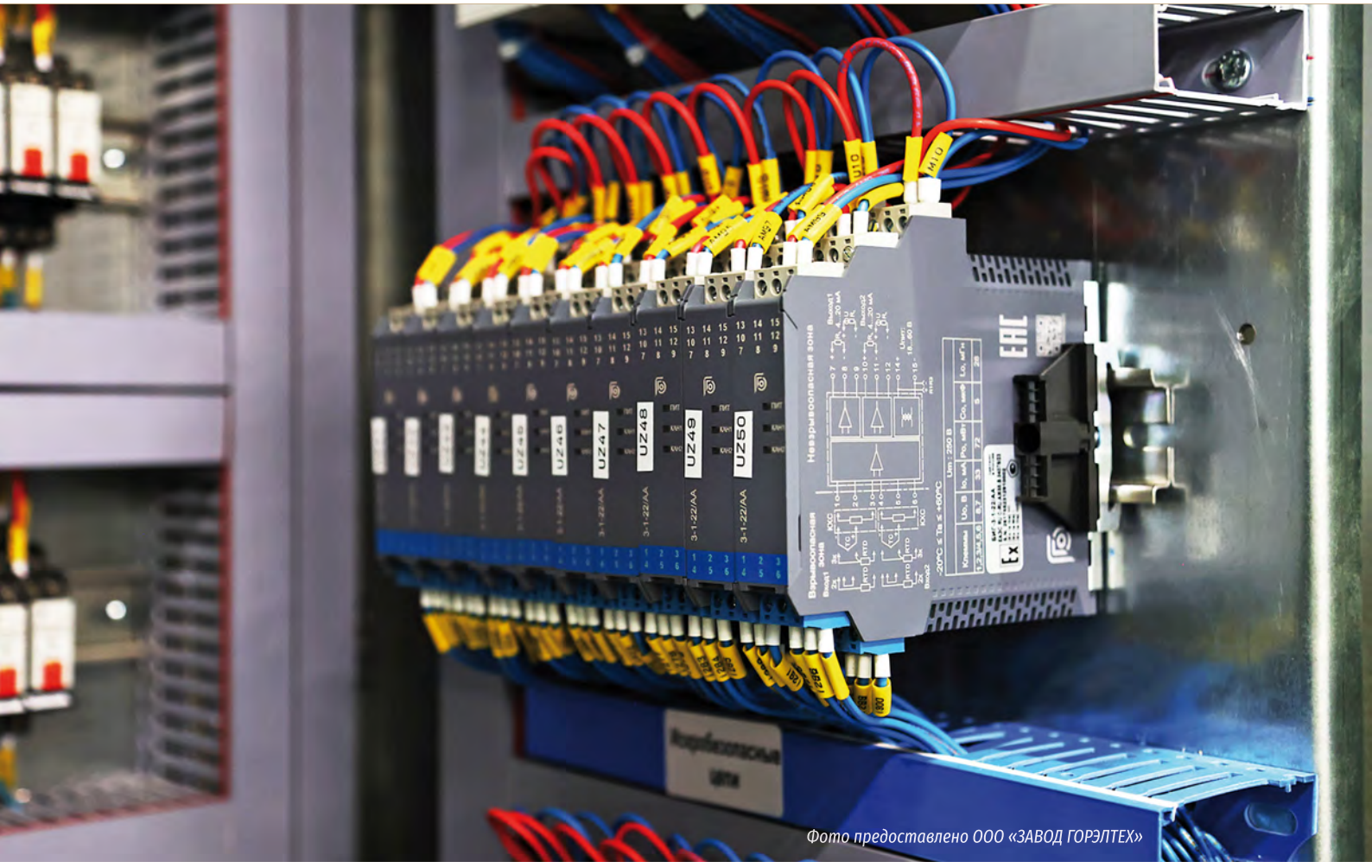


Фото предоставлено ООО «ЗАВОД ГОРЭЛТЕХ»

ЧТОБЫ ИСКРА НЕ ПРОСКОЧИЛА

По словам руководителя отдела развития бизнеса «Автоматизация» ООО «ЗАВОД ГОРЭЛТЕХ» *Дениса Никитина*, в данном случае название устройства напрямую описывает его функционал.

«В первой своей версии они были предназначены для создания "буфера" между безопасной (где стоит контроллер или шкаф автоматики) и взрывоопасной зонами (где работают датчики, приводы, э/м клапаны и другое полевое оборудование). Главная задача – не допустить проникновение в последнюю такой величины электрической энергии (по напряжению, току, мощности), которая бы вызвала искрение и последующее воспламенение горючей среды (газа, паров углеводородов, пыли). Затем, развиваясь, барьеры стали выполнять и другие функции. Дополнительно они изолируют цепи, защищая чувствительные приборы в безопасной зоне от скачков напряжения, а также помогают нейтрализовать паразитные потенциалы. В частности, от статического электричества или электромагнитных наводок. Кроме того, барьеры с гальванической развязкой также являются преобразователями различных сигналов, например, от температурных датчиков термопар или термосопротивлений в сигнал тока 4...20 мА», – объяснил г-н *Никитин*.

Хотя принцип работы барьеров искрозащиты сформировался достаточно давно, технология продолжает развиваться, отметил инженер ООО «Интелис» *Андрей*

Глебов. По его словам, сегодня от такого оборудования требуется не только ограничивать ток и напряжение, но и обеспечивать стабильную работу современных автоматизированных систем. Ещё одним перспективным направлением является повышение точности контроля электрических параметров. Современные барьеры дополняются функциями диагностики, позволяющими своевременно обнаруживать неисправности, обрыв цепи или отклонение параметров от нормы.

«На мой взгляд, дальнейший прогресс будет идти в сторону объединения искрозащиты с диагностикой и интеллектуальным контролем. При этом большое значение сохранит импортонезависимость: российским производителям важно развивать собственную элементную базу, программное обеспечение и технологии производства. Перспективными также выглядят повышение надёжности компонентов, уменьшение размеров устройств, расширение диапазона рабочих условий и возможность их применения в современных системах автоматизации. Таким образом, будущее барьеров связано не столько с изменением самого принципа их работы, сколько с развитием дополнительных возможностей вокруг него. Постепенно из простого защитного элемента они могут превратиться в интеллектуальные устройства, которые одновременно ограничивают опасную энергию, контролируют состояние цепи и помогают обслуживающему персоналу предотвращать аварийные ситуации», – отметил *Андрей Глебов*.

С тем, что барьеры искрозащиты становятся всё более интеллектуальными устройствами, согласен и *Денис Никитин*.

«Если смотреть на примере нашей продукции, то они способны проводить самодиагностику по различным параметрам, выдавать сигналы о неисправности, осуществлять контроль целостности цепи, фильтрацию сигналов, выходящих за предел измерений. Это напрямую перекликается с требованиями функциональной безопасности (ГОСТ МЭК 61508): барьер становится не просто защитным элементом, а полноценным узлом системы с подтверждённым уровнем полноты безопасности (SIL 2/3). Использование "корзин" и кабелей помогает более удобно применять барьеры в АСУТП. Применение барьеров в Зоне 2 реализовано за счёт дополнительного вида защиты Ex e (вид взрывозащиты электрооборудования, при котором принимаются дополнительные меры для предотвращения превышения допустимой температуры, возникновения искр и электрической дуги в нормальном или аварийном режиме работы, – ред.) корпусах», – рассказал г-н *Никитин*.

Преобразование сигналов в цифровые протоколы связи позволяет интегрировать барьеры в АСУ ТП, передавать диагностические данные и многопараметрические измерения без дополнительных устройств. А расширение температурного диапазона даёт возможность использовать барьеры без применения систем электрообогрева.

«Кроме развития технических параметров барьеров, важно реализовывать и сервисную составляющую: предоставление образцов на опытно-промышленные испытания, помощь в обеспечении совместимости при применении в системах с различными поставщиками как полевого, так и контроллерного уровня. При этом



ЭКСПЕРТ

ДЕНИС НИКИТИН,
руководитель отдела развития бизнеса «Автоматизация» ООО «ЗАВОД ГОРЭЛТЕХ»

«В нефтегазовой сфере риски высоки: на буровых установках, НПЗ, в резервуарных парках, при транспортировке и хранении углеводородов в воздухе постоянно есть вероятность присутствия взрывоопасных смесей (метана, паров бензина и т. п.). Любая искра в такой среде – прямой путь к аварии, угрозе жизни людей и серьёзному материальному ущербу. Барьеры искрозащиты становятся критически важным звеном в системе безопасности: они позволяют без рисков передавать сигналы от датчиков (давления, температуры, уровня, расхода) и управлять исполнительными механизмами (клапанами, реле), не создавая при этом источника воспламенения. Без них нормальная и безопасная работа автоматизированных систем на таких объектах невозможна».



Фото: magnific.com



ЭКСПЕРТ

АНДРЕЙ ГЛЕБОВ,
инженер ООО «Интелис»

«При выборе барьера необходимо учитывать не только его стоимость и внешние характеристики. В первую очередь нужно определить, для какого типа электрической цепи он предназначен и в какой взрывоопасной зоне будет использоваться. Важно проверить допустимые значения напряжения и тока, количество и тип каналов, параметры подключаемого оборудования, способ монтажа и условия эксплуатации. Также необходимо убедиться, что устройство соответствует требованиям и нормативам, предъявляемым к оборудованию для конкретного взрывоопасного объекта. Кроме этого, важными параметрами при выборе барьера искрозащиты могут являться диагностические функции барьера, его универсальность и функциональная совместимость с системами управления».

развитии и усложнении приборов важно не забывать об обеспечении наилучшего соотношения "цена/качество"», – заключил представитель «ЗАВОД ГОРЭЛТЕХ».

ПОКУПАТЕЛИ БЫЛИ, ЕСТЬ И БУДУТ

Что определяет спрос на барьеры искрозащиты со стороны нефтегазовых предприятий? Конечно, много зависит от наличия крупных проектов. Чем больше строится и запускается буровых платформ, НПЗ, трубопроводов, объектов газопереработки, терминалов СПГ и т. п., тем больше приборов измерения и управления потребуют подключения через барьеры искробезопасности, отметил *Денис Никитин*.

Однако это не единственный фактор, влияющий на спрос. *Андрей Глебов* особо выделяет требования к промышленной безопасности. Чем они строже, тем больше потребность в подобных устройствах.

«Отдельным фактором становится импортозамещение. Для нефтегазовых компаний всё более важными становятся не только технические характеристики оборудования, но и стабильность поставок, возможность получить сервисную поддержку и быстро заменить необходимые компоненты. Поэтому интерес к российской продукции в этой области, на мой взгляд, будет сохраняться. Со своей стороны, отечественные производители, в том числе компания "Интелис", стремятся предлагать высокофункциональные решения для промышленной автоматизации. Наличие российских разработчиков позволяет заказчикам выбирать оборудование с учётом не только характеристик самого барьера, но и вопросов поставки, совместимости с существующими системами и дальнейшего обслуживания. Особенно актуально это становится при модернизации уже работающих нефтегазовых объектов, где важно интегрировать новые устройства в существующую инфраструктуру», – отметил г-н *Глебов*.

Нельзя забывать и об ужесточении требований по локализации производства. Постановление Правительства № 1912 требует перевода критически важных объектов на отечественное оборудование и ПО к 2030 году. Поэтому нефтегазовые компании с госучастием активно закупают российские барьеры взамен продукции ушедших брендов, добавил *Денис Никитин*.

С учётом вышесказанного эксперты сходятся во мнении, что спрос на это оборудование в ближайшие годы, скорее всего, будет расти.

«Нефтегазовые предприятия продолжают повышать требования к безопасности, а на многих действующих объектах требуется обновление оборудования. Кроме того, расширение автоматизации увеличивает количество электрических цепей, для которых необходима соответствующая защита. Поэтому я бы ожидал умеренного роста рынка. При этом конкуренция между российскими производителями будет постепенно усиливаться: заказчики будут обращать внимание не только на цену, но и на надёжность, качество, номенклатуру, совместимость и сервис», – отметил *Андрей Глебов*.

В свою очередь, *Денис Никитин* называет сразу несколько причин роста спроса.

«Во-первых, нефтегазовая отрасль – одна из важнейших в РФ, её поддержание и развитие является жизненно важной задачей. Во-вторых, государственное регулирование требует перевода критической информационной инфраструктуры на доверенное оборудование. В-третьих, модернизация, ремонты и новые проекты генерируют потребность в искробезопасных интерфейсах», – перечислил эксперт «ЗАВОД ГОРЭЛТЕХ».

«ВЫБИРАЙ СВОЁ»

Важно, что растущий спрос удовлетворяют в основном отечественные производители. По подсчётам специалистов «ЗАВОД ГОРЭЛТЕХ», доля импортной продукции сократилась с 75% в 2021 году до 20–30% в 2026 году.

«В настоящий момент импортными барьерами пользуются те заказчики, которым критически важно сохранить проектные решения, невзирая на кратный рост стоимости, увеличенный срок поставки по "параллельному импорту" и возможное отсутствие сертификации ТР ТС», – объяснил *Денис Никитин*.



Фото предоставлено ООО «Интелис»

Андрей Глебов не стал называть точных цифр, но также отметил, что зависимость от зарубежных решений постепенно снижается. По его словам, отечественные разработки уже способны закрывать значительную часть типовых задач.

И всё же эксперты сходятся во мнении, что на сегодня нужны дополнительные меры поддержки отечественных производителей.

«При этом полностью ограничивать импорт, на мой взгляд, было бы не лучшим решением. Для заказчика в нефтегазовой отрасли главными критериями должны оставаться безопасность, надёжность и совместимость оборудования. Поэтому отечественные производители должны получать поддержку прежде всего для того, чтобы конкурировать не с помощью административных мер, а за счёт технических характеристик, качества и сервисного обслуживания. Важными направлениями могут стать льготное финансирование исследований и производства, поддержка отечественной электронной компонентной базы, ускорение испытаний и сертификации новых изделий, а также более широкое использование российских решений при реализации государственных и крупных промышленных проектов», – высказал мнение *Андрей Глебов*.

В свою очередь, *Денис Никитин* выделил здесь несколько направлений. В частности, речь идёт о целевом финансировании НИОКР по функциональной безопасности SIL (Safety Integrity Level – международный стандарт, который определяет уровень полноты безопасности системы, – ред.).

«Российские компании только начинают осваивать сертификацию по ГОСТ МЭК 61508. Для систем противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ) применение барьеров с подтверждённым уровнем SIL 2/3 – это не пожелание, а обязательное требование. Поддержка независимой российской организации-сертификатора – аналога TÜV (Technischer Überwachungsverein, техническая инспекционная ассоциация, – ред.) – ускорила бы процесс и снизила бы затраты производителей», – объяснил представитель «ЗАВОД ГОРЭЛТЕХ».

Кроме этого, по мнению эксперта, важно заниматься сбором отраслевой статистики.

«В настоящее время оценка рынка происходит только с помощью субъективных мнений его участников. Для развития российского производства искробезопасных барьеров требуются более точные метрики: данные импорта, объёмы производства, глубина локализации. Это поможет производить оценку рынка, оценивать эффективность импортозамещения, перспективы развития», – отметил *Денис Никитин*.

ТЕРНИСТЫЙ ПУТЬ К ПОЛНОЙ ЛОКАЛИЗАЦИИ

Особняком стоит вопрос локализации продукции. Эксперты признают, что собрать барьер полностью из российских комплектующих при всём желании не получится.

«Российские производители барьеров разработали собственные схемы, корпуса, программное обеспечение, но сталкиваются с серьезной нехваткой ЭКБ, произведённой внутри страны. Без отечественных аналогов стабилитронов, оптопар (электронный компонент, который передаёт электрический сигнал между двумя цепями, не имеющими между собой электрического контакта, за счёт преобразования сигнала в свет и обратно, – ред.), DC/DC (ДиСи – ред.)-преобразователей, быстродействующих предохранителей мы просто сменим одну зависимость на другую: европейских производителей на китайских. Отсутствие элементной базы



значительно тормозит полноценное развитие как производства искробезопасных интерфейсов, так и отрасли промышленной автоматизации в целом. Поэтому государственные программы поддержки микроэлектроники должны учитывать потребности промавтоматики, а не только потребительской электроники», – подчеркнул г-н *Никитин*.

Справедливости ради стоит отметить, что эта проблема не является только российской, можно сказать, что это общемировая тенденция. Такие же трудности испытывают и европейские производители, добавил представитель «ЗАВОД ГОРЭЛТЕХ».

Андрей Глебов достаточно высоко оценивает степень локализации отечественной продукции, но признаёт, что отдельные электронные компоненты и специализированную элементную базу по-прежнему приходится закупать за рубежом.

«Проблема заключается не только в отсутствии самих деталей, но и в стабильности их поставок, качестве, стоимости и необходимости подтверждать соответствие требованиям безопасности. Для барьеров искрозащиты это особенно важно, поскольку замена даже одного компонента может потребовать дополнительных испытаний и проверки характеристик изделия. В нормативной документации прямо предусматривается необходимость согласования изменений, которые могут повлиять на показатели взрывозащиты.

Поэтому предприятия стараются не зависеть от одного поставщика. Одним из решений становится поиск альтернативных производителей компонентов, создание нескольких вариантов элементной базы и постепенный переход на российские комплектующие там, где это технически и экономически оправдано. Одновременно производители развивают собственные конструкторские компетенции и увеличивают объём операций, выполняемых непосредственно в России. На мой взгляд, сейчас правильнее говорить не о полном отказе от импортных компонентов, а о постепенном снижении критической зависимости от них. Стопроцентная замена зарубежной элементной базы требует времени и не всегда имеет экономический смысл. Гораздо важнее обеспечить возможность быстро заменить проблемный компонент без остановки производства и без существенного изменения характеристик готового барьера», – отметил инженер «Интелис».

И всё же эксперт полагает, что в дальнейшем процент локализации, скорее всего, будет расти. При этом основной акцент будет сделан на наиболее важных электронных компонентах, собственных схемотехнических решениях и развитии отечественной производственной кооперации.

«Это позволит российским предприятиям не просто собирать оборудование внутри страны, а постепенно увеличивать долю действительно отечественных технологий в его составе. В нефтегазовой отрасли такой подход особенно важен, поскольку надёжность и предсказуемость поставок оборудования напрямую связаны с безопасностью и непрерывностью производства», – подчеркнул *Андрей Глебов*.

Резюмируем: за последние годы был сделан большой шаг вперёд для сокращения зависимости от импортных барьеров. Постоянно появляются новые российские разработки, предприятия формируют собственную производственную базу. Сегодня на рынке представлены российские барьеры искрозащиты различных исполнений, включая решения для работы с аналоговыми, цифровыми и HART-сигналами. Однако работы впереди ещё много.

«На мой взгляд, основная задача на ближайшие годы заключается не просто в замене зарубежных изделий российскими аналогами. Гораздо важнее создать устойчивый отечественный рынок, на котором производители смогут постоянно совершенствовать продукцию, внедрять новые функции и обеспечивать её длительную эксплуатацию на сложных объектах нефтегазовой отрасли», – заключил *Андрей Глебов*.

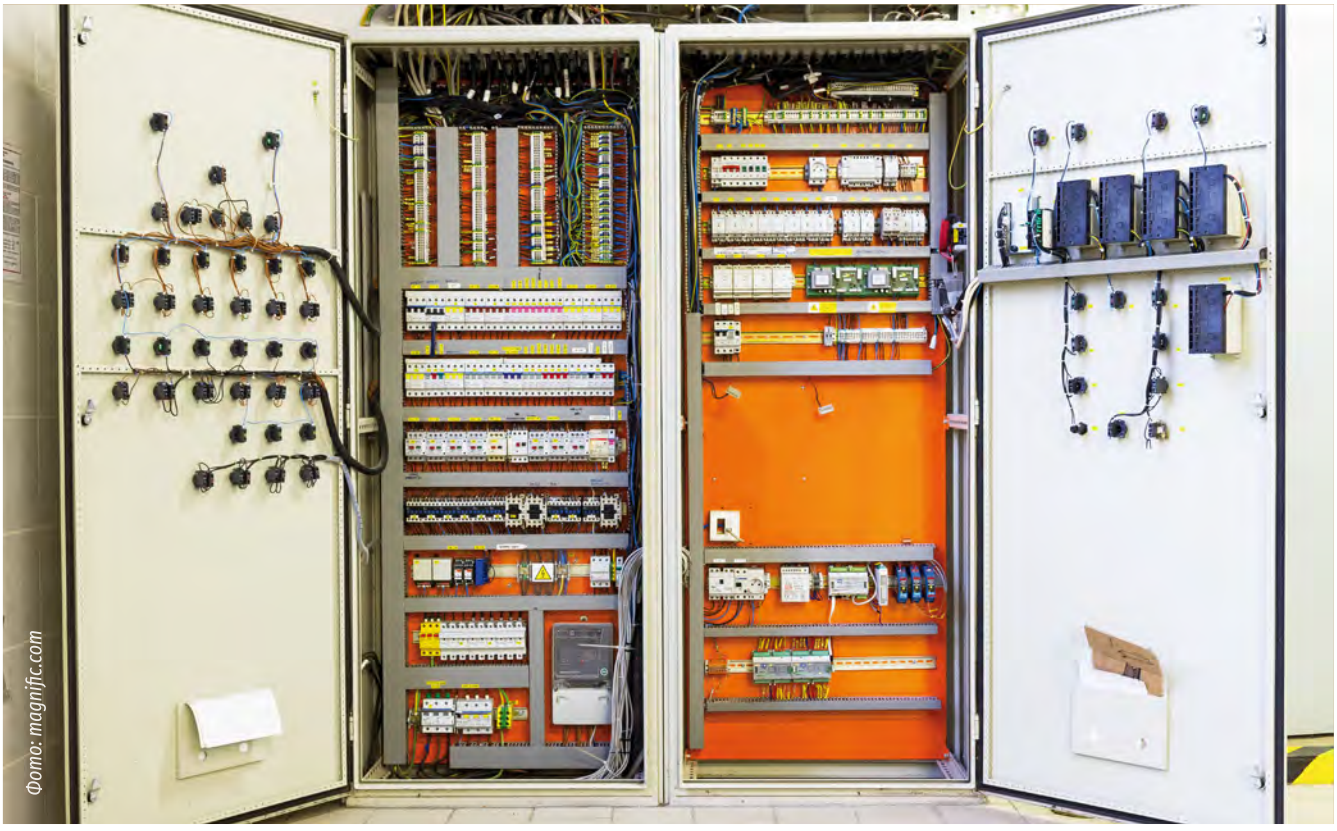


Фото: magnific.com

Авалон® | ЭлектроТех

СТЭЗ

СТУПИНСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ ЗАВОД

Мы производим полный спектр локализованных устройств в области промышленной электротехники.

Собственное производство на базе Ступинского Электротехнического Завода (СТЭЗ), полный цикл создания решений для промышленной автоматизации.

ООО «НПО АвалонЭлектроТех» — надежный партнер в области промышленной электротехники

Промышленные коммутаторы



Электропитание и резервирование



Электротехнические клеммы



Интерфейсные и промежуточные реле



Нормирующие преобразователи и реле безопасности



УЗИП





МИНПРОМТОРГ РОССИИ

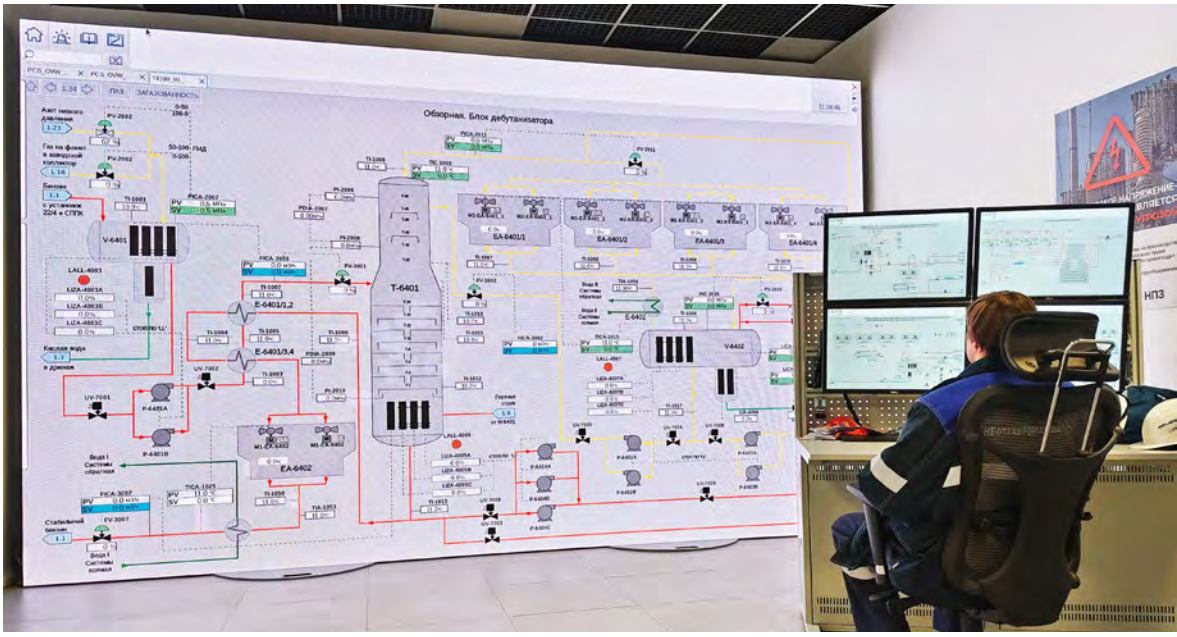
ООО «НПО «АвалонЭлектроТех»
+7 (495) 933 85 48
https://www.avalonelectrotech.ru/
info@avalonelectrotech.ru
121205, г. Москва, ул. Алессандро Вольта, д. 1, стр. 1, территория Инновационного Центра «Сколково»

реклама

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ МОДУЛИ В «ЭКОСИСТЕМЕ NAFTA»

Текст: Леонид Латнер, директор департамента разработки и внедрения интегрированных АСУ АО «Нефтеавтоматика»; Любовь Щенина, начальник отдела качества с испытательно-учебной лабораторией департамента разработки и внедрения интегрированных АСУ АО «Нефтеавтоматика»; Ильнара Зиннатова, заместитель начальника отдела внедрения и нормативно-методического обеспечения интегрированных АСУ департамента разработки и внедрения интегрированных АСУ АО «Нефтеавтоматика».
Фото и изображение предоставлены АО «Нефтеавтоматика».

Современные промышленные предприятия сталкиваются с растущими требованиями к автоматизации сложных технологических процессов. Рост объёмов производства, внедрение новых типов сырья и необходимость обеспечения безопасности на опасных объектах создают устойчивый спрос на интеллектуальные программные решения.



АО «Нефтеавтоматика» в составе «Экосистемы NAFTA» активно развивает следующие интеллектуальные модули:

1) Nafta Training Complex (учебный комплекс «Нафта», – ред.) – среда для разработки компьютерных тренажёрных комплексов (КТК);

2) NaftaManagement («"Нафта" менеджмент», – ред.) – модуль процедурного управления;

3) Nafta MPC («Нафта ЭмПи-Си», – ред.) – система усовершенствованного управления технологическим процессом;

4) Nafta PID Monitoring (пропорционально-интегрально дифференциальный мониторинг "Нафта"», – ред.) – система мониторинга состояния ПИД-контуров;

5) Nafta Prediction Complex (комплекс прогнозирования «Нафта», – ред.) – система предсказательной аналитики для контроля оборудования и предупреждения аварийных состояний.

В данной статье рассмотрены основные функциональные возможности интеллектуальных модулей Nafta Training Complex и NaftaManagement, а также практические аспекты внедрения этих решений на реальных производствах.

КОМПЬЮТЕРНЫЕ ТРЕНАЖЁРЫ И ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Среда разработки Nafta Training Complex представляет собой набор программных средств, предназначенных для создания на её базе компьютерных тренажёров для подготовки оперативного и обслуживающего персонала предприятия к работе на реальном технологическом объекте, поддержания и оценки его квалификации, отработки навыков безопасного и экономичного управления оборудованием в сложных переходных и аварийных режимах и формирования отчётности о ходе обучения.

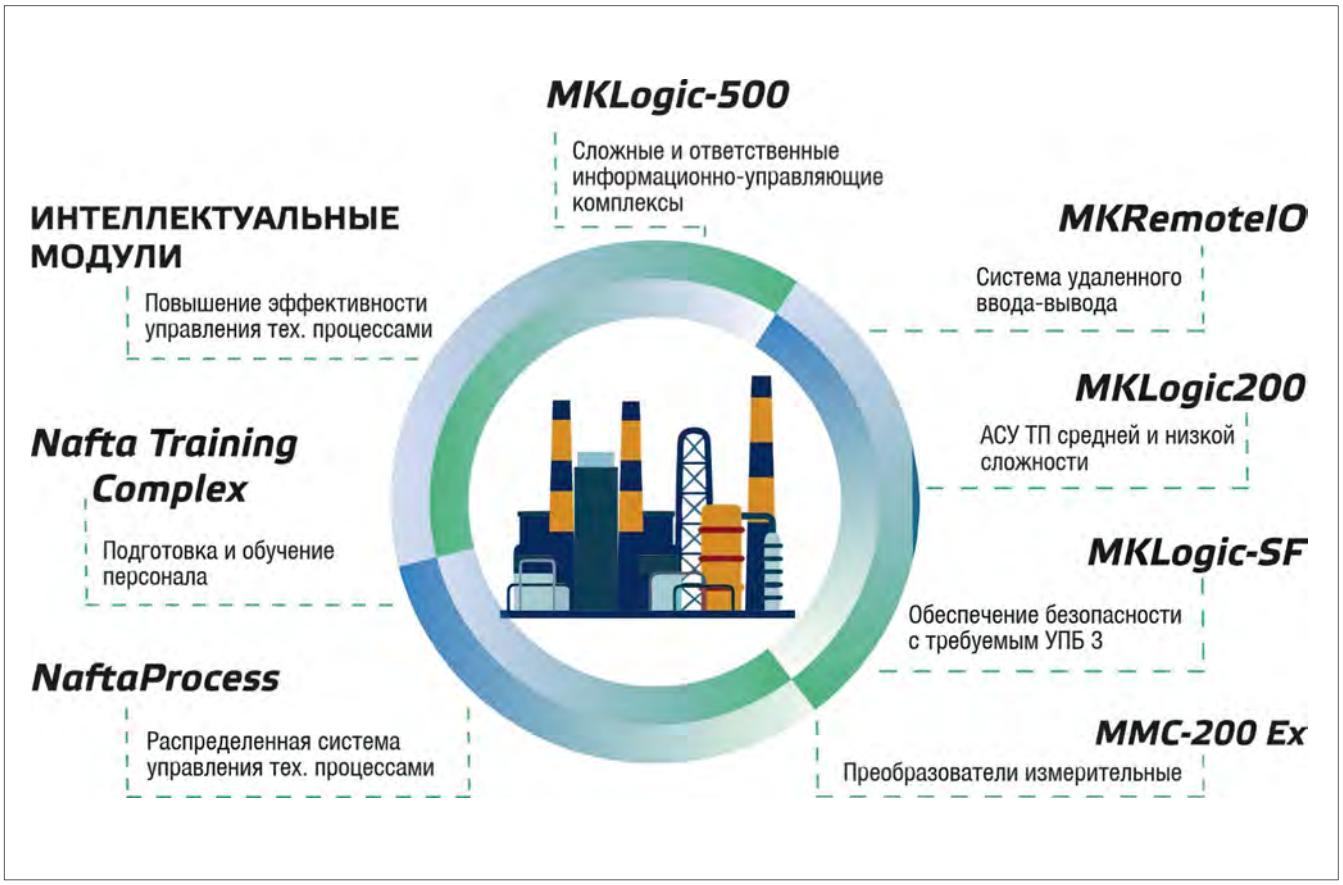
К основным возможностям среды относятся:

- высокое быстродействие модели тренажёра;
- широкий выбор собственных расчётных моделей технологических аппаратов и процессов;
- возможность подключения расчётных моделей сторонних разработчиков;
- полная имитация рабочего места в виртуальной среде;
- поддержка одиночного и бригадного обучения;
- формирование отчётности о ходе образовательного процесса и результатах тестирования;
- возможность разработки компьютерного тренажёра для АСУ ТП, реализованных как на российских платформах, так и на продуктах западных вендоров («Иокогава», «Сименс» и др.)

Использование компьютерных тренажёров на опасных производственных объектах повышает качество подготовки персонала, что многократно снижает риск возникновения аварийных ситуаций и затраты на ликвидацию их последствий.

Интеграция тренажёра с системой управления технологическим процессом (АСУ ТП), добавление точных математических моделей позволяет преобразовать его в умный цифровой двойник реального технологического

На правах рекламы



объекта. Выполняя функции «умного помощника инженера», такая модель имеет ряд преимуществ.

В первую очередь это оптимизация режимов работы для нового сырья. Далее – безопасный подбор коэффициентов ПИД-регуляторов. Также стоит отметить возможность тестирования новых алгоритмов регуляторных систем управления и аварийных систем (РСУ/ПАЗ) на скрытые ошибки, мониторинг состояния оборудования и прогнозирование отказов.

ПРОЦЕДУРНОЕ И РЕЦЕПТУРНОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Модуль процедурного управления предназначен для автоматического и/или полуавтоматического (автоматизированного) выполнения регламентированных, детерминированных и периодически выполняемых процедур. Среди них: подготовка к запуску, пуск, штатная остановка, изменение режима работы объекта (состояния технологического процесса) или его отдельных частей в связи с регламентированным изменением характеристик применяемых ресурсов (включая реагенты).

Использование данного модуля позволяет освободить операторов для решения более сложных и творческих задач путём автоматизации рутинных действий, обеспечить плавную смену режимов работы установки, что позволяет снизить объёмы некондиционной продукции и повысить общую эффективность оборудования.

Данный продукт также может быть использован для рецептурного управления, позволяя подбирать параметры для оптимизации технологического процесса, в том числе при смене сырья.

ПРОЕКТНЫЙ ПОДХОД – ОСНОВА УСПЕШНОГО ВНЕДРЕНИЯ И ДОЛГОСРОЧНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ МОДУЛЕЙ

АО «Нефтеавтоматика» – интегратор интеллектуальных систем управления производством. Мы оказываем полный спектр услуг по созданию умных модулей, который включает проектирование, испытания и передачу систем в промышленную эксплуатацию. Все этапы работ выполняются в тесном взаимодействии с заказчиком и с учётом его пожеланий. По отдельному запросу возможно оказание услуг технической поддержки.

Подведём итоги.

Во-первых, «Экосистема NAFTA» представляет собой комплексное решение для автоматизации, обучения и управления сложными технологическими процессами.

Во-вторых, ключевым преимуществом компании является проектный подход. Заказы не ограничиваются поставкой программного обеспечения, а включают полный цикл работ от проектирования до поддержки.

В-третьих, цифровые двойники открывают новые возможности для оптимизации процессов и снижения рисков без остановки производства.

НЕФТЕАВТОМАТИКА

АО «Нефтеавтоматика»
450005, Республика Башкортостан
г. Уфа, ул. 50-летия Октября, 24
nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru
8 (347) 279-88-99, 8 800-700-78-68
nefteavtomatika.ru

На правах рекламы

СМЕСИ, НОРМАЛИЗУЮЩИЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ. В ЧЕМ «СОЛЬ» ВОПРОСА, ИЛИ КАК НЕ ОШИБИТЬСЯ ПРИ ВЫБОРЕ ЗАПОЛНИТЕЛЯ.

Текст: Дмитрий Белов, генеральный директор (управляющий) АО «НПО «Бипрон» (г. Москва); Алексей Грибанов, технический директор ООО «Бипрон» (г. Якутск).

Термины «защитное заземление», «технологическое заземление» и «молниезащита» звучат настолько привычно, что сама задача их обустройства часто кажется тривиальной. Однако за кажущейся простотой скрывается комплекс сложнейших электротехнических, физико-химических и климатических проблем. При проектировании и строительстве энергообъектов ключевое значение имеет обеспечение долгосрочной стабильности сопротивления растеканию токов промышленной частоты и грозовых разрядов.



Фото: magnific.com

На территории РФ, в особенности в районах Крайнего Севера, Сибири, Дальнего Востока, а также в засушливых южных регионах, создание заземляющих устройств (ЗУ) сопряжено с экстремальными трудностями. Наличие многолетне-мёрзлых грунтов (ММГ), сухих песчаных, галечниковых, щебенистых и скальных пород характеризуется высокими значениями их удельного электрического сопротивления (УЭС) – от 1000 до 10 000 Ом·м. Надёжность и электролитический контакт ЗУ в таких условиях зависят от правильного учёта вертикальной геоэлектрической структуры земли и динамики сезонного промерзания – высыхания верхних слоев почвы. Затраты на обустройство заземления подстанций и линейных объектов в сложных грунтах нередко достигают 30–35% от общей сметной стоимости строительства. Оптимизация проектирования и применение инновационных проводящих систем имеют стратегическое значение для экономики электросетевого и нефтегазового комплексов.

На сегодняшний день для снижения сопротивления заземления в высокоомных средах традиционно применяются три метода:

1) добавление поваренной соли в грунт в околоэлектродном пространстве;

2) конструкционная замена материнского грунта углеродсодержащими засыпками (коксовой мелочью, углём);

3) сооружение глубинных заземлителей (длиной от 20–30 метров и более).

Рассмотрим физико-химические особенности, скрытые недостатки и эксплуатационные ограничения каждого из этих подходов.

СПОСОБ 1. ВВЕДЕНИЕ ХЛОРИДА НАТРИЯ В ОКОЛОЭЛЕКТРОДНОЕ ПРОСТРАНСТВО

Этот метод является исторически самым старым и недорогим в реализации, однако в условиях современной электроэнергетики он деструктивен. Стремление сэкономить на старте оборачивается критическими аварийными рисками уже в среднесрочном периоде эксплуатации по двум главным причинам:

А.1. Хлоридный питтинг (локальное разрушение поверхности металла, – ред.) и скоростная коррозия металлов

Ионы хлора (Cl) являются агрессивными активаторами коррозии. Обладая высокой проникающей способностью, они легко разрушают естественные пассивирующие (пассивирование – технологический процесс создания на его поверхности тонкой защитной плёнки, которая резко снижает химическую активность материала и защищает его от коррозии, – ред.) оксидные плёнки на поверхности металлов. В соляной бане даже высоколегированная коррозионностойкая сталь марки AISI (American Iron and Steel Institute - Американский институт чугуна и стали, - ред.) 304 (не говоря уже об оцинкованном прокате) подвергается стремительной локальной питтинговой (язвенной) коррозии. В результате такого химического воздействия толстостенные металлические элементы заземлителя (например, стенка электрода толщиной 4 мм) полностью теряют несущую способность, а сварные и резьбовые узлы соединений разрушаются в течение всего 3–3,5 лет эксплуатации, размыкая контур заземления объекта (*см. рис. 1*, для хлоридной среды – зона 3к0, норматив убыта металла по толщине слоя 1,25 мм в год).

А.2. Высокая диффузионная подвижность и вымывание (выщелачивание) электролита

Хлорид натрия (NaCl) обладает хорошей растворимостью в воде. Обычный минеральный грунт не способен удерживать свободные ионы солей в своей структуре. В периоды весеннего снеготаяния, паводков и обильных летних дождей происходит интенсивная фильтрация влаги, которая полностью вымывает соли из околоэлектродного пространства в подстилающие слои грунта. Из-за этого выщелачивания концентрация электролита падает, а эффективность работы заземлителя снижается на 40–50 % уже за первые 12–24 месяца. При этом миграция хлоридов не только приводит к лавинообразному росту сопротивления растеканию тока, но и повышает коррозионную агрессивность окружающего грунта по отношению к смежным подземным коммуникациям, что нарушает нормативные требования к их защите от коррозии и кэкологической безопасности, загрязняя близлежащие подземные водоносные горизонты.

На правах рекламы

Б. Катастрофическое засоление почв и формирование техногенных солончаков

Массированное неконтролируемое внесение хлорида натрия в объёме десятков и сотен килограммов на один заземляющий контур кардинально меняет морфологию и химический баланс подстилающих грунтов. Свободная миграция ионов натрия и хлора запускает необратимый процесс искусственного (техногенного) образования солончаков. При достижении критической концентрации легкорастворимых солей на уровне более 0,3–0,5 % от сухой массы почвы (в зоне прямого контакта с электродом этот показатель превышает 1,5–2%, а у некоторых производителей доходит до 9%) грунт переходит в категорию типичного солончака. Такая концентрация полностью подавляет осмотическую активность корневых систем любой растительности, вызывая её полную гибель (химический ожог) и деградацию почвенного покрова в радиусе до нескольких метров от заземлителя. В условиях жёсткого экологического контроля и прохождения трасс через земли лесного или сельскохозяйственного назначения подобное варварское выжигание плодородного слоя является прямым нарушением природоохранного законодательства РФ и влечёт за собой многомиллионные штрафы для эксплуатирующих организаций.

Кроме того, возникновение солончаковых эффектов требует учёта при проектировании и строительстве сопряжённых с ними объектов, например опор ВЛ. При этом для их создания должен применяться специализированный металл армирования, а также специфические добавки в бетонную смесь.

СПОСОБ 2. КОНСТРУКЦИОННОЕ ЗАМЕЩЕНИЕ ГРУНТА СПЕЦИАЛЬНЫМИ ПРОВОДЯЩИМИ КОМПОЗИЦИЯМИ

А. Замещение материнского грунта в околоэлектродном пространстве – это более сложный и технологичный метод, направленный на создание искусственной низкоомной оболочки вокруг проводника. Исторически для этого применялись простые наполнители: коксовая мелочь, шунгит (докембрийская горная порода, состоящая в основном из углерода, – ред.) или графитовая крупка. С введением в действие профильного национального стандарта ГОСТ Р 62561.7 (МЭК 62561–7) «Требования к смесям, нормализующим заземление» данный сегмент рынка получил мощный импульс развития. Однако коммерциализация этого направления привела к появлению огромного количества дешевых суррогатных смесей сомнительного качества. Большинство таких продуктов построено на простейшей комбинации: бентонитовая глина, рядовой графит (как правило, с зольностью 20–30% для удешевления) или кокс и массивные дозы дешёвых галогенидных солей (чаще всего – хлорида натрия или калия) для искусственной стимуляции проводимости на этапе приёмо-сдаточных испытаний.

На этапе первичного монтажа и сдачи контура ЗУ такие «коктейли» демонстрируют отличные показатели УЭС, что вводит заказчика в заблуждение. В долгосрочной же перспективе в теле такой засыпки активизируются деструктивные процессы, полностью разрушающие систему заземления.

А.1. Коллоидный коллапс и коагуляция бентонитовой матрицы

Главная ценность бентонитовых глин (особенно высокодисперсных натриевых сортов) заключается в их высокой гидрофильности. При контакте с водой макромолекулы бентонита гидратируются и увеличиваются в объёме в 10–15 раз, формируя плотный вязкий водоудерживающий токопроводящий гидрогель, который должен плотно обволакивать тело заземлителя, ликвидируя воздушные пустоты и переходное сопротивление. Однако искусственное введение в эту систему избыточного количества подвижных ионов (например, при добавлении дешёвой поваренной соли NaCl для мнимого повышения проводимости) приводит к разрушению структуры. Под воздействием свободных катионов натрия (Na+) происходит физико-химический процесс солевой коагуляции: электрический двойной слой глинистых частиц сжимается, они теряют гидрофильность, мгновенно сворачиваются в жёсткие хлопья и выпадают в осадок. Вместо монолитного удерживающего влагу защитного геля образуется нестабильная грязная суспензия (жижа). В летний период эта масса стремительно теряет воду, усаживается, растрескивается на обособленные сегменты и полностью отслаивается от поверхности тела заземлителя. Контакт «металл-засыпка» размыкается, а сопротивление заземляющего устройства лавинообразно возрастает.

А.2. Интенсивное фильтрационное вымывание солей и потеря токопроводящих свойств

Таким образом, внутри околоэлектродного заполнителя формируется рыхлая высокопористая и проницаемая структура. Хлорид натрия, обладая аномально высокой растворимостью в воде, в таких условиях становится абсолютно нестабильным элементом. Первые же весенние паводки, подъёмы грунтовых вод и обильные сезонные дожди запускают процесс сквозной фильтрации ионного раствора. Вся токопроводящая соль полностью вымывается из объёма засыпки всего за один климатический сезон. Скорость выщелачивания настолько высока, что уже через 8–12 месяцев после монтажа вся активная проводящая химия уходит в глубокие подземные горизонты, безвозвратно загрязняя окружающую среду и отравляя близлежащие водоносные слои. Вокруг стального заземлителя остается лишь сухой пористый скелет из свернувшейся глины и рядового высокозольного кокса. Заземляющее устройство полностью теряет ионную проводимость, электрический контакт разрывается, а контур заземления промышленного объекта целиком перестает выполнять свою защитную функцию.

Б. «Экологические пустышки» на основе гидрофобного кокса и нерастворимых карбонатов

На противоположном полюсе рынка заземляющих заполнителей находится другая технологическая крайность – так называемые экологические пустышки. Спекулируя на естественном страхе заказчиков перед хлоридной коррозией, некоторые производители предлагают смеси, состоящие исключительно из рядовой коксовой (угольной) мелочи или высокозольного природного графита в сочетании с безгалогенидными (безхлорными) минеральными добавками: тонкомолотым мелом, известняком или строительной известью. Подобные композиции позиционируются как абсолютно безопасные для металла заземлителя и окружающей среды. Они действительно химически

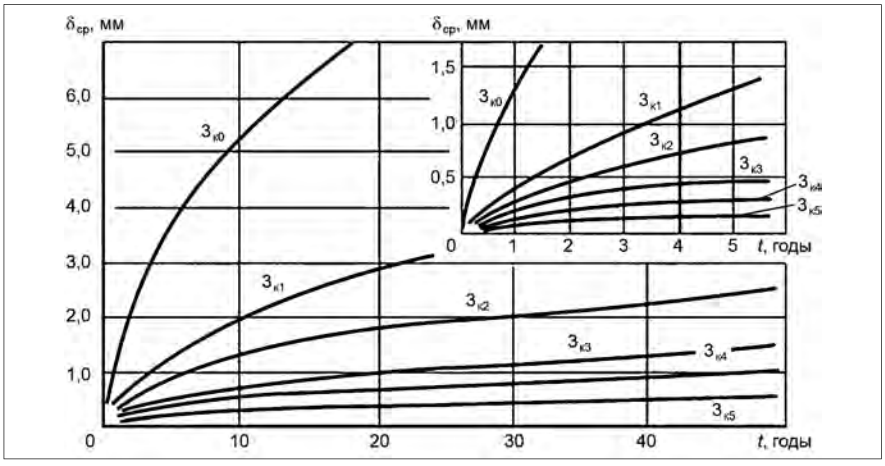


Рис. 1. *Зависимость глубины коррозии стальных заземлителей $\delta_{ср}$ от времени для различных коррозионных зон.*

Изображение предоставлено АО «НПО «Бипрон»

На правах рекламы

инертны и не вызывают ускоренного разрушения стальных проводников, однако с точки зрения электротехники такие смеси полностью перестают работать в среднесрочной перспективе, превращаясь в подземный изолятор. Причиной этого фиаско являются фундаментальные законы физики поверхностных явлений.

Б.1. Критическая гидрофобность углеродного наполнителя и дефицит ионной проводимости

Технический кокс, антрацит и графит обладают выраженной природной гидрофобностью. Высокий краевой угол смачивания заставляет углеродные частицы активно отталкивать воду. Для того чтобы заставить такую гидрофобную углеродную систему непрерывно проводить ток в теле грунта, ей жизненно необходим стабильный внутренний источник свободных ионов — жидкий электролит. Однако вводимые в состав «экологических пустышек» безгалогенидные минеральные добавки (карбонат кальция, мел, известняк) обладают крайне низкой, близкой к нулю растворимостью в воде и не способны обеспечить диссоциацию свободных токопроводящих ионов. В результате ещё на этапе приготовления рабочего раствора (затворения) вода скатывается с гидрофобных зёрен кокса, не проникая внутрь микропор. При засыпке или закачке такой смеси в околоэлектродное пространство внутри скважины формируется рыхлая неравномерная структура, изобилующая скрытыми воздушными кавернами и пустотами.

Б.2. Термическое осушение и диэлектрическое «запирание» заземлителя

В первые месяцы после монтажа заземляющее устройство удерживает минимальную проводимость исключительно за счёт присутствия свободной трассовой или капиллярной влаги материнского грунта. Однако через два-три года эксплуатации по мере прохождения циклов сезонного термического осушения и естественного ухода капиллярной воды из приэлектродной зоны засыпка окончательно теряет влагу. Ввиду отсутствия гигроскопичных и влагоудерживающих компонентов смесь превращается в абсолютно сухой жёсткий и пористый угольный порошок. Поскольку сухой кокс без электролита обладает высоким мелкоконтактным сопротивлением, он «запирает» протекание токов катодной защиты или молниезащиты. Заземляющее устройство фактически изолируется от вмещающей почвы, полностью обнуляя защитный потенциал системы.

СПОСОБ 3. СООРУЖЕНИЕ ГЛУБИННЫХ АНОДНЫХ (ГАЗ) И ЗАЩИТНЫХ ЗАЗЕМЛИТЕЛЕЙ

Данный метод предполагает бурение вертикальных скважин глубиной от 15 до 60–100 метров, спуск в них стальных проводников (или железокремнистых анодных электродов) и последующее заполнение прианодного пространства простейшими бентонитококсовыми или глинопесчаными пульпами, искусственно активированными хлоридом натрия. Проектирование и сооружение таких систем регулируется требованиями ГОСТ 9.602-2016 (в части ЭХЗ) и СТО Газпром 2–1.11–170–2007 (в части молниезащиты). Метод призван достичь глубоких водоносных горизонтов с низким УЭС, однако его практическая реализация сопряжена с критическими экономическими и техническими ограничениями.

А. Высокая сметная стоимость и логистическая сложность буровых работ

Технология требует постоянного присутствия на площадке тяжёлой техники и мобильных растворных узлов. Себестоимость погонного метра бурения стремительно возрастает при проходке скальных, галечниковых, валунных и многолетне-мёрзлых грунтов. Дополнительные затраты на монтаж и неизвлекаемый анкерный крепёж обсадных труб, повышенный расход топлива и трудозатраты строительно-монтажных бригад в условиях Крайнего Севера делают этот способ наиболее дорогим в структуре затрат на ЭХЗ и молниезащиту объектов.

Б. Геоэлектрическая разнородность разреза и критическая погрешность проектных измерений

При бурении на значительную глубину заземлитель пересекает множество геологических слоёв с резко полярной структурой и проводимостью — от талых суглинков до скальных линз. Традиционные четырёхэлектродные методы вертикального электрического зондирования (ВЭЗ) дают огромную интегральную погрешность в многослойных средах. Как следствие, расчётные проектные значения сопротивления ГАЗ на бумаге кардинально расходятся с фактическими замерами после пусконаладки. Заказчик, инвестировавший миллионы в бурение 100-метровой скважины, в реальности оказывается далёк от нормативных показателей растекания тока.

В. Физическое ограничение импульсной проводимости при грозовых разрядах

При протекании токов молнии сверхвысоких частот и амплитуд (10–20 кА) определяющей характеристикой ЗУ становится не статическое сопротивление растеканию, а высокочастотный волновой импеданс (комплексное сопротивление, которое элемент электрической цепи, акустической системы или механической конструкции оказывает переменному сигналу заземлителя, - ред.). Из-за проявления электродинамического скин-эффекта (явление, при котором переменный ток при протекании по проводнику распределяется неравномерно — ред.) и индуктивного сопротивления длинного вертикального проводника импульсный ток грозового разряда сбрасывается в землю преимущественно через первые 5–7 метров верхней части электрода. Нижняя, 50-метровая часть глубинного заземлителя в момент удара молнии фактически блокируется индуктивным затвором и в демпфировании потенциала не участвует. В импульсном режиме ЭХЗ и молниезащиты пространственный контур из нескольких коротких, но сбалансированных по площади токоотдачи электродов большого диаметра гарантированно эффективнее, чем один-два сверхглубоких трубчатых заземлителя.

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ОТ ГК «БИПРОН»: ТОКОПРОВОДЯЩИЕ ГЕОПОЛИМЕРНЫЕ МАТРИЦЫ СЕРИЙ «МАГ-АРКТИК» И «МАГ-ГЕОМАТРИКС»

Осознавая недостатки традиционных методов (разрушительное солевание почв, гидрофобность «пустого» кокса и запредельная стоимость глубинного бурения), научно-производственная группа «Бипрон» разработала принципиально новый класс материалов.

В основу работы заземляющих и прианодных композиций серий «МАГ-Арктик» и «МАГ-Геоматрикс» заложен научно выверенный принцип направленного синтеза низкоомной токопроводящей геополимерной матрицы. Поставляемый материал не является пассивным механически засыпаемым инертным заполнителем, а выступает в роли активного структурообразователя и модификатора всего околоэлектродного пространства.

Этот сложный процесс протекает в три последовательные стадии на протяжении всего многолетнего жизненного цикла системы заземления или ЭХЗ:

Стадия 1. Процесс щелочной активации и матричный синтез пространственного токопроводящего каркаса

В момент затворения сухой смеси технической водой на строительной площадке (либо при постепенной естественной гидратации за счёт капиллярной грунтовой влаги) активируется специализированный силикатно-щелочной комплекс. Растворимые силикаты натрия и щелочные буферные модификаторы вступают в управляемую топохимическую реакцию с мелкодисперсной активной алюмосиликатной фазой смеси.

Запускается процесс направленной поликонденсации с формированием жёсткой трёхмерной кремний-кислород-алюминиевой пространственной решётки. На микроструктурном уровне происходит следующий физический эффект: внутри ячеек этой растущей минеральной матрицы, как в прочной пространственной бронекапсуле, жёстко защемляются, иммобилизируются и удерживаются от малейшего вымывания ультрадисперсные частицы ис-

На правах рекламы



Фото предоставлены АО «НПО «Бипрон»

Рис. 2.1. *Традиционное заземление*



Рис. 2.2. *Солевые заземлители*

кусственного углеграфита высокой степени очистки.

Благодаря такой синергии формируется стабильная монолитная структура, обладающая непрерывной, дублирующей друг друга электронной и ионной проводимостью. Полученная геополимерная матрица обладает абсолютной стабильностью объёма и полностью защищена от усадочных трещин даже в условиях жёсткого термического дефицита внешней влаги или экстремальной засухи.

Стадия 2. Капиллярное «врастание» и диффузионный перенос в окружающий грунт

В процессе гидратации и первичного гелеобразования синтезируемая геополимерная матрица обладает высокой осмотической активностью и внутренним гидростатическим давлением. Жидкая проводящая фаза композиции, насыщенная токопроводящими ионами модифицирующих солей, начинает активно мигрировать в радиальном направлении от оси заземлителя. Она заполняет капилляры, микротрещины и поры окружающего материнского грунта: песка, суглинка, глины или скальных пород. В этой фазе протекают два синергетических процесса:

– *диффузионное натекание:* глубокое проникновение ионов вглубь пор грунта;

– *топохимическое сшивание:* реакция щелочного раствора с диоксидом кремния.

Взаимодействие со свободным кварцевым песком и глинистыми минералами на стенках скважины или траншеи запускает процесс локального омоноличивания (технологический процесс в строительстве, при котором пустоты, зазоры и стыки между отдельными элементами конструкции (сборными деталями, опорами, блоками) заполняют специальным раствором, бетонной смесью или другими составами, – ред.). Геополимерная матрица физически «врастает» в окружающую породу. При этом полностью стирается резкая диэлектрическая граница раздела сред «электрод – засыпка – грунт».

Стадия 3. Эффект направленной кольматации (процесс, при котором поры заполняются мелкими частицами, в результате чего снижается водо- или газопроницаемость материала, – ред.) пор и минимизация переходного сопротивления

На финальной стадии стабилизации структуры активируются сорбционные свойства каркасных алюмосиликатов, которые прочно запирают влагу и ионы в межкристаллических пустотах. Это приводит к следующим эксплуатационным эффектам:

- *многократное увеличение эквивалентного радиуса заземлителя:* геометрическая зона эффективного растекания тока увеличивается в 5–8 раз;
- *трансформация вмещающей породы:* прилегающий грунт сам становится продолжением проводящего контура;
- *демпфирование термической усадки грунта:* летом при засухе полностью исключается образование воздушных зазоров;
- *защита от динамических нагрузок:* зимой пластичная матрица нивелирует морозное пучение и выталкивание трубы (*см. рис. 2* – пример пучения грунта на ЗУ традиционной и солевой технологии).

Сформированный геополимерный кластер гарантирует стабильный электрический и механический контакт «электрод – засыпка – грунт» на протяжении всего 50-летнего срока новой аттестации оборудования вне зависимости от сезонных колебаний температуры и влажности климатической зоны.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ И ВЫВОДЫ

Для проектных институтов, строительно-монтажных организаций и подразделений капитального строительства высокотехнологичных компаний крайне важно объективно оценивать риски, возникающие при обустройстве ЗУ и систем ЭХЗ в сложных геоэлектрических условиях. Сезонная динамика промерзания многолетне-мёрзлых грунтов Крайнего Севера и термическое иссушение почв аридных (сухих, с малым количеством осадков, - ред.) регионов делают достижение нормативного сопротивления растеканию токов сложнейшей инженерной задачей.

Как показал детальный физико-химический анализ, попытки решить эту проблему устаревшими или суррогатными (сомнительными) методами неизбежно приводят к аварийным последствиям. В условиях, когда бесперебойная работа микропроцессорной автоматики, телемеханики, силового оборудования компрессорных и трансформаторных подстанций и другого оборудования напрямую зависит от стабильности контура заземления, любая сиюминутная лжеэкономия и закупка контрафактных засыпок оборачиваются колоссальными затратами в будущем. Выход дорогостоящей техники из строя, паралич каналов связи и системные простои технологических процессов в условиях экстремально низких температур Крайнего Севера несут в себе прямую угрозу промышленной безопасности.

Применение инновационных токопроводящих геополимерных матриц серий **«МАГ-Арктик»** и **«МАГ-Геоматрикс»** ГК «Бипрон» позволяет кардинально изменить экономику и надёжность проектирования ЗУ. За счёт эффекта капиллярного «врастания» в поры материнской породы и искусственного увеличения эквивалентного радиуса токоотдачи в 5–8 раз данные композиции позволяют:

- *сократить глубину и объёмы бурения вертикальных скважин в два-три раза* без потери нормативного сопротивления растеканию;
- *полностью отказаться от использования экологически опасных галогенидов* и сульфатов, исключив коррозионную агрессию к металлу;
- *обеспечить гарантированный 50-летний срок службы заземляющего контура* с неизменными круглогодичными электротехническими параметрами.

Переход от примитивных засыпных смесей к патентованным геополимерным технологиям представляется наиболее эффективным и основным организационно-техническим путем к созданию безаварийной, экономичной и долговечной инфраструктуры заземления и электрохимической защиты новейшего поколения.

На правах рекламы

Бипрон
инновационные технологии электрозащиты

АО «НПО «Бипрон»
Московская область, г. о. Солнечногорск
+7 (800) 550 4944, +7 (906) 722 2550
info@bipron.com
npo-bipron.ru

К 30-ЛЕТИЮ «РАСКО ГАЗЭЛЕКТРОНИКА»: ЕДИНОЙ КОМАНДОЙ И ТОЛЬКО ВПЕРЁД!

Текст: Сергей Золотаревский, директор по развитию ООО «НПФ «РАСКО», канд. техн. наук;
Александр Осипов, генеральный директор ООО «РАСКО Газэлектроника», канд. экон. наук.
Фото предоставлены ООО «РАСКО Газэлектроника».

2026 год для ООО «РАСКО Газэлектроника» является знаковым: компания отмечает своё 30-летие. Между тем этого юбилея могло и не быть: предприятие в 2022 году оказалось на грани ликвидации после ухода из России его зарубежных собственников. Поэтому четыре года назад начался новый отсчёт в его истории – времени возрождения, переосмысления и нового этапа развития. И сегодня, оглядываясь на пройденный путь, можно сказать: история успеха предприятия продолжается.





Подписание учредительных документов ООО «Газэлектроника», Москва, 5 февраля 1998 года

СОЮЗ НЕМЕЦКИХ ТЕХНОЛОГИЙ И РОССИЙСКОГО ИНЖЕНЕРНОГО ПОТЕНЦИАЛА

Сегодня группа компаний, объединяющая научно-производственную фирму «РАСКО», торговый дом «РАСКО» и завод «РАСКО Газэлектроника», представляет собой симбиоз передовых разработок, производства и сбыта. НПФ «РАСКО» – это стратегический мозг и синергия комплексных решений в области поставок газового оборудования, определяющих общий вектор развития группы, ТД «РАСКО» – развитая сеть партнёрств, плечо сбыта, охватывающее всю страну и страны ЕАЭС, и сервисный центр, а «РАСКО Газэлектроника» – современный научно-производственный комплекс, где рождаются и производятся приборы учёта газа и дополнительное оборудование, которым доверяют миллионы потребителей.

Это разные юридические лица, но одна команда, связанная общей историей, ценностями и целью – оснастить газовую отрасль измерительным и регуляторным оборудованием мирового уровня. И поэтому девиз компании «Единой командой!» – это не просто красивый лозунг, а суть ежедневного взаимодействия, формула успеха, проверенная испытаниями и временем.

История «РАСКО Газэлектроника» началась в 1996 году, когда рынок приборов учёта газа в РФ только формировался и остро нуждался в современных технологических решениях. Компания была создана как совместное российско-немецкое предприятие, одним из учредителей которого выступила НПФ «РАСКО», уже зарекомендовавшая себя как надёжный и компетентный партнёр, имеющий опыт создания измерительных комплексов учёта газа применительно к российским условиям эксплуатации. Этот союз западных технологий немецкой компании «ЭЛЬСТЕР» и российского инженерного потенциала оказался на редкость удачным и востребованным: предприятие уже вскоре стало одним из лидеров в данном сегменте рынка.

В частности, было освоено производство ротационных счётчиков газа мирового уровня, современных измерительных комплексов коммерческого учёта, турбинных расходомеров газа больших диаметров. Эти разработки вывели учёт газа в России на качественно новый уровень по точности и надёжности, заложили основу созданию в дальнейшем современных систем сбора и обработки информации о режимах газопотребления, кардинально изменили ситуацию с собираемостью средств за потребляемый газ, что, в свою очередь, стало мощным импульсом для развития в стране бережливого производства.

НПФ «РАСКО» выступила в качестве первого официального дилера нового завода, получившего первоначально название «Газэлектроника», а несколько лет спустя, после включения в его состав производства диафрагменных счетчиков газа ВК, – «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника», взявшего на себя не только задачи по продвижению продукции, но и принимавшего непосредственное участие в формировании технической политики компании. Уже в январе 1997 года первый измерительный комплекс учёта газа СГ-ЭК был установлен на Московском картонажно-полиграфическом комбинате, где успешно проработал более 15 лет.

Со временем данное партнёрство переросло в стратегическое: НПФ «РАСКО» стала генеральным дилером предприятия, обеспечивая надёжные каналы сбыта и выстраивая долгосрочные отношения с газоснабжающими и газораспределительными

На правах рекламы

организациями по всей России. Этот тандем: производитель и дилер – оказался настолько эффективным, что уже в начале 2000-х годов завод открыл первые региональные дилерские, а затем и сервисные центры, работающие под контролем и по договорам с собственной сервисной службой. Сегодня более 100 организаций в России и странах ЕАЭС обеспечивают техническую поддержку и ремонт производимого компанией оборудования, а дистанционная помощь специалистов завода доступна практически круглосуточно. При этом входящий в группу компаний ТД «РАСКО», кроме функций генерального дилера, выполняет также роль флагманского сервисного центра, задавая и контролируя высокие стандарты гарантийного и послегарантийного обслуживания.

На сегодняшний день метрологический парк «РАСКО Газэлектроники» насчитывает более 100 единиц эталонного, калибровочного и испытательного оборудования, позволяющего проводить высокоточные автоматизированные измерения в диапазоне расходов воздуха от нескольких литров до 13 000 м³/ч. При этом компания не только использует поверочные установки, но и сама разрабатывает и производит их для заказчиков, подтверждая статус одного из самых технологичных производителей в отрасли.

В 2016–2017 годах произошла смена иностранного собственника компании: предприятие перешло под контроль американской корпорации «Хоневелл».

В результате произошедших перемен завод не только сохранил свои компетенции, коллектив и производственные мощности, но и получил ряд новых возможностей, в частности – по освоению производства ультразвуковых счётчиков газа. При этом продолжилось сотрудничество завода с НПФ «РАСКО», сохранившей при новом владельце статус генерального дилера.







2022 ГОД: ВРЕМЯ ПОТРЯСЕНИЙ И НОВЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ

Внезапный уход иностранного собственника поставил под удар всё: производство, коллектив, само будущее завода.

Но самым тяжёлым стало решение зарубежного собственника об увольнении коллектива летом 2022 года. Люди, которые создавали славу завода, которые годами оттачивали мастерство и передавали опыт молодым, оказались на улице.

Именно в этот час, когда завод стоял на грани исчезновения, судьбу предприятия взяла в свои руки НПФ «РАСКО». Компания не могла допустить, чтобы её детище, в которое было вложено столько сил и души, было потеряно навсегда. В августе – сентябре 2022 года состоялась сделка по выкупу предприятия у ушедшей корпорации. НПФ «РАСКО» стала его стопроцентным российским собственником. Это было не просто бизнес-решение, а акт гражданского мужества, глубочайшей ответственности и веры в будущее. Особенно, если учитывать, что к данному моменту все прежние логистические связи были разорваны, долги предприятия внешним поставщикам превышали 150 млн руб., суды были завалены исками поставщиков комплектующих, которые последовательно удовлетворялись, с открытием исполнительных производств.

По условиям сделки смена собственника сопровождалась обязательным переименованием предприятия, получившего новое имя – «РАСКО Газэлектроника». В этом названии – и память об истоках, и гордость за свою страну, и уверенность в том, что российское производство способно быть не хуже, а лучше западного.

Сразу после государственной регистрации сделки НПФ «РАСКО» приступила к комплексу работ по возрождению предприятия. Необходимо было в кратчайшие сроки решить как минимум три сложнейшие задачи: возродить коллектив; заместить продукцию, производство которой стало невозможно из-за разрыва логистических цепочек; решить вопросы с кредиторами предприятия.

Специалисты НПФ «РАСКО» совместно с возвращёнными сотрудниками прояви-

На правах рекламы









ли чудеса компетентности, оперативности и дипломатии. Уже в период подготовки к сделке были найдены новые поставщики комплектующих, многие конструктивные решения были локализованы. Одновременно были успешно проведены переговоры с российскими поставщиками. В результате уже к весне 2023 года предприятие не только успешно погасило свою задолженность перед всеми кредиторами, но и восстановило серийное производство практически по всем направлениям.

Команда НПФ «РАСКО» ставила перед собой задачу не просто восстановить работу завода, а вывести предприятие на новый уровень, перезапустить не только производство, но и всю систему сбыта продукции и её последующей «пожизненной» технической поддержки с учётом современных вызовов и требований рынка.

«ВОЗВРАЩАЕМ И УКРЕПЛЯЕМ ДОВЕРИЕ К РОССИЙСКОМУ ПРОИЗВОДИТЕЛЮ»

Самым очевидным результатом возрождения стало кардинальное обновление продуктовой линейки. Уже в начале 2023 года завод освоил выпуск новых турбинных и ротационных счётчиков газа РГ-Т и РГ-Р – приборов, которые не уступали, а по ряду параметров превосходили прежние аналоги. Параллельно было возобновлено производство счётчиков ВК, RABO («РАБО» – ред.) и RVG («РВГ» – ред.). Теперь они получили расширенные диапазоны измерения и улучшенные метрологические характеристики, обеспечивая в комплексе возможность измерения объёмного расхода газа в диапазоне от 0,016 до 6500 м³/ч, что позволило удовлетворять потребности практически всех категорий потребителей – от небольших коттеджей до крупных промышленных предприятий.

Одновременно завод приступил к разработке ультразвуковых счётчиков – одного из самых перспективных направлений газоизмерительного приборостроения. В результате в 2026 году было начато серийное производство нового ультразвукового смарт-счётчика (умного счётчика) ВК-У, со встроенным запорным клапаном и возможностью подключения к нему сигнализаторов метана и окиси углерода. За счёт этого данный прибор не только является полноценным интеллектуальным узлом учёта, но и может одновременно применяться в составе систем газовой безопасности, обеспечивая прекращение подачи метана при возникновении аварийных ситуаций. При этом интеграция счётчиков ВК-У с единым пультом управления «ИУС ЦИФРА», разработанным «Газпром межрегионгаз инжиниринг», открывает новые возможности для дис-

На правах рекламы





танционного мониторинга и управления соответствующих объектов в составе цифровых экосистем газораспределения.

В 2026 году также было начато серийное производство нового промышленного ультразвукового расходомера РГ-У, имеющего расширенные функциональные возможности по самодиагностике, что обеспечивает его повышенную эксплуатационную и метрологическую надёжность в реальных условиях эксплуатации.

Важным шагом в расширении функциональности выпускаемых предприятием измерительных комплексов учёта газа СГ-ЭК стала возможность оснащения корректоров ЕК270, начиная с середины 2025 года, встроенным GPRS-модемом. Это решение значительно упростило передачу данных с узлов учёта, сделав процесс сбора информации более оперативным и прозрачным. Теперь корректоры ЕК270 могут работать как в паре с выпускаемыми заводом коммуникационными модулями серии МТЭК, так и как самостоятельные телеметрические модули, что обеспечивает дополнительную гибкость настройки под любые задачи заказчика.

Не забывает предприятие и о комплексных решениях. Для удобства потребителей, повышения точности измерений и надёжности работы газового оборудования возобновлен выпуск пунктов учёта и редуцирования газа в шкафном и блочном исполнениях: ПУГ, ПРДГ, ПУРДГ. Вместе с дополнительным оборудованием: прямыми участками, газовыми фильтрами и др. – это позволяет заказчикам получать готовые, полностью укомплектованные узлы учёта под ключ, что значительно упрощает проектирование и монтаж. Особое применение данные решения могут найти в регионах, где есть проблемы с квалифицированными монтажными организациями.

Все эти изменения потребовали серьёзной сертификационной работы. Благодаря усилиям специалистов НПФ «РАСКО» и завода были не просто продлены, а обновлены и расширены действующие сертификаты. Сегодня продукция «РАСКО Газэлектроника» подтверждена сертификатами соответствия стандартам ISO 9001–2015, СТО Газпром 9001–2018, а также отраслевыми сертификатами СДС «Газсерт» и «Интергазсерт». При этом приборы, как и прежде, имеют метрологическую сертификацию не только в России, но и в странах ЕАЭС: Беларуси, Казахстане, Кыргызстане и Армении. Это позволяет поставлять оборудование на весь постсоветский рынок, укрепляя экспортный потенциал и партнёрские связи.

И всё же главным достижением последнего четырёхлетия из славной тридцатилетней истории предприятия стало не столько обновление номенклатуры, сколько восстановление и дальнейшее укрепление доверия:

- коллектива, который вернулся на завод и поверил в его новое славное будущее;
- партнёров, которые увидели, что российский собственник не просто сохранил производство, вложил средства в развитие, но и последовательно выводит предприятие на новый уровень;
- клиентов, которые получают ещё более качественное и технологичное оборудование.

И в основе всего этого – та самая синергия группы компаний, где каждый выполняет свою роль: НПФ «РАСКО» задаёт стратегию, «РАСКО Газэлектроника» производит качественные приборы, а ТД «РАСКО» обеспечивает их продвижение и сервисную поддержку. Действуя при этом «единой командой», как и было задумано.

На правах рекламы



РАСКО 30 лет
ГАЗЭЛЕКТРОНИКА
ТОЧНОСТЬ ИЗМЕРЕНИЙ
gaselectro.ru

ГРУППА КОМПАНИЙ РАСКО
ОСНОВАНО В 1994 ГОДУ
packo.ru

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МАЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: ВОЗМОЖНОСТИ И РИСКИ

Текст: Андрей Халбашкеев

Самотлорское, Приобское, Ромашкинское месторождения – эти названия много говорят каждому, кто связан с нефтегазовой отраслью. «Чёрного золота», что на них добывали и добывают, достаточно для нужд целой страны. Однако «эпоха гигантов» плавно подходит к концу. И в новых условиях стоит присмотреться к тем категориям запасов, которые до этого оставались в тени. Речь идёт о мелких месторождениях.



Фото: gazprom.ru

«МАЛ ЗОЛОТНИК, ДА ДОРОГ»

Для начала стоит определиться, что мы понимаем под этим термином. По словам руководителя департамента по сервисным услугам АО «НПП «Бурсервис» *Марата Шагиева*, в российской практике применяется несколько подходов к классификации таких объектов.

«Согласно "Методическим рекомендациям Минприроды России (Распоряжение от 01.02.2016 № 3-р) по применению "Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (Приказ Минприроды от 01.11.2013 № 477)" мелкими считаются месторождения с запасами от 1 до 5 млн т нефти, а очень мелкими – менее 1 млн т». Также стоит отметить, что в отраслевой литературе до сих пор можно встретить устаревшую классификацию времен СССР, которая утратила силу в 2020 году (Постановление Совмина СССР от 08.04.1983 № 299 (утратило силу с 21.02.2020). Согласно нему, мелкими месторождениями считаются месторождения с запасами менее 10 млн т нефти» – пояснил г-н *Шагиев*.

Приставка «малые» не должна вводить в заблуждение: по данным на 2020 год, в России насчитывается 816 мелких и 1528 очень мелких месторождений. И на них приходится более 20% текущих извлекаемых запасов нефти страны, отметил представитель компании «Бурсервис».

ГДЕ ПРОХОДИТ ГРАНИЦА РЕНТАБЕЛЬНОСТИ?

Директор по развитию ООО «Энергия Плюс» *Павел Марышев* оценивает их долю в 15–20%. Однако суммарная добыча в этом сегменте, по его словам, – только 2,5–3% от общей по стране. И подобный разброс не должен удивлять.

«Наилучшая экономика достигается с увеличением объёмов, поэтому малые и сверхмалые месторождения считаются инвестпроектами пониженной рентабельности и интересны в основном небольшим компаниям. ВИНК стремятся максимизировать прибыль, поэтому концентрируются на разра-

ботке крупных запасов с устойчивой финансовой моделью эксплуатации. Нужно понимать, что освоение малых месторождений – это существенные деньги и значительные риски. Во-первых, не всегда текущий уровень геолого-разведочных технологий позволяет с минимальной погрешностью определить объём и качество запасов. Если с крупными проектами небольшое отклонение – незначительный риск в силу объёма, для небольших – это угроза выйти из диапазона рентабельности. Во-вторых, растёт доля ТРиЗ, что требует от эксплуатирующей организации капиталоёмких вложений в технологии, в первую очередь – для выполнения ГРП и прочих методов повышения КИН. В-третьих, волатильность на мировом рынке углеводородов крайне велика, поэтому математические модели, которые используются для расчёта плановой себестоимости и маржинальности на этапе ТЭО, должны учитывать различные сценарии», – обрисовал ситуацию *Павел Марышев*.

Марат Шагиев к этому перечню добавил ещё ряд вызовов, с которыми сталкиваются компании при разработке подобных объектов.

«Во-первых, высокие удельные затраты. Относительно небольшие объёмы запасов требуют сопоставимых с крупными объектами капиталовложений в бурение и обустройство промысла, что ухудшает экономику проекта. Также эксплуатация малых месторождений характеризуется сравнительно высокими темпами отбора от начальных извлекаемых запасов и быстрой выработкой. Из-за того, что точность гидродинамических расчётов составляет порядка 30%, существуют значительные риски при проектировании. Наконец, многие малые месторождения расположены в удалённых районах, где отсутствует производственная и транспортная инфраструктура», – перечислил эксперт «Бурсервис».

О том, что от расположения залежи многое зависит, говорил и исследователь Финансового университета при Правительстве РФ (г. Москва) *Александр Резников*. Хорошо, если рядом находится крупное месторождение, где уже есть развитая инфраструктура, позволяющая принять продукцию со скважин для последующей подготовки. Не каждая небольшая компания может вложиться в строительство собственной установки. Однако сложности в любом случае остаются.

«Тарифы владельцев чужой инфраструктуры могут сделать добычу на мелких месторождениях нерентабельной. Многое зависит от сложности бурения: если стоимость строительства скважины превышает потенциальную прибыль от продажи нефти, никто не будет инвестировать в этот проект», – констатировал *Александр Резников*.

Итак, граница рентабельности для таких объектов не является фиксированной цифрой, подчеркнула доцент Финансового университета при Правительстве РФ *Ирина Карапетова*.

«Она зависит от множества вещей, например географии, поскольку удалённость от инфраструктуры (трубопроводов, ЛЭП, дорог) – главный фактор. Играет значение тип запасов: "лёгкая" нефть на малой глубине рентабельна даже при объёме в 1–2 млн тонн; трудноизвлекаемые запасы требуют гораздо больших объёмов для окупаемости. Кроме этого, радикально меняет



ЭКСПЕРТ

ПАВЕЛ МАРЫШЕВ,
директор по развитию ООО «Энергия Плюс»

«С экономической точки зрения малые и сверхмалые месторождения являются интересным явлением. Их эксплуатация целесообразна в исключительных случаях, например, при небольшой глубине залегания – до 3000 метров; благоприятных геологических характеристиках (высокой проницаемости коллектора); особых физико-химических характеристиках сырья (низкой вязкости, малом количестве примесей); низкой обводнённости скважины. При этом даже самое незначительное изменение конъюнктуры, влекущее за собой снижение котировок, ставит под сомнение целесообразность разработки большинства таких скважин. Важную роль играет и логистический фактор. Расположение в непосредственной близости от крупных транспортных узлов позволяет избежать чрезмерных издержек и повысить рентабельность добычи».



Фото: gazprom.ru



ЭКСПЕРТ

МАРАТ ШАГИЕВ,
руководитель департамента
по сервисным услугам АО «НПП «Бурсервис»

«Важно понимать масштаб вопроса: более 88% нераспределённых нефтяных и более 70% газовых участков в России относятся к категории очень мелких и мелких месторождений. На государственный баланс поставлены около тысячи объектов с извлекаемыми запасами до 5 млн тонн нефти, выработанностью менее 5% и суммарными запасами 1 млрд тонн нефти. Это значительный ресурсный потенциал – до 600 млн тонн углеводородов, ожидающих вовлечения в оборот. Их освоение требует комплексного подхода, включающего развитие специализированных технологий, совершенствование налогового законодательства и создание эффективных механизмов взаимодействия между государством, ВИНК и независимыми компаниями».

порог рентабельности наличие льгот по НДПИ. При высокой цене барреля границы «минимально допустимого запаса» тоже сдвигаются вниз. Основная проблема малых месторождений – высокая удельная стоимость инфраструктуры. Проложить 50 км трубопровода к месторождению на 2 млн тонн – непомерная нагрузка», – объяснила г-жа *Карапетова*.

С тем, что граница рентабельности малых месторождений – величина подвижная, зависящая от множества факторов, согласны и в НПП «Бурсервис». Сейчас условия складываются не в пользу их разработки.

«Речь идёт об уравнении со многими переменными. При текущем уровне цен и налоговой нагрузке многие объекты с запасами до 5 млн тонн находятся на грани экономической целесообразности. Однако применение современных технологий и оптимизация затрат могут существенно сдвинуть эту границу», – констатировал *Марат Шагиев*.

ПОВЫШАЕМ ЭФФЕКТИВНОСТЬ, СНИЖАЕМ ЗАТРАТЫ

О каких же именно разработках идёт речь? По мнению *Александра Резникова*, каких-то специальных технологий, позволяющих разрабатывать мелкие месторождения с положительной экономикой, не существует.

«Здесь используются те же подходы, что и на крупных объектах, например гидроразрыв пласта или солянокислотная обработка. Эти технологии в данном случае направлены на то, чтобы быстро прийти к положительному накопленному ЧДД (чистому дисконтированному доходу) и выйти на окупаемость. Также в России существует подход, когда независимые нефтегазовые компании эксплуатируют мелкое месторождение и сдают нефть в существующую инфраструктуру крупных ВИНК, что позволяет снизить капитальные затраты. Однако в таком случае растут операционные издержки на оплату тарифов сдачи "неродной" нефти», – рассказал г-н *Резников*.

Согласен с тем, что повышение рентабельности на малых и крупных месторождениях достигается одинаково, главным образом с помощью ГРП, и *Павел Марышев*.

«Кроме того, растёт популярность технологий по "облагораживанию" сырья внутри скважины: химическим образом тяжёлые фракции преобразуют в лёгкие, что упрощает их подъём. Существует ряд других химических технологий повышения нефтеотдачи, по которым российская наука ведёт работу. Однако любые махинации с коллектором – это сверхиздержки, которые далеко не каждому недропользователю по карману. Поэтому в эксплуатацию вводятся преимущественно скважины с максимально благоприятными геологическими характеристиками и физико-химическими параметрами сырья», – отметил директор по развитию «Энергия Плюс».

Конечно, не обойтись без цифровых технологий. Виртуальные двойники позволят снизить затраты на проектирование и управление скважинами в дистанционном режиме. По словам



Фото: gazprom.ru


Фото: magnific.com

Ирины Карапетовой, российские компании («Роснефть», «Газпром нефть», «Лукойл») уже активно внедряют «малолюдные технологии», где автоматизация позволяет минимизировать присутствие персонала на удалённых промыслах. Кроме этого, ещё одно перспективное направление – использование блочно-модульных конструкций.

В НПП «Бурсервис» видят большой потенциал в технологиях многозабойного бурения и интеллектуальных системах управления добычей.

«Малые месторождения – хороший полигон для отработки таких решений, которые затем могут масштабироваться на более крупные активы. Ключевой вызов – сделать такие технологии экономически доступными для небольших проектов», – отметил *Марат Шагиев*.

ГОСПОДДЕРЖКА: В ПРИОРИТЕТЕ КРУПНЫЕ ОБЪЕКТЫ

В текущих условиях говорить о прорыве в освоении малых месторождений не приходится. Помочь могла бы поддержка со стороны государства. Однако пока такие объекты находятся на периферии внимания властей, и маловероятно, что это изменится в ближайшем будущем.

«Для малых месторождений нефти с начальными извлекаемыми запасами до 5 млн тонн и степенью выработанности запасов менее или равной 0,05 законодатель установил понижающий коэффициент Кз для НДПИ. Это немного повышает их привлекательность, однако степень выработанности 0,05 достигается очень быстро, что возвращает стандартный уровень налога. Позиция Минфина РФ относительно налоговых льгот в отношении таких объектов крайне сдержанна, и ожидать послаблений в условиях дефицита бюджета не стоит», – рассказал *Александр Резников*.

Серьёзным подспорьем могла бы стать замена НДПИ на НДД, однако, по словам *Павла Марышева*, для небольших компаний такая преференция, в отличие от ВИНК, пока недоступна.

«На данный момент поддержка малых недропользователей практические сведена к нулю, а меры, как правило, носят точечный характер. Этим летом замглавы Минфина РФ *Алексей Сазанов* в очередной раз отметил, что существующая экономическая конъюнктура не позволяет активно поддерживать небольшие нефтегазодобывающие компании через инструменты фискальной политики. Полагаю, что реалии рынка действительно возводят в приоритет поддержку крупного экспорта. Работа с малыми недропользователями, как ни странно, – более сложная и менее экономически обоснованная. Поэтому считаю актуальную позицию регулятора вполне прагматичной и отвечающей реальным потребностям отрасли», – добавил директор по развитию «Энергия Плюс».

Впрочем, налоговые льготы – не единственный инструмент поддержки малых предприятий. По словам *Ирины Карапетовой*, хорошим подспорьем могут стать субсидии на строительство «последней мили» инфраструктуры (дорог и ЛЭП). Есть потенциал и в части смягчения существующих требований. Так, упрощение лицензирования создает «облегчённый» режим для разведки малых площадей. Ещё одно предложение – разрешение на создание независимых мини-кластеров с пониженными требованиями к экологическому мониторингу (при сохранении стандартов безопасности).



ЭКСПЕРТ

АЛЕКСАНДР РЕЗНИКОВ,
исследователь Финансового университета при Правительстве РФ (г. Москва)

«В России по действующей классификации, утверждённой Минприроды РФ, месторождения нефти и газа считаются мелкими, если имеют начальные извлекаемые запасы от 1 до 5 млн т нефти или от 1 до 5 млрд м³ газа. Есть еще очень мелкие месторождения, которые имеют начальные извлекаемые запасы менее 1 млн т по нефти или 1 млрд м³ по газу. Границы рентабельности по запасам нефти и газа как таковой нет, разве что для тех случаев, где пробурить даже одну скважину и подключить её к существующей инфраструктуре будет экономически нецелесообразно. Как правило, она зависит от множества факторов, например цен на углеводороды, наличия инфраструктуры, сложности геологического строения залежи, физико-химических свойств нефти, глубины залегания продуктивного пласта, налоговой нагрузки и других».



ЭКСПЕРТ

ИРИНА КАРАПЕТОВА,
доцент Финансового университета
при Правительстве РФ (г. Москва)

«Разработка малых залежей становится стратегическим приоритетом для российской нефтегазовой отрасли. По мере выработки крупнейших "месторождений-гигантов", истоки которой были заложены в советский период, отрасль вынуждена обращать внимание на более скромные по запасам, но многочисленные объекты. В российской практике к малым месторождениям обычно относят объекты с извлекаемыми запасами нефти до 5–10 млн тонн (категории А, В1, С1)».

СТОИТ ЛИ ЖДАТЬ ПРОРЫВА?

И всё же какое будущее ждёт малые месторождения в России? *Марат Шагиев* видит здесь доводы как за, так и против. В их пользу говорит прежде всего истощение традиционных запасов.

«Добыча на уникальных и крупных месторождениях снизилась с 66,7% в 2014 году до 65,1% в 2020 году. В то же время более 88% нераспределённых участков – это мелкие и очень мелкие объекты. Роснедра прогнозируют на 2026 год активное открытие большого числа новых месторождений, преимущественно малых и средних по размерам», – отметил г-н *Шагиев*.

Ведущая роль здесь будет принадлежать независимым компаниям, в структуре их активов малые месторождения занимают около 45%, тогда как у ВИНК – всего 15%. При этом более 30% запасов ВИНК представлены уникальными месторождениями, добавил представитель НПП «Бурсервис».

В то же время нужно выделить и сдерживающие факторы. Во-первых, пока ВИНК, обладающие достаточной обеспеченностью текущей добычи, практически воздерживаются от финансирования ГРР на малых объектах из-за высоких геологических и экономических рисков. Приоритетом для крупных компаний остаются арктический шельф и трудноизвлекаемые запасы. Также стоит отметить высокую налоговую нагрузку и неопределённость с мерами господдержки.

«Будущее малых месторождений во многом будет определяться не столько желанием ВИНК, сколько объективной необходимостью. По мере истощения крупных месторождений и ухудшения структуры запасов малые объекты неизбежно окажутся в фокусе внимания. Однако ключевой вопрос – экономика. Без адекватной налоговой политики и технологических прорывов эти запасы так и останутся "неликвидом". Мы считаем, что наиболее перспективным сценарием является передача малых месторождений независимым компаниям с соответствующими преференциями. Это позволит сохранить добычу и развивать малый и средний нефтяной бизнес.

При сохранении текущих тенденций внимание к таким объектам будет постепенно расти, однако темпы этого процесса будут определяться сочетанием трёх ключевых факторов: ценовой конъюнктуры, налоговой политики и технологического прогресса. Наиболее вероятным сценарием развития событий представляется их поэтапное вовлечение через механизмы государственно-частного партнёрства и развитие сектора независимых нефтяных компаний», – заключил *Марат Шагиев*.



Фото: magnific.com

Александр Резников также отметил, что на данный момент малые месторождения не входят в число приоритетов для ВИНК.

«Эти объекты по своей природе больше подходят под масштаб независимых нефтегазовых компаний, а не гигантов, которые имеют достаточно средств для обустройства более крупных месторождений. ВИНК чаще разрабатывают соседние лицензионные участки с малыми запасами с целью компенсации падения добычи на основных выработанных участках. Внимание к малым месторождениям вырастет при условии более высокой инвестиционной привлекательности таких проектов, которая зависит от многих факторов, таких как цены на нефть, налоговые льготы, доступ к инфраструктуре и других», – констатировал г-н *Резников*.

Ирина Карапетова согласна с тем, что ВИНК будут разрабатывать такие залежи, только если те находятся недалеко от их действующей инфраструктуры. Осваивать одиночные месторождения крупным корпорациям невыгодно: это «размывает» эффективность их портфеля.

«Поэтому будущее малых объектов – это кластерный подход. В России формируется прослойка малых независимых компаний, которые специализируются именно на таких объектах. Они мобильнее, меньше обременены бюрократией и способны "собирать" прибыль там, где гигантам это неинтересно. Арктический шельф против малых месторождений – это разные лиги. В первом случае это "игра вдолгую" с огромными рисками и государственным участием. Во-втором – это способ поддержания текущей полки добычи. Компании будут балансировать между ними, шельф для перспектив 2040-х годов, малые месторождения – для экономики "здесь и сейчас". Внимание к ним будет расти, но главной движущей силой для их освоения станут не столько новые геологические открытия, сколько технологии снижения затрат и налоговая гибкость», – отметила доцент Финансового университета.

А вот *Павел Марышев* более сдержан в прогнозах.

«Позитивный сценарий развития отрасли подразумевает ввод в эксплуатацию дополнительный крупных месторождений Западной Сибири, постепенное увеличение срока службы существующего скважинного фонда. Малые месторождения в данном варианте будут развиваться умеренными темпами, а доля добычи сохранится на полке 2–5%. В негативном сценарии доля ТРиЗ продолжит расти быстрыми темпами, а количество вводимых в эксплуатацию крупных месторождений – незначительно. В таком случае повысится роль малых недропользователей, однако для этого потребуется благоприятный ценовой тренд на мировых рынках. Я склоняюсь к более консервативному варианту: такие залежи останутся "в тени", поскольку у российских компаний в приоритете работа с крупными запасами», – заключил директор по развитию «Энергия Плюс».

Резюмируем: ключевой барьер на пути развития малых месторождений лежит в сфере не технологий, а экономической конъюнктуры и налогового законодательства. Крупные ВИНК не заинтересованы в их разработке, а независимые компании ограничены в ресурсах. В то же время полностью игнорировать потенциал небольших месторождений в условиях истощения традиционных запасов не получится. Поэтому если не в ближайшие годы, то в среднесрочной перспективе мы вправе ожидать роста внимания к этой проблематике.

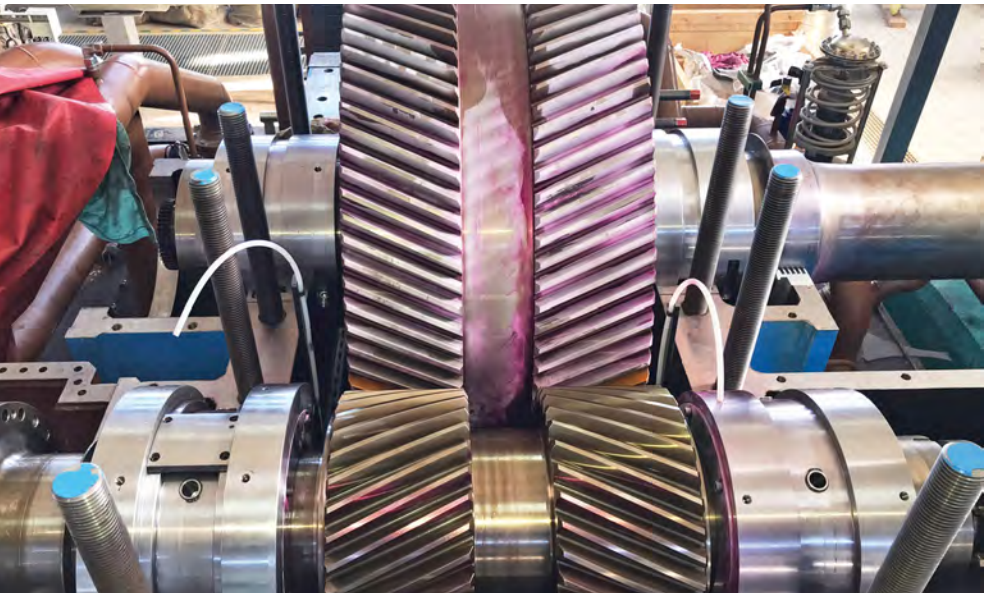


реклама

«РУСЬ-ТУРБО»: ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ СЕРВИС ДЛЯ ИМПОРТНЫХ ТУРБИН

Газовые турбины различной мощности и конструкции широко используются в энергетике, авиации, судостроении и других отраслях. Долгое время крупные заказчики отдавали предпочтение технике из недружественных стран. И это действительно было надёжное и эффективное оборудование. Однако в 2022 году иностранные компании бросили агрегаты в РФ без обслуживания. В этих условиях ремонт импортных турбин стал серьёзным вызовом. Ответ на него дало ООО «Русь-Турбо»: специалисты компании уже 10 лет оказывают услуги по сервису зарубежного оборудования.

Текст: Андрей Халбашкеев
Фото предоставлено ООО «Русь-Турбо»



На правах рекламы

ДОЛГОСРОЧНЫЕ КОНТРАКТЫ — ОБОЮДНАЯ ВЫГОДА

В портфеле «Русь-Турбо» десятки реализованных проектов в России и в странах ближнего зарубежья. Причём фактически в каждом случае речь идёт о сложных нестандартных задачах. Например, запуск агрегатов «Сименс» на Балаклавской и Таврической ТЭЦ в Крыму или пяти газовых турбин пиково-резервных источников энергии (ПРЭИ) для Белорусской АЭС мощностью в миллион Ватт в 2024 году.

«Все турбины после обслуживания нашими специалистами работают без нареканий. Это лучше всяких слов говорит об эффективности нашего труда», — отметил генеральный директор ООО «Русь-Турбо» *Олег Дмитриев*.

Работа начинается ещё до выезда на объект, специалисты компании изучают документацию, подбирают оборудование и запчасти. Неудивительно, что заказчик, единожды обратившись в «Русь-Турбо», как правило, вновь возвращается, когда подходит время очередного планового ремонта. *Олег Дмитриев* особо подчёркивает преимущества долгосрочного партнёрства. Заказчик получает гарантированное качество работ, а подрядчик, в свою очередь, уже хорошо знает оборудование, и заранее готовится к ремонту.

КОГДА КОПИЯ ЛУЧШЕ ОРИГИНАЛА

Компания расширяется: так, в 2024 году запустили ремонтно-механический завод в Ленинградской области. Благодаря этому появилась возможность выполнять ремонт оборудования не только на месте, но и в заводских условиях.

И, конечно, создание собственной производственной базы позволило решить проблему с запасными частями. Сделать это было непросто: западные компании ушли из России, не оставив проектной документации. На помощь пришёл обратный инжиниринг. Однако в «Русь-Турбо» подчёркивают: речь идёт не о простом копировании, а о перепроектировании. В компании стремятся не повторить, а по возможности превзойти оригинал. Для этого нужно разобраться, почему деталь вышла из строя. Причина может быть в конструкции, использовании неподходящих материалов, неправильном обслуживании. После этого специалисты «Русь-Турбо» заново проектируют узел с учётом новой информации. Новые запчасти выпускаются из отечественного сырья на заводе компании.

Таким образом, в «Русь-Турбо» не просто производят запчасти для турбин, а решают задачи клиентов в долгосрочной перспективе: заново спроектированные детали служат дольше.

Работы у компании много: после распада СССР предприятия успели закупить много импортного оборудования. При грамотном обслуживании оно может прослужить ещё несколько десятилетий. Но *Олег Дмитриев*, как патриот отечественной промышленности, особенно рад возрождению российского турбиностроения.

«В последние годы есть успехи у холдинга "Силовые машины", Уральского и Калужского турбинных заводов. Верю, что в ближайшем будущем они смогут не только обеспечить потребности отечественных предприятий, но и поставлять свою продукцию за рубеж. А мы с удовольствием займёмся сервисным обслуживанием и ремонтом российских турбин», — резюмировал *Олег Дмитриев*.

ООО «Русь-Турбо»
russturbo.ru
8 (800) 201-90-46
info@russturbo.ru

Международная выставка-форум

ЭЛЕКТРОНИКА РОССИИ 5 ЛЕТ ВМЕСТЕ

24–26/11/2026

Москва, Крокус Экспо

Получите бесплатный билет по промокоду **pgmedia**

rus-elektronika.ru

Организатор: Международная Выставочная Компания

Официальная поддержка: Минпромторг России

Партнер: БАЗИС

12+



реклама

РЕГИОНАЛЬНЫЙ ХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

ХИМИЯ БОЛЬШОЙ СТРАНЫ | ПЕРМЬ | 2–4 декабря 2026



- «Химия большой страны. Пермь» – крупная отраслевая площадка для развития химической промышленности, привлечения инвестиций и запуска новых проектов
- Пермский край – один из ключевых центров российской химической промышленности с высоким индустриальным и научно-образовательным потенциалом, масштабным производством и развитой инфраструктурой
- Более 3000 участников двух отраслевых мероприятий: руководители и собственники бизнеса, топ-менеджеры, инвесторы, представители власти и эксперты
- Деловая программа с региональным акцентом: новые производства и технологии, инвестиции, кадры и межрегиональная кооперация
- Обсуждение реализации национальных проектов «Новые материалы и химия» и «Технологическое обеспечение биоэкономики»

info@hmedia.events, +7 (495) 275-14-47

реклама

ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ: ТЕРРИТОРИЯ ВЫСОКИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОСРЕДИ ТУНДРЫ

Текст: Андрей Халбашкеев
Фото предоставлены пресс-службой АО «Мессояханефтегаз»

С точки зрения используемых технологий добычу нефти в районах Крайнего Севера сравнивают с освоением космоса. Если здесь и есть преувеличение, то небольшое. Суровый климат, сложные геологические условия, оторванность от цивилизации — всё это ставит серьёзные вызовы перед недропользователями. О том, как нефтяники справляются с ними, нам рассказали во время пресс-тура на Восточно-Мессояхское месторождение.



С ОПОРОЙ НА СВОИ СИЛЫ

Слово, которое сопровождало нас все дни, проведённые на промысле, — автономия.

«Мы находимся в 250 километрах за полярным кругом. До ближайшего населённого пункта — поселка Тазовский — больше 140 километров. Зимой можно добраться по зимнику, а летом только на вертолёте. Если посмотреть на плотность населения, то в Тазовском районе, где мы добываем нефть, один человек на 10 квадратных километров. Для сравнения: в пустыне Сахара — четыре человека на ту же площадь. То есть наше месторождение работает в настоящей автономии», — отметил начальник Восточно-Мессояхского нефтепромысла АО «Мессояханефтегаз» (совместное предприятие ПАО «Газпром нефть» и ПАО «НК «Роснефть») *Алексей Чернышев*.

В таких условиях рассчитывать приходится на свои силы, и месторождение проектировалось с учётом удалённости от инженерных сетей и транспортной инфраструктуры. Так, на промысле есть своя ГТЭС (газотурбинная электростанция), которая полностью покрывает потребности в электроэнергии, а в качестве топлива используется попутный нефтяной газ. Сложная логистика учитывается на всех этапах производственного процесса: от бурения скважины до отправки подготовленной нефти по 98-километровому трубопроводу в магистраль «Заполярье — Пурпе».

ЦИФРОВОЕ БУРЕНИЕ: СОКРАЩАЕМ СРОКИ, ПОВЫШАЕМ БЕЗОПАСНОСТЬ

Добычу на Мессояхе сложно вести не только из-за сурового климата и удалённости от инфраструктуры. Необходимо учитывать геологические особенности: углеводороды залегают на глубине от 800 метров до 3,5 километров, но главный фактор — очень тонкий нефтенасыщенный пласт, на некоторых участках, всего пять метров. К тому же само сырьё очень вязкое, с высоким содержанием парафинов, что усложняет процесс его извлечения на поверхность.

Для строительства скважин в «Мессояхе» выбрали технологию «фишбон» (от англ. Fishbone, «рыбья кость» — технология строительства многозабойных скважин, при которых от одного основного горизонтального

В этом году Восточно-Мессояхское месторождение отмечает знаковую дату —

10

лет с начала промышленной эксплуатации. Торжественный запуск промысла состоялся в сентябре 2016 года.



ствола отходят многочисленные ответвления, — прим. ред.). Сегодня каждая четвёртая скважина на месторождении строится по этому принципу. За счёт большого числа ответвлений увеличивается площадь контакта с пластом. Отметим, что «Мессояханефтегаз» одним из первых в России внедрил этот подход.

И всё же «попасть» в пласт толщиной пять метров многотонным оборудованием на глубине 840 метров, а затем пробурить горизонтальный участок от полутора до двух километров очень тяжело. На помощь приходят современные технологии. Восточно-Мессояхское месторождение — один из пионеров в деле цифрового бурения. Соответствующий проект стартовал в 2022 году, а на сегодня 100% буровых установок здесь автоматизированы.

«С помощью систем телеметрии мы видим всё, что происходит в скважине, в режиме реального времени. В случае отклонений от заданных значений программа сразу нас информирует, и мы оперативно реагируем», — отметил начальник смены центра управления строительством скважин АО «Мессояханефтегаз» *Виктор Коляда*.

С помощью цифровых технологий на месторождении пробурили уже более 130 скважин. Это позволило сократить цикл строительства с 44 суток в 2021 году до 30 суток в 2026 году.

«Также это позволяет нам сделать бурение более безопасным за счёт того, что минимизируем роль человека в ряде процессов. То есть мы не занимаемся цифровизацией ради цифровизации, а получаем конкретный результат. Строительство скважины — это самый дорогой этап в процессе добычи, и сокращение сроков заметно влияет на рентабельность разработки месторождения», — добавил суперинтендант центра управления строительством скважин АО «Мессояханефтегаз» *Сергей Агаджанов*.

ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЕ И ТЕЛЕМЕТРИЯ: ДАННЫЕ В ПОМОЩЬ

Цифровые технологии активно используются и на этапе добычи. «Умные» камеры фиксируют нарушения. Однако совсем без людей обойтись не получится, всё же месторождение — зона повышенных рисков, и здесь нужен многоуровневый контроль. Поэтому операторы продолжают выезжать на объекты, однако число таких посещений после внедрения систем видеоаналитики сократилось в семь раз.

«Сейчас я визуально оцениваю отсутствие неисправностей. Убедившись в работоспособности оборудования, связываюсь с технологом и передаю ему текущую информацию с места. Снимаю пробы, если того требует технологический процесс. Раньше, помимо вышеперечисленного, нам нужно было снять параметры по давлению на устье, в насосно-компрессорном оборудовании, затрубном пространстве, подойти к станции управления электроцентробежными насосами и переписать оттуда данные. В среднем на одну операцию уходило около 20–30 минут при благоприятных погодных условиях. Плюс надо учитывать время на дорогу. В результате за день один оператор успевал осмотреть три-пять площадок, сейчас эта цифра выросла до 10–15», — рассказал оператор по добыче нефти и газа АО «Мессояханефтегаз» *Дмитрий Тюхтин*.

«Теперь, если на кусте произойдёт нештатная ситуация, мы получим сигнал и сможем отреагировать в течение минуты. Раньше времени требовалось кратно больше: пока оператор приедет на место, передаст данные, их обработают, примут решение и реализуют его», — добавил руководитель сектора центра управления добычей АО «Мессояханефтегаз» *Юрий Иванин*.

Информация о работе скважин по каналам телеметрии передаётся в технологические центры на промысле и в Тюмени. На устье каждой скважины установлено минимум три датчика, которые фиксируют давление в НКТ, затрубном пространстве и коллекторе скважины. Системы телеметрии под землёй передают данные по 30 показателям: току, загрузке, вибрации, частоте, параметрам насосного оборудования и т. д. Эта информация используется и при

Совокупная добыча за 10 лет работы на месторождении составила

45

млн тонн нефти.

моделировании сценариев добычи в горизонте от суток до года.

Важно, что все данные, полученные со скважин, хранятся на сервере и используются в текущей работе. Для специалистов «Мессояханефтегаза» доступна информация с 2016 года — начала освоения месторождения.

ИЗБАВЛЯЕМСЯ ОТ ЛИШНЕГО

Следующий этап — подготовка нефти. При входе на территорию центрального пункта сбора нефти бросается в глаза парковка велосипедов. Как выяснилось, это не развлечение, а насущная необходимость.

«Общая площадь центрального пункта сбора порядка 56,7 гектаров, в окружности — это порядка трёх километров. Здесь расположены 15 резервуаров, 28 единиц насосно-компрессорного оборудования, 7 установок нагрева и порядка 650 километров трубопроводов. При этом обход-осмотр нужно проводить каждые два часа. Представьте, сколько километров наматывают за день наши сотрудники. В прошлом году у нас было соревнование между службами, кто пройдёт больше всех за день. И мы победили с большим отрывом», — рассказал начальник цеха подготовки и перекачки нефти АО «Мессояханефтегаз» *Андрей Яковлев*.

Масштабы действительно впечатляют. Но и объём работ соответствующий. «Нефть, добытую на Мессояхе, нельзя назвать готовым продуктом. Она плотная, тяжёлая, с пластовой температурой всего 16 °С. Наша задача здесь, на центральном пункте сбора, отделить от неё воду, попутный газ, другие примеси. Всего сырьё проходит несколько ступеней подготовки. Сначала происходит разделение газа и нефтеводяной смеси с помощью сепараторов. Внутри ёмкостного оборудования имеются специальные технологические перегородки, о которые разбивается поток. В результате выделяется газ, а жидкость идёт дальше. На следующем этапе происходит выпадение свободной воды, затем нагрев водонефтяной эмульсии. Сейчас мы находимся рядом с электродегидратором. Это последний и самый технологичный этап глубокого обезвоживания. За счёт высокого напряжения создается электромагнитное поле промышленной частоты (50 Гц). То есть каждая глобула нефти колеблется со скоростью 50 раз в секунду, тем самым стряхивая с себя ненужный балласт. И далее уже готовый продукт поступает в резервуарный парк и по трубопроводу откачивается на приёмно-сдаточный пункт», — рассказал ведущий технолог цеха подготовки и перекачки нефти «Мессояханефтегаза» *Дмитрий Кирильчук*.

Подобный электродегидратор можно встретить далеко не на каждом месторождении. Как правило, используются более простой метод — гравитационный. Но на Восточно-Мессояхском месторождении нефть имеет практически такую же плотность, что и вода. Отсюда и потребность в более сложном оборудовании. Кроме этого, для подготовки сырой нефти используют специальные реагенты-деэмульгаторы. Речь идёт о настоящем коктейле разных поверхностно-активных веществ, которые встают на границе раздела фаз «нефть — вода» и вытесняют с капель нефти воду, механические и другие примеси.

Путешествие сырья по всем этим этапам занимает около двух часов, но важно подчеркнуть, что речь идёт о непрерывном процессе. Подготовка нефти ведётся в режиме 24/7. Важно, что вода и попутный газ, которые отделяют от эмульсии, — это не отходы, а ценное сырьё. ПНГ идёт на газотурбинную электростанцию, промысел на 100% обеспечивает свои потребности в энергии. А вода закачивается в пласт для поддержания давления и повышения нефтеотдачи.

При всех масштабах в цехе работает не так много людей: несколько операторов в центре управления, и ещё 10 человек «в поле» непосредственно занимаются осмотром оборудования. Учитывая, что производственный процесс идёт круглосуточно, в одну вахту на объекте работает около 30 сотрудников.

«Это стало возможным благодаря автоматизации. Иначе на каждом сосуде, работающем под давлением, нужен был бы оператор, который по рации сообщал бы, что надо открыть или, наоборот, закрыть ту или иную задвижку. У нас всё оборудование оснащено современной системой телеметрии, которая контролирует заданные параметры работы установки. То есть постоянное участие человека не требуется», — объяснил *Андрей Яковлев*.

Впрочем, как говорится, на технику надейся, а сам не плошай. Полностью убрать человека из технологических процессов пока невозможно, и на предприятии не стремятся к этому.

«Сейчас нам легче работать не только благодаря цифровизации, но и потому, что уже





знаем здесь каждый винтик. Мне кажется, что, несмотря на наличие телеметрии и автоматических датчиков, важно сохранить эту связь с оборудованием. И этот подход стараемся передать новому поколению», — отметил г-н *Яковлев*.

Отдельный вопрос — обслуживание сложного оборудования. Любая поломка, учитывая автономное расположение объекта, может надолго остановить производственный процесс. Впрочем, на промысле готовы к подобным ситуациям.

«У нас создан запас по деталям и оборудованию, запчасти завозят по зимнику, также есть варианты с доставкой на вертолёте или судном на воздушной подушке. Большое внимание уделяется профилактическим ремонтам, очистке оборудования. Также используются ингибиторы коррозии для защиты трубопроводов, резервуаров и других агрегатов. Регулярно проводятся учения по ликвидации возможных аварий», — перечислил *Андрей Яковлев*.

РОБОТ — ДРУГ ЛАБОРАНТА

Ещё одна важная служба на промысле — химико-аналитическая лаборатория. Первым делом здесь развенчали популярный миф, что вся нефть чёрная.

«На Мессояхе она бывает различных цветов. Из самых глубоких пластов мы добываем лёгкую жёлтую нефть. Её отличительная особенность в том, что она по консистенции жидкая и в ней содержится малое количество воды. В средних слоях сырьё с зеленоватым оттенком, в нём мало серы, и оно малосмолистое. И классическая нефть Мессояхи, которую добывают из верхних слоев, тёмно-коричневая. При этом практически по всем показателям ГОСТа у нашей продукции "высший балл". Особенно стоит отметить низкое содержание серы и хлорорганических соединений, которые напрямую влияют на коррозию и износ оборудования», — рассказала лаборант химического анализа АО «Мессояханефтегаз» *Рената Нафикова*.

Гостям объяснили, что они находятся не просто в лаборатории, а в химико-аналитическом участке центрального пункта сбора. Специалисты здесь выполняют более 200 испытаний в сутки, среди них определение состава скважиной продукции, компонентного состава сырья, подтоварных сеноманских вод, а также определение показателей качества гликолей, масел и других технических жидкостей, необходимых для бесперебойной работы смежных цехов.

Чтобы обеспечить необходимое количество проб в сутки, используется высокотехнологичное и автоматизированное оборудование. Предмет особой гордости лаборатории — робот «Сириус». На самом деле, речь идёт о целом комплексе, куда входят манипулятор, рабочее место и специальное программное обеспечение. Гостям продемонстрировали, как робот осуществляет все необходимые операции (перевозит, переливает, взбалтывает пробы, добавляет растворитель и т. д.). Всё это происходит без участия человека.

«Таким образом, он забирает на себя рутинную работу, и наши специалисты могут заниматься другими, более сложными операциями. Если говорить именно о таком комплексном решении для нефтепромыслов, то здесь мы передовики. "Сириус" может выполнять до 30 испытаний в сутки. Он делает всё стабильно с одинаково высоким качеством», — рассказал инженер-химик АО «Мессояханефтегаз» *Иван Меркулов*.

Сейчас в него заложено две программы: по определению массовой концентрации нефтепродуктов и шестикомпонентного состава в пластовой воде. Но в планах довести это число до 11.

«Мы не забываем, что технологии — это, конечно, прекрасно, но главное — квалифицированные специалисты, любящие свою работу. Мы стратегически важная отрасль и делаем большое дело. Поэтому когда я рассказываю другим людям, чем занимаюсь, то испытываю чувство гордости за свою работу», — подчеркнула *Рената Нафикова*.

С использованием технологий цифрового бурения на Восточно-Мессояхском месторождении построено более

130

скважин. Всего в эксплуатационном фонде более

700

скважин.

На месторождении работает около

600

человек, это представители 99 профессий и специальностей

ЛУЧШЕЕ ЛЕЧЕНИЕ — ПРОФИЛАКТИКА

Особое значение в условиях автономии приобретает забота о здоровье работников. В критической ситуации доставить больного человека в стационар на Большой земле можно только санитарной авиацией. И то надо учитывать вероятность нелётной погоды. Поэтому так важны профилактика и профессиональная диагностика. Все работники компании, приезжая на вахту, проходят расширенные обследования. Ежегодно для членов вахтовой команды проводятся медицинские обследования по большому спектру заболеваний. На промысле можно получить медицинскую помощь. В штате здравпункта анестезиолог-реаниматолог, хирург-травматолог, доверенный врач, два фельдшера, кардиолог, специалист УЗИ, две медсестры.

Всё это делается «не для галочки», при необходимости проводятся углубленные исследования.

«Самый показательный пример того, что профилактика работает, — сердечно-сосудистые заболевания. После того как мы начали проводить углублённый медосмотр с акцентом на состояние сердечно-сосудистой системы, в четыре раза уменьшилось число эвакуаций, связанных с инфарктами или инсультами», — рассказал специалист программ по охране здоровья АО «Мессояханефтегаз» *Вячеслав Куксинский.*

ЧЕРЕЗ МЕТЕЛЬ И БЕЗДОРОЖЬЕ: ТРУДНАЯ ДОРОГА К ПАЦИЕНТУ

В здравпункте оказывают помощь всем работникам подрядных организаций, а также представителям коренных малочисленных народов Севера (КМНС). Для оленеводов и их семей здесь проводятся регулярные расширенные медицинские обследования. За последние четыре года их прошли сотни человек.

При необходимости врачи выезжают в тундру, на стойбища коренных северян. Для этого в здравпункте есть реанимобиль на базе вездехода «ТРЭКОЛ». Некоторые истории достойны экранизации.



«Помню один случай: вызов из тундры. Трёхлетний ребёнок, высокая температура держится несколько дней. При этом на улице страшная метель, санитарная авиация отказалась вылетать. Отправились к ним на двух вездеходах. Видимость почти нулевая, мы даже не видели огней машины, которая ехала в нескольких метрах впереди. Чтобы найти стойбище, обратились в нашу инженерно-технологическую службу, они определили местонахождение чума с помощью геолокации. Когда мы добрались, девочке было плохо, сильное обезвоживание.На месте приняли решение везти в райцентр Тазовский. Это в 143 километрах. По зимнику дорога заняла 6 часов.

Конечно, не все вызовы такие драматичные. Всего к нам за год поступает 40–50 обращений от наших соседей. Кроме как к нам, обратиться за медицинской помощью просто не к кому: сотни километров вокруг голая тундра», — говорит *Вячеслав Куксинский.*

В ЗДОРОВОМ ТЕЛЕ — ЗДОРОВЫЙ ДУХ

На вахте нет выходных, однако это не значит, что у работников совсем нет свободного времени. И на промысле созданы условия, чтобы провести его с пользой. В коридорах стоят полки для обмена книгами, проводятся различные мероприятия, особое внимание уделяется спортивной жизни.

Вахтовики играют в баскетбол, волейбол, футбол, настольный теннис. Есть зал с силовыми тренажёрами, штангами, гирями и гантелями.

«Конечно, добыча нефти — непростая работа. Казалось бы, вечером после смены есть свободное время, но не всегда есть желание заниматься спортом. Однако важно понимать, что это всё же другая активность. По себе могу сказать, что после того, как сходил в тренажёрный зал или поиграл с коллегами в волейбол или баскетбол, в целом перезагружаешься, и потом рабочий процесс тебе даётся легче.

И есть ещё один важный момент. Все мы вроде находимся на одном промысле, но часто бывает, что ты с людьми из других служб взаимодействуешь, а вживую их не видишь. И по большому счёту спорт — это возможность увидеться с человеком, найти какой-то зрительный, личный контакт», — отметил ведущий технолог АО «Мессояханефтегаз» *Егор Емельянов.*

Егор — один из тех молодых специалистов, которые пришли в команду нефтепромысла совсем недавно. Буквально за полгода он уже успел создать здесь баскетбольную команду, которая достойно выступает на корпоративных состязаниях «Газпром нефти». Медалей пока нет, но это вопрос времени и подготовки. Возможностей для развития, личного и профессионального, в «Мессояхе» много.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

МЕДИА О ДОБЫЧЕ И ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТИ И ГАЗА



ЧИТАЙТЕ ГДЕ УДОБНО
И ПРИМЕНЯЙТЕ В РАБОТЕ

Отраслевой журнал
для специалистов предприятий по добыче и переработке нефти и газа.

Информационный портал nprom.online
Обзор и события рынка. Бизнес-кейсы и отраслевые решения.

Дайджест от портала nprom.online
Подборка популярных материалов «Нефтегазовой промышленности» — у вас в почте.

Телеграм-канал • Страница VK
Актуальные новости нефтегазового сектора – оперативно и кратко.

ВЫБЕРИТЕ СВОЮ ПЛОЩАДКУ

ТЕПЕРЬ И В MAX

#Добыча #Транспортировка и хранение #Геология и разведка #Переработка #Потребление #Цифровые решения #Экономика и законодательство

Маркетинговые решения и рекламные интеграции | +7 391 219 01 19 | adv.np@pgmedia.ru

НПО «ГЕЛИЙМАШ» И ЕГО 95-ЛЕТНЯЯ ИСТОРИЯ

Текст и фото предоставлены АО «НПО «Гелиймаш»

В ноябре 2026 года «Гелиймаш» отмечает свое 95-летие. История предприятия ведет свой отсчет от Постановления № 47 Высшего Совета народного хозяйства СССР по промышленности от 4 ноября 1931 г. о создании 1-го Московского автогенного завода.



Основным направлением работы предприятия стало производство оборудования для газовой резки и сварки металлов: резаки и горелки. Первой криогенной продукцией завода стали азотные воздухоразделительные установки (ВРУ), запущенные в эксплуатацию в 1935 г.

В 1934 г. из Кембриджа в СССР возвращается и продолжает в СССР работы по криогенике, начатые в Англии, будущий академик и нобелевский лауреат в области физики *Пётр Капица*. В 1939 г. он создает на 1-м Московском автогенном заводе ОКБ турбомашин, давшее начало российской инженерной школе турбодетандеростроения. Компактная и простая установка низкого давления (0,6 МПа) ТК-200 на 200 л/ч по жидкому О2 с применением турбодетандера (расширительная машина лопаточного типа, в которой происходит расширение потока газа с совершением внешней механической работы, – ред.) приносит в 1941 г. *Петру Капице* Сталинскую премию 1-й степени и переворачивает мировое криогенное машиностроение. Использовавшиеся до этого времени ВРУ были громоздкими, построены на цикле высокого давления (20–25 МПа) имели низкую производительность и высокую металлоёмкость. Ключевым элементом ВРУ, построенном по циклу *Петра Капицы*, стал турбодетандер.

Завод вошел в состав новой организации министерского уровня – Главкислород, созданной в 1943 г. для координации работ по подготовке кадров, разработке и изготовлению техники, её монтажу и наладке. Начальником Главкислорода становится *Пётр Капица*, а от металлургической промышленности – заказчика кислорода – академик *Иван Бардин*. Так в СССР начинает своё становление новое направление в технике – кислородное машиностроение.

В 1945 г. предприятие получает название Всесоюзного научно-исследовательского института кислородного машиностроения (ВНИИкимаш) и даёт мощный старт промышленному криогенному машиностроению в СССР.

За десятилетия работы «ГЕЛИЙМАШ» разработало и изготовило сотни теплообменных аппаратов, турбодетандеров и турбодетандерных агрегатов (ТДА), криогенных емкостей, адсорберов и криогенных ВРУ.

К началу 1970-х годов главным направлением работы предприятия становятся задачи производства холода при температурах жидкого гелия (4,2 К, или –269 °С).

В 1971 году на базе Московского экспериментального завода гелиевого машиностроения (МЭЗГМ) и Всесоюзного научно-исследовательского института гелиевой техники (ВНИИГТ) было создано Научно-производственное объединение гелиевого машиностроения (НПО «Гелиймаш»). С этого момента главной задачей предприятия становится разработка и изготовление ожижителей гелия и гелиевых систем криогенного обеспечения (СКО).

В 1970–1980-х годах НПО «ГЕЛИЙМАШ» участвовало в создании СКО для сверхпроводящих магнитов, ускорителей, камер имитации космоса, источников холодных нейтронов, криотурбогенераторов и МГД-генераторов, то есть обслуживало широкий спектр сфер и задач фундаментальной науки, энергетики, оборонной и космической отрасли.

ГЕЛИЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ – САМАЯ СЛОЖНАЯ КРИОГЕННАЯ ТЕХНИКА

За свою историю НПО «Гелиймаш» реализовало более сотни значимых гелиевых криогенных установок и систем.

В 1990-е годы НПО «Гелиймаш» начинает создание криогенной гелиевой системы Нуклотрона – сверхпроводящего синхротрона Лаборатории физики высоких энергий им. В. И. Векслера и А. М. Балдина Объединённого института ядерных исследований (ОИЯИ) в Дубне.

В 1995 г. построен самый крупный на тот момент в Европе криогенный гелиевый центр, обеспечивший ~25% спроса европейского гелиевого рынка. В его основе три установки «ГЕЛИЙМАШа» КГУ 500/4,5, смонтированных в единую систему на территории Оренбургского гелиевого завода (ОГЗ) ПАО «ГАЗПРОМ». Он был предназначен для производства и отгрузки товарного жидкого гелия. Сырьём выступал гелиевый концентрат, получаемый из газа Оренбургского НГКМ. Центр был оснащён системой тонкой очистки, 3-мя ожижителями каждый по 700 л/ч, ёмкостью для жидкого гелия вместимостью 120 м^3. Здесь в промышленном масштабе вппервые в РФ были отработаны ключевые технологии работы с жидким гелием: от его производства и хранения до отгрузки в контейнеры-цистерны для перевозки удалённым заказчикам.

На момент запуска гелиевого центра в Оренбурге Россия не имела технологи-

На правах рекламы

НПО ГЕЛИЙМАШ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
Основано в 1931 году

Флагману отечественного машиностроения

95 лет!

Оборудование для газопереработки и сжижения.

Производство криогенных жидкостей, включая He, H_2, N_2, CH_4, Ar, O_2.

Технологии и оборудование для энергетики, нефтегазового комплекса.



Ожижитель природного газа на 3,0 т/час для ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»



40-футовый контейнер-цистерна для перевозки жидкого гелия ЦТГ-40/0,45



ТДА для переработки 2,2 млрд нм³/год, 1,3 МВт

г. Москва, 1-й Дорожный пр-д, д. 6

info@geliymash.ru

+7 (499) 242-50-77

geliymash.ru

реклама

НПО ГЕЛИЙМАШ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
Основано в 1931 году



Ожижитель природного газа на 5,7 т/ч для переохлажденного СПГ для ПАО «НОВАТЭК» в г. Магнитогорске



Контейнер-цистерна КЦВ 40/0,45 для перевозки жидкого водорода



ТД для переработки природного газа 5,5 млрд нм^3/год, 15 МВт



40-футовый гелиевый контейнер-цистерна для перевозки жидкого гелия

реклама

ческой возможности обеспечить изготовление собственного парка контейнеров-цистерн для доставки жидкого гелия до потребителей, а ведь наличие своих средств доставки является важнейшим элементом технологической независимости. В «Газпроме» прекрасно понимали необходимость превратить рынок жидкого гелия в рынок поставщика, для чего была поставлена задача разработать и изготовить отечественный ISO-контейнер (International Organization for Standardization, международная организация по стандартизации, – ред.) для мультимодальной транспортировки жидкого гелия. Исходя из необходимости доставлять товарный гелий без потерь на большом транспортном плече, срок бездренажного хранения был определён как 30 суток. Заказ был исполнен НПО «ГЕЛИЙМАШ». Все работы прошли под контролем Российского морского регистра судоходства.

Крупнейшим гелиевым комплексом, созданным с использованием криогенного оборудования НПО «ГЕЛИЙМАШ», стала система криогенного обеспечения (СКО) ускорителя NICA – коллайдера тяжёлых ионов ОИЯИ в г. Дубне. В состав СКО вошло две установки КГУ 1600/4,5 по 2000 Вт холода каждая при 4,5 К, три сателлитных гелиевых рефрижератора РСГ 2000/4,5 также по 2000 Вт при 4,5 К, а также ожижитель гелия ОГ-1000 на 1100 л/ч по жидкости. Ёмкостное оборудование представлено гелиевыми ресиверами, гелиевым жёстким газгольдером на 1100 м³ и 40-футовым ISO-контейнером-цистерной для накопления, хранения и перевозки жидкого гелия. Контейнер-цистерна, изготовленный для перевозки жидкого гелия по заказу ОИЯИ, уже предназначался для большего срока бездренажного хранения – 35 суток. Для работы гелиевой СКО НПО «ГЕЛИЙМАШ» разработало и изготовило вспомогательную азотную СКО, в состав которой вошли ожижитель азота ОА-1,3 производительностью 1300 кг/ч, а также два реконденсатора азота РА-0,5 производительностью 500 кг/ч каждый.

Созданная предприятием в ЛФВЭ ОИЯИ СКО ускорителя NICA может стать основой для разработки перспективных гелиевых СКО, в том числе СКО ядерных энергетических установок с реакторными технологиями, которые стоят на повестке современной российской энергетики.

Важно отметить работы в интересах ООО «ИНК» и ООО «Газпром переработка Благовещенск», для которых НПО «ГЕЛИЙМАШ» разработало и изготовило гелиевые детандеры для зарубежных ожижителей гелия, что позволило обеспечить безостановочную работу технологических комплексов на Ярактинском НГКМ и Амурском ГПЗ, несмотря на выход из строя оригинальных детандеров зарубежных поставщиков.

НЕ ТОЛЬКО ГЕЛИЙ, НО И ВОДОРОД

С 1991 г. функционирует установка по сжижению водорода, работающая с использованием гелиевого цикла.

В 1994 г. НПО «ГЕЛИЙМАШ» начало поставки ТДА для ожижителей водорода, расположенных в трех штатах США, единичной производительностью ожижителя 30 т/сут. по жидкому водороду.

После контейнера-цистерны для перевозки жидкого гелия объединение по госзаказу разработало и изготовило аналогичный, но для перевозки 40м³ жидкого водорода, отвечающий всем международным требованиям в части перевозок опасных грузов.

ТЕХНОЛОГИЧНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ РАЗНЫХ ОТРАСЛЕЙ

За свою историю «НПО «ГЕЛИЙМАШ» выполнило целый ряд знаковых для отечественной науки и экономики государства проектов.

По-прежнему выпускаются ВРУ ТКДС-100 производительностью 100 кг/ч, востребованные как на внутреннем рынке, так и за рубежом.

КРИОГЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Особое место в деятельности НПО «ГЕЛИЙМАШ» занимает разработка оборудования для нефтегазового комплекса.

Малотоннажные ожижители природного газа (ОПГ) на основе турбодетандерной технологии были введены в эксплуатацию в 2011 и 2019 гг. для ПАО «Газпром» и ПАО «НОВАТЭК на ГРС в Екатеринбурге (на 3 т/ч равновесного СПГ) и Магнитогорске (на 5,7 т/ч переохлажденного СПГ). В обоих случаях технологические энергозатраты близки к нулю.

Большое внимание уделяется разработке ТДА для низкотемпературной сепарации и конденсации на промыслах (УНТС и УНТК). Были созданы ТДА на активных магнитных подшипниках для выработки холода на изотермах –20 ºС и –60 ºС на 1,0 млрд нм³ ПГ/год, 1 МВт (Сургильское НГКМ, «УЗБЕКНЕФТЕГАЗ»); для ООО «Газпромнефть-Заполярье»: 2,2 млрд нм³ ПГ/год, 1,3 МВт (Песцовое НГКМ) и 5,5 млрд нм³ ПГ/год, 15 МВт (Бованенковское НГКМ).

Особенность турбодетандера для Бованенковского НГКМ заключается в том, что это мощный российский детандер с исключительно отечественными комплектующими, в том числе и электромагнитными подшипниками производства АО «НЗЛ». Такие машины способны производить лишь несколько фирм в мире.



ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ МЕМБРАННЫЕ МОДУЛИ ДЛЯ СИСТЕМ НЕЙТРАЛЬНОГО ГАЗА

В 2010-е годы объединение при господдержке создало технологию изготовления половолоконных воздухоразделительных мембран для систем нейтрального газа и уже боле 5 лет ведёт отгрузки и серийные поставки.

НПО «ГЕЛИЙМАШ» – СОВРЕМЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ, УСТРЕМЛЁННОЕ В БУДУЩЕЕ

Несмотря на 95-летнюю историю, НПО «ГЕЛИЙМАШ» остаётся современным и передовым.

В цехе механообработки работают новые станки с ЧПУ и универсальные станки, в сборочном цехе –сварочные аппараты и комплексы, приобретённые в рамках масштабной программы по обновлению мощностей.

Созданы комплексы по проведению стендовых испытаний гелиевых турбодетандеров, газовых турбодетандеров большой мощности, мембранных модулей. Обновлены программные продукты, компьютерная техника.

На предприятие постоянно приходит молодежь из лучших московских вузов.

С уверенностью можно сказать, что свой 95-летний юбилей НПО «ГЕЛИЙМАШ» встречает в прекрасной форме и с оптимизмом смотрит на собственное развитие, оставаясь флагманским предприятием с востребованными технологиями высокого уровня.

На правах рекламы

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОИЗВОДСТВЕ КАБЕЛЕЙ: В КАКОЙ ПРОДУКЦИИ НУЖДАЕТСЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ?

Текст: Андрей Халбашкеев

Кабели можно встретить на любом промышленном объекте, и нефтегазовая отрасль здесь не исключение. Однако условия при добыче, транспортировке и переработке углеводородов далеки от стандартных. Экстремальные температуры, агрессивные среды – всё это ставит непростые задачи перед производителями кабельной продукции. Как российские компании отвечают на эти вызовы? И какие новые технологии определят облик отрасли в ближайшие годы?



Фото предоставлено ООО «ОКП «ЭЛКА-Кабель»

НЕ ТОЛЬКО ПЕРЕДАЧА ТОКА: НА ЧТО СПОСОБНЫ СОВРЕМЕННЫЕ КАБЕЛИ

По словам генерального директора ООО «ЭКМ Холдинг», председателя совета директоров ООО «Завод ТАТКАБЕЛЬ» и ООО «НПП «ИНТЕХ» *Евгения Савина*, кабели в нефтегазовой сфере решают три главные задачи:

- питание и управление (обеспечение электроэнергией насосов, компрессоров и буровых установок);
- связь и мониторинг (передача данных для АСУ ТП, видеонаблюдения, телеметрии);
- контроль и автоматизация (обеспечение работы датчиков, КИПиА и систем противоаварийной защиты).

На современных месторождениях кабели передают электроэнергию и данные между наземным оборудованием и высокоточными датчиками и системами контроля работы скважины; обеспечивают онлайн-мониторинг объектов инфраструктуры, управление оборудованием и его контроль, связь на удалённых и труднодоступных объектах, перечислил заместитель генерального директора по работе с ключевыми клиентами ООО «Инкаб» *Андрей Маслов*.

Отдельное направление – нагревательные кабели.

«В нефтегазовой отрасли их широко применяют для поддержания температуры транспортируемых и хранимых жидкостей и газов, защиты трубопроводов от замерзания, компенсации теплопотерь, антиобледенения кровель, водостоков, площадок и оборудования. Их ключевая задача – обеспечение безопасности и непрерывности технологических процессов на промышленных предприятиях. Стоит отметить, что нефтегазовый сектор – крупнейший потребитель систем обогрева на основе электрических нагревательных кабелей: на него приходится около 30–40% мирового спроса на эту продукцию», – рассказал главный инженер ООО «Термо Нова» *Андрей Стребков*.

То есть передача тока уже давно не единственная задача кабелей. И, как подчеркнул руководитель проектов ООО «АЛКОР» *Александр Кукоев*, чем выше уровень автоматизации предприятия, тем больше значение именно информационной части инфраструктуры.

БЕСПЕРЕБОЙНАЯ РАБОТА В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

Нефтегазовая отрасль для кабельной индустрии стоит особняком из-за суровых условий эксплуатации.

«Оборудование должно работать в широком диапазоне температур от –196 °С (для систем сжижения газа в СВТО – спиральновитых теплообменниках) до +300 °С (в скважинах с парогравитационным дренажом) и выше для специальных скважинных применений. К этому стоит добавить высокое давление, механические нагрузки на растяжение и изгиб, вибрацию, воздействие агрессивных сред: нефти, газа, пластовых вод, H_2S, CO_2, химических реагентов», – перечислил *Андрей Маслов*.

Кроме этого, технический директор ООО «ОКП «ЭЛКА-Кабель» *Владимир Савченко* предлагает разделять нефтепогружные кабели и те, что используются на поверхности для капитального строительства и обустройства.

«В первом случае основная проблема – это воздействие нефтепродуктов. Второе – это теплостойкость, потому что температура скважиной жидкости бывает 100 градусов и выше, что достаточно критично. Плюс с нефтью идёт и песок, из-за трения получается дополнительный нагрев. Третий фактор – это воздействие сероводорода, углекислого газа. В связи с этим к кабельной продукции предъявляется три основных требования. Первое – цена. Второе – надёжность и срок жизни. Третье – безопасность», – отметил г-н *Савченко*.

СТАВКА НА СОВРЕМЕННЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Как отечественные производители отвечают на эти вызовы? Ключевое направление – поиск новых компонентов и сырья.

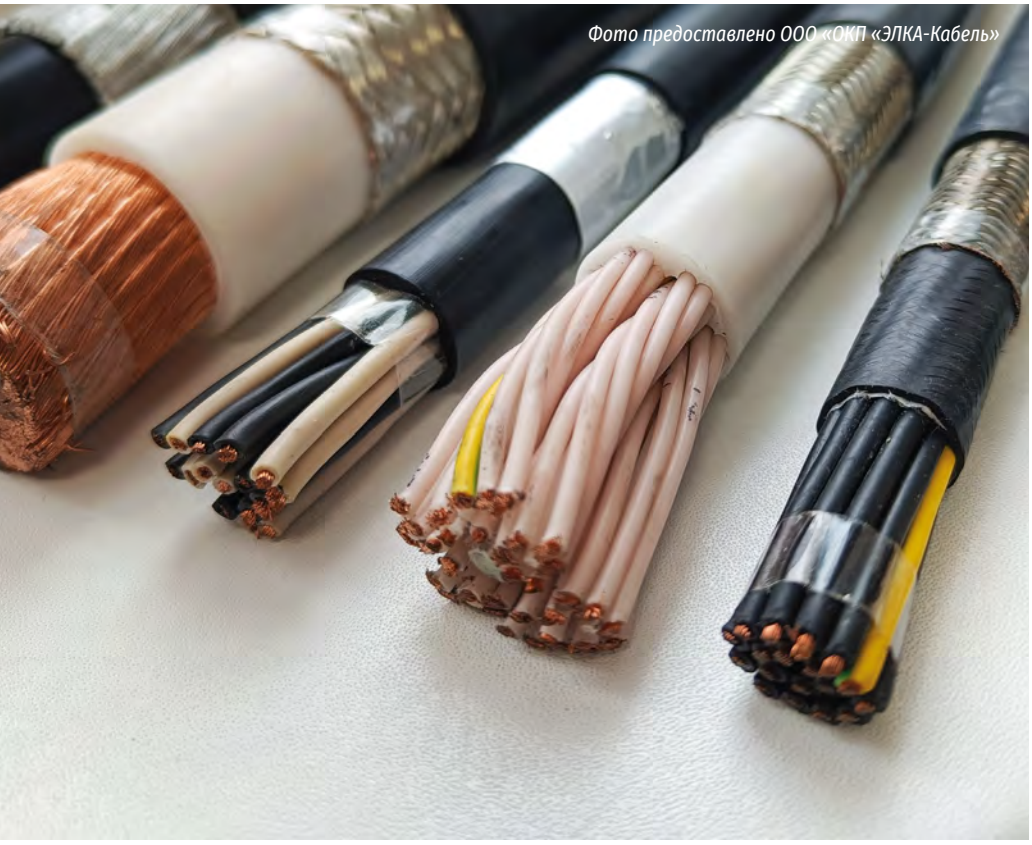


Фото предоставлено ООО «ОКП «ЭЛКА-Кабель»

«Если говорить о стоимости, то хорошее техническое решение, которое успешно апробировала наша компания, – это использование алюминиевого сплава вместо медных жил. У энергетиков есть определённое опасение, что его надо будет чаще менять, уделять ему больше внимания, подтягивать контакты. Но сейчас есть сплавы алюминия, которые по характеристикам не уступают меди с точки зрения надёжности. И, более того, ещё в 2019 году были внесены изменения в ПУЭ («Правила устройства электроустановок»), где их разрешили использовать в жилых помещениях. Современные технологии позволяют изготавливать даже гибкий провод с алюминиевой жилой.

Для кабелей, которые работают на поверхности, переход на алюминий не всегда возможен. Но есть другие резервы для снижения стоимости. Сегодня в проектах часто закладывают излишние требования, что, конечно, сказывается на цене. Проектировщики опираются на готовые библиотеки, и у них нет цели сберечь деньги клиента. Наоборот, чем крупнее смета, тем больше им заплатят. Поэтому наши специалисты внимательно изучают воздействующие факторы и потом дают рекомендации, как можно сэкономить без потери основных характеристик», – рассказал технический директор «ЭЛКА-Кабель».



ЭКСПЕРТ

ВЛАДИМИР САВЧЕНКО,
технический директор
ООО «ОКП «ЭЛКА-Кабель»,
кандидат технических наук

«Я бы выделил сейчас две основные проблемы при работе с заказчиками из нефтегазовой отрасли. Во-первых, это снижение объёмов потребления кабельной продукции из-за приостановки некоторых проектов. И второе – отсрочка платежа, которая доходит до 120 дней. Из-за этого мы вынуждены прибегать к услугам посредников, которые финансируют заводы, а затем реализуют товар со своей наценкой. А если бы нефтяники и газовики платили производителям напрямую по факту или с системой авансирования, то стоимость закупок можно было бы существенно снизить.

И, наверное, из-за того, что у нефтяников опасное производство, они не очень заинтересованы в том, чтобы применять какие-то новые технические решения. Проекты, которые сейчас реализуются, составлялись 5–10 лет назад. За это время наша отрасль сделала большой шаг вперёд. Поэтому хотелось бы большей гибкости от наших заказчиков».



ЭКСПЕРТ

АНДРЕЙ СТРЕБКОВ,
главный инженер ООО «Термо Нова»

«В нефтегазовой отрасли оборудование часто эксплуатируется во взрывоопасных зонах, и поэтому системы обогрева на основе электрических нагревательных кабелей должны соответствовать требованиям по взрывозащите. При этом в настоящее время довольно остро стоит вопрос гармонизации технических требований, предъявляемых к системам электрообогрева в США, Канаде, Европе и России. В нашей стране эта задача входит в зону ответственности Технического комитета по стандартизации № 403 «Оборудование для взрывоопасных сред (Ex-оборудование)», в работе которого принимает участие "Термо Нова". Опираясь на 15-летний опыт создания взрывозащищённого оборудования по строгим международным стандартам, продолжаем развивать отечественные технологии электрообогрева для взрывоопасных сред».

В свою очередь, *Александр Кукоев* заметил, что развитие кабельной отрасли происходит не за счёт какого-то одного принципиально нового элемента кабеля, а благодаря совершенствованию материалов и более точному проектированию конструкции для конкретной задачи.

«Возьмём обычную, на первый взгляд, оболочку. На практике от её состава зависит очень многое: сохранит ли она свойства на морозе, выдержит ли контакт с маслами или химическими веществами, насколько будет устойчива к ультрафиолету, будет ли распространять горение, сколько дыма и токсичных продуктов выделится при пожаре. Поэтому сейчас производитель фактически работает не просто с кабелем, а с набором свойств, которые нужно получить в одной конструкции.

В своей продукции мы применяем разные типы материалов: ПВХ-пластикаты (эластичный термопластичный материал на основе поливинилхлорида, - ред.), безгалогенные композиции, высокомодульную этиленпропиленовую резину, сшитый полиэтилен и полиолефины, кремнийорганическую резину, термопластичные эластомеры. Есть различные варианты экранов – от лент до оплёток из медных или лужёных медных проволок, а при необходимости механической защиты применяется броня», – перечислил *Александр Кукоев*.

При этом в «АЛКОР» подчёркивают: не существует универсального «самого лучшего кабеля». Есть продукция, которая правильно спроектирована для конкретных условий эксплуатации.

«Для одного объекта критична работа при минус 60–70 градусах, для другого – химическая стойкость, для третьего – пожаробезопасность, для четвёртого – электромагнитная совместимость и качество передачи сигнала. Поэтому одна из тенденций, которую мы видим на практике, – уход от выбора продукции только по формальной марке в сторону более детальной работы с техническим заданием. Сначала нужно понять условия эксплуатации и требования оборудования, а затем уже формировать конструкцию кабеля. И это, на мой взгляд, непосредственно влияет на безаварийность. Чем точнее конструкция соответствует реальным условиям объекта, тем меньше вероятность преждевременной деградации изоляции, повреждения оболочки или возникновения проблем в работе системы», – отметил г-н *Кукоев*.

ЧТОБЫ КАБЕЛЬ СЛУЖИЛ ДОЛГО

Возвращаемся к ответу на основные вызовы. Следующим на очереди стоит повышение надёжности продукции. По словам руководителя направления проектных продаж по огнестойким кабельным линиям АО «СПКБ Техно» *Маргариты Мелешкиной*, эта работа требует комплексного подхода.

«Стойкость продукции к экстремальным температурам достигается использованием специализированных материалов для изоляции и оболочки. Это позволяет не только прокладывать кабель в суровых климатических условиях, но и эксплуатировать его при подвижной прокладке без дополнительного прогрева. Устойчивость к агрессивным средам обеспечивается использованием стойких к коррозии металлов (олова, никеля) и специализированных материалов для изоляции и оболочки. В частности, мы применяем кремнийорганическую резину. Её главное преимущество – высокая температурная стойкость, что делает её оптимальным выбором для Арктики и геотермальных скважин. Также с её помощью можно изготавливать огнестойкие кабели, которые сохраняют свою работоспособность при пожаре. Однако следует отметить, что кремнийорганическая резина уступает термоэластопластам по механической прочности на разрыв и стойкости к истиранию. В этом направлении тоже ведётся работа. Сейчас осваивается технология наложения эластомеров на сердечник кабеля. Наши специалисты трудятся над уменьшением допустимого радиуса изгиба кабелей в арктическом исполнении и увеличением максимальной допустимой температуры для их эксплуатации. Таким образом, выбор между кремнийорганической резиной и эластомерами – это компромисс между гибкостью, морозо- и механической стойкостью



ЭКСПЕРТ

АЛЕКСАНДР КУКОЕВ,
руководитель проектов ООО «АЛКОР»

«Главное отличие нефтегазовой отрасли – условия, в которых всё должно работать. Здесь практически никогда нельзя рассматривать кабель только с точки зрения электрических характеристик. Нужно учитывать температуру, нефтепродукты, химически агрессивные среды, влагу, ультрафиолет, механические воздействия, электромагнитные помехи. Плюс на многих объектах есть пожаро- и взрывоопасные зоны. Особенно серьёзный вопрос – климат. Значительная часть российских нефтегазовых объектов расположена в регионах с низкими температурами, поэтому стандартных решений зачастую недостаточно. Например, наша компания выпускает силовые и монтажные кабели в хладостойком исполнении до –65 градусов, а в арктическом – до –70. При этом для других условий, наоборот, требуется повышенная теплостойкость».

при подвижной прокладке», – рассказала г-жа *Мелешкина*.

Владимир Савченко также сделал акцент на экстремальных температурах.

«Обычно кабель можно проложить при –20 °С и спокойно эксплуатировать до –60 °С. Но есть линейка продукции, которую можно изгибать при –40–50 °С. Это важно, если подключаются подвижные механизмы: экскаваторы, буровые установки. Раньше такой номенклатуры практически не было. Достигается это за счёт специальных материалов. Какие-то из них производятся в России. Европейские товары сейчас заменяем на китайские аналоги. То есть большой проблемы с этим продуктом нет», – отметил технический директор «ЭЛКА-Кабель».

А вот если говорить о полимерах с классом нагревостойкости до 120–130 °С, то это импортные материалы, и некоторые из них оказались под санкциями.

«Сейчас производители ищут обходные манёвры или подбирают аналоги среди китайских товаров. Здесь есть сложности: раньше было два-три поставщика, которых знали во всём мире, в КНР – десятки производителей, у которых не всегда стабильное качество», – констатировал *Владимир Савченко*.

Но, несмотря на все сложности, российские производители выводят на рынок новые продукты для экстремальных условий.

«Наши кабели использовались на шельфовом нефтегазоконденсатном месторождении имени Юрия Корчагина. Результат – успешный спуск системы мониторинга и контроля параметров работы скважины. Ещё один пример – кабели для спиральновитых теплообменников для проекта "Мурманск СПГ". Ключевым требованием была работоспособность оборудования при –196 °С. Герметичная конструкция кабеля обеспечила сохранение эксплуатационных характеристик при воздействии экстремально низких температур. Особое внимание было уделено технологии намотки кабеля на теплообменник и контролю герметичности готовой системы», – рассказал *Андрей Маслов*.

В «ЭКМ Холдинг» разработали решения для опасных производственных объектов, которые расположены в районах Крайнего Севера. Ключевая особенность широкий температурный диапазон работы кабеля – от –88 до +300 °С. Также он устойчив к воздействию масел, бензина, агрессивных сред, озона, инея и плесневых грибов. Востребованы в нефтегазовой отрасли и кабели, созданные для объектов судостроения. Они устойчивы не только к морской воде и соляному туману, но и к буровым растворам. А диапазон рабочих температур составляет от –88 до +150 °С.

«Эти решения – не просто продукция для текущих задач. Они закладывают основу для будущих инноваций: те-



ЭКСПЕРТ

МАРГАРИТА МЕЛЕШКИНА,
руководитель направления проектных продаж по огнестойким кабельным линиям АО «СПКБ Техно»

«В отличие от стационарной городской или промышленной проводки, кабельная продукция для месторождений эксплуатируется в условиях, приближенных к предельным. Это перепады температур от –60 до +90 °С (и локально до +180 °С у скважин), постоянный контакт с буровыми растворами, нефтью и конденсатом, а также высокая вероятность механических воздействий. В связи с этим модернизация используемых материалов и конструкций изделий является приоритетной задачей кабельной промышленности».

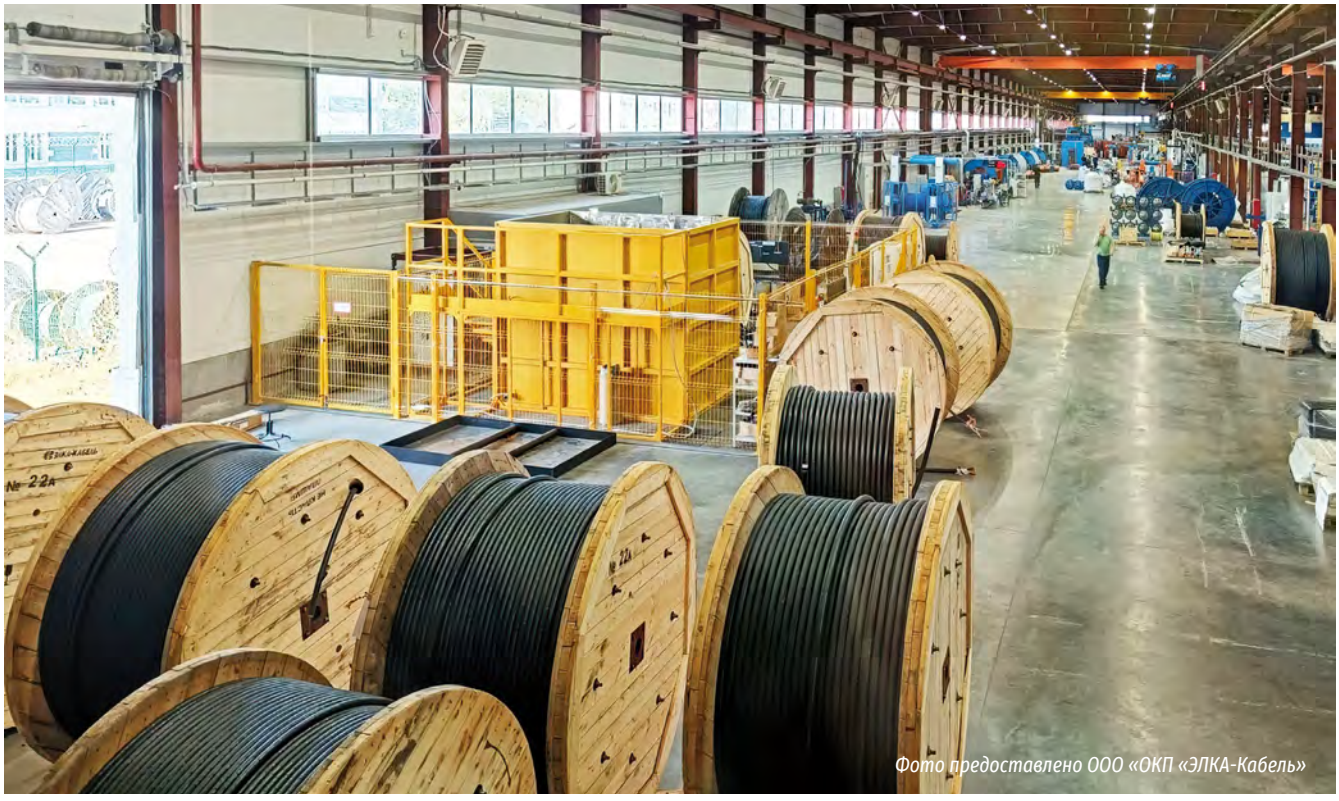


Фото предоставлено ООО «ОКП «ЭЛКА-Кабель»



ЭКСПЕРТ

АНДРЕЙ МАСЛОВ,
заместитель генерального директора по работе с ключевыми клиентами ООО «Инкаб»

«По нашему мнению, дальнейший прогресс в отрасли пойдёт по следующим направлениям. Во-первых, в части улучшения конструкций и оптимизации по габаритным размерам специализированных кабелей для проведения исследований ВСП при помощи оборудования для измерения распределённой акустики. Важным направлением станет изготовление импортонезависимых специальных оптических волокон для различных задач (сверхнизких и высоких температур, низкого коэффициента затухания, изгибостойкости, водородной стойкости)».



Фото предоставлено ООО «ОКП «ЭЛКА-Кабель»

стируемые сегодня материалы и конструкции станут прототипами кабелей следующего поколения», – подчеркнул *Евгений Савин*.

ЗАЩИТА ОТ ОГНЯ, ВЗРЫВА И ГАЗОВ

Наконец, ещё один важный критерий – безопасность. В случае с нефтегазовой отраслью здесь сразу несколько факторов риска.

«Первое – это агрессивные газы. Если они попадут в кабель, то это вызовет коррозию меди. Один из путей решения – опять-таки применение алюминиевых сплавов. Далее – пожаробезопасность. В случае короткого замыкания кабель не должен распространять горение, пламя не должно идти по нему, как по фитилю. Достигается это за счёт специальных полимерных материалов. Огнестойкость заключается в том, что, даже если изоляция прогорела насквозь, кабель в течение трёх часов может передавать ток, да, с потерями, но короткого замыкания не произойдёт. Для этого используют слюдяную обмотку или керамизирующуюся резину. Наконец, для взрывозащиты используются уплотнительные сальники и герметизация внутри кабеля, чтобы не было каналов, куда может проникнуть газ», – рассказал *Владимир Савченко*.

То, что взрывобезопасности уделяется всё больше внимания, отметила и *Маргарита Мелешкина*.

«Проектирование огнестойкой кабельной линии (ОКЛ) – это комплексная задача, где необходимо выполнить требования по огнестойкости линии ГОСТ Р 53316 и по взрывозащите (ПУЭ). Для этого мы используем взрывозащищённые распределительные коробки, специальные кабельные вводы, стальные трубы и, конечно же, кабель в специальном исполнении. Он выдерживает испытания на взрывоустойчивость и взрывонепроницаемость, герметичность и механическую прочность, также контролируется тепловой режим эксплуатации. При этом по требованиям законодательства (Федеральный закон № 123-ФЗ, СП 6.13130) ни один объект нефтегазового сектора не обходится без ОКЛ. Наше предприятие одно из первых сертифицировало решения по ОКЛ с ведущими производителями кабеленесущих систем. И мы активно продолжаем работу в этом направлении по поиску наиболее надёжных решений с минимальными затратами», – рассказала руководитель направления проектных продаж по огнестойким кабельным линиям «СПКБ Техно».

В свою очередь, *Александр Кукоев* подчеркнул, что выбор того или иного решения зависит от условий эксплуатации.

«В зависимости от объекта требуются кабели, не распространяющие горение, с пониженным дымо- и газовыделением, безгалогенные, огнестойкие. Поэтому сейчас задача производителя – не просто выпустить продукцию определённого сечения и напряжения. Нужно подобрать конструкцию для конкретной среды. В зависимости от требований проекта могут меняться материал изоляции и оболочки, экран, броня, климатическое и пожаробезопасное исполнение», – отметил г-н *Кукоев*.

Таким образом, сегодня на рынке есть технические решения для безопасной работы оборудования. Однако заказчикам всё же не стоит расслабляться считает председатель совета

директоров АО «Завод «Энергокабель» *Дмитрий Пташинский*.

«По статистике, до 70% пожаров происходит из-за неисправности электропроводки и использования некачественного кабеля. К великому сожалению, как человек, который 34 года работает в кабельной промышленности, должен констатировать: ситуация с качеством кабельных изделий часто вызывает серьёзные опасения. При этом к ним и методам их испытаний у нас предъявляются жёсткие требования, которые находятся на уровне мировых стандартов или даже превосходят их. Проблема кроется в контроле над их исполнением. В рамках производственного цикла обязательными являются приёмо-сдаточные испытания. Например, для низковольтного кабеля общего назначения (от подстанции до розетки) предусмотрен стопроцентный контроль каждой бухты и барабана по всем ключевым параметрам. На бумаге производители ставят штампы о прохождении ОТК. Однако в реальности, к огромному сожалению, полноценные испытания проводятся далеко не всегда. Ещё в 2019 году был разработан специализированный государственный стандарт (ГОСТ) по взрывобезопасным кабелям. Однако до сих пор он включён лишь в перечень документов добровольного применения. Из-за отсутствия обязательного статуса многие производители просто добавляют маркировку "ВЗ" (взрывобезопасный) в наименование кабеля, но фактически ничем не подтверждают его защитные свойства.

Поэтому крупный промышленный заказчик должен бескомпромиссно подходить к входному контролю. Для этого есть все инструменты: необязательно проводить испытания самостоятельно – достаточно задействовать независимые аккредитованные испытательные центры и лаборатории», – констатировал г-н *Пташинский*.

КАКИМ СТАНЕТ КАБЕЛЬ БУДУЩЕГО?

Итак, за последние годы российские производители сделали большой шаг вперёд во внедрении новых технологий.

«Сегодня наша продукция может одновременно быть маслостойкой (то есть работать в разливах нефти, дизельного топлива и т. д.), негорючей и устойчивой к холоду. Ещё 10 лет назад это было бы три разных кабеля. Совместить всё это воедино получилось за счёт новых материалов», – привёл пример *Владимир Савченко*.

Однако останавливаться на достигнутом в индустрии не собираются. За счёт чего же можно ещё улучшить электропровода, которые используются в нефтегазовой промышленности?

Александр Кукоев считает, что на следующем этапе кабель станет частью диагностируемой инфраструктуры предприятия. Это позволит перейти от устранения аварий к прогнозированию их возникновения. Для достижения подобных результатов руководитель проектов «АЛКОР» выделяет несколько направлений развития.

«Первое – это материалы. Потенциал далеко не исчерпан. Нефтегазовой отрасли нужны конструкции, которые одновременно выдерживают очень низкие и высокие температуры, нефтепродукты, химически агрессивные среды, механические нагрузки и при этом отвечают всё более строгим требованиям пожарной безопасности. Совместить все эти свойства в одном материале непросто, поэтому именно полимерные композиции остаются очень перспективным направлением. У нас уже есть исполнения для эксплуатации до минус 70 градусов, различные безгалогенные и огнестойкие конструкции, варианты с повышенной стойкостью к маслам, ультрафиолету и химическим средам.

Второе направление – цифровизация самого промышленного объекта. На предприятиях становится больше датчиков, систем дистанционного контроля, промышленного Ethernet (локальной сети – ред.), автоматизированных систем управления. И требования к кабельной инфраструктуре вслед за этим меняются. Это хорошо видно даже по современному российскому промышленному телекоммуникационному оборудованию. Коммутаторы уже рассчитаны на работу при температурах до минус 40 – плюс 70–85 °С, поддерживают резервирование сети, синхронизацию времени, разные промышленные протоколы, устанавливаются непосредственно в промышленной среде. То есть серверная и производственный цех всё меньше существуют как два отдельных мира. Сеть приходит непосредственно к технологическому оборудованию. Поэтому и кабель передачи данных должен всё больше приобретать свойства промышленного кабеля: повышенную механическую и климатическую стойкость, защиту от электромагнитных помех, пожаробезопасность.

Третье направление, которое мне кажется особенно интересным, – диагностика состояния кабельной линии. Сегодня мы в основном оцениваем её состояние при техническом обслуживании или уже после появления каких-то отклонений. В перспективе хотелось бы получать информацию о состоянии линии постоянно: видеть локальный перегрев, изменение характеристик изоляции, потенциальное механическое повреждение, проникновение влаги», – перечислил *Александр Кукоев*.



ЭКСПЕРТ

ПТАШИНСКИЙ ДМИТРИЙ,
председатель совета директоров
АО «Завод «Энергокабель»

«Если на объекте используется некачественный кабель, последствия могут быть катастрофическими: от возгораний и ударов током до масштабных пожаров, разрушения инфраструктуры и массовой гибели людей. Недостаточно просто заявить: "У меня есть сертификат, продукцию привезли, а за качество отвечает поставщик". Это опасное заблуждение. Зачастую для получения документов испытываются идеальные образцы, но при этом нет гарантий, что вся последующая серийная продукция будет такого же качества».

Ещё одна важная задача для конструкторов – продление срока службы. Это особенно актуально для нефтегазовых проектов, где замена линии может стоить во много раз дороже самого кабеля, особенно если это связано с остановкой оборудования.

«Поэтому цель не просто сделать кабель дешевле или прочнее. Задача – сделать его ресурс более длительным и, главное, более прогнозируемым.

Для заказчика в конечном итоге важен не кабель сам по себе. Ему важно, чтобы технологическая система работала без остановок. И именно с этой точки зрения, на мой взгляд, и нужно сегодня говорить о развитии кабельных технологий», – резюмировал г-н *Кукоев*.

В «Термо Нова» также полагают, что будущее индустрии за цифровыми технологиями.

«В настоящий момент в нашей компании налажен серийный выпуск и пройдена сертификация линейки полевых взрывозащищённых контроллеров, ко-



ЭКСПЕРТ

ЕВГЕНИЙ САВИН,
генеральный директор ООО «ЭКМ Холдинг»,
Председатель совета директоров ООО «Завод ТАТКАБЕЛЬ» и ООО «НПП «ИНТЕХ»

«Нефтегазовая отрасль предъявляет всё более высокие требования к надёжности и безопасности оборудования. Поэтому наша задача как производителя – не просто отвечать на существующие запросы рынка, а уже сейчас создавать решения, которые будут востребованы завтра. Мы инвестируем в разработку новых материалов и технологий, совершенствуем характеристики кабельной продукции и внимательно изучаем реальные потребности предприятий ТЭК. По нашему мнению, дальнейший прогресс будет идти по пути повышения надёжности, "интеллекта" и универсальности кабелей. Добиться этого можно с помощью сверхпроводящих и криогенных технологий, использования нано- и биоматериалов, внедрения роботизированного производства».

торые востребованы на криогенных установках и объектах нефтегазового комплекса. Эти "умные" устройства сочетают функции контроля и мониторинга, а также автоматического удалённого управления нагревательными контурами. Точный контроль температуры, возможность настройки сценариев мониторинга и алгоритмов оповещений обеспечивают оперативное обнаружение и устранение неполадок, снижая риски выхода из строя дорогостоящего оборудования или критически важного узла, что, в свою очередь, способствует бесперебойности технологических процессов, надёжной и безопасной работе установок», – рассказал *Андрей Стребков*.

Пока речь идёт о плавной эволюции. Стоит ли ожидать в ближайшие годы принципиального технологического прорыва?

Маргарита Мелешкина не ждёт, что инновации коснутся базовых физических принципов. Нестандартные подходы пока не прошли проверки на практике.

«Интерес представляют высокотемпературные сверхпроводники (ВТСП). Технически они позволяют снизить омические потери (до 15% в магистральных сетях) практически до нуля. Однако термодинамический анализ показывает, что энергозатраты на поддержание криогенного режима (жидкий азот или гелий) в условиях нефтепромысла нивелируют преимущества нулевого сопротивления. На данный момент ВТСП-технологии остаются экономически нецелесообразными для распределительных сетей нефтегазовых месторождений, хотя и сохраняют потенциал для единичных энергоёмких установок (ЭХЗ, катодная защита магистралей)», – привела пример представитель «СПКБ Техно».

Таким образом, кабельная промышленность, скорее всего, продолжит развиваться по эволюционному сценарию, в сторону улучшения молекулярных структур полимеров.

«Приоритетными направлениями развития станут освоение новых марок ТПЭ с уменьшенным радиусом изгиба кабелей для арктических условий, повышение верхнего температурного предела эксплуатации, разработка унифицированных огнестойких линий с цифровыми паспортами испытаний (время сохранения целостности цепи в условиях стандартного температурного режима пожара и в условиях углеводородного режима пожара). А дальнейшие исследования должны быть сосредоточены на композиционных материалах, сочетающих маслобензостойкость ТПЭ с огнедиэлектрическими свойствами кремнийорганической резины», – отметила *Маргарита Мелешкина*.

Итак, современный кабель – это не просто провод, передающий электрический ток, а сложное многофункциональное оборудование. Несмотря на санкции и спад деловой активности, российские производители продолжают разрабатывать и внедрять новые технологии. А значит, в ближайшие годы кабели станут ещё более эффективными, долговечными и безопасными.



Фото предоставлено ООО «ЭКМ Холдинг»

ДОБЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ



13

ВСЕГДА В ЦЕНТРЕ ВНИМАНИЯ

ЛЕТ В ОТРАСЛИ

Присоединяйтесь!

+7 391 219-01-19

adv.dp@pgmedia.ru

dprom.online

Телеграм-канал

Страница ВК

Канал в MAX

Подписка на журнал

ЛОГИСТИКА НА РЫНКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ: НОВЫЕ ПРАВИЛА ИГРЫ

Текст: Андрей Халбашкеев
Фото: magnific.com

В конце прошлого десятилетия казалось, что основные маршруты поставки нефти и газа в мире определились на годы вперёд. Однако сначала пандемия, а затем санкции против России и конфликт на Ближнем Востоке вызвали серьёзный логистический кризис. Как он скажется на нефтегазовой отрасли? И каким будет новый порядок на мировом рынке углеводородов? Ответы на эти вопросы мы узнали у наших экспертов.



МИР БОЛЬШЕ НЕ ЕДИН?

В последнее время часто можно услышать мнение, что глобализационные процессы в мировой экономике застопорились, а то и повернулись вспять. Встаёт вопрос: применительно к логистике поставок нефти и газа это временный кризис или начало нового долгосрочного тренда?

На первый взгляд, курс на регионализацию в последние годы очевиден. Старший менеджер ООО «Имплемента» *Иван Тимонин* отметил, что торговля становится всё более зависимой от геополитики, и эта тенденция уже достаточно устойчива.

«После 2022 года товарооборот между условными геополитическими блоками рос примерно на 4% медленнее, чем внутри них; в 2025 году разрыв вновь начал увеличиваться», – привёл цифры эксперт.

Однако признаков полного разворота от глобализации к коротким региональным цепочкам в консалтинговой компании пока не видят.

«Сегодня маршруты зачастую удлиняются: в 2025 году объём мировой морской торговли вырос на 1,1%, тогда как грузооборот в тонно-милях – на 1,7%. Иными словами, основной вектор развития можно назвать "геополитизацией" логистики: к цене и длине маршрута добавилась его надёжность, включая доступ к проливам, портам, флоту, терминалам, страхованию и платёжной инфраструктуре», – пояснил *Иван Тимонин*.

В свою очередь, генеральный директор ООО «ВИВЭД» (WEVED), эксперт в области международной логистики и внешнеэкономической деятельности *Мария Попова* полагает, что на мировом рынке углеводородов глобализация не исчерпала себя, но при этом изменилась её архитектура.

«События последних лет действительно заставляют говорить о кризисе прежней модели. Но применительно к нефтегазовой логистике я бы не называла происходящее деглобализацией. Нефть и газ по-прежнему остаются универсальными товарами. Меняется другое: география поставок, стоимость риска и сама архитектура цепочек. Раньше

главным критерием маршрута была его экономическая эффективность. Сегодня к цене и сроку добавились санкционная устойчивость, доступность флота, страхования и расчётов, политические риски проливов и портов, а также возможность быстро перенаправить поток. В результате нефтегазовая логистика становится более региональной, но одновременно более сложной», – отметила г-жа *Попова*.

Макрорегионы на политической карте мира были всегда, подчеркнул директор по развитию ООО «Энергия Плюс» *Павел Марышев*. При этом данные коалиции изменяются вслед за конъюнктурой.

«С этой точки зрения, регионализация мировой экономики является не обратным глобализации процессом, а его естественным продолжением. Крупные транснациональные корпорации – главный катализатор глобализации – стремятся оптимизировать сроки и транспортное плечо до рынков сбыта. Поэтому производства распределяются более равномерно по регионам, чтобы избежать сверхиздержек на перевозку товаров. Поэтому не следует рассматривать регионализацию как возвратное движение рынка – скорее, наоборот.

В случае с углеводородами вопрос ещё более прозрачный, поскольку рынок нефти и природного газа всегда был, есть и будет глобальным. Это обусловлено неравномерным распределением полезных ископаемых. В некоторых макрорегионах нет существенных запасов нефти и газа, например в АТР, поэтому экспорт играет значительную роль. Отсутствие конкуренции на макроуровне, к чему приведёт регионализация, подстегнёт котировки вверх, создаст квазимонополии регионального уровня. Поэтому для рынка углеводородов отказ от свободной международной торговли в угоду макрорегиональных рынков – это колоссальные риски. Рынок, наоборот, от долгосрочных контрактов, свойственных торговле внутри региона, поворачивается в сторону свопа (краткосрочных контрактов на поставки, – ред.). За 15 лет доля таких поставок в структуре мировой торговли углеводородами выросла примерно на 50%. В ситуации взаимного недоверия участники рынка не готовы сковывать себя длительными контрактами», – прокомментировал ситуацию г-н *Марышев*.

А ЕСЛИ ПОЙТИ В ОБХОД?

Блокада Ормузского пролива стала, пожалуй, главным событием в отрасли в 2026 году. Эта ситуация наглядно показала, что этот маршрут больше не может быть единственным. Поиск альтернатив активно ведётся, но здесь есть свои сложности.

«На Ближнем Востоке уже возрастает роль нефтепроводов, позволяющих частично обходить Ормуз: East-West («Восток – Запад», – ред.) в Саудовской Аравии и нефтепровод ОАЭ к Фуджейре. Однако их совокупная пропускная способность для обхода пролива – около 4,7 млн баррелей в сутки. Для сравнения: через Ормуз в первой половине 2025 года проходило 20,9 млн баррелей нефти и нефтепродуктов в сутки», – рассказал *Иван Тимонин*.

Очевидно, что заменить ключевые магистрали не так-то просто, однако этот процесс всё равно будет продолжаться. И, как показал российский опыт, радикально изменить географию поставок за несколько лет реально.

«Если в 2021 году на Китай и Индию приходилось лишь около трети российского нефтяного экспорта, то уже



ЭКСПЕРТ

ИВАН ТИМОНИН,
старший менеджер ООО «Имплемента»

«Текущий кризис одновременно ограничивает экспорт сырой нефти и нефтепродуктов, снижает загрузку НПЗ, удлиняет рейсы и уменьшает фактически доступную провозную способность танкерного флота. В результате в августе МЭА прогнозировало снижение мирового спроса на 1,6 млн баррелей в сутки в 2026 году из-за высоких цен и нарушения цепочек поставок. Ещё сильнее страдает переработка. Она может снизиться в среднем за год на 2,5 млн баррелей в сутки, а экспорт дизельного топлива из России, Ближнего Востока и Азии в июле был на 1,3 млн баррелей в сутки меньше прошлогоднего уровня. То есть один из важнейших эффектов кризиса – дефицит не только нефти, но и отдельных нефтепродуктов. В долгосрочной перспективе это повышает ценность диверсифицированной логистики и гибких перерабатывающих активов».





ЭКСПЕРТ

ПАВЕЛ МАРЫШЕВ,
директор по развитию ООО «Энергия Плюс»

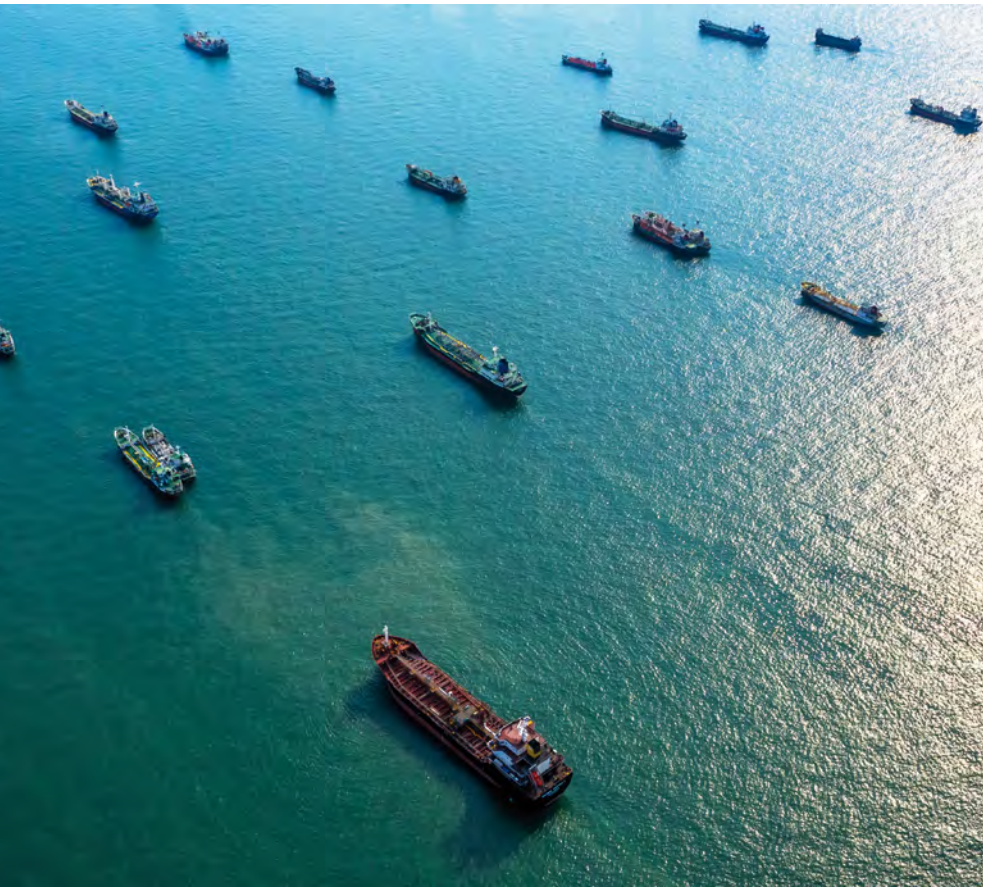
«Как бы ни завершился американо-иранский конфликт, Ормузский пролив надолго станет "токсичным", а фрахт судов, страхование груза будут обложены премией. Однако ожидать коренного изменения карты поставок не следует: экономически обоснованные маршруты функционируют в штатном режиме. Очевидных альтернатив нет. Движение нефтяных и газовых танкеров продолжится по существующим навигациям, будут лишь меняться флаги стран-экспортёров и объём поставок».

в 2022 году их совокупная доля выросла примерно до 54%, а в 2025 году – примерно до 80%», – констатировал г-н *Тимонин*.

Однако нельзя забывать, что инфраструктура нефтегазового рынка капиталоёмкая: терминалы, трубопроводы, ледокольный флот, танкеры, хранилища и портовые мощности невозможно перенести вслед за изменением конъюнктуры за несколько месяцев. Поэтому в ближайшие пять-десять лет мы, скорее всего, будем видеть не окончательно сформировавшийся новый порядок, а постоянную адаптацию маршрутов, отметила *Мария Попова*.

КАК БЫТЬ РОССИЙСКИМ ЭКСПОРТЁРАМ?

Как и весь остальной мир, компании из РФ находятся в поиске альтернативных маршрутов. *Мария Попова* считает, что стоит развивать сразу несколько направлений одновременно: восточное – через трубопроводную и портовую инфраструктуру в сторону Китая и других рынков АТР; южное – с использованием инфраструктуры Каспийского региона и международного транспортного коридора «Север – Юг»; арктическое – для проектов, экономически связанных с Северным морским путём.



Выше уже отмечалось, что страны Азии стали главными покупателями российских углеводородов. Однако возможности логистической инфраструктуры при торговле с Китаем приближаются к пределу. Особенно это актуально для природного газа. Прорывом здесь могло бы стать строительство трубопровода «Сила Сибири – 2». Однако сейчас проект находится на стадии многочисленных согласований. Его запуск – вопрос отдалённой перспективы, отметила руководитель направления «Промышленность» ООО «Институт технологий нефти и газа» *Ольга Орлова*.

По мнению *Ивана Тимонина*, коридор «Север – Юг» представляет интерес, скорее, как дополнительная логистическая опция. Для нефти и газа его значение будет меньше по сравнению с нефтепродуктами, удобрениями и другими грузами.

Павел Марышев, в свою очередь, видит перспективы в сотрудничестве с африканскими странами.

«Туда российские ВИНК могут поставлять не только нефть, газ и нефтепродукты, но и более маржинальный продукт: компетенции и нефтегазовое оборудование. Активная экспансия крупных транснациональных корпораций на африканский континент неслучайна: именно здесь ожидается наиболее активный экономический рост. Кроме того, в макрорегионе большое пространство для геолого-разведочных работ, существуют причины для инвестиций в перспективные проекты, в том числе – в НПЗ. Внутренний спрос в Африке будет расти, поэтому необходимо выстраивать надёжные логистические маршруты», – заключил директор по развитию «Энергия Плюс».

СМП – НЕ ЗАМЕНА ВСЕМ МАРШРУТАМ

Особняком здесь стоит Северный морской путь (СМП). В новых условиях он приобретает большое значение для российских компаний как ещё одна дорога в Азию. Применительно к отрасли важно, что это преимущественно «энергетический» маршрут: в структуре перевозок в 2025 г. около 86% приходилось на углеводороды (СПГ и газовый конденсат, нефть и нефтепродукты), отметил *Иван Тимонин*. При этом ожидается, что к 2030 году плановый грузопоток будет составлять от 70 до 109 млн тонн.

«Интерес к развитию перевозок по СМП проявляют и зарубежные партнёры. Так, в июле российские власти одобрили подписание межправительственного меморандума с Индией о сотрудничестве в перевозках грузов по Северному морскому пути. Текущий сезон также подтверждает рост интереса: уже к 11 ав-



ЭКСПЕРТ

МАРИЯ ПОПОВА,
генеральный директор ООО «ВИВЭД» (WEVED)

«События 2026 года показали, насколько чувствителен мировой энергетический рынок к концентрации потоков в отдельных морских коридорах. Ограничение движения через Ормузский пролив затронуло поставки СПГ: до кризиса через этот маршрут проходило почти 20% мирового предложения сжиженного природного газа. По оценке Международного энергетического агентства, с марта по июнь отгрузки из Катара и ОАЭ сократились примерно на 35 млрд м³ в годовом выражении. Это хороший пример того, каким становится новый принцип энергетической логистики: надёжность цепочки определяется уже не только эффективностью основного маршрута, но и наличием альтернативы».



густа через СМП в Азию было направлено около 6 млн баррелей российской нефти – почти половина объема за весь сезон 2025 года», – рассказал старший менеджер консалтинговой компании «Имплемента».

«Его основное преимущество – география: для ряда российских арктических проектов он непосредственно связан с местом добычи и позволяет организовывать поставки в западном и восточном направлениях. Грузопоток по СМП в 2025 году составил около 37,9 млн тонн, а последние два года объём стабильно превышал 37 млн тонн. На 2026 год заявлена задача выйти на новый рекорд», – добавила *Мария Попова*.

Ольга Орлова полагает, что при наличии должной инфраструктуры (терминалов, ледоколов, ремонтных мощностей, аварийных служб, связи) объёмы поставок через Арктику вырастут ещё больше.

«Например, на Камчатке, в бухте Бечевинская, возобновлено строительство современного комплекса по перевалке СПГ. Рост поставок по СМП позволит развиваться газовым северным проектам российских компаний. Это ещё и выгодно, так как СМП – более короткий маршрут относительно пути через Суэцкий канал», – отметила г-жа *Орлова*.

Однако есть здесь и свои сложности.

«На фоне ближневосточных дрязг растёт потенциал других маршрутов, в том числе СМП. Короткое транспортное плечо создает отличные предпосылки для торговли со странами Юго-Восточной Азии. Однако суровые арктические условия вносят коррективы. Даже самое высокотехнологичное оборудование даёт сбои, стоимость разработок профильных арктических технологий кратно превышает традиционные аналоги. К тому же Северный морской путь обладает ограниченным потенциалом из-за короткого навигационного окна. Большое количество рисков, преодоление которых приобретает смысл только при должном и долгосрочном контрактном обеспечении. Вопрос не простой. С одной стороны, существующая конъюнктура мирового рынка не создаёт условий для развития арктических маршрутов. В то же время динамика рынка СПГ говорит об увеличении спроса», – констатировал *Павел Марышев*.

В этих условиях Северный морской путь хоть и имеет хорошие перспективы, но было бы ошибкой рассматривать его как универсальное решение всех проблем российских экспортёров. Отраслевые специалисты сходятся в том, что главная ценность маршрута такова: он позволяет повысить диверсификацию и надёжность поставок в страны АТР.

«Развитие СМП зависит от наличия специализированного флота, портов, аварийно-спасательной инфраструктуры, связи, страховых механизмов и понятной экономики круглогодичной навигации. Поэтому в нефтегазовой логистике будущего я вижу Северный морской путь прежде всего как важный элемент диверсифицированной транспортной системы России, а не как единственный вариант, который должен заменить Суэцкий канал или традиционные маршруты через Индийский океан», – резюмировала *Мария Попова*.

КАК ЛОГИСТИЧЕСКИЙ КРИЗИС СКАЖЕТСЯ НА БИЗНЕСЕ КОМПАНИЙ?

Часто можно услышать, что из-за сложностей с транспортировкой СПГ потреби-

ЭКСПЕРТ

ОЛЬГА ОРЛОВА,
руководитель направления «Промышленность»
ООО «Институт технологий нефти и газа»

«Речи о разрыве торговых цепочек не идёт – рынок слишком глобализован. Но налицо серьёзная перестройка и фрагментация рынков. Тренд этот долгосрочный и прежде всего связан с геополитикой и напряжённостью в ключевых горячих точках Ближнего Востока. Возможно не просто появление новых маршрутов, но усиление ранее не столь востребованных путей. Для России это прежде всего азиатское направление (Китай, Индия). А кроме того, увеличение поставок СПГ по Северному морскому пути».

тели переходят на более доступные энергоносители, в первую очередь уголь.

«В первой половине 2026 года перебои поставок сжиженного природного газа и высокие цены уже стимулировали переключение части электрогенерации на уголь в Азии. В июльском прогнозе МЭА ожидало снижения мирового спроса на газ в 2026 году примерно на 0,5%, или 20 млрд м³; в Китае потребление газа в марте-июне было примерно на 4% ниже год к году. Но этот прогноз предполагал полное восстановление движения через Ормуз уже в III квартале, чего не произошло (на момент подготовки номера, – ред.). Поэтому риск более глубокого снижения спроса сейчас вырос», – констатировал *Иван Тимонин*.

О том, что интерес к твёрдому топливу сохраняется на высоком уровне, говорит и *Ольга Орлова*. Например, в 2025 году в Китае началось строительство новых мощностей угольной генерации производительностью 83 ГВт, введено в эксплуатацию 78 ГВт мощностей.

При этом отмечать долгосрочное глобальное замещение газа преждевременно, подчеркнул *Иван Тимонин*. На данный момент подобное переключение происходит в тех регионах, где уже есть резервные угольные мощности.

Мария Попова считает, что уголь может частично заменить природный газ, но структурно, в долгосрочной перспективе об этом речи не идёт.

«Сейчас срабатывает прежде всего экономика доступности: если газ резко дорожает или существует риск физического дефицита поставок, энергосистема использует доступное альтернативное топливо. Это тактическая реакция рынка. Текущая ситуация ещё раз показывает, насколько логистика влияет на энергобаланс. Изменение работы одного ключевого транспортного коридора способно повлиять на относительную стоимость разных видов топлива на другом конце мира. Но из этого нельзя делать вывод о долгосрочном вытеснении газа углём», – констатировала генеральный директор компании WEVED.

Оптимистично настроен в этом отношении и П*авел Марышев*.

«Уголь по многим параметрам уступает газу: экономика, экология, эксплуатация. Локальный "ренессанс" угольной отрасли связан с ближневосточным конфликтом. Страны, наметившие масштабные планы по переходу на более экологичное топливо – природный газ, вернутся на изначальную энергетическую траекторию после завершения американо-иранского противостояния. Поэтому говорить



об обратном движении рынка сторону угля не следует – это досужий предмет для спекуляций. Потребление природного газа в мире в ближайшие 10–15 лет будет уверенно расти, в первую очередь в Африке, Южной Америке и странах Юго-Восточной Азии. И даже ВИЭ не является здесь помехой», – отметил директор по развитию «Энергия Плюс».

В случае с нефтью эксперты видят ситуацию иначе. По словам *Марии Поповой*, на нефтяном рынке логистический кризис сильнее влияет на стоимость и географию торговли, чем собственно на мировой спрос.

«ОПЕК по-прежнему ожидает роста мирового спроса на нефть примерно на 1,4 млн баррелей в сутки в 2026 году. Поэтому я не считаю, что изменение логистики само по себе приведёт к резкому сокращению мирового потребления нефти. Но будет расти стоимость доставки. Удлиняются маршруты, появляется необходимость перегрузок, возрастает потребность во флоте, страховании, финансировании запасов в пути. Один и тот же физический объём нефти при более длинном плече перевозки требует большего количества судо-дней. А это означает, что логистика начинает всё сильнее влиять на конечную цену ресурса. Одновременно формируется новая география торговли. Потоки становятся менее линейными: производитель может менять рынки, покупатель – источники сырья, а трейдеры вынуждены учитывать не только дифференциал цены нефти, но и доступность тоннажа, платежей, страхового покрытия и безопасного маршрута», – обрисовала ситуацию г-жа *Попова*.

Павел Марышев настроен менее оптимистично. По его словам, мировой рынок нефти и нефтепродуктов и так переживает не лучшие времена: пик потребления приближается, а рынок готовится к сужению.

«Ближневосточный конфликт в перспективе лишь ускорит процесс глобальной декарбонизации. Страны, настроенные на "зелёный лад", ускорят переход на возобновляемые источники энергии, остальные крепко задумаются о расширении ВИЭ, увеличении инвестиций в производство электрокаров и создание соответствующей инфраструктуры. Однако пока объём инвестиций в разработку новых месторождений продолжает расти. Прогнозы крупных аналитических институтов диаметрально противоположны – от значительного роста потребления до радикального снижения. Истина, как правило, посередине: ближайшие

Российские компании в 2025 году экспортировали

238

млн тонн нефти, пишут аналитики «Б1» в своём отчёте «Обзор нефтегазового рынка. Итоги 2025 года».



реклама

В первой половине

2025

года, по подсчётам консалтинговой компании «Имплемента», через Ормузский пролив проходило

20,9

млн баррелей нефти и нефтепродуктов в сутки и более

20%

мировой торговли СПГ.

5–7 лет рынок будет расти, далее – регресс», – отметил директор по развитию «Энергия Плюс».

НАДЕЖДА НА ДИПЛОМАТИЮ

Встаёт вопрос, как можно минимизировать издержки при транспортировке, связанные с геополитическими рисками. *Ольга Орлова* выделяет здесь дипломатические договорённости, а также различные технологии (развитие систем слежения и мониторинга судов, датчики утечек, создание и развитие специальных аварийных служб).

Впрочем, полностью обеспечить безопасность судов техническим образом очень сложно.

«Передовое оборудование будет стоить дорого, а эффект не обязательно будет значительным. Более того, система защиты танкеров должна быть мобильной, поскольку разместить стационарные пункты в морских условиях невозможно, кроме того, длина маршрутов не позволит это сделать. Поэтому каждое судно придётся оснащать дорогостоящим оборудованием или запускать "спутником" корабль сопровождения. Котировки взлетят вверх, такие поставки не найдут покупателя. Главным способом обезопасить маршруты поставок нефти является дипломатия. Именно договорённости между заинтересованными странами, подкреплённые общими интересами и многосторонними соглашениями, долгое время являлись главным гарантом устойчивости транспортных маршрутов», – подчеркнул *Павел Марышев*.

В ООО «Имплемента» также полагают, что для ключевых морских транспортных узлов вроде Ормузского пролива полноценной технической замены дипломатии нет. Существующие обходные нефтепроводы способны принять лишь часть нефтяного потока, а сопоставимого обходного маршрута для основных объёмов СПГ из Персидского залива нет.

«Но инфраструктурные и коммерческие меры позволяют существенно снизить последствия сбоя. Речь идёт об альтернативных портах и маршрутах, резервных терминалах и хранилищах, долгосрочном резервировании мощностей, доступе к специализированному флоту и заранее проработанных схемах перенаправления грузов. В августе китайские перевозчики, например, начали активнее использовать перевалку нефти за пределами Персидского залива, чтобы не проводить основные танкеры через наиболее рискованные участки. Поэтому наиболее эффективная модель – дипломатия для снижения вероятности и продолжительности блокировки плюс инфраструктурная избыточность для снижения ущерба от неё», – заключил *Иван Тимонин*.

О том, что в новых условиях главный принцип безопасности – это резервирование, говорит и *Мария Попова*.

«Ни дипломатические, ни технические механизмы по отдельности не способны полностью защитить нефтегазовые перевозки. Переговоры необходимы для сохранения международных транспортных коридоров и свободы судоходства. Но бизнес не может строить систему управления рисками только на предположении, что политическое урегулирование всегда будет достигнуто вовремя. Поэтому на корпоративном уровне безопасность должна строиться на диверсификации. Это альтернативные маршруты и порты, резервный флот и перевозчики, несколько страховых схем, запас по срокам, возможность перенаправить груз, заранее проработанные способы расчётов и постоянный контроль цепочки.

Техническая составляющая также будет усиливаться: спутниковый мониторинг, контроль маршрута и состояния судна, цифровые документы, системы прогнозирования рисков, интеграция информации о грузе, транспорте и платежах. Фактически нефтегазовая логистика движется к модели, в которой управляют уже не одной перевозкой, а сетью возможных сценариев», – констатировала гендиректор WEVED.

Подводим итоги: мировая логистика углеводородов действительно претерпела серьёзные изменения за последние несколько лет. Однако говорить, что старая система полностью разрушена и ей на смену пришли принципиально новые правила игры, тоже неверно.

«Главное изменение последних лет состоит в том, что глобальная торговля энергоресурсами становится менее предсказуемой. В старой модели бизнес оптимизировал цепочку прежде всего по цене. Теперь приходится делать это одновременно для пяти параметров: цены, срока, доступности маршрута, финансовой инфраструктуры и рисков. Именно поэтому выиграют не обязательно те компании, у которых самый короткий или самый дешёвый маршрут. Более устойчивыми окажутся те, у кого есть несколько вариантов доставки и возможность быстро переключаться между ними. Поэтому будущее нефтегазовой логистики я бы описала не словом "деглобализация", а словом "многомаршрутность". Глобальный рынок сохранится. Но путь от производителя до покупателя станет длиннее, технологичнее и значительно сложнее в управлении», – резюмировала *Мария Попова*.

Россия
Республика Башкортостан

УФА

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

35-я юбилейная международная выставка

25-28 мая 2027



Организаторы:

Правительство Республики Башкортостан

Министерство промышленности, энергетики и инноваций Республики Башкортостан

БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

Традиционная поддержка:

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

Министерство энергетики РФ

По вопросам участия в выставке:
(347) 246-41-77, 246-41-86
gasoil@bvkexpo.ru

По вопросам участия в деловой программе:
(347) 246-42-81, 216-45-36
kongress@bvkexpo.ru

gntexpo.ru

реклама

ЦИФРОВЫЕ ТОПЛИВНЫЕ ПОМОЩНИКИ: ОТ СТРАТЕГИЧЕСКОГО ЗАПАСА К ТОТАЛЬНОМУ КОНТРОЛЮ РЕСУРСОВ

Текст и фото предоставлены АО «Пензаспецавтомаш»

Лето 2026 года окончательно обозначило главный приоритет для предприятий нефтегазового сектора: стратегический запас горючего внутри крупных автопарков и ещё более строгий контроль за ресурсами. Нестабильные цены, перебои в поставках и общая неустойчивость рынка превратили топливо из «расходного материала» в важнейший актив, требующий такого же управления, как и основные производственные фонды. В этих условиях цифровое управление ресурсами перестало быть темой для избранных – оно стало условием № 1 для стабильной работы.



МИФЫ О СЛОЖНОСТИ ЦИФРОВОГО УЧЁТА

До недавнего времени многие компании, даже обладая значительным автопарком и спецтехникой, откладывали внедрение систем автоматизированного учёта ГСМ. Причины были типичными: опасения, что придётся менять всё топливораздаточное оборудование, сложность интеграции с существующими колонками, необходимость переобучения персонала и общее недоверие к тому, как будет выстроена работа на удалённых объектах.

Однако после внедрения цифровых помощников учёта топлива самый распространённый отзыв звучит одинаково: «Почему мы не сделали этого раньше?». Сложность процесса оказалась во многом мнимой. Современные решения позволяют настроить автоматизацию без замены всего парка оборудования: они совместимы с колонками, которые уже установлены и работают на предприятии.

ГК Benza погружается в проблемы топливообеспечения с 1993 года. За это время компания прошла путь от производителя контейнерных АЗС до разработчика комплексных цифровых решений для управления топливом. Benzamat – сервис по учёту топлива и его облачная версия «benzamat ПРО» создавались на основе пожеланий реальных компаний с автопарками, включая предприятия нефтегазовой отрасли. Сегодня количество установленных комплектов автоматизации превысило 5000.

ЭФФЕКТ ОТ ПЕРЕХОДА НА «benzamat ПРО»

Для тех, кто не сталкивался, в это сложно поверить: экономия от внедрения цифрового управления топливом в нефтегазовой отрасли и смежных секторах измеряется миллионами рублей.

«Убирая людей из цепочки выдачи топлива, предприятия начинают расходовать его на 10–30% меньше», – объясняет основатель АО «Пензаспецавтомаш» (ГК Benza) *Михаил Колесников*.

Результат заметен иногда уже через пару месяцев. Перестройка процессов начинается с выдачи горючего по персональным картам, когда водитель не имеет возможности самостоятельно распоряжаться топливом, до выгрузки нужного отчёта по одному клику.

Облачная версия «benzamat ПРО» обеспечивает доступ к информации о поступившем и использованном горючем в режиме онлайн. Для нефтегазовых компаний с распределёнными активами это означает, что руководитель может видеть реальную картину расхода топлива на всех объектах – от центрального офиса до удалённой буровой. Система автоматически сформирует отчёты по поступлению и выдаче ГСМ, включая данные по датам, литрам и стоимости, «подсветит» все важные расхождения и направит данные в бухгалтерию.

Без помощника, который видит каждую заправку, контролирует лимиты и формирует отчётность по запросу, любой запас топлива останется источником потерь и необоснованных расходов. В наше время это можно назвать непозволительной роскошью и даже расточительством. Опыт нескольких тысяч предприятий, уже прошедших этот путь, подтверждает: вопрос не в том, стоит ли автоматизировать топливный учёт, а в том, почему этого не сделали раньше.

На правах рекламы

Benza®

АО «Пензаспецавтомаш»
+7-8412-67-47-77
benza@benza.ru
benza.ru

15-16 марта 2027 | СОЧИ

КОНГРЕСС ПО ЦИФРОВИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: НЕФТЬ 4.0

200+	350+	50	50+	270+
КОМПАНИЙ	УЧАСТНИКОВ	ДОКЛАДЧИКОВ	СТЕНДОВ	B2B ВСТРЕЧ

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ ПРОГРАММЫ

- Развитие ИТ-инфраструктуры под растущие требования отрасли
- Интеграция программных решений и укрепление цифровой связности предприятий
- Искусственный интеллект в нефтегазовой отрасли
- Технологическая эволюция управления месторождениями
- Цифровизация переработки, нефтехимии и газохимии
- Экономические эффекты и риски масштабирования цифровых инициатив

ОФИЦИАЛЬНЫЕ ПАРТНЕРЫ НЕФТЬ 4.0

Газпром цпс

ЭКТОС

ПРИСОЕДИНЯЙТЕСЬ К ЮБИЛЕЙНОМУ КОНГРЕССУ НЕФТЬ 4.0

+7 (495) 198 63 30
neft4@sbproect.ru

СБ ПРОЕКТ

реклама

ШАРОВЫЕ КРАНЫ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: ЧТО МОГУТ ПРЕДЛОЖИТЬ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ КОМПАНИИ?

Текст: Андрей Халбашкеев
Фото: «ПромоГрупп Медиа»

С шаровыми кранами мы постоянно сталкиваемся в повседневной жизни. На первый взгляд, они не выглядят сложным высокотехнологичным оборудованием. Однако для транспортировки нефти и газа стандартные решения не подойдут. Здесь нужны новые подходы и материалы. О том, как с этими вызовами справляются российские производители, читайте в нашем материале.



АРМАТУРА ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ

Начнём с того, что нефтегазовая отрасль предъявляет к такой арматуре повышенные требования по герметичности, стойкости к огню и высоким давлениям, низким температурам и агрессивным средам, включая сероводородсодержащие.

«Для магистральных трубопроводов также важны большие диаметры, полнопроходная конструкция, возможность пропуска очистных устройств, дистанционное управление и интеграция в автоматизированные системы управления технологическими процессами. Таким образом, шаровые краны в данном случае относятся к критически важному оборудованию: от их надёжности зависят промышленная безопасность, непрерывность транспортировки углеводородов и снижение экологических рисков», – подчеркнул руководитель отдела маркетинга ООО «АЛСО» *Николай Танаев*.

По словам директора по снабжению ООО «ЗАВКОМ-ИНЖИНИРИНГ» *Николая Корявина*, отечественные производители справляются с этими вызовами за счёт применения передовых материалов.

«Например, наша компания использует в производстве корпуса специализированные стали и сплавы, такие как CF8M, Alloy926, Duplex 2507 и Duplex 2205. Для особо агрессивных сред применяются шаровые краны с футеровкой материалами PTFE, FPA, FEP или PCTFE. Это позволяет оборудованию стабильно работать при температурах от –60 до +200 °С и обеспечивать класс герметичности "А" (отсутствие видимых протечек), согласно ГОСТ 9544-93 и ISO 5208:2008», – рассказал г-н *Корявин*.

Эти и другие новации помогли российским компаниям в значительной степени освоить выпуск шаровых кранов для промысловых трубопроводов, газораспределительных, насосных и компрессорных станций, объектов нефтепереработки и линейной части магистральных систем, перечислил *Николай Танаев*. Кроме этого, развиваются цельносварные и разборные конструкции, краны с цапфовым креплением шара, северные исполнения, огнестойкие решения, а также комплексы с электрическими, пневматическими и гидравлическими приводами.

НОВЫЕ ВЫЗОВЫ: БОЛЬШИЕ ДИАМЕТРЫ, КРИОГЕНИКА, АГРЕССИВНЫЕ СРЕДЫ

Впрочем, производителям арматуры некогда почивать на лаврах. Крупные заказчики предъявляют новые, всё более сложные запросы. Так, в «ЗАВКОМ-ИНЖИНИРИНГ» сейчас работают над комплексным проектом по поставке высокотехнологичных и энергоэффективных установок для нефтегазохимической и нефтеперерабатывающей промышленности.

«Основная сложность заключается в индивидуальных требованиях к габаритам и техническим характеристикам. Отрас-

По подсчётам специалистов ARMTORG, импорт трубопроводной арматуры в 2025 году сократился на

20%

по сравнению с 2024 годом.

ли регулярно требуются нестандартные решения, например сегментные шаровые краны с пневматическим приводом номинальным диаметром до 1400 мм. С этими вызовами нам помогают справляться собственный инжиниринг и отлаженные производственные процессы», – рассказал *Николай Корявин*.

В свою очередь, *Николай Танаев* в качестве перспективных направлений, помимо кранов больших диаметров с высокими классами давления, выделил создание арматуры для Арктики, сероводородных сред, СПГ-проектов и автоматизированных систем управления.

«Наиболее проблематичными остаются криогенные решения для температур до –162 °С, подводная арматура, оборудование для морских проектов, краны для особо агрессивных сред, а также высокоточные системы диагностики и функциональной безопасности. Сложность таких проектов определяется не только конструкцией самого крана. Требуется отечественная база специальных сталей, уплотнительных материалов, покрытий, подшипников, приводов, датчиков и взрывозащищённой электроники. Не менее важны испытательные возможности: ресурсные, огневые, климатические, криогенные и эмиссионные тесты должны подтверждать работоспособность оборудования в течение всего жизненного цикла. С учётом ограниченности спроса на подобные специальные исполнения и сложности их внедрения пока российские компании не значительно продвинулись в направлении её освоения», – констатировал г-н *Танаев*.

ИМПОРТ: ЗАПРЕТИТЬ НЕЛЬЗЯ ОСТАВИТЬ

Один из ключевых вызовов для российской арматурной отрасли – зависимость от зарубежных поставок. В значительной степени это актуально и в случае с шаровыми кранами, хотя здесь есть свои нюансы.

«Доля импорта существенно различается по сегментам. Для типовых шаровых кранов она относительно невысока, тогда как в области криогенной, подводной, высокоточной регулирующей арматуры и отдельных комплектующих остаётся значительной. После 2022 года изменилась прежде всего география поставок: часть европейских и американских брендов была замещена азиатскими производителями, однако это не означает устранения технологической зависимости», – объяснил *Николай Танаев*.

Опрошенные эксперты сошлись во мнении, что поддержка отечественного арматуростроения необходима, но здесь важно обойтись без крайностей в виде введения заградительных пошлин на импорт. Дело в том, что, несмотря на отдельные успехи, говорить о полном технологическом суверенитете пока преждевременно.

«Чтобы достичь независимости, отрасли необходимо продолжать инвестировать в локализацию станкостроения, литейные заводы и разработку отечественной компонентной базы (в частности, высокоточных пневматических и электрических приводов). Поэтому я не сторонник радикальных запретов или резкого повышения таможенных пошлин: это может привести к дефициту арматуры на критически важных объектах. На текущем этапе наиболее эффективным шагом является грамотная международная кооперация, которая позволяет перенимать лучший опыт и закрывать потребности рынка прямо сейчас. Например, "ЗАВКОМ-ИНЖИНИРИНГ" организовал совместное производство арматуры с опытным китайским партнёром Jinggong Valve», – отметил *Николай Корявин*.

Николай Танаев также согласен, что повышение пошлин на импорт оправдано только в тех сегментах, где отечественная промышленность уже готова обеспечить сопоставимые качество, объёмы и сроки поставки. При поддержке российских производителей, по его мнению, акцент стоит сделать на другие направления.

«Нужно предоставлять приоритет в закупках российским изделиям, прошедшим квалификацию и подтвердившим надёжность. Также важно ужесточать требования к происхождению продукции, испытаниям, прослеживаемости материалов, сервисному обслуживанию и доступности запасных частей», – отметил г-н *Танаев*.

С тем, что самая действенная мера защиты рынка – это строгий контроль качества и недопуск контрафакта и низкокачественной продукции, согласился и *Николай Корявин*.

«Вся поставляемая арматура должна соответствовать жёстким международным и государственным стандартам. Если строго следить за их соблюдением всеми участниками рынка, отечественные производители окажутся в естественных выигрышных условиях», – сказал представитель «ЗАВКОМ-ИНЖИНИРИНГ».

И, конечно, ключевыми условиями дальнейшего развития отрасли станут долгосрочные контракты с нефтегазовыми компаниями, финансирование НИОКР, создание испытательных центров и расширение опытно-промышленной эксплуатации российских разработок, заключил *Николай Танаев*.



ЭКСПЕРТ

НИКОЛАЙ КОРЯВИН,
директор по снабжению
ООО «ЗАВКОМ-ИНЖИНИРИНГ»

«В нефтегазовой отрасли к шаровым кранам предъявляются самые строгие требования по надёжности в экстремальных рабочих условиях. Арматура должна выдерживать работу под высоким давлением (которое может достигать 250 бар для оборудования с электро- и пневмоприводом), а также функционировать в агрессивных средах и при экстремальных температурах».

ЭКСПЕРТ

НИКОЛАЙ ТАНАЕВ,
руководитель отдела маркетинга
ООО «АЛСО»

«Говорить о полном технологическом суверенитете в отрасли пока преждевременно. В массовых и многих промышленных сегментах российские предприятия уже способны обеспечивать потребности рынка. Однако в высокотехнологичных нишах сохраняется зависимость от импортных материалов, компонентов и специализированных инженерных решений. Особенно это касается СПГ-арматуры, морских и подводных комплексов, систем цифровой диагностики, специальных покрытий и уплотнений».

РОБОТИЗАЦИЯ ПРИХОДИТ В НЕФТЯНКУ: ЧЕМ ПОЛЕЗНЫ ДРОНОПОРТЫ

Текст: Владислав Державин, директор по развитию ООО «Русдронопорт»
Фото предоставлено ООО «Русдронопорт»

В последние годы в нефтяной промышленности внедряется всё больше проектов по роботизации: внутритрубные диагностические роботы, автоматизированные буровые комплексы и системы аналитики берут на себя рутинные и опасные операции. Одним из успешных и востребованных направлений этой волны стали дронопорты (программно-аппаратные комплексы на базе автоматических станций и дронов, которые берут на себя весь цикл воздушного мониторинга: от планирования миссий и вылетов по расписанию до анализа собранных данных). Наблюдение ведётся по всей территории объекта в любое время дня и ночи – без присутствия человека на самой площадке.



Задача масштабная: протяжённость магистральных трубопроводов в России – более 250 тыс. км, из них около 54 тыс. км – нефтепроводы; по трубе идёт порядка 90% добываемой нефти (данные Росстата и отраслевых обзоров). Контролировать трассы нужно постоянно: коррозия, несанкционированные врезки, разливы и экологические штрафы – цена пропущенного дефекта.

КАК ЭТУ ЗАДАЧУ РЕШАЮТ СЕГОДНЯ

Чаще всего – силами подрядных организаций, летающих на БПЛА самолётного типа: такой борт покрывает сотни километров за вылет, но работает по графику подрядчика, а в диспетчерских зонах аэропортов его применение жёстко ограничено – местами ему доступно лишь около 15% трубопроводов. Кто-то по старинке использует вертолёт – детально, но дорого и эпизодически. И про обходчиков не забываем: этот метод незаменим для точечной диагностики, но пешая бригада проходит около 15 км за смену, а до удалённого участка ещё нужно добраться. Между наблюдениями остаются «слепые» интервалы – именно этот разрыв закрывает дронопорт.

НЕ «УМНЫЙ ГАРАЖ», А ПРОГРАММНО-АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС

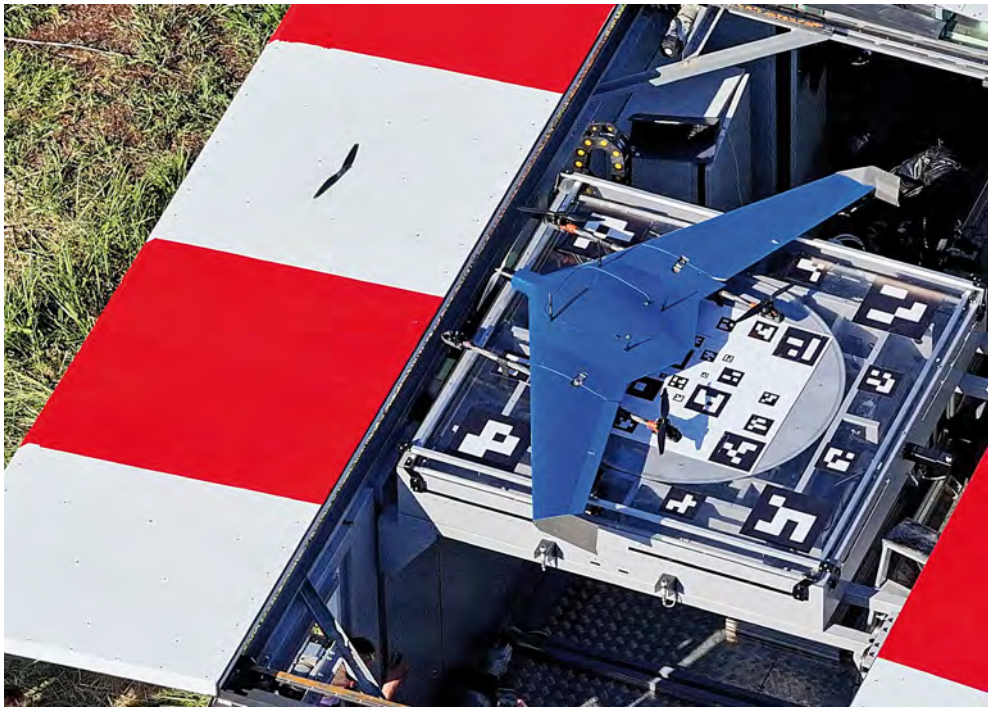
Распространённое заблуждение – считать дронопорт просто защищённым боксом с зарядкой, «гаражом для БПЛА». На деле бокс – лишь видимая часть. Станция представляет собой программно-аппаратный комплекс, в которой ПО управляет и дроном, и самой станцией, и всем жизненным циклом данных.

Платформа строит полётные миссии и ведёт их по расписанию, непрерывно следит за состоянием борта: зарядом

батарей, датчиками, самодиагностикой станции – и выпускает дрон только при благоприятных условиях. Метеостанция оценивает ветер и осадки, и, если параметры вне допустимых, вылет переносится автоматически. При потере связи аппарат сам завершает миссию или возвращается домой. Система выгружает собранные материалы, привязывает их к объектам и маршрутам, хранит историю по каждой точке, а ИИ-аналитика распознаёт разливы, дым, технику и людей в охранных зонах и сама рассылает уведомления диспетчеру. Один человек удалённо ведёт несколько станций, а чувствительные данные не покидают контур предприятия: платформа разворачивается on-premise (на территории предприятия, – ред.).

Сменные полезные нагрузки расширяют сценарии: тепловизор (прибор, улавливающий инфракрасное излучение) находит утечки ночью и в тумане, газоанализатор фиксирует загазованность, утечки метана, LiDAR (Light Detection and Ranging – обнаружение и определение дальности с помощью света, – ред.) и фотограмметрия строят цифровые модели и считают объёмы. Той же станцией пользуются охрана, капстроительство, энергетики (ЛЭП) – затраты делятся между службами.





ЧТО ДАЁТ ВНЕДРЕНИЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

Дронопорты уже работают на нефтегазовых объектах, в том числе в Западной Сибири, и опыт промышленной эксплуатации даёт конкретные цифры. Типовой набор задач, который станция закрывает на месторождении, таков: облёт нефтесборных сетей и водоводов, контроль кустовых площадок, тепловизионная съёмка в тёмное время суток, контроль строительно-монтажных работ и подрядчиков, детекция (выявление – ред.) людей и техники в охранных зонах, мониторинг возгораний, – и всё это в автономном режиме, без оператора на площадке, под контролем удалённого диспетчера.

Эффекты внедрения по данным эксплуатации: одна станция обследует до 180 км трасс в сутки – против 30 км у двух наземных бригад. Время реагирования на заявку сокращается до 30 минут. Стоимость часа работы сопоставима с наземной бригадой уже при 10-часовом режиме, а при круглосуточной эксплуатации – почти вдвое ниже. Сеть из четырёх станций покрывает более 95% инфраструктуры месторождения площадью около 530 км^2. Подтверждена и работа с бортовым транспондером АЗН-В: полёты выполняются даже в диспетчерских зонах аэропортов по согласованиям, без ограничений по времени суток.

ГДЕ ЭТО ЧЕСТНО НЕ РАБОТАЕТ

Практика эксплуатации показывает и ограничения. Размещение станции вплотную к производственным объектам снижает дальность устойчивой связи – место установки нужно выбирать грамотно. Нестабильный интернет на удалённых объектах иногда требует повторных вылетов для выгрузки материалов. Погода остаётся фактором: при ветре свыше 15 м/с полёты не выполняются. И главное – воздушный мониторинг не заменяет внутритрубную диагностику и наземные обследования: это верхний, обзорный слой контроля, дополняющий остальные.

ВМЕСТО ВЫВОДА

Дронопорт – это не «дрон вместо человека», а перевод рутинного наблюдения в непрерывный автоматический режим, где интеллект комплекса – в ПО, а не в коробке. Для отрасли с сотнями тысяч километров трасс это уже не эксперимент, а постепенно оформляющийся инфраструктурный слой – и, судя по динамике, скорее вопрос времени, чем выбора.

МИНИ-НПЗ: СПАСЕНИЕ ДЛЯ ТОПЛИВНОГО РЫНКА ИЛИ НИШЕВОЕ РЕШЕНИЕ?

Текст: Андрей Халбашкеев
Фото: magnific.com

Сложившийся на топливном рынке кризис потребовал новых подходов в организации переработки нефти. В частности, прозвучала идея сделать ставку на малотоннажные заводы. Однако здесь встаёт сразу несколько серьёзных вопросов, ключевой их которых – экономическая целесообразность таких проектов для потенциальных инвесторов. При каких условиях небольшие предприятия могут быть рентабельными, обсудили участники дискуссионной сессии «Мини-НПЗ – средство укрепления энергобезопасности: как обеспечить топливную независимость в удаленных условиях?» в рамках Промышленно-энергетического форума ТНФ-2026.



УБРАТЬ ДЕФИЦИТ И СНИЗИТЬ РИСКИ?

Впервые на высоком уровне предложение решить нехватку горючего за счёт малотоннажного производства прозвучало в июле этого года на совещании с президентом *Владимиром Путиным*. Идея получила одобрение главы государства, после чего тема мини-НПЗ ворвалась в повестку. Подразумевалось, что на таких заводах будут производить не только дизельное топливо, но и бензин. По словам губернатора Забайкальского края *Александра Осипова*, это позволит решить проблему дефицита горючего в регионах Сибири и Дальнего Востока.

Буквально через несколько дней глава Республики Саха *Айсен Николаев* в интервью «Ведомостям» высоко оценил перспективы строительства в регионе небольшого нефтезавода. Здесь нужно учитывать географическое положение региона: пока завозить топливо обходится дешевле, чем налаживать собственное производство, однако доля логистики в себестоимости продукта постоянно растёт.

Стоит отметить, что о развитии малотоннажного производства задумываются и в других странах. Так, весной 2025 года министр нефти Ирана *Мохсен Пакнежад* во время визита на Тегеранский нефтеперерабатывающий завод отметил, что в центре внимания властей республики теперь строительство небольших, но многочисленных НПЗ, сообщает портал nprom.online. По его словам, концентрация на крупных заводах, подобных Тегеранскому, несёт в себе риски, связанные с возможными сбоями в работе и значительными экономическими потерями в случае непредвиденных обстоятельств. Предполагается, что строительство сети мини-НПЗ позволит их снизить и обеспечить резервную мощность и географическое распределение производства.

Схожей логики придерживаются и сторонники развития малотоннажного про-

изводства в России. Однако рассуждая о перспективах подобных проектов никак не обойтись без оценки их экономической эффективности. А здесь достаточно подводных камней.

«ПЛАНОВО-УБЫТОЧНОЕ ХОЗЯЙСТВО»

Начнём с того, что, согласно российской классификации, к мини-НПЗ относятся предприятия, которые перерабатывают не более 1 млн тонн нефти в год. В России уже есть достаточно заводов, которые подходят под это определение. Их совокупная мощность составляет 12,3 млн тонн в год, отметила генеральный директор ООО «Независимое аналитическое агентство нефтегазового сектора» («НААНС–Медиа») *Тамара Сафонова*. Примечательно, что все они построены после распада СССР. На долю мини-НПЗ приходится 18% всех мощностей, введённых с 1991 года.

Насколько это ощутимые объёмы в масштабах страны? По данным «НААНС–Медиа», пик производства топлива в стране был достигнут в 2023 году: бензина – 44 млн тонн, дизельного топлива – 88 млн тонн. Подобные показатели стали возможны за счёт модернизации НПЗ.

Логика капитализма требует сокращения издержек, в этих условиях логично делать ставку на крупные заводы. В какой-то момент малотоннажное производство оказалось на обочине прогресса.

«В России мини-НПЗ в простой конфигурации являются планово-убыточными. В 2014 году налоговую систему настроили таким образом, что валовая маржа переработки минус затраты на сырьё – это отрицательная величина. Единственное, что помогает малотоннажным заводам существовать – это получение обратного акциза. Но здесь есть ряд требований, которые большей части небольших предприятий тяжело выполнить. Курс, который задаёт Минэнерго, – это модернизация: ввод установок по производству бензина и товарного дизельного топлива. Суровая реальность такова, что если мощность мини-НПЗ меньше, чем 500 тыс. по году, то бензиновый комплекс строить нерентабельно», – отметил партнёр направления инвестиций и рынков капитала аудиторско-консалтинговой компании АО «КЭПТ» (Kept) *Олег Жирнов*.

«В 2015–2016 гг. на государственном уровне пришли к концепции убыточности экспортно ориентированных независимых мини-НПЗ и избыточности поддержки технически отсталой нефтепереработки. Из-за этого к 2025 году на этих предприятиях произошло сокращение выработки почти в два раза по сравнению с 2019–2020 гг.», – добавила *Тамара Сафонова*.

МАЛОТОННАЖНЫЕ ЗАВОДЫ НУЖДАЮТСЯ В МОДЕРНИЗАЦИИ

Итак, при прочих равных мини-НПЗ однозначно проигрывают по эффективности своим более крупным собратьям. Однако в 2026 году ситуация на рынке сильно изменилась.

«За первые 7 месяцев, по расчётам "НААНС–Медиа", объём первичной переработки снизился на 12% и составил 135,4 млн тонн. Производство бензина уменьшилось на 10% (составило 23,5 млн тонн), дизельного топлива – на 13% (43,8 млн тонн). Сейчас на правительственном уровне даются поручения о том, чтобы задействовать мини-НПЗ для насыщения рынка топливом», – отметила *Тамара Сафонова*.

По словам *Олега Жирнова*, в текущих условиях доходность нефтепереработки выросла в три-четыре раза, так что даже небольшие заводы оказались в «зелёной зоне». Самое время вкладываться в мини-НПЗ? Эксперт призывает не спешить. Во-первых, нужно учесть качество производимого на таких предприятиях топлива. Как отметила *Тамара Сафонова*, стандартный принцип работы мини-НПЗ подразумевает первичную переработку с выделением бензиновой и дизельной фракции, газойля, серы и мазута.

«По моему мнению, нужно проработать вопрос о глубокой модернизации подобных мини-НПЗ, включить процессы гидроочистки, изомеризации, каталитического риформинга с тем, чтобы выпускать топливо, которое будет востребовано в перспективе», – подчеркнула генеральный директор «НААНС–Медиа».

Признают проблему и в Минэнерго РФ. При этом экономически эффективных путей решения пока не видно.

«С одной тонны товарной нефти на мини-НПЗ выходит 520–570 кг мазута, дизельного топлива – в районе 270 кг, бензиновой фракции – 160–180 кг в зависимости от марки и качества нефти. При доукомплектации мини-НПЗ вторичной переработкой выход уменьшается: АИ-92–150–170 кг, ДТ – 250–260 кг на тонну. Рассматривали варианты размещения мини-НПЗ на нефтебазах. Но максимум, чего можно достичь, – это "Евро-2", "Евро-3" с октановым числом меньше 70. Ещё одно предложение – размещать их вместе с крупными нефтеперерабатывающими заводами. Тогда полученные дистилляты затем отправляются на полноценную очистку: крекинг, гидрокрекинг, риформинг, изомеризацию. Но цена этого вопроса совсем не рыночная. Если рассматривать возможность оснащения мини-НПЗ вторичной переработкой, то ценник здесь будет сопоставим с полноценным нефтеперерабатывающим заводом. Кроме того, остаются вопросы по утилизации мазута», – рассказал директор проектов



Центра компетенций технологического развития ТЭК при Минэнерго России *Константин Фролов*.

Схожего мнения по данному вопросу придерживаются и аналитики Kept. По их оценкам, на модернизацию одного малотоннажного завода потребуется 10–15 млрд рублей и один-два года.

«При стабильной ситуации на топливном рынке, такой НПЗ может зарабатывать порядка 1,5–2 млрд рублей в год. С учётом стоимости кредитных денег, окупаемость – "примерно никогда". Ставка по кредитам, при которых они могут как-то выживать, – 10–13%. Исторически нефтепереработка в России связана с рисками, в прошлом мы были свидетелями ряда банкротств. Сейчас финансирование малодоступно, особенно в связи с рисками БПЛА, и очень дорогое.

Да, в России есть и успешные примеры реализации мини-НПЗ ещё до текущего кризиса. Возьмём, завод ПАО "ЛУКОЙЛ" в Кагалыме. Там есть гидроочистка, производство бензина, хотя, казалось бы, на таком объёме это нерентабельно. Есть и другие заводы, как действующие, так и замороженные, которые могут быть модернизированы под производство бензина. Но для этого нужно финансирование, возможно, господдержка, гарантии и стабильность по обратному акцизу. То есть заключение новых соглашений с Минэнерго, "версия 2.0". Так мы сможем перезапустить нашу переработку на мини-НПЗ», – констатировал *Олег Жирнов*.

Однако пока нет предпосылок, что на государственном уровне всерьёз поддержат малотоннажную переработку.

«Всё же наш основной приоритет – модернизация текущих мощностей. Для этого в России достаточно сильных проектных организаций, которые могут быть лицензиарами для большинства ключевых процессов нефтепереработки. Коллективы очень сильные, по нашему мнению, входят в тройку-пятёрку самых развитых инжиниринговых компаний в мире», – отметил *Константин Фролов*.

ПОЛУЧАТЬ ТОПЛИВО, НЕ ОТХОДЯ ОТ СКВАЖИНЫ

Впрочем, есть ниша, где мини-НПЗ могут избежать конкуренции с большими заводами. В частности, речь идёт об удалённых месторождениях. Сегодня там добывают нефть, но дизельное топливо завозят с «большой земли» за солидные деньги. Встаёт вопрос, нельзя ли наладить производство горючего прямо на месте. О своём опыте в этом начинании рассказали в ПАО «Газпром нефть».

«Провели анализ по якорным активам наших месторождений: на собственные нужды "Газпром нефть" тратит небольшой объём – до 500 тыс. тонн в год, который распределяется по ряду объектов 20–30 тыс. потреблением каждый. Речь идёт о технике, дизельных генераторах. Запустили пилот на отдалённой группе месторождений в Ноябрьском районе с объёмом потребления 5,5 тыс. тон. Завезли установку, в августе провели приёмо-сдаточные испытания. Поняли, что можем делать горючее для собственных нужд. Сейчас для удалённых месторождений цена покупки дизельного топлива с учётом доставки по зимнику – порядка 130 тыс. рублей за тонну. Наша себестоимость – около 64 тыс. рублей, то есть в два раза дешевле. Следующий шаг – разработка стратегии по топливной независимости. Решаем, куда двигаться дальше: Ямал, Оренбургская область, месторождения, которые работают в условиях автономии», – рассказал старший менеджер программ по реализации технологических проектов департамента по технологическому развитию ПАО «Газпром нефть» *Александр Бляблях*.

Казалось бы, безусловный успех. Однако трубить в фанфары пока рано. Как отметил сам *г-н Бляблях*, пока вопросов здесь больше, чем ответов. Низкая себестоимость не должна вводить в заблуждение, здесь нужно учитывать такой важный фактор, как качество горючего.

«Когда мы говорим о себестоимости в 64 тыс. рублей за тонну, не должно быть иллюзий, что это маркированное топливо. У нас изначально не было

Совокупная мощность мини-НПЗ в России составляет

12,3

млн тонн в год. Такие цифры приводит «НААНС-Медиа».



задачи "целиться в "Евро", опирались на ГОСТ 305, ключевым требованием было содержание серы не более 2000 миллиграммов на килограмм. То есть просто отобрали жижу на собственные нужды и разогнали в лаборатории, чтобы она соответствовала ключевым показателям ГОСТа», – объяснил представитель «Газпром нефти».

Кроме этого, важно понимать, что независимые переработчики не могут рассчитывать на столь низкую себестоимость, так как они должны будут покупать сырьё. ВИНК же могут использовать его без рыночной накрутки. И наконец, никто не отменял эффект масштаба. На небольших объёмах будет сложно построить рентабельное производство. Тем не менее не все участники настроены столь пессимистично.

«Да, делать на рынок – сомнительное занятие. Если это не 2, 10, 15 тыс. тонн, то это ещё долго и дорого. Пока всё будет готово, эта тема опять станет всем неинтересна. С инвестиционной точки зрения это полный тупик.

Но если говорим про удалённые локации, будь это населённые пункты, нефтегазовые компании, то решения с определённым качеством дизеля могут иметь место. На месторождении нужно учитывать потребность не только самого недропользователя, но и многочисленных подрядчиков. Возникает много вопросов по ответственности, но если их во всё это вовлечь, то, на мой взгляд, подобные кейсы абсолютно возможны. Когда этот кризис завершится, фактор удалённости сохранится, и цена всё равно там будет выше, чем на заправке. То есть имеется смысл смотреть в эту сторону. И это будет не какое-то движение в моменте, а долгосрочный экономически обоснованный продукт», – отметил генеральный директор ООО «Форт» *Антон Машуков*.

НА ЧЁМ ПРОИЗВОДИТЬ?

Однако остаётся ещё один вызов – технологический. Начнём с того, что даже если у компаний появится желание производить более качественное горючее, сделать это вряд ли получится.

«Если говорить о производстве товарной фракции, то о технических установках, которые могут делать эффективную гидроочистку мощностью меньше чем 50–100 тыс. тонн по году в промышленном исполнении, мне неизвестно. В случае с бензином минимальный порог смещается на 150 тысяч», – констатировал *Олег Жирнов*.

Но даже если серьёзно снизить требования, сложности всё равно остаются.

«Пока рынок текущих поставщиков-подрядчиков не готов. Мы изучили около 25 потенциальных изготовителей. Первая группа – это гаражные кооперативы, за которыми не стоит серьёзных компетенций. Они не могут масштабироваться. Вторая группа – крупные инжиниринговые организации, у которых большой опыт проектирования, производств. Они умеют изготавливать отдельные элементы (колонны, печи и т. д.), но с НПЗ никогда не работали. Остаётся вопрос типизации, стандартизации, унификации, так как один поставщик эту потребность на рынке точно не закроет», – отметил *Александр Бляблясс*.

НЕ БИЗНЕС, А ТРАТЫ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Несмотря на все сложности, производство дизельного топлива непосредственно на месторождениях возможно. Но здесь важен вопрос целеполагания.

«Компании могут расценивать это как проект, основная задача которого – обеспечение стратегической независимости, безопасности поставок. Но важно понимать, что это скорее, затраты. При этом стоимость такой небольшой установки – это десятки миллионов рублей. Не такая большая цена за то, чтобы гарантировать энергетическую безопасность месторождения. То есть следует рассматривать эти траты не с точки зрения экономической эффективности, а как инвестиции, которые не требуют возврата», – отметил *Олег Жирнов*.

Именно в таком контексте планируют рассматривать роль мини-НПЗ в «Газпром нефти». В компании не ожидают, что малотоннажные заводы встроятся в действующую экосистему и заберут часть пирога у крупных переработчиков. А вот на то, чтобы обеспечить месторождения топливом для собственных нужд, их возможностей хватит.

Согласны с этой позицией и в Министерстве энергетики.

«Мы оценивали разные сценарии. Это могут быть не только удалённые месторождения, но и другие производственные объекты. Например, горно-обогатительный комбинат при наличии поблизости потоков товарной нефти», – сказал *Константин Фролов*.

Резюмируем: эксперты сходятся в том, что мини-НПЗ вряд ли можно называть панацеей в условиях текущего топливного кризиса. В долгосрочной перспективе они сильно уступают по своей эффективности крупнотоннажным производствам. Однако такие небольшие заводы могут найти свою нишу в удалённых, труднодоступных местах. И, возможно, текущий ажиотаж вокруг этой темы станет необходимым толчком к их развитию.



ИТОГИ ТАТАРСТАНСКОГО НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО ФОРУМА — 2026 И ВЫСТАВКИ «КАЗАНЬ: НЕФТЬ, ГАЗ, ХИМИЯ»

Текст и фото предоставлены пресс-службой ООО «Казань-Экспо»

С 26 по 28 августа в МВЦ «Казань Экспо» состоялись Татарстанский нефтегазохимический форум – 2026 и международная специализированная выставка «Казань: нефть, газ, химия». Выставка объединила 192 компании-экспонента из 24 регионов России и четырёх зарубежных государств (Беларуси, Ирана, Казахстана, КНР) на площади свыше 10 000 кв. м. Мероприятие посетили 6,5 тыс. человек, в том числе делегации из Беларуси, ОАЭ, Бахрейна, Ливии, Азербайджана, Узбекистана, Туркменистана, Алжира и Лаоса.



НАСЫЩЕННАЯ ЭКСПОЗИЦИЯ

Выставка охватила весь спектр нефтегазохимической отрасли. Среди участников – 11 предприятий из Республики Беларусь, коллективная экспозиция компаний из Исламской Республики Иран, ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина, ПАО «СИБУР Холдинг», группа компаний «ТАИФ», АО «Казанькомпрессормаш», АО «Транснефть – Прикамье», ООО «ТАГРАС–Холдинг», АО «КМПО» и другие. Свои научно-образовательные разработки продемонстрировали ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет», ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», ГБОУ ВО «Альметьевский государственный технологический университет "Высшая школа нефти"», Академия наук Республики Татарстан.

Впервые в рамках выставочной экспозиции был размещён коллективный стенд «Комплексная безопасность», где были продемонстрированы современные решения в области пожарной охраны, промышленной безопасности и защиты объектов нефтегазохимической отрасли. Большим интересом пользовался исторический проект «Хроники подвига: личный архив нефтяника», представивший подлинные артефакты из личных архивов поколения победителей, восстановивших отрасль. Экспозиция была приурочена к 80-летию открытия девонской нефти в Республике Татарстан.

КОНКУРС ЛУЧШИХ ПРОЕКТОВ

Традиционно на площадке состоялась церемония награждения лауреатов конкурса на лучший проект или техническое решение. В этом году зафиксирован рекордный за всю историю проведения конкурса результат: количество поданных заявок выросло на 32%, а число участников – на 25%. В конкурсе приняли участие 35 компаний, предоставив 67 заявок. Дипломами гран-при награждены:

- «Казаньоргсинтез» (в номинациях «Экология и промбезопасность» – техническое перевооружение системы рекуперации факельных газов на производстве полиэтилена и «Повышение эффективности химико-технологических процессов» – реконструкция установки синтеза изопропилбензола);
- «Татнефть-Добыча» (лучшее цифровое решение – ПО «СмартШГН» для диагностики штанговых глубинных насосов);
- «ГМС Нефтемаш» (измерительная установка «Мера-МР»);
- НИИтурбокомпрессор им. В. Б. Шнеппа (импортозамещение турбодетандерного агрегата для «Сибур Тюмень Газ» взамен импортных LA Turbine («ЛА Турбина» – ред.));
- «ТаграС-РС» (технология многостадийного ГРП

На правах рекламы

методом Plug & Perf («подключи и совершенствуй» – ред.);
• ЧК Echelon Alpha (интеллектуально-аналитическая платформа).

ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА

Ключевым событием стала пленарная конференция «Технологическое лидерство и устойчивое развитие: инновационные подходы и решения для будущего нефтегазовой отрасли», посвящённая 80-летию открытия девонской нефти в РТ.

В своём выступлении Раис Республики Татарстан *Рустам Минниханов* отметил, что нефтегазохимический комплекс составляет почти половину произведённой в регионе продукции. В 2025 году в республике добыто 34,45 млн тонн нефти, переработано свыше 23 млн тонн. Глубина переработки превышает 99%. Республика Татарстан – крупный производитель полиэтилена (26,6% российского рынка), синтетических каучуков (44%), грузовых шин (60%). В регионе производится 100% российского карбоната.

Также в рамках форума впервые совместно с Ростехнадзором состоялось пленарное заседание, где проработали предложения ПАО «Татнефть» по совершенствованию ФНиП в части дифференциации требований по сероводороду, сварных швов резервуаров и резьбовых соединений. В рамках технологического дня «СИБУР-ТАТНЕФТЬ» говорили о применении растворителей АСПО, локального производства ПАВ для ХМУН, разработке ингибиторов солеотложений.

На круглом столе «Татарстан – Иран» зафиксирован рост внешнеторгового оборота между регионами более чем в два раза. Стороны обсудили выход иранских компаний на рынок Республики Татарстан и локализацию производств. Состоялось 15-е заседание Рабочей группы по сотрудничеству нефтехимических комплексов Беларуси и Республики Татарстан, проведены встречи с руководством «Узкимесаноат», «Узбекнефтегаз» и «Биринчи Резинотехника Заводи». Представители ПАО «Татнефть» обсудили перспективы сотрудничества с политическим советником председателя Президентского совета Ливии Имадом аль-Фаляхом.

На Дне поставщика ПАО «Газпром» прозвучало, что за 10 лет объём поставок татарстанских предприятий превысил 130 млрд рублей (с 2022 года – более 55,6 млрд руб.), а число республиканских подрядчиков выросло со 100 до 1500. Совместно с ПАО «Газпром» в Республике Татарстан активно реализуется программа догазификации: принято 46,8 тыс. заявок, заключено свыше 44 тыс. договоров, подключено к газу более 34,7 тыс. домовладений.

Впервые прошли специализированные встречи: Час нефтеперерабатывающих компаний и Час нефтесервисных компаний. Формат свёл за одним столом директоров по закупкам и производителей оборудования для заключения прямых контрактов. Также состоялось заседание ФАС России «Биржевые торги в нефтехимической отрасли как фактор экономической устойчивости РФ».

Всего по итогам мероприятия проведено более 20 деловых встреч и подписаны соглашения:

• между Минэкологии Республики Татарстан и Татарским филиалом ФГБНУ «ВНИРО»;
• между Минэкологии Республики Татарстан, ГБУ «НПО по геологии и использованию недр Республики Татарстан» и ОАО «Лига» (системы экологического мониторинга);
• между АО «Газпромбанк» и Технопарком «Идея» (технологическое лидерство);
• между АО «Газпромбанк», КФУ и ООО «ЛИФТ Центр» (новые технологии сбережения здоровья);
• между Российским газовым обществом и АНО «Казань Экспо».

Также подписана дорожная карта совместного проекта в сфере сверхкрупногабаритных шин между KAMA TYRES и ОАО «Белшина».

«Сегодня перед отечественной нефтегазохимической отраслью стоят ответственные задачи. В первую очередь они связаны с обеспечением энергетической безопасности России, укреплением технологического суверенитета и кадрового потенциала. Республика Татарстан по праву входит в число флагманов российского нефтегазохимического сектора. Благодаря мощному промышленному потенциалу, высоким компетенциям и активному внедрению инноваций, регион вносит весомый вклад в развитие топливно-энергетического комплекса страны», – отметил в своём видеообращении министр энергетики РФ *Сергей Цивилёв*.

«Считаю, что выставка очень достойная, интересная! Татарстанский нефтегазохимический форум в очередной раз подтвердил статус важной отраслевой площадки для профессионального диалога, обмена опытом и выработки передовых решений», – добавил Раис Республики Татарстан *Рустам Минниханов*.

Следующая глава отрасли будет написана уже через год: 24–26 августа 2027 года «Казань Экспо» вновь станет точкой притяжения для тех, кто определяет будущее нефтегазохимии.





На правах рекламы

РЕДАКЦИЯ:
660068, г. Красноярск, ул. Мичурина, 3в, оф. 405
тел.: +7 (391) 219-01-19
ed2@pgmedia.ru

Главный редактор:
Щетников Артём Александрович

Ответственный редактор:
Андрей Халбашкеев

Литературный редактор:
Анастасия Сильвестрова

Руководитель направления дизайна и вёрстки:
Евгений Ошкин

Вёрстка и дизайн номера:
Наталья Старикова

Дизайн макетов:
Алёна Кузнецова, Лия Яковлева

УЧРЕДИТЕЛЬ:
ООО «ПромоГрупп Медиа»

ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «ПромоГрупп Медиа»
660068, г. Красноярск, ул. Мичурина, 3в, оф. 405
тел.: +7 (391) 219-01-19

Генеральный директор:
Юрий Устинович

Директор по продажам:
Лина Кочуева

ОТДЕЛ МАРКЕТИНГА:
Наталья Перевощикова, Геворг Асатрян, Дарья Кобрик, Лола Шахматова, Мария Мальцева, Александра Томилова

ОТДЕЛ ЛОГИСТИКИ:
Антон Джафаров

ОТДЕЛ ПРОДАЖ:
тел.: +7 (391) 219-01-19
reklama@pgmedia.ru

Менеджер проекта:
Анна Соловьёва

Отдел продаж:
Александра Дианова, Александр Оловников, Оксана Веретина, Александра Анфилатова, Александр Егоров, Роман Лучинкин, Анна Демидова, Андрей Солдатов, Альфия Шелепова

Мнение редакции может не совпадать с мнением авторов статей. Представленные в журнале изображения взяты из архива редакции или из медиабиблиотек в открытом доступе с указанием источника.
Рекламируемые товары и услуги подлежат обязательной сертификации. Редакция не несёт ответственности за содержание рекламных материалов, инвестиционные прогнозы и рекомендации, предоставленные аналитиками и экспертами. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несёт инвестор. Перепечатка материалов и использование их в любой форме, в том числе в электронных СМИ, возможны только с письменного разрешения редакции.

© ООО «ПромоГрупп Медиа».
Информационно-рекламное издание
«Нефтегазовая промышленность» №5 (23) 2026.

Возрастная категория 16+. Журнал зарегистрирован Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций. Регистрационный номер ПИ № ФС 77 – 82737 от 27.01.2022.
Отпечатано в типографии ООО «РИА «Грэйт», 660049, г. Красноярск, ул. Парижской коммуны, д. 14, оф. 20.
Тираж: 5 000 экземпляров. Распространяется бесплатно.

Подписано в печать: 09.10.2026 г.
Дата выхода номера: 15.10.2026 г.

НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Подпишитесь на журнал!
В каждом выпуске:

- Актуальные новости нефтегазовой отрасли
- Практические рекомендации экспертов рынка и опыт коллег
- Технические отраслевые решения, перспективные технологии
- Обзоры рынка оборудования, техники

Бесплатная подписка оформляется на рабочий адрес для действующих руководителей и сотрудников предприятий по добыче и переработке нефти и газа.

Заполните форму на портале nprom.online

Наша команда всегда стремится сделать проект более интересным и полезным для читателей. В работе над статьями мы опираемся на мнения экспертов отрасли. Сейчас мы решили сделать следующий шаг и объединить наших постоянных партнёров в рамках Экспертного совета.

В нём собраны профильные специалисты: **представители органов власти, отраслевых союзов, научного и бизнес-сообщества,** — которые помогают редакции делать издание полезным и актуальным.

Подробнее о составе и деятельности Совета читайте здесь:

Присоединяйтесь к новостному телеграм-каналу!

События
и тренды отрасли.
Ежедневно.
Актуально и кратко.



PLA
ПЕТРОЛАЙН-А

Наработка и ТО бурового оборудования

Данные и документы в единой базе



ПРОБЛЕМЫ

1. Отсутствие первичных данных о наработках оборудования.
2. Ручное заполнение на бумажном носителе.
3. Утеря информации.
4. Отсутствие прозрачности данных.
5. Отсутствие единого доступа к данным.
6. Отсутствие отчётности и анализа данных.

РЕШЕНИЕ

1. Сбор данных с различного КИПиА оборудования в единую базу.
2. Цифровизация данных и документов.
3. Регистрация данных, формирование базы.
4. Разграниченный доступ к базе.
5. Формирование отчётов и анализ.

ПЕТРОЛАЙН-А

+7 (8552) 535-535

main@pla.ru | pla.ru

Бесплатная линия
технической поддержки

8-800-55-080-56

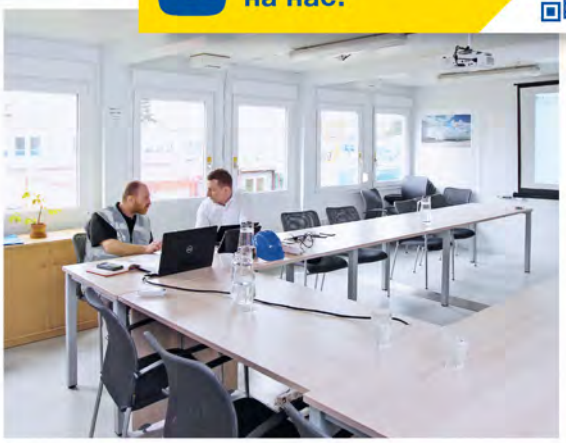
tp@pla.ru

реклама

КОНТЕЙНЕКС РУС

Подписывайтесь на нас!

Специалист по мобильным модульным системам



Телефон: +7 (495) 9250047
Эл. почта: info@kontejneks-rus.ru
www.kontejneks-rus.ru

реклама