



# НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ВЫПУСК  
№2 (4) 2023



ТЕЛЕГРАМ-КАНАЛ

журнал для руководителей и специалистов отраслевых предприятий

Тренды  
Кадры для нефтегаза

Добыча  
Мобильные решения для месторождений

Транспортировка  
Строительство трубопроводов



## ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ АНТИКОРРОЗИОННЫЕ

### СИСТЕМЫ ПОКРЫТИЙ



МЕТАЛЛО-  
КОНСТРУКЦИИ



КОММЕРЧЕСКИЙ  
И ЖД ТРАНСПОРТ



СЕЛЬХОЗ  
ТЕХНИКА



РЕЗЕРВУАРЫ ДЛЯ  
НЕФТЕПРОДУКТОВ



ОБОРУДОВАНИЕ  
И СТАНКИ



# PENTRIMAX®

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ

8 800 300 68 37 | info@pentrimax.ru

[www.pentrimax.ru](http://www.pentrimax.ru)

# РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ **ТЕПЛО**

## Перечень продукции



**Разборные пластинчатые теплообменники**  
до 25 атм | до + 180°C



**Сварные теплообменники типа «БЛОК»**  
до 35 атм | до + 300°C



**Кожухопластинчатые теплообменники**  
до 60 атм | до + 350°C



**Индивидуальные тепловые пункты**  
16 сварочных постов  
95% комплектующих в наличии



**Материальное исполнение**  
AISI 304  
AISI 316  
SMO 254  
Titan  
Hastelloy C-276



«Нефтегаз-2023» в г. Москва  
Павильон 2, зал 2,  
номер стенда: 22С12

ВНЕДРЕНА

СМК ISO 9001 и ИНТЕРГАЗСЕРТ

 **Время покупок**

# ОБМЕННИКОВ И ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ



Компания «ЭТРА» специализируется на производстве теплообменных аппаратов для промышленного применения и индивидуальных тепловых пунктов.

Специалисты компании имеют многолетний опыт в проектировании и производстве теплообменного оборудования для применения в технологических процессах нефтепереработки, нефте- и газодобычи, нефтехимии, химических производств, а также на атомных станциях.

Нижегородская обл., г. Бор,  
ул. Луначарского, 128, корп. 23  
8 (831) 243-06-13, info@etrann.com

[www.etrann.com](http://www.etrann.com)



Лицензия Росатом



Сертификат Интергазсерт



Сертификат морского регистра



ТР ТС 010 5д, ТР ТС 032



Сертификат СЕЙСМОСТОЙКОСТИ 9 баллов



НАКС (АЦСТ, АЦСО, Сварщики и специалисты)



Производство в России

# Энергия стабильности

вашего

месторождения

НПЗ

азс

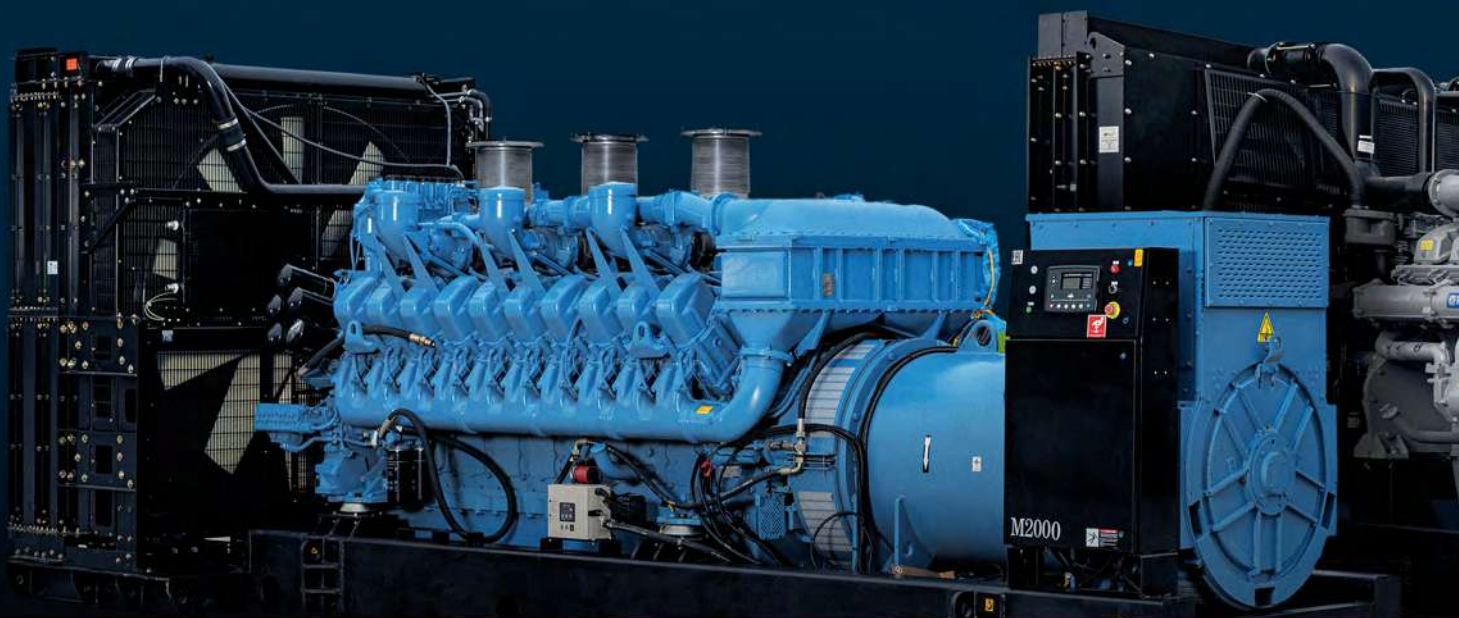
+

Группа компаний «Юг-Энерго» — один из признанных лидеров среди производителей энергетических решений

Надежные решения для самых  
сложных задач



MTU 2000 кВт ▶ Perkins 1000 кВт ▶ Cummins 1200 кВт



**ЮГ-ЭНЕРГО**  
ГРУППА КОМПАНИЙ

**8 800 500 94 56**  
press@1kwt.com



Собственное  
производство



Крупнейший склад  
ДГУ в России



Инжиниринг



Сервис 24/7

# Налаженный параллельный импорт брендов →

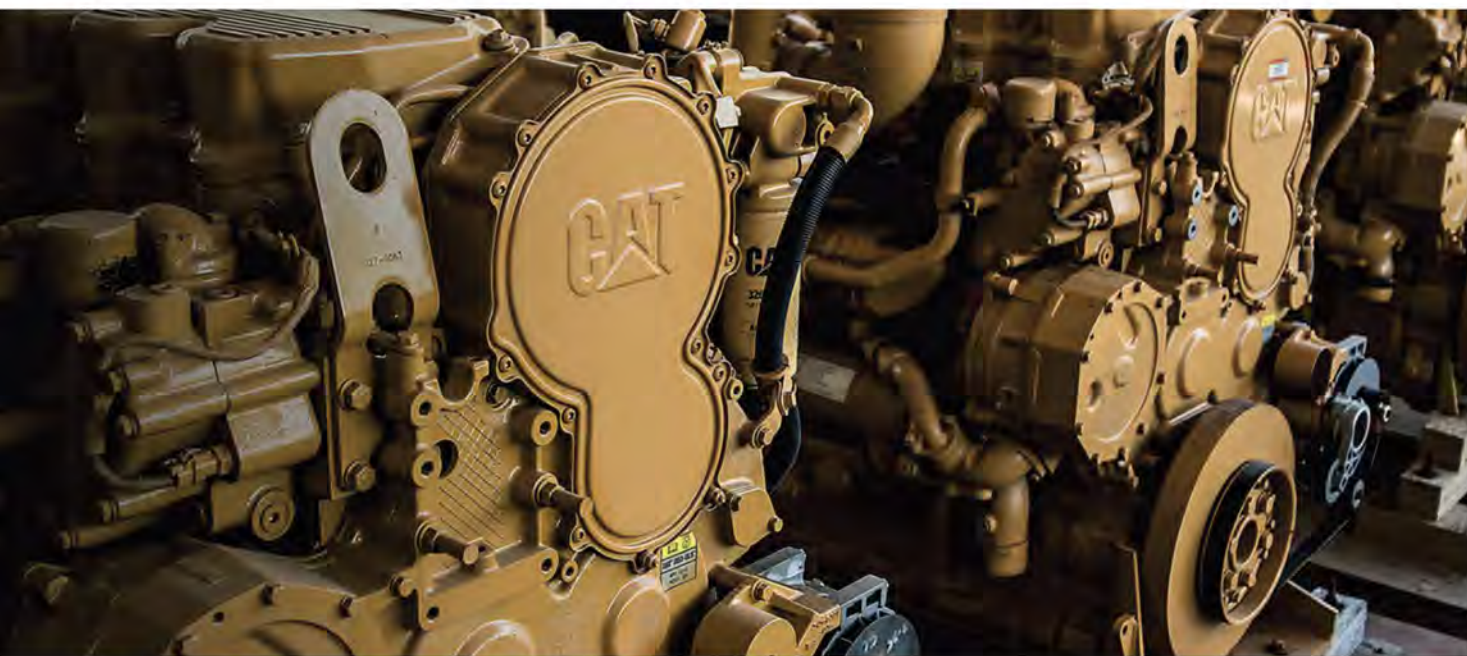


[www.1kwt.com](http://www.1kwt.com)

Изготовим ДГУ для любых, даже самых амбициозных задач



Торгово-сервисная компания «Реман-Сервис» занимается поставкой запчастей, обслуживанием и проведением плановых и капитальных ремонтов техники и агрегатов марок Caterpillar, Cummins, Komatsu, MWM, ARIEL. Среди клиентов компании – Роснефть, Газпром, Северсталь и другие гиганты отечественной промышленности. О том, как в эпоху потрясений обеспечить заказчику гарантии, какие ресурсы нужны, чтобы устоять на рынке, и почему кризис может стать условием для роста, рассказал заместитель генерального директора «Реман-Сервис» Сергей Бессонов.



**Сергей Александрович, какое влияние оказали санкции на деятельность вашей компании и как вы решаете возникающие трудности?**

Мы более 14 лет на рынке, и это не первый кризис, с которым нам пришлось столкнуться. За все время мы научились адаптироваться к любой ситуации. Умение быстро реагировать на изменчивую внешнюю среду и находить правильные решения – ключевая компетенция нашей компании. И в 2022 году, когда против России начали вводить санкции, нам удалось в короткие сроки трансформировать бизнес: пересмотреть схемы поставки, найти новых поставщиков и выстроить иные логистические цепочки. Несмотря на то, что почти все дилеры ушли с территории РФ или работают по ограниченному сегменту запча-

стей, мы продолжаем поставлять запасные части для техники нефтегазовой отрасли и других секторов, а также вести сервисное обслуживание. Единственный нюанс, с которым приходится мириться, – увеличение сроков поставки. Но в данной ситуации гораздо важнее стала сама способность доставить запчасть. Да, каналы поставки усложнились, но мы их наладили и выполняем все свои обязательства, ни один из наших заказчиков от внешних условий не пострадал.

**Вы сказали, что пришлось пересмотреть схемы поставок. Китай сейчас входит в пул поставщиков, с которыми вы сотрудничаете? И планируете ли расширять перечень партнеров-производителей?**

Я убежден, что эффективную внешнеэкономическую деятельность можно

вести только на основе системных партнерских отношений. На текущий момент сотрудничество с привычной в этом плане Европой в формате партнерства невозможно. Да, у нас есть агенты на Ближнем Востоке, которые помогают с европейскими запчастями, но если говорить именно о развитии, то мы взяли курс на освоение альтернативных рынков. И здесь, прежде всего, речь идет о Китае. Его рынок имеет свои особенности и требует скрупулезного исследования. Мы смотрим, с кем можем создать консорциум, изучаем поставщиков, анализируем закупки. При этом рассматриваем сотрудничество и с отечественными производителями. В России тоже есть успешные примеры производства. Пока их мало, но мы ищем партнеров, с которыми можно реализовать программу импортозамещения.



Свердловская область, г. Берёзовский,  
ул. Комсомольская, 19

### **Как вы решаете вопрос наличия запчастей на складах?**

Грамотно выстроенная складская программа и опережающий закуп запчастей на будущие объемы перестали быть преимуществом, сейчас это жизненная необходимость. Без этого сегодня невозможно реализовать ни один сервисный проект. Ситуация действительно непростая, у самих производителей уже возникают проблемы с поставкой для собственных нужд. Поэтому, если продолжать заказывать запчасти как раньше – за два месяца до ремонта, – есть большая вероятность не привезти их к сроку и не выполнить работы. Планирование ремонтов, пристальное внимание к формированию складской базы и инвестиции в ее расширение дают нам возможность выполнять в срок свои обязательства.

### **Одно из направлений вашей компании – работа с дизельными генераторами, которые используются на отдаленных месторождениях. Какими принципами вы руководствуетесь в работе с нефтегазовыми предприятиями?**

Наша главная задача – обеспечить готовность задействованных машин, которые не подведут заказчика в ходе бурения или добычи. Работая с крупным предприятием, мы обслуживаем большой парк дизельных генераторов и установок, поэтому у нас под каждого такого заказчика есть фонд оборотных узлов и агрегатов. На время ремонта двигателя мы предоставляем свой агрегат, что позволяет никогда не останавливать работу буровой станции.

Кроме того, в основе нашей работы – надежность и качество оказываемых услуг. В компании внедрены принципы бережливого производства и системы 5S, действует система менеджмента и качества, пройдена сертификация ISO 9001. Мы соответствуем европейским стандартам цехового и выездного ремонтов: от производственных условий и спецодежды до уровня коммуникации сервисного персонала.

### **Как вы добиваетесь сокращения сроков реагирования при обслуживании и ремонте техники?**

Оперативно устранить неисправность можно только в случае присутствия нашего персонала и сервисной техники на объекте. После запуска могут возникнуть мелкие сбои, которые наши специалисты устраняют. Но, если на месте не будет сервисного специалиста, даже небольшие неполадки рискуют стать причиной простоя. Представьте, только чтобы добраться до месторождения может понадобиться до нескольких дней. Именно поэтому мы обеспечиваем постоянный контроль операционной работы оборудования. Такой подход нами применяется не только в нефтегазовой отрасли, это универсальный принцип для обеспечения стабильной деятельности объектов заказчика.

Расскажите о программах обучения персонала и требованиях, которые предъявляются к специалистам «Реман-Сервис»

Для обучения персонала в компании создан корпоративный институт, основной костяк которого

составляют специалисты из сервисных служб официальных представителей. После ухода дилеров с российского рынка мы набрали большое количество высвободившихся высококвалифицированных кадров. Это люди с системными знаниями и навыками, приобретенными в ходе работы с брендом. Кроме того, сервисные специалисты ежеквартально подтверждают свою квалификацию – внутри компании действует система аттестации. При трудоустройстве все будущие сотрудники также тестируются, у каждого должен быть определенный уровень знаний и компетенций, и он у нас обозначен.

### **Есть ли у вас планы по запуску новых проектов в нынешнее непростое время?**

В бизнесе любой кризис может стать трамплином к достижению еще больших результатов. Успешный опыт обслуживания нефтегазовых объектов помог нам добиться прорыва в горнодобывающем секторе. К примеру, на одном из объектов Роснефти компания присутствует около семи лет, а значит – нами довольны, не подводим заказчиков. И когда нам понадобилось наладить полный цикл обслуживания предприятия с присутствием на месте до 80 специалистов, мы сделали это.

Системность помогает нам гораздо быстрее масштабироваться. В этом наше преимущество. Мы не останавливаемся на достигнутом, несмотря на внешние обстоятельства, идём вперед и получаем удовольствие от успешной реализации каждого нового проекта.



## 18

### А КТО НЕФТЬ ДОБЫВАТЬ БУДЕТ? ГОТОВИМ КАДРЫ ДЛЯ НЕФТЕГАЗА

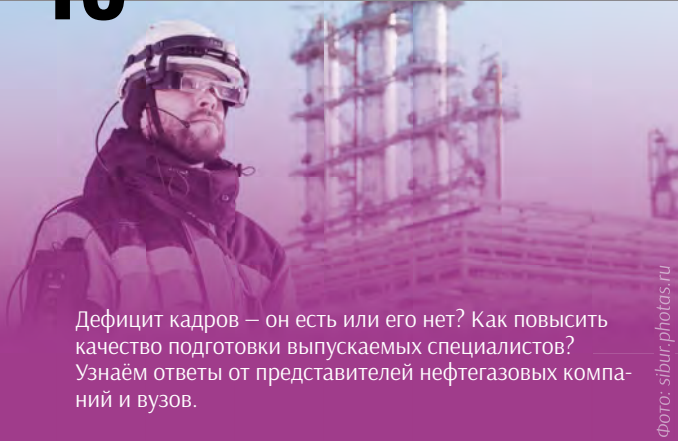


фото: sibir.photos.ru

Дефицит кадров — он есть или его нет? Как повысить качество подготовки выпускаемых специалистов? Узнаём ответы от представителей нефтегазовых компаний и вузов.

## 30

### РОБОТЫ В НЕФТЕГАЗЕ: КОГДА ЖДАТЬ ПРОРЫВА?

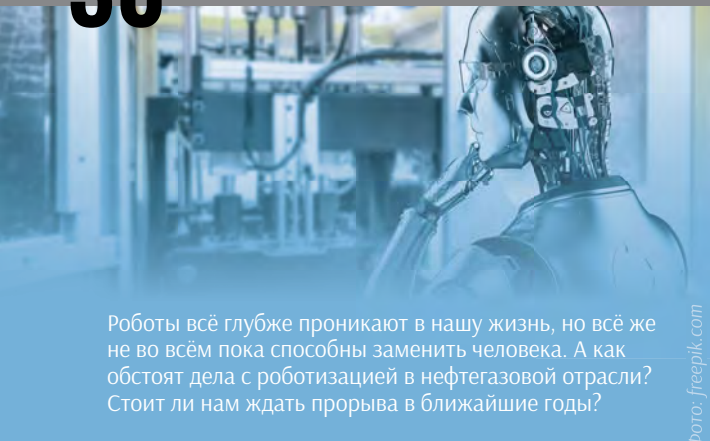


фото: freerik.com

Роботы всё глубже проникают в нашу жизнь, но всё же не во всём пока способны заменить человека. А как обстоят дела с роботизацией в нефтегазовой отрасли? Стоит ли нам ждать прорыва в ближайшие годы?

## 44

### ИСПЫТАТЕЛЬНЫЕ ПОЛИГОНЫ: ЗАЧЕМ НУЖНЫ, ЧТО МЕШАЕТ?

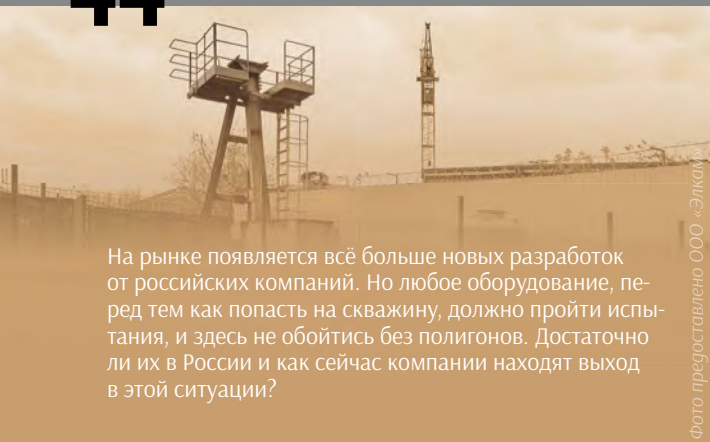


фото: предоставлено ООО «Элком»

На рынке появляется всё больше новых разработок от российских компаний. Но любое оборудование, перед тем как попасть на скважину, должно пройти испытания, и здесь не обойтись без полигонов. Достаточно ли их в России и как сейчас компании находят выход в этой ситуации?

## ТРЕНДЫ

### 10

#### НЕФТЕГАЗ И САНКЦИИ: ЧЕМ ЖИВЁТ ОТРАСЛЬ?

### 18

#### А КТО НЕФТЬ ДОБЫВАТЬ БУДЕТ? ГОТОВИМ КАДРЫ ДЛЯ НЕФТЕГАЗА

### 24

#### ИЗВЛЕЧЕНИЕ ЛИТИЯ ИЗ НЕФТЯНЫХ РАССОЛОВ: ЕСТЬ ЛИ БУДУЩЕЕ У ТЕХНОЛОГИИ В РОССИИ?

## ЦИФРА

### 30

#### РОБОТЫ В НЕФТЕГАЗЕ: КОГДА ЖДАТЬ ПРОРЫВА?

### 36

#### «К-СОФТ ИНЖИНИРИНГ»: ДЕРЖИМ РУКУ НА ПУЛЬСЕ РАЗВИТИЯ ИТ-ТЕХНОЛОГИЙ

### 40

#### ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ В НЕФТЕГАЗЕ: ОЖИДАНИЯ И РЕАЛЬНОСТЬ



## ДОБЫЧА

- 44 ИСПЫТАТЕЛЬНЫЕ ПОЛИГОНЫ: ЗАЧЕМ НУЖНЫ, ЧТО МЕШАЕТ?
- 58 ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ПРИШЛО ВРЕМЯ МОБИЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ?
- 72 «ТНГ-ГРУПП»: НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ УНИКАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
- 74 ОТРАСЛЬ В ОЖИДАНИИ НОВЫХ СТАНДАРТОВ
- 78 ЗВУКОВЫЕ СВЕТСИГНАЛЬНЫЕ КОЛОННЫ ОТ РОССИЙСКИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ
- 80 «НЕФТЕГАЗ-2023»
- 82 ХВАТИТ ЛИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПОТОМКАМ?

## 5G Взрывозащищенный промышленный смартфон



>>> **Сертифицирована**  
в соответствии ТР ТС 012/2011  
«О безопасности оборудования для работы  
во взрывоопасных средах»

Маркировка взрывозащиты:  
1Ex ib IIC T4 Gb X / Ex ib IIIC T130°C Db X

## Основные параметры

- Андроид 11;
- Чипсет 8 ядер, 4xА76+4xА755, 2,0 ГГц, размерность 800;
- Камера 48 МП;
- Емкость батареи 7600 мАч;
- Температурный режим от минус 40°C до плюс 60°C
- Интеграция с системой управления МУ (Мобильное устройство поддерживает интеграцию с EMM);
- Наличие технической поддержки от производителя (Возможна доработка прошивки Мобильного Устройства под определенные задачи, установка корпоративного ПО и т.д.)



S29-Standard:  
Базовый набор функций + возможна интеграция лазерного дальномера



S29-DMR:  
Базовый набор функций + Встроенная цифровая рация (DMR UHF)



S29-RFID:  
Базовый набор функций + Модуль считывания RFID меток

## 5 вариантов исполнения



S29-NV:  
Базовый набор функций + Встроенная камера ночного видения



S29-THER:  
Базовый набор функций + Встроенный тепловизионный модуль



реклама

Shen Zhen Conquest Communication Equipment Co., Ltd.  
Официальный представитель в России:  
Инвестиционно-правовой центр «Держава» (инн 5404388123)

Телефон: +79139200101

адрес электронной почты: conquestru@yandex.ru



## 58

### ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ПРИШЛО ВРЕМЯ МОБИЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ?



фото предоставлено «БМУПН «Нефтегаз-Томатика»

«Времянки» остались в прошлом, современные блочно-модульные решения — это высокотехнологичное оборудование. Какие преимущества они дают добывающим компаниям? Какие барьеры стоят на их пути? Поищем ответы вместе с экспертами отрасли.

## 90

### СТРОИТЕЛЬСТВО ТРУБОПРОВОДОВ: ТЕХНОЛОГИИ И РЫНОК



фото: Андрей Халбашкеев

Технологии строительства трубопроводов известны давно, но в последние годы на рынке появилось много новых решений, которые позволяют снизить издержки и риски. Важно, что многие из них разработаны в России. Подробнее о них и о рынке строительства трубопроводов читайте в нашем материале.

## 98

### ТЕПЛООБМЕННИКИ ДЛЯ НПЗ И НХЗ: ОБЗОР РЫНКА



фото: freerik.com

Теплообменники есть на любом нефтеперерабатывающем или нефтехимическом заводе. Какие типы теплообменного оборудования пользуются наибольшей популярностью у предприятий отрасли и как на рынке сказались санкции?

## ТРАНСПОРТИРОВКА

### 90

#### СТРОИТЕЛЬСТВО ТРУБОПРОВОДОВ: ТЕХНОЛОГИИ И РЫНОК

### 96

#### МНОГОСЛОЙНЫЙ ГИДРОКАНАЛ ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ — НОВАЯ РАЗРАБОТКА «ЭНЕРГОМАШ-ВТС»

## НЕФТЬ И ХИМИЯ

### 98

#### ТЕПЛООБМЕННИКИ ДЛЯ НПЗ И НХЗ: ОБЗОР РЫНКА

### 102

#### АНТИФРИКЦИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ — СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ТВЁРДОЙ СМАЗКИ

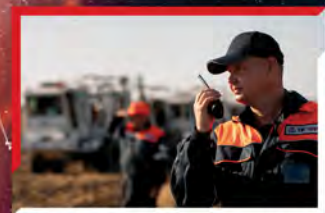
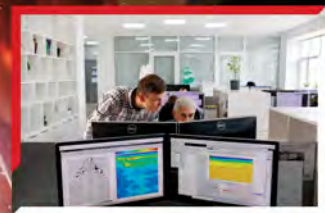


# ТНГ-ГРУПП: НАМ ОТКЛИКАЕТСЯ ЗЕМЛЯ



ТНГ-Групп — высокотехнологичная российская компания, оказывающая полный спектр геологоразведочных и геофизических услуг. Компания работает во всех нефтедобывающих регионах Российской Федерации, странах Азии, Африки и Ближнего Востока, а также ведёт сейсморазведочные работы в шельфовой и транзитной зоне морей.

Одно из крупнейших и старейших геофизических предприятий страны, образованное в 1953 году. Более **150** открытых нефтяных и газовых месторождений. Свыше **1 000** нефтеперспективных структур, подготовленных к глубокому бурению.



## ТНГ-ГРУПП СЕГОДНЯ:

**23** сейсморазведочные партии, готовые выполнить работы МОГТ 2D, 3D, 4D;



**возможность привлечения любого необходимого числа ядер CPU** для обработки и интерпретации геофизического материала;

**400** геофизических отрядов;

**20** отрядов геонавигации (MWD, LWD);

**80** отрядов ГДИ;

**70** отрядов ГТИ.

423236, РТ, г. Бугульма, ул. Ворошилова, 21  
т.: (85594) 7-75-12, ф.: (85594) 7-75-94, e-mail: tng@tng.ru

[www.tng.ru](http://www.tng.ru)

# НЕФТЕГАЗ И САНКЦИИ: ЧЕМ ЖИВЁТ ОТРАСЛЬ?

Текст: Андрей Халбашкеев

Российские нефтегазовые компании живут под санкциями уже несколько лет, однако в прошлом году ограничения вышли на новый уровень. К запрету на поставки некоторых видов оборудования добавились уход западных компаний и, главное, эмбарго и потолок цен на российскую нефть и нефтепродукты. И, хотя 2022 год отрасль завершила на мажорной ноте (с ростом добычи на 2%), говорить о том, что трудности остались позади, преждевременно. В январе – феврале упала цена на нефть марки Urals, а ограничения на поставки высокотехнологичного оборудования в принципе производит пролонгированный эффект. Конечно, всем интересно, что ждёт отрасль дальше?



фото: irkutskoil.ru

## ПОТОЛОК ЦЕН: СЧИТАЕМ УБЫТКИ, ИЩЕМ РЕШЕНИЯ

Вопросы сбыта продукции остаются ключевыми для нефтегазовых компаний. В конце прошлого года оптимисты утверждали, что процесс переориентации российского экспорта в страны Азии фактически завершён. Однако при этом многие забывали, что роста удалось достичь за счёт серьёзного дисконта на российскую нефть.

Ситуация усугубилась после вступления в силу потолка цен на сырьё и топливо из РФ. Из-за сужения круга потенциальных покупателей российские экспортёры оказались в невыгодной позиции на переговорах, в том числе и с партнёрами в Азии. Это вызвало ещё больший рост дисконта на Urals. Наиболее показательным в этом плане оказался январь, когда баррель Brent стоил \$80–85, а Urals – только \$49,48. При этом бюджет 2023 года сформирован, исходя из цены в \$70,1 за баррель. В результате уже в январе государственная казна недополучила 159,6 млрд рублей, писал в начале года «Коммерсантъ».

Удастся ли добывающим компаниям уйти от потолка цен? Российские власти приняли для этого ряд мер, правда, пока они используют больше кнут, чем пряник. Так, изменения были внесены в систему налогообложения предприятий отрасли. Фактически речь идёт о том, чтобы отка-

заться от привязки к Urals, а ориентироваться на котировки Brent + фиксированный дисконт при расчёте ставки НДС (налога на добычу полезных ископаемых). При этом размер последнего будет постепенно снижаться с \$34 до \$25. То есть нефтегазовым компаниям придётся либо платить больше налогов, либо научиться продавать сырьё с меньшей скидкой.

Исходя из действий и публичных выступлений российских чиновников, можно предположить, что, в конечном счёте, стратегия РФ базируется на тезисе о том, что количество добываемой нефти в мире в ближайшие годы останется плюс-минус неизменным. Значит, после завершения периода турбулентности рынок углеводородов должен прийти к новому равновесию, где основными покупателями российской нефти станут страны Азии, в то время как государства Персидского залива и США нарастят своё присутствие в Европе.

На этом фоне особенно тревожным было сообщение издания Bloomberg о том, что Индия согласилась соблюдать условия G7 относительно ограничения стоимости «чёрного золота» из РФ. Тем не менее эта новость не получила официального подтверждения, и пока стратегия российского экспорта строится на том, что азиатские потребители не будут соблюдать потолок цен.



фото: irkutskoil.ru

С этим тезисом согласны и многие независимые эксперты. Неслучайно идея снизить планку ещё на \$5, которую высказали власти ЕС, не нашла единодушного одобрения даже среди стран «Большой семёрки». В своём нынешнем виде потолок цен не представляет дилеммы для покупателей из третьих стран, поскольку Urals и так стоит меньше \$60, которые были заявлены в качестве верхней границы. Но если эта разница исчезнет, то вероятность «теневых» сделок возрастёт многократно. А это ставит под сомнение саму цель введения потолка.

Нужно понимать, что главным рычагом, с помощью которого государства G7 могут отслеживать соблюдение ценовых ограничений, является то, что большинство компаний – перевозчиков нефти зарегистрировано в странах, поддерживающих санкции. Однако по мере того, как Россия перестраивает логистику поставок, этот механизм будет утрачивать силу. Так что главная цель потолка цен – сократить доходы РФ в краткосрочной перспективе, цитирует РБК слова старшего научного сотрудника Центра глобальной энергетической политики Колумбийского университета Эдди Фишмана.

Однако остаётся вопрос, как быстро российские компании адаптируются к жизни «под потолком». Можно сказать, что ответ зависит от двух ключевых факто-

ров. Первое – это позиция Китая, Индии и других стран, не вовлечённых напрямую в «войну санкций». Во-вторых, от того, как быстро Россия сможет решить вопрос с танкерными перевозками углеводородов, избавившись от зависимости от зарубежных транспортных компаний.

И всё же мало кто из экспертов рискнёт назвать точные цифры, слишком многое зависит от политической и экономической конъюнктуры. В частности, от того, каким будет мировой спрос на топливо. А это уже тема для отдельного разговора.

#### ЗАГЛЯДЫВАЕМ В БУДУЩЕЕ: ПРОГНОЗЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

Очевидно, что высокий спрос и цена на углеводороды могут серьёзно помочь российской нефтегазовой отрасли в преодолении текущего кризиса. Но как ситуация на рынке будет складываться в действительности? Прогнозов и предположений по этому поводу достаточно. Из внушающих доверие стоит отметить обновлённый мартовский отчёт Международного энергетического агентства (МЭА). В нём говорится, что спрос на нефть в 2023 году будет расти. Причём если в первом квартале увеличение составит 710 тыс. баррелей в сутки, то в четвёртом – уже 2,6 млн баррелей в сутки. Подобный оптимизм объясняется отменой политики «нулевой терпимости» к коронавирусу в Китае.

Несмотря на санкции, отрасль закончила 2022 год с хорошими результатами. Всего было добыто

535 МЛН ТОНН

нефти и

184,4

млрд кубометров газа.



При этом ожидается, что предложение на мировом рынке нефти в 2023 году будет расти медленнее, чем спрос – на 1,6 млн баррелей в сутки. Правда, стоит уточнить, что дефицит образуется только во втором полугодии, в первые 6 месяцев предложение всё ещё будет превышать спрос.

Всё это играет на руку российским компаниям. Неслучайно аналитики МЭА скорректировали свои прогнозы по объёмам добычи в РФ в сторону увеличения – до 10,35 млн баррелей в сутки. Всё это звучит хорошо, но насколько можно верить этим цифрам?

Более надёжной выглядит та часть, которая касается предложения. Ждать, что рынок заполнят дополнительные объёмы нефти, кажется, правда не стоит. Сейчас ОПЕК+ проводит консервативную политику и не спешит радикально увеличивать квоты на добычу. Конечно, всё может измениться, но пока не похоже, что государства Персидского залива стремятся занять нишу российских экспортёров. Кто ещё может потеснить позиции РФ?

Достаточными для этого ресурсами обладают Иран и Венесуэла. Выступая на Петербургском международном экономическом форуме, Александр Новак оценил их потенциал в 2,5 млн баррелей в сутки. Главное препятствие здесь то же самое – санкции. Разговор об их отмене заводили не раз в течение 2022 года, а в случае с Венесуэлой даже сделали первый шаг. В мае прошлого года власти США сняли запрет для своих нефтяных компаний вести добычу в латиноамериканской стране. И если тенденция сохранится в 2023 году, тогда перспективы отрасли в РФ ещё сильнее будут зависеть от роста спроса на «чёрное золото».

Некоторые «ждут подвоха» и от южного соседа – Казахстана. Подлили масла в огонь и сообщения о том, что по трубопроводу «Дружба» теперь течёт не российская, а казахстанская нефть. Впрочем, нужно понимать, что в 2021 году, по данным Eurostat, РФ поставила в ЕС 100 млн тонн нефти, а вся добыча в Казахстане составила 84,2 млн тонн, из которых 35 млн тонн пошли на экспорт в Европу. Да, в министерстве энергетики среднеазиатской республики рассчитывают в ближайшие годы выйти на показатель 100 млн тонн. Но нельзя забывать и про внутреннее потребление. К тому же, если казахстанские компании решат заменить нефть из РФ на европейском рынке, им придётся столкнуться с зависимостью от российской транспортной инфраструктуры: Каспийского трубопроводного консорциума и того же нефтепровода «Дружба».

Наконец, во многих случаях для наращивания объёмов попросту нет возможности. Слухи о грядущем энергопереходе и последовавшая за ними пандемия коронавируса нарушили сложившийся цикл инвестиций в геологоразведку и освоение новых место-



Фото: irkutskoil.ru

рождений. И, как единодушно отмечают эксперты отрасли, быстро восстановить упавшие объёмы не получится. Счёт здесь пойдёт не на месяцы, а, скорее, на годы.

А вот к прогнозам, касающимся роста спроса на «чёрное золото», стоит подходить со здоровым скептицизмом. Очень многое здесь будет зависеть от темпов роста мировой экономики. Причём особый интерес для российских экспортёров представляют развивающиеся страны. Во-первых, среди них больше тех, кто не поддержал открыто антироссийские санкции. Во-вторых, в их топливном балансе доля традиционных энергоносителей по сравнению с ВИЭ (возобновляемыми источниками энергии) намного выше, чем в развитых странах. А значит, потенциальными покупателями российских углеводородов являются как раз эти страны. Однако после кризиса, вызванного пандемией, большинство из них уже несколько лет не могут перейти к уверенному росту. На то есть несколько причин, ключевая из них – геополитическая напряжённость в мире. Более того, периодически можно слышать разговоры о возможной глобальной рецессии, что неизбежно скажется на спросе и ценах на углеводороды. В этой ситуации остаётся только надеяться на лучшее.

Свои сложности есть и на газовом рынке. В 2022 году резко снизились поставки «Газпрома» в Европу: со 146 до 61 млрд

куб. м. Скорее всего, падение продолжится и в 2023 году. Неслучайно председатель Еврокомиссии Урсула фон Ляйен во время совместной пресс-конференции с канцлером Германии Олафом Штольцем заявила о том, что ЕС «избавился от зависимости от российского газа». Власти Евросоюза не просто увеличили закупки СПГ из США и Катара, но и создали собственную энергетическую платформу, которую называют ещё «картелем покупателей». Предполагается, что консолидированные закупки позволят если не снизить, то удержать цены от нового роста.

Как и в случае с нефтью, для российских экспортёров логичным вариантом выглядит переориентация экспорта в страны Азии. Однако здесь есть несколько серьёзных «но».

Во-первых, этот процесс лимитируют инфраструктурные ограничения. Традиционно газ из России экспортировался по трубопроводам, и львиная их доля была построена в западной части страны. Стратегия «Силы Сибири – 2» ещё не началась и в любом случае займёт не один год, в то время как «пристроить» высвободившиеся объёмы газа нужно прямо сейчас. Решением могло бы стать развитие производства СПГ (сжиженного природного газа). Однако здесь есть свои сложности. Именно в сжижении газа зависимость от импорта оказалась сильнее всего. И после



Фото: irkutskoil.ru

прекращения поставок оборудования из-за рубежа судьба отечественных крупных СПГ-проектов на какое-то время «подвисла в воздухе».

Во-вторых, спрогнозировать спрос на «голубое топливо» сложнее, чем на нефть. Буквально несколько лет назад перспективы газа выглядели достаточно радужными. За счёт меньшего числа выбросов CO<sub>2</sub> и других вредных веществ его часто рассматривали как переходное топливо на пути к полностью альтернативной энергетике. Подразумевалось, что газ заменит неэкологические уголь и мазут. Однако тогда никто не учитывал, что это этот процесс может идти и в обратную сторону. Когда цены на «голубое топливо» начали бить один рекорд за другим, многие потребители стали отказываться от газовой генерации. Вполне возможно, что это долгоиграющий тренд: при высоких ценах, нестабильных поставках и угрозе дефицита крупные предприятия будут и дальше отказываться от газовой генерации или как минимум не станут реализовывать новые проекты на этом топливе. Тогда в ближайшие годы мы можем увидеть не рост, а сжатие этого рынка.

В любом случае, специалистам газовой отрасли из-за инфраструктурных ограничений придётся потратить больше времени на перестройку экспорта, чем коллегам-нефтяникам.

### КУДА ПОЙДУТ НЕФТЬ И ГАЗ? ИЩЕМ РЫНКИ СБЫТА

С тем, что российские компании имеют технические возможности не только сохранить, но и увеличить объёмы добычи углеводородов, никто не спорит. Но вот нужно ли это делать? Пока в РФ, напротив, вынуждены уменьшать добычу. Так, в марте сокращение составит 500 тысяч баррелей в сутки. Как прокомментировал вице-премьер Правительства РФ Александр Новак, это должно способствовать «восстановлению рыночных отношений». То есть подтолкнуть цены вверх и снизить дисконт на Urals.

На первый взгляд, логичным выходом из сложившейся ситуации видится поворот в сторону внутреннего потребления. Насколько эта ставка может быть оправданной в текущих условиях?

Начать следует с того, на экспорт и сейчас отправляется меньше половины добытых нефти и газа. Александр Новак в своей статье «Российский ТЭК 2022: вызовы, итоги и перспективы» назвал следующие цифры: всего в прошлом году было добыто 535,2 млн тонн нефти, из них за рубеж отгрузили 242 млн тонн, а на нефтепереработку отправили почти 272 млн тонн. Ещё более красноречивая картина складывается по газу. Из 673,8 млрд кубометра, добытых в 2022 году, только 184,4 млрд кубометров ушло на экспорт.

Можно ли ещё больше нарастить потребление на внутреннем рынке? Очевидно, что это можно сделать за счёт развития переработки, нефте- и газохимии. К бесспорным плюсам этого варианта относится то, что в итоге мы получаем продукт с большей добавленной стоимостью. Однако здесь есть несколько нюансов.

Во-первых, модернизация действующих и строительство новых мощностей сильно затруднено из-за санкций. Для получения продукции высоких переделов активно использовалось импортное оборудование, и теперь предприятиям нужно срочно искать альтернативы, которые позволили бы организовать производство, не снижая эффективности.

Во-вторых, серьёзной потребности в дополнительных объёмах продукции нефтехимии на российском рынке по большому счёту нет. Дмитрий Конов, будучи главой СИБУРа, в интервью РБК, отстаивал мысль, что объёмы нефтехимического производства зависят больше от населения региона, нежели ресурсной базы. Неслучайно тот же Амурский ГПЗ строится в расчёте на зарубежные рынки. На экспорт уходит и значительная доля российских нефтепродуктов. Таким образом, фактически решение задачи просто отодвигается во времени и по производственной цепочке.

Наконец, не стоит забывать, что именно поставки за рубеж обеспечивают основную маржу для отрасли. Всё это подтверждает тезис о том, что в объёмы добычи пока зависят от размера экспорта, а значит, в конечном счёте, от того, как быстро российские нефтегазовые компании смогут адаптироваться к новым санкциям. Именно это станет лейтмотивом для отрасли на ближайшее будущее.

### ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ: ПЕРВЫЕ ИТОГИ

Вводя запрет на продажи в Россию оборудования, программного обеспечения и других новейших технических решений, недружественные страны играли «в долгую». Но в то же время это даёт куда больше времени на перестройку отрасли и, по идее, открывает дополнительные возможности для отечественных предприятий. Спустя год уже можно подвести первые итоги этой работы.

Из бесед с представителями компаний — производителей оборудования напрашивается вывод, что системно на этом рынке ничего не поменялось. Выгоду из сложившейся ситуации смогли извлечь в первую очередь те компании, которые и до ужесточения санкций сумели отвоевать себе «место под солнцем» в конкуренции с импортными товарами. Но сказать, что малым предприятиям и «новичкам» стало легче, едва ли возможно.



Во-первых, ВИНК не снижают уровень своих запросов относительно качества и технологичности продукции. Нужно решать и задачи совместимости с уже имеющимся оборудованием.


Во-вторых, представители компаний из различных сфер отмечают «сжатие» рынка и уменьшение числа заказов. В результате уход западных конкурентов прошёл фактически «незамеченным», каких-то дополнительных ниш на рынке уже появилось.

В-третьих, в отечественном оборудовании используется немало импортных комплектующих. И российские производители после санкций тоже испытывают проблемы с их поставками. Опять-таки крупным предприятиям, у которых уже есть репутация на рынке и, что немало важно, оборотные средства, проще решать логистические задачи.

К тому же переход на отечественные аналоги по-прежнему не является единственным, а в некоторых случаях и даже основным вариантом. Часто компании стараются «выжать» максимум возможностей из имеющегося оборудования или

ПО. Где-то быстрее и эффективнее оказалось перейти на поставщиков из дружественных стран, прежде всего из Китая. Ещё одно «окно возможностей» – параллельный импорт.

Наконец, нельзя забывать о структуре импорта. В апреле 2022 года вице-премьер Правительства РФ Денис Мантуров заявил, что долю зарубежного оборудования и технологий в нефтегазе удалось сократить до 40%. Но в то же время, как отметил генеральный директор нефтесервисной компании «Акрос» Петр Рябцев в интервью «Ведомостям», если говорить о высокотехнологичном сегменте, то здесь доля импорта составляла уже 80%.

По большому счёту эту тенденцию пока не удалось переломить. Главных успехов отечественные производители добились там, где уже были достигнуты хорошие результаты. А вот высокотехнологичных решений придётся подождать ещё несколько лет. Ключевые вопросы в том, насколько затянется это ожидание, приведёт ли это к снижению добычи и, если да, то в каком объёме. Дать точные ответы сможет, пожалуй, только время. 

По последнему прогнозу МЭА добыча в РФ в 2023 году должна вырасти —

10,35 <sup>МЛН</sup>



баррелей в сутки

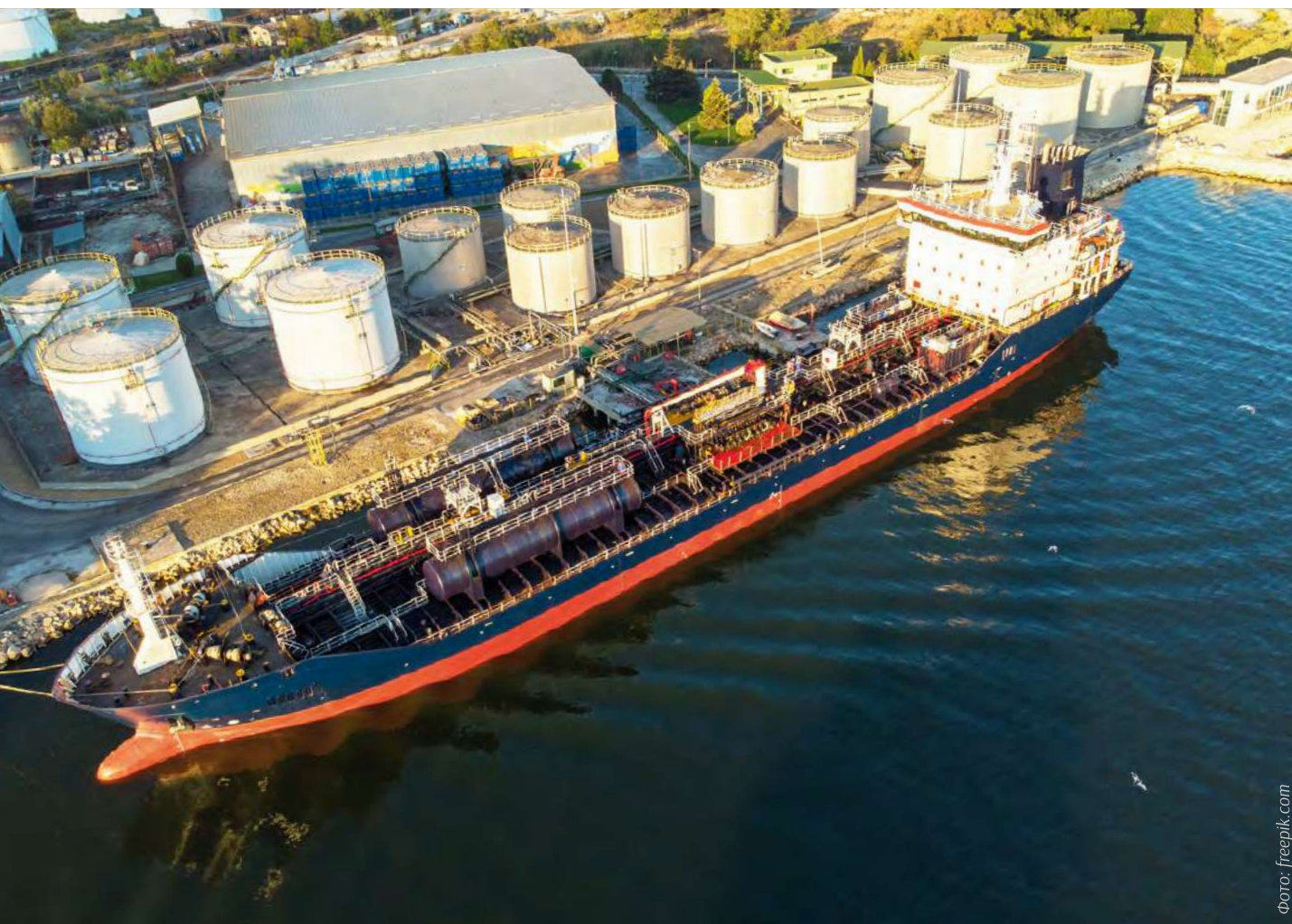


фото: freepik.com



# PENTRIMAX®

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЕ ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ

- » МЕЖОПЕРАЦИОННЫЕ СВАРОЧНЫЕ ГРУНТЫ
- » ХИМСТОЙКИЕ ПОКРЫТИЯ ДЛЯ РЕЗЕРВУАРОВ
- » АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ ДЛЯ ГРАЖДАНСКОГО И ПРОМЫШЛЕННОГО СТРОИТЕЛЬСТВА
- » СТОЙКИЕ ПОКРЫТИЯ ДЛЯ СИЛЬНОАГРЕССИВНЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
- » АТМОСФЕРОСТОЙКИЕ ПОКРЫТИЯ ДЛЯ МАШИНОСТРОЕНИЯ
- » СИСТЕМЫ ПОКРЫТИЙ ДЛЯ МОСТОСТРОЕНИЯ
- » ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
- » НАЛИЧИЕ АККРЕДИТАЦИИ В РЕЕСТРАХ ГАЗПРОМ, РОСНЕФТЬ, АО ЦНИИТС



8 (800) 300-68-37  
**INFO@PENTRIMAX.RU**  
**PENTRIMAX.RU**



В 2023 году более

80%

экспортных поставок нефти и

75%

нефтепродуктов придётся на дружественные страны, анонсировал вице-премьер Александр Новак. Для сравнения, в 2021 году

59%

отгрузок нефти и

73%

нефтепродуктов пришлось на долю стран, которые сейчас называют недружественными, подсчитали «Ведомости».



# ДИЗЕЛЬНЫЕ И ГАЗОПОРШНЕВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



**ОЕМ**  
Partner

ОДИН ИЗ КРУПНЕЙШИХ ОЕМ-ПАРТНЕРОВ  
ВЕДУЩИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ДВИГАТЕЛЕЙ



СОБСТВЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВО



КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА  
НА ВСЕХ ЭТАПАХ ИЗГОТОВЛЕНИЯ



РЕШЕНИЯ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ  
ЗАДАНИЮ ЗАКАЗЧИКА



ПРОЕКТЫ ПОД КЛЮЧ

# А КТО НЕФТЬ ДОБЫВАТЬ БУДЕТ? ГОТОВИМ КАДРЫ ДЛЯ НЕФТЕГАЗА

Текст: Андрей Халбашкеев

Фраза «Кадры решают всё» успела набить оскомину, но это не отменяет того, что она по-прежнему верна. Не является исключением и нефтегазовая отрасль. Да, с каждым годом добыча углеводородов становится всё более автоматизированной, но цифровые инструменты неслучайно называют «помощниками». Они именно подсказывают, дополняют, но пока не могут полностью заменить человека на производстве. Более того, технические новшества только повышают планку профпригодности для специалистов и ставят новые вызовы перед системой образования. Насколько учебные заведения готовы на них отвечать? Удовлетворены ли нефтегазовые компании уровнем подготовки специалистов? И что нужно сделать, чтобы система работала эффективнее? Поищем ответы на эти вопросы вместе с участниками панельной сессии «Человеческий капитал. Молодёжь как стратегический ресурс развития промышленности России» в рамках Промышленно-энергетического форума TNF 2022 и нашими экспертами.



Фото: freepik.com

## ДЕФИЦИТ КАДРОВ: ЕСТЬ ИЛИ НЕТ?

Ключевой вопрос таков: насколько отрасль обеспечена кадрами. На первый взгляд особых проблем нет. Большинство выпускников вузов находят работу по специальности, чтобы работать на скважинах и добывать нефть. Одним словом, каких-то перебоев в производственном процессе нет. Однако при ближайшем рассмотрении ситуация выглядит уже не столь радужной. Об этом говорят представители как бизнеса, так и образования. Особенно остро эта проблема встаёт при запуске новых мощностей.

«У нас сейчас реализуется много проектов не только в добыче, но и нефтегазохимии. То есть наш производственный процесс идёт от скважины до пропана, бутана, гелия. Ежегодно у нас происходит рост числа сотрудников на 1 000 человек. К этому не оказались готовы ни мы, ни регион Восточная Сибирь», — рассказывает управляющий директор по производству — главный инженер, член правления ООО «ИНК» Руслан Салихов.

Об этом же говорит и директор Института нефти и газа СФУ, канд. техн. наук Роман Аюпов.

«Сейчас в связи с реализацией крупных инвестиционных проектов наши промышленные партнёры заявляют о существенном росте потребности в высококвалифицированных специалистах. Есть интерес

со стороны компаний в увеличении цифр набора и открытии новых образовательных программ. В приоритете компетенции в области высокотехнологичных, инновационных процессов. Это цифровые двойники, автоматизация, искусственный интеллект, экология и ресурсосберегающие технологии, новые материалы, современные технологии в проектировании. То есть отрасль испытывает нехватку кадров», — отмечает представитель вуза.

## ТЕХНИКА В ВУЗАХ ЖДЁТ МОДЕРНИЗАЦИИ

Итак, запрос, со стороны отрасли есть. Как его удовлетворить? Увеличить число мест набора в вузах? Технический директор ООО «НПП АТП» Дмитрий Шевченко считает, что просто увеличивать «план по валу» нет смысла.

«Отрасли остро необходимы люди с практическими навыками, а не теоретическими знаниями. Высокий спрос именно на такие кадры приводит к дисбалансу, когда, по данным HeadHunter, на одну вакансию инженера приходится 28 соискателей, при том, что работодатели говорят о нехватке квалифицированных специалистов, особенно для работы на новых сложных объектах. Следовательно, таких профессионалов в нашей стране готовят недостаточно. Причины, по-моему, кроются и в программах обучения, недостаточном



Фото: sibur.photos.ru

оснащении учебного процесса и в слабых связях учебных заведений с реальным производством», — отмечает г-н Шевченко.

Итак, готовить нужно «практиков», а не «теоретиков». И Роман Аюпов считает, что уже существующие образовательные учреждения способны справиться с этой задачей. Правда, для этого нужно приложить дополнительные усилия для создания учебных полигонов, развития материально-технической базы, повышения квалификации и переподготовки преподавателей.

«Сейчас материально-техническое оснащение учебных заведений формируется из бюджета и целевых средств компаний-партнёров. В целом оно позволяет решать поставленные задачи, но требует постоянного расширения и обновления. В числе приоритетных направлений развития материальной базы — приобретение современных тренажёров, виртуальных симуляторов, программного обеспечения. Это особенно важно, если учесть, что добыча нефти и газа — высокотехнологичная и связанная с опасными производственными факторами отрасль. Поэтому отработка навыков на современных тренажёрах и практическая подготовка на действующем производстве — обязательное требование к образовательному процессу», — комментирует положение дел Роман Аюпов.

Программы переоснащения по проектам «Профессионалитет» должны ре-

шить эту проблему, но произойдёт это не в одночасье. Пока же студенты зачастую учатся на изношенном и устаревшем оборудовании. Впрочем, на этом проблемы не заканчиваются.

«Нефтегазовый комплекс на протяжении последних 30 лет комплектовался в значительной мере зарубежным оборудованием. Это отражалось и на учебных лабораториях вузов и техникумов. Например, на рынке тренажёров для нефтегазовой отрасли доминировали такие зарубежные гиганты, как Emerson, Yokogawa, Honeywell, Schneider Electric, Siemens, Schlumberger. Но сейчас из-за обострившейся геополитической обстановки эти компании покидают российский рынок, при этом отказывая в обслуживании и модернизации уже поставленной продукции. То есть для сохранения высоких показателей отрасли отечественной техники в учебных заведениях потребуется много и быстро. Иначе специалисты, обученные на устаревшем оборудовании, могут стать причиной роста аварийности на производстве», — считает Дмитрий Шевченко.

#### КОЛАБОРАЦИЯ БИЗНЕСА И ОБРАЗОВАНИЯ

Очевидный вариант, как решить эти проблемы, — более активное вовлечение добывающих компаний в образовательный процесс. В этом заинтересованы в первую

#### ЭКСПЕРТ



ДМИТРИЙ ШЕВЧЕНКО,  
технический директор ООО «НПП АТП»

«По некоторым оценкам, к 2025 году Россия столкнётся с дефицитом кадров в 10 млн человек. Это коснётся и нефтегазовой отрасли. Уже сейчас наблюдается дефицит технического персонала, ощущается нехватка квалифицированного рабочего персонала. Связано это с непрестижностью профессии рабочего и отсутствием хорошей школы подготовки этой категории персонала. Нефтегазовая отрасль стоит особняком, ведь здесь требуются более опытные специалисты, чем в среднем по рынку».



В «Иркутской нефтяной компании» до

15%

всех специалистов имеют дипломы ссузов или непрофильных вузов. Так, в «ИНК» работают математики, физики, химики, рассказал член правления компании Руслан Салихов.

очередь сами ВИНК, и понимание этого пришло практически ко всем предприятиям отрасли. Причём этот перелом в сознании произошёл не «вчера», а уже несколько лет назад. И сейчас компании-пионеры уже пожинают первые плоды этой работы.

«У нас есть совместная кафедра с Тюменским индустриальным университетом по подготовке строительных специальностей для разработки нефтегазовых месторождений, с Тюменским государственным университетом в рамках политехнической школы уже 7 лет действует совместная магистратура по концептуальному проектированию нефтегазовых месторождений. За счёт того, что студенты активно участвуют в реальных проектах, людей на защите не отличить от опытных производственников, ощущение, что они лет 5 минимум уже отработали. И наше главное преимущество в том, что мы можем выбирать лучших. Ведь преподаватели — это наши сотрудники, а, общаясь вживую, можно получить более правильное представление, чем по оценкам в дипломе. Стоит ли компаниям участвовать в образовательном процессе? Если ты хочешь иметь на входе лучших и максимально подготовленных, это нужно делать. Можно не участвовать, но тогда ты будешь этим заниматься уже позже, во время работы. То есть сотрудник вместо того, чтобы давать отдачу, будет учиться

и получать при этом зарплату», — отмечает директор дирекции по крупным проектам ПАО «Газпром нефть» Айдар Сарваров.

Активно включилась в этот процесс и «Иркутская нефтяная компания». В частности, здесь есть программы по развитию вузовских преподавателей.

«Мы знакомим их с новой техникой и технологиями, вывозим их на объекты промысла для того, чтобы коллеги понимали, что, где и как происходит с их студентами. Коллаборация между бизнесом и учебным заведением становится максимально эффективной, когда преподаватель знает, куда придёт студент, как и где он будет работать», — считает Руслан Салихов.

#### КОРПОРАТИВНЫЕ ПРОГРАММЫ VS КЛАССИЧЕСКОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

При этом член правления «ИНК» подчёркивает: важно не только количество, но и качество специалистов. Сегодня для работодателей важны не только базовые компетенции, но и цифровое, предпринимательское и инновационное мышление. У выпускников оценивают не только hard, но и soft skills, стремление к саморазвитию.

«Это немаловажно: когда сотрудник работает в частном бизнесе, он должен быть заинтересован в развитии компании как собственной, понимать цену своей ошибки с точки зрения влияния на конечный ре-

зультат бизнеса в целом», — убеждён Руслан Салихов.

Логичным развитием этого тренда становится разработка корпоративных образовательных программ. Это направление развивают несколько крупных нефтегазовых компаний, в том числе и «ИНК».

«У нас есть корпоративные программы, разделённые на модули. На первом оценивается способность к мышлению, развитию, происходит погружение в специфику нефтегазового дела. Чем выше качество материала наших лекторов, тем больше к нам придёт заинтересованной молодёжи. Второй этап — это введение в профессию. Здесь мы оцениваем уже базовые знания. После этого студент получает определённую стипендию, и далее мы развиваем уже профессиональные навыки на базе наших производственных программ, внутренних тренеров. И уже после завершения учебного заведения независимо от того, является оно профильным или нет, сотрудник получает за наш счёт профильную специальность и потом может развиваться уже дальше в рамках компании», — рассказывает Руслан Салихов.

В связи с этим модератор дискуссии, ректор Корпоративного университета ПАО «Газпром нефть» Илья Дементьев задался вопросом, не являются ли подобные программы подменой классического обра-

зования. И раз ВИНК готовы заниматься подготовкой кадров на своей площадке, не означает ли это, что вузам пора меняться? И так ли уж важна в наши дни «корочка» о высшем образовании?

«Диплом нужен, эту дискуссию пора прекращать. Его наличие исторически и не только в нашей стране — это подтверждение того, что человек имеет сформированную картину мира. Универсальное университетское образование — это как раз об этом», — не согласился с такой постановкой вопроса заместитель губернатора Тюменской области *Алексей Райдер*.

Также в адрес классического образования можно услышать упрек в его недостаточной гибкости, излишнем формализме. Об этом, в частности, говорят результаты опроса работодателей, преподавателей и студентов, проведённого АНО «Россия — страна возможностей».

«Компании хотят получить «делателей» — людей, которые чётко понимают свою цель и знают, как её достичь. А университеты готовят «педантов». Они готовы работать там, где скажут, но инициативы от них ждать не стоит. За время обучения вырастают только две компетенции: анализ информации и следование правилам и процедурам. А, например, коммуникативная грамотность страдает», — отметил

заместитель генерального директора АНО «Россия — страна возможностей» *Дмитрий Гужеля*.

Впрочем, с подобной интерпретацией согласились не все. По мнению *Алексея Райдера*, в том, что к моменту выпуска из вуза человек «стандартизируется», есть и позитивные моменты. Ведь молодой специалист готов к соблюдению регламентов и трудовой дисциплине, а это тоже важно. К тому же учебные заведения не имеют полной свободы в этом отношении.

«Вуз должен формировать выпускника в соответствии с государственными требованиями. И любой ректор подтвердит, что нелегко, лавируя между требованиями профильного министерства и запросами работодателей, выстраивать нужную стратегию. При этом hard skills нужны всегда, особенно в технологическом секторе. А мягким навыкам можно доучить, но если человек не знает матчасти, то ты за него работать не сможешь», — убеждён г-н *Райдер*.

Тем не менее с тем, что вузы должны меняться, согласны все. Большие надежды возлагают на выход из Болонской системы. Переход на специалитет позволит повысить качество обучения на инженерных специальностях, считает *Роман Аюпов*.

«Если говорить о ключевых трендах в подготовке кадров, то можно выделить увеличение объёма практической подготовки, развитие «коротких» образовательных программ, внедрение дистанционных методов обучения, позволяющих охватить более широкую аудиторию обучающихся. Хотелось бы, чтобы стало больше молодых инициативных преподавателей, которые занимались бы не только образовательной, но и научной, инновационной деятельностью, активно применяли новые подходы к обучению и давали позитивный пример для студентов», — добавил директор Института нефти и газа СФУ.

Одним словом, здесь революции ждать не стоит. Вузы были, есть и, скорее всего, будут главными поставщиками кадров для отрасли.

### ГОТОВА ЛИ МОЛОДЁЖЬ ДОБЫВАТЬ НЕФТЬ?

Несколько лет назад было принято сокращаться, что выпускники школ поголовно хотят стать юристами и экономистами, а в сторону технических специальностей даже не смотрят. Похоже, что сейчас ситуация для отрасли изменилась к лучшему. Однако расслабляться рано, на рынке труда у нефтегазовых

7-й ежегодный международный инвестиционный

## Восточный нефтегазовый форум

5–6 июля 2023, Владивосток



При поддержке  
Правительства  
Приморского края



VOSTOCK CAPITAL  
— 20 лет успеха —

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР:



ГАЗПРОМБАНК

ЛОГИСТИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР:



### СРЕДИ ДОКЛАДЧИКОВ И ПОЧЕТНЫХ ГОСТЕЙ 2022:



**Вера  
Щербина**

Первый вице-губернатор  
Приморского края, Председатель  
Правительства,  
Правительство Приморского края



**Елена  
Пархоменко**

Заместитель председателя  
правительства Приморского  
края



**Елена  
Лебединская**

Директор Департамента  
доходов,  
Министерство финансов  
Российской Федерации



**Валентин  
Нарезheny**

Генеральный директор,  
Восток ЛПГ



**Виталий  
Степанов**

Генеральный директор,  
Транснефть-Дальний Восток



**Николай  
Варламов**

Первый заместитель  
генерального директора,  
Газпром промгаз

+7 (495) 109 9 509 (Москва)

[www.eastrussiaoilandgas.com](http://www.eastrussiaoilandgas.com)



Ещё одна инициатива по кадровому обеспечению нефтегазовой отрасли реализуется в рамках дорожной карты проекта «Энерджинет», которую разработали Минэнерго и Агентство стратегических инициатив в

# 2018



году. Главная цель начинания — создание самоорганизующейся взаимосвязи между бизнесом и образованием в деле подготовки кадров. Однако, несмотря на роль ТЭК в экономике страны, дорожная карта не имела ресурсного обеспечения, писала в

# 2021



году доцент РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина Ольга Будзинская в своей статье «Кадровое обеспечение нефтегазовой отрасли в новых условиях».

компаний появились новые сильные конкуренты.

«В связи с ростом популярности других направлений, включая IT, требуется прилагать дополнительные усилия по популяризации профессии. К тому же нужно учитывать демографические проблемы, снижение уровня мотивации молодёжи. Есть и специфические проблемы — необходимость работы вахтовым методом вдали от центров цивилизации, в суровых климатических условиях. Не все на это готовы», — рассказывает Роман Аюпов.

Традиционно главным «магнитом» нефтегазовых компаний для притяжения кадров была высокая зарплата. Нельзя сказать, что этот метод перестал работать, но периодически он даёт сбой. Дело в изменившейся психологии молодых людей, считает Дмитрий Гужеля.

«Работодателям кажется, что если обещаешь 80 тысяч на входе, то все к тебе побегут. Но на самом деле, молодежь интересуется сразу несколько вещей. Первое, конечно, зарплата. Но кроме этого их интересуют вопросы, что их ждёт дальше, куда они смогут двигаться. Как это ни странно, но интересными проектами молодых можно увлечь не меньше, чем зарплатой», — считает г-н Гужеля.

Роман Аюпов в свою очередь призывает не забывать и о проверенных способах:

корпоративных стипендиях, целевом обучении, оплачиваемых практиках. И многие компании действительно уделяют этим вопросам серьёзное внимание. И это дало свои результаты, сейчас популярность профессии нефтяника среди технических направлений очень высока, отмечает г-н Аюпов. И лучшее подтверждение этому тезису — высокий конкурс среди абитуриентов на эти специальности.

Делаем вывод: ситуацию с подготовкой кадров для нефтегазовых компаний нельзя назвать критической, особенно если сравнивать с другими отраслями промышленности. Та же материально-техническая база хотя и требует развития, но отвечает поставленным перед ней задачам, что положительно сказывается на качестве образования. Да, может быть, в добывающих компаниях не всегда довольны выпускниками, которые к ним приходят, но в то же время понимают, что без вузов не обойтись. И здесь правильнее говорить не о конкуренции, а о сотрудничестве между классическим и корпоративным образованием. Так что систему подготовки кадров для нефтегазовой отрасли можно описать словами «в целом хорошо, но могло быть лучше». И добиться этого «лучше» можно без резких шагов и революций, а в рамках эволюционного развития, что вселяет оптимизм относительно перспектив отрасли. ИИП



Фото: siburphoto.ru



ТЕХНИКА, НЕ  
ЗНАЮЩАЯ  
ПРЕГРАД!



Многоосные полноприводные шасси VOLAT повышенной проходимости и грузоподъемности – надежная проверенная опытом эксплуатации колесная база для монтажа различных установок, задействованных при проведении разведки, бурения, ремонта и сервисных работ в нефтегазовой отрасли: мобильные буровые установки, колтюбинговое оборудование, компрессорные, цементировочные установки, азотные станции, оборудование для выполнения геологоразведочных работ и пр.



# VOLAT

МИНСКИЙ ЗАВОД КОЛЕСНЫХ ТЯГАЧЕЙ

220021, Беларусь, г. Минск  
Пр-т Партизанский, 150

+375 (17) 330-19-53  
+375 (17) 330-17-09

link@mzkt.by  
www.mzkt.by

реклама

# ИЗВЛЕЧЕНИЕ ЛИТИЯ ИЗ НЕФТЯНЫХ РАССОЛОВ: ЕСТЬ ЛИ БУДУЩЕЕ У ТЕХНОЛОГИИ В РОССИИ?

Текст: Андрей Халбашкеев

По мере развития альтернативной энергетики всё больше возрастает роль так называемых батарейных металлов, которые используются в производстве аккумуляторов. Особняком здесь стоит литий, который даже называют нефтью XXI века. В связи с этим тем более примечательно, что будущее добычи этого металла связано как раз с нефтяными рассолами. Как именно планируют извлекать литий из «чёрного золота», насколько это рентабельно и когда стоит ждать первых поставок?



Фото: ООО «Газпром добыча Иркутск»

## ОТКУДА БЕРЁТСЯ ЛИТИЙ

Для РФ литиевые проекты приобретают дополнительную актуальность, учитывая то, что на данный момент отечественная промышленность зависит от поставок импортного сырья.

Будучи щелочным металлом, литий легко вступает в реакцию с водой, из-за чего практически не встречается в природе в чистом виде. Найти его можно в составе сподуменов или рассолов. Отсюда вытекает два основных способа его добычи. Первый из них – рудный, второй – гидроминеральный, когда металл получают из подземных рассолов. Сегодня большую часть лития получают, именно выпаривая литийсодержащие рассолы. Основное преимущество технологии – низкая себестоимость по сравнению с рудным способом. Однако подобные рассолы по большей части находятся в странах Латинской Америки. Неслучайно, по данным Геологической службы США, первое место по выявленным запасам лития удерживает Боливия (21 млн тонн), следом располагаются Аргентина (19,3 млн тонн) и Чили (9,6 млн тонн).

В России подобных литийсодержащих рассолов нет, однако на территории нашей страны расположены крупные рудные месторождения лития. Долгое время они оставались невостребованными, однако в прошлом году их освоение

сдвинулось с мёртвой точки. На данный момент уже прошёл аукцион по Колмозёрскому месторождению в Мурманской области, добывать металл здесь планируют «Норникель» и «Росатом». Уже к 2030 году планируется выйти на отметку 100 тыс. тонн эквивалента. И это только на одном месторождении. Так что поводов для беспокойства нет?

Однако в случае с рудным литием всё не так радужно, как кажется на первый взгляд. Уже открытые месторождения неслучайно так долго оставались невостребованными. Практически все они содержат убогие руды с содержанием  $\text{Li}_2\text{O}$  менее 1%. А это негативно сказывается на себестоимости производства. И даже там, где руды не настолько бедны, проблемы остаются.

«Все месторождения лития в РФ за исключением Алахинского были разведаны в 1958–59 годах. То есть сегодня они «пенсииеры» – 60 лет с момента постановки на баланс, и под современные требования к балансовым запасам их подвести никак нельзя. Тем не менее по аукционам они идут как подготовленные к отработке. А на самом деле всё, что мы называем месторождениями, по сути, ресурсы категории В1, везде требуются доразведка и технологические испытания руд. Я несколько раз предлагал вводить понижающие коэффициенты к таким «месторождениям»



Фото: freepik.com



Фото: freepik.com



ям-пенсионерам», но услышан не был», – отметил в своём выступлении на форуме «МИНГЕО СИБИРЬ 2022» главный геолог ПАО «ХМЗ» (Красноярский химико-металлургический завод) *Николай Ворогушин*.

#### ЛИТИЙ ИЗ НЕФТЯНЫХ РАССОЛОВ: ТЕХНОЛОГИИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ

Таким образом, хотя большая часть разведанных запасов лития в России – это рудные месторождения, забывать о других возможностях также не стоит. И здесь в первую очередь нужно обратить внимание на попутные воды нефтяных и газовых месторождений. То, что в них содержится литий, знали давно, однако о технологиях его извлечения всерьёз задумались только в этом столетии.

Сотрудники «Газпром нефти», авторы статьи «Извлечение лития из попутных вод на примере Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения», отмечают три способа извлечения лития из рассолов.

Во-первых, это осаждение с концентрированием. Здесь происходит упаривание жидкости с последующим осаждением лития. Однако у этого метода есть ограничения: реакция возможна только при низких концентрациях магния и кальция в рассоле. Следующий способ – осаждение без концентрирования с помощью аморфного гидроксида алюминия.

«Данный способ имеет низкую селективность с точки зрения извлечения лития, так как данный сорбент избирателен и к ионам магния, которые присутствуют в пластовой воде. Также возможны проблемы с отстаиванием и фильтрацией полученного осадка ввиду его геобразной и мелкодисперсной структуры», – пишут специалисты «Газпром нефти».

Наконец, есть сорбционный метод с применением сорбента ДГАЛ-Cl.

«Метод заключается в сорбции лития сорбентом (ДГАЛ-Cl) из высокоминерализованных вод с последующей промывкой насыщенного сорбента пресной водой и получением рассола. Рассол концентрируют с осаждением лития в его товарную форму – карбонат лития», – отмечают авторы статьи.

Однако и этот метод эффективен только при высокой степени минерализации исходного раствора. Таким образом, универсального решения для всех месторождений не существует. Выбор метода в каждом конкретном случае зависит от концентрации лития, кислотности среды и показателя R – коэффициента, который характеризует отношение концентрации всех щелочноземельных металлов к концентрации лития.

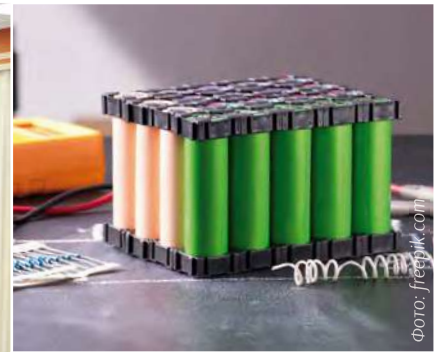
Многие российские нефтяные компании занимаются разработкой подобных технологий. Кому-то удалось добиться

В России на государственном уровне поставлена задача добиться

100%

импортнезависимости по редким и редкоземельным металлам к

2030 году



Потребление лития за 2020–2030-е гг. может вырасти от

10  
до  
40 раз

Так считает председатель правления Ассоциации редких и редкоземельных металлов Игорь Демидов.

серьёзных успехов. Так, патент на «Способ сорбционного извлечения лития из литийсодержащих рассолов» в 2020 году получило ПАО «Татнефть». В данном случае в качестве гранулированного сорбента выступает хлорсодержащая разновидность двойного гидроксида алюминия и лития. Результатом десорбции является первичный литиевый концентрат – раствор хлорида лития с примесями магния и кальция.

#### ОТ ПАТЕНТОВ К ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧЕ

Тем не менее в России пока нет технологии промышленного извлечения лития, отметил летом 2022 года *Олег Казанов*. Поэтому особенный интерес вызывает совместный проект «Газпрома» и «Иркутской нефтяной компании» по добыче этого металла на Ковыктинском месторождении. Чуть больше года назад был утверждён трёхсторонний план мероприятий по реализации этого проекта между ПАО «Газпром», ООО «Иркутская нефтяная компания» и Минпромторгом РФ. Тогда глава Газпрома *Алексей Миллер* отметил большой потенциал проекта и добавил, что в перспективе Ковыктинское месторождение «сможет в значительной степени покрыть внутренний спрос на литий».

Впрочем, по всей видимости, ждать скорых поставок металла из Иркутской области не стоит. Пока речь идёт о «научно-исследовательских и опытно-конструкторских работах по созданию отечественных технологий, оборудования и материалов, необходимых для реализа-

ции проекта», сообщает сайт «Газпрома». Учитывая события прошлого года, вполне возможно, что на темпах реализации проекта сказались санкции – как в части технологий и оборудования, так и в отношении пересмотра компаниями своих инвестиционных планов. Но пока предприятия не готовы комментировать ход работ, так что последняя новость по этой теме по-прежнему датирована февралём 2022 года.

#### «НЕФТЯНОЙ» ИЛИ «РУДНЫЙ» ЛИТИЙ – ЗА КАКИМ БУДУЩЕЕ?

Учитывая стратегическое значение металла и внимание к этой проблеме со стороны государства, добыча лития в России должна набирать обороты. Сейчас в стране параллельно реализуется сразу несколько проектов в этой области, так что литию из нефтяных рассолов ещё предстоит выдержать конкуренцию со своим «рудным собратом». Есть ли смысл углубляться в гидроминеральный способ, в то время как в стране приступают к разработке крупного сподуменового месторождения в Мурманской области?

Здесь можно привести доводы как против, так и за. Так, несмотря на наличие ряда научных работ и патентов по этой теме, нефтяные компании пока не имеют технологии промышленного извлечения лития из рассолов. Однако в случае с рудным литием ситуация обстоит немногим лучше. Правда, здесь нужно внести важное уточнение: речь идёт не о технологиях переработки лития в целом, а о положении дел в России.

«Сейчас во всём мире применяются технологии тяжёло-средней сепарации, которые значительно, в разы, снижают затраты на добычу и получение сподуменового концентрата, и современные автоклавные методики конверсии концентрата. В России такая работа не проводилась, поэтому приходится пользоваться зарубежными методиками и технологиями. Также в РФ не существует обогатительного оборудования, которое бы работало с литиевыми рудами, как во всём мире. Его производят Канада, Австралия и Южная Африка», — подчёркивает *Николай Ворогушин*.

Следующий пункт для сравнения — содержание металла. Выше уже отмечалось, что руды большинства сподуменовых месторождений бедны на литий. Самое богатое из них, Колмозёрское, имеет среднее содержание 1,14%, или 11,4 кг оксида на 1 тонну руды. По оценкам экспертов, порогом рентабельности является 1% среднего содержания металла.

Чем могут ответить нефтяные рассолы? До недавних пор считалось, что добыча лития может быть рентабельной при содержании на уровне 300–350 миллиграммов на литр. Под эти критерии в РФ попадали только месторождения Ангаро-Ленского бассейна. Так, по оценкам специалистов «Газпром добыча Иркутск», на Ковыктинском месторождении 1 литр пластовых вод содержит 392 мг лития, а на Знаменском участке — уже 415 мг.


Впрочем, прогресс не стоит на месте, последние открытия позволили всерьёз рассматривать нефтяные рассолы как источник лития.

«В последние годы в мире получила развитие технология прямого извлечения лития из сложных растворов на сложные сорбенты с последующим избирательным забором. Заявляется, что порог безубыточности снижается до уровня примерно 80 мг. А это уже большое количество растворов самого разного происхождения», — рассказал участникам Санкт-Петербургского форума директор ФГБУ «ВИМС» *Олег Казанов*.

В частности, с развитием технологий можно будет обсуждать перспективы добычи лития на Сухотунгусском месторождении в Красноярском крае со средним содержанием 0,222 мг на литр. Вторую жизнь может получить Тарумовское месторождение в Дагестане со средним содержанием 0,200 мг на литр. Главный вопрос: когда новые технологии из концептов перейдут на стадию реализации. Прямо сейчас добыча рудного лития с этой точки зрения выглядит более перспективно.

Наконец, ещё один пункт для сравнения — расходы на инфраструктуру. И здесь добыча лития из нефтяных рассолов получает балл в свою пользу. Предполагается, что подобные проекты будут реализовываться на базе действующих месторождений. И даже если речь пойдёт о новых скважинах, то всё равно капитальные затраты будут общими с нефетедобычей.

В свою очередь, разведанные сподуменовые месторождения находятся в местах, где не хватает дорог, линий ЛЭП, не говоря уже о специализированной инфраструктуре. Компаниям придётся вкладываться в неё самостоятельно. При этом, несмотря на все выданные авансы, производство лития по-прежнему уступает по маржинальности добыче углеводородов.

Резюмируем: прямо сейчас добыча лития на сподуменовых месторождениях выглядит более оправданной. Однако ситуация может кардинальным образом измениться в том случае, если российские компании смогут «приземлить» технологии извлечения лития из нефтяных рассолов на реальные месторождения. Так что, возможно, именно литий из нефти станет для России нефтью XXI века. 

## ПРОИЗВОДСТВО КРЕПЕЖА ПО ГОСТАМ И ЧЕРТЕЖАМ



г.Орел, +7 (4862) 36-90-36,  
parallel@bolt57.ru, bolt57.ru



**АМАДЕУС**  
технологическая компания



# МЫ ДЕЛАЕМ МАЗУТ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫМ ТОПЛИВОМ

Инженерные специалисты ООО «Амадеус» совместно с учёными ведущих НИИ ТЭК России разработали комплексный подход, позволяющий в среднем на 10% снизить потребление мазута, необходимого при производстве тепловой и электрической энергии.

## Реализация комплексного подхода по бизнес-системе «Амадеус» позволяет:

- повысить устойчивость работы энергогенерирующего комплекса;
- сократить количество потребления мазута на выработку тепловой и электрической энергии в среднем на 10%;
- снизить выбросы вредных веществ (окись углерода, оксид азота, диоксид азота, диоксид серы, сероводород и бензапирен) и платежи за их выбросы в 2–3 раза;
- увеличить полноту сжигания топлива, повысить его эксплуатационные характеристики;
- снизить эксплуатационные расходы, уменьшить количество необходимых регламентных работ;
- повысить КПД котлоагрегатов;
- восстановить физико-химические свойства деградированного мазута с последующим сжиганием;
- утилизировать в составе обработанного топлива обмазученные воды и отработанные масла;
- исключить расслоение топлива на воду и мазут при долгосрочном хранении.



Мы работаем с мазутными котельными и другими энергопредприятиями (МХК «ЕвроХим», АО «Русал»), которые используют в качестве основного и резервного топлива топочный мазут.

Созданное нами высокотехнологичное оборудование (Установка РТЭО), комплексный подход и колоссальный опыт работы с высокосернистым мазутом позволяет инженерам технологической компании «Амадеус» решать самые нетривиальные задачи.

Все работы ООО «Амадеус» выполняет в рамках энергосервисного договора без первоначальных вложений со стороны заказчика.

### Достигнутые показатели экономии

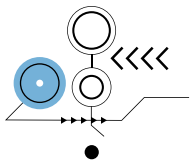
> 10 тыс.  
тонн  
мазута

> 200  
млн.  
руб.

115088 Москва,  
ул. Угрешская, 2, стр. 62  
+7 (495) 109-23-27, +7 (977) 858-77-18  
info@amadeus-tech.ru

[www.amadeus-tech.ru](http://www.amadeus-tech.ru)





# РОБОТЫ В НЕФТЕГАЗЕ: КОГДА ЖДАТЬ ПРОРЫВА?

Текст: Андрей Халбашкеев

Писатели-фантасты середины прошлого века полагали, что уже в наши дни практически всю физическую работу за людей будут выполнять роботы. Однако пока эта картина будущего далека от реальности. Нефтегазовую отрасль тоже нельзя назвать счастливым исключением, хотя разговоры о важности роботизации идут уже несколько лет. Когда роботы станут обыденностью на нефтегазовых месторождениях? Ответ на этот вопрос искали участники круглого стола «Роботизация нефтегазовой отрасли. Новый виток» на Промышленно-энергетическом форуме TNF 2022.

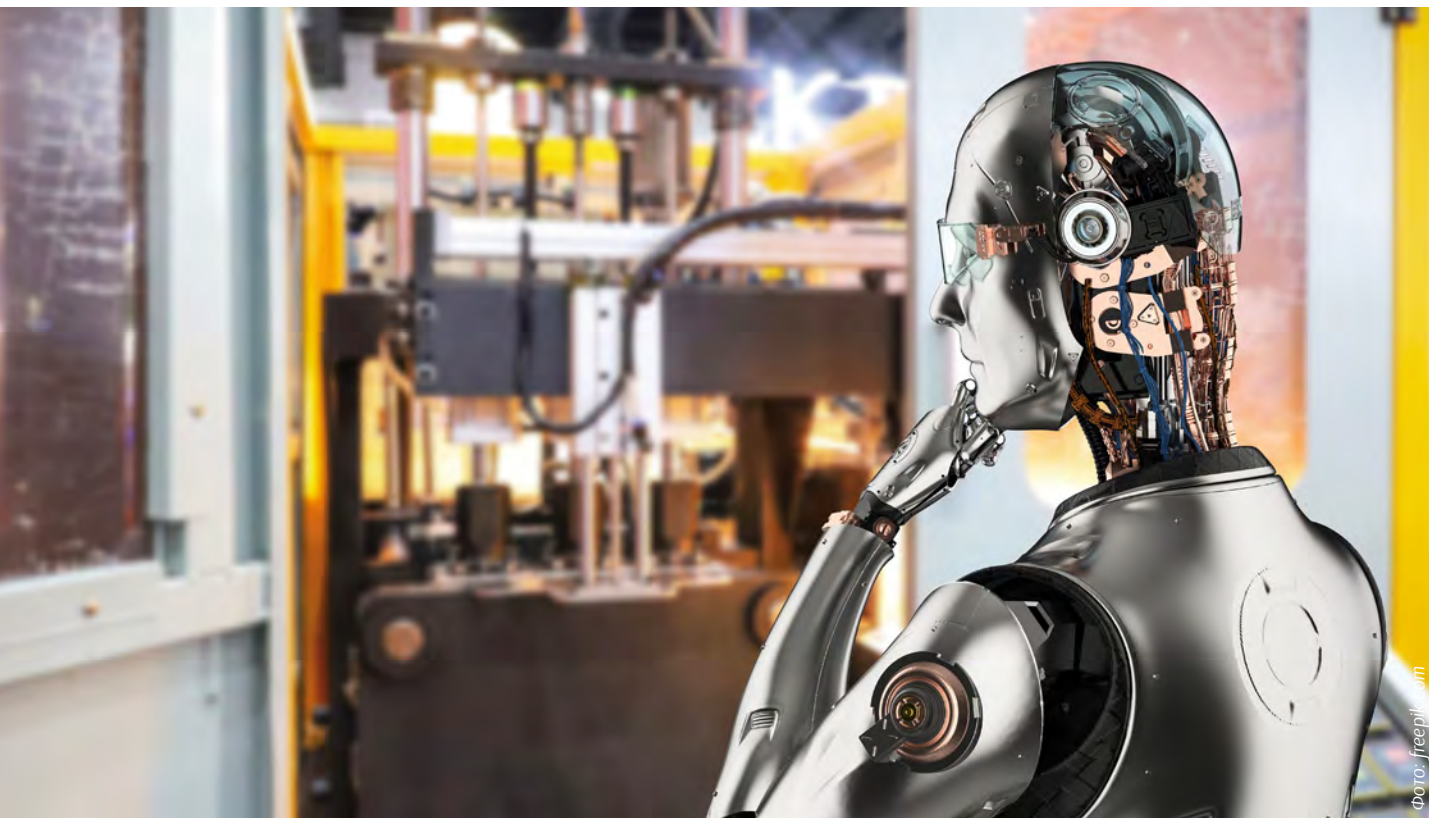


фото: freerfly.com

## В ОЖИДАНИИ ВЗРЫВНОГО РОСТА

На первый взгляд может показаться, что нефтегазовый сектор должен выступить в роли флагмана роботизации промышленности. Для этого есть достаточно предпосылок. Учитывая, что в России углеводороды добывают, как правило, на удалённых территориях с суровым климатом, нефтегазовые компании заинтересованы в организации безлюдного производства, обеспечить которое как раз таки и могут роботы. Благодаря способности функционировать в формате 24/7, они способны значительно повысить эффективность работ, вплоть до того, что удастся вовлечь в разработку месторождения, которые сейчас считаются нерентабельными.

Так, начальник департамента технологий роботизации и трёхмерной печати ООО «Газпромнефть-ЦР» *Александр Парщиков* оценил потенциальный эффект от внедрения роботов в 380 млрд рублей в год.

«Различные системы вроде автопилотов дают цифры 10–13% в эффективности суточной проходки за счёт снижения аварийности от человеческого фактора при текущем уровне технологий, затрат, внедрений», — в свою очередь отмечает эксперт ООО «НОВАТЭК НТЦ» *Владимир Гребенщиков*.

Наконец, немаловажно и то, что нефтегазовые компании обладают достаточными финансовыми ресурсами для внедрения дорогостоящих инновационных решений.

Неслучайно первые роботы в отрасли появились ещё в середине прошлого века.

«Применение роботов в нефтегазовой отрасли началось в 1960-х годах, однако диапазон их использования был ограничен областями, где прямое вмешательство человека было невозможно, например в экстремальных глубоководных условиях. Для работы на такой глубине были созданы телеуправляемые подводные необитаемые аппараты», — пишут в своей статье «Роботизация процессов в нефтегазовой отрасли Российской Федерации» *Анна Кореневская* и *Хазмет Пшиншев*.


Как мы видим, потенциал у этого направления очень большой, однако, несмотря на все преимущества роботов, успеш-



# ГАЗСТРОЙПРОМ

Работаем вместе  
на проектах Газпрома



Новости компании  
в Telegram 



## Приглашаем в команду энергичных и талантливых профессионалов

Открыты вакансии для работы вахтовым методом в ЯНАО, ХМАО, Якутии, Иркутской и Ленинградской областях:

- Инженеры ПТО
- Инженеры входного и строительного контроля
- Инженеры по сварке
- Специалисты по охране труда
- Геодезисты
- Мастера СМР и производители работ
- Начальники строительных участков
- Руководители проектов

Мы гарантируем:

- Оформление по ТК РФ
- Достойный уровень оплаты труда
- Оплачиваемый проезд к месту работы
- Трёхразовое горячее питание
- Качественную спецодежду и СИЗ
- Полис страхования от несчастных случаев и болезней

Подробные требования и условия, а также другие вакансии смотрите на страницах АО «Газстройпром» на HeadHunter и Avito  
<https://www.gsprom.ru/hr/>



Ждём ваши резюме  
[uriar@gsprom.ru](mailto:uriar@gsprom.ru)



По вопросам  
трудоустройства  
8 (800) 222-22-10

ных примеров их внедрения пока не так много.

«Мы ждём взрывного роста применения робототехники на горизонте нескольких лет. Но надо признать, что в нефтегазовой отрасли роботов пока мало, эта технология не получила большого проникновения», — констатирует руководитель центра цифровых технологий ПАО «Газпром нефть» *Михаил Корольков*.

### РОБОТЫ ДЛЯ НЕФТЕГАЗА: ОПЫТ РОССИЙСКИХ ВИНК

Однако это не означает, что в этом направлении ничего не делается. Российские компании занимаются разработками роботов, и некоторые из них со стадии опытно-промышленных испытаний перешли на стадию применения на реальных месторождениях.

В целом *Анна Корневская* и *Хазрет Пшиншев* отмечают, что на сегодняшний день существуют следующие ключевые области применения робототехники в НГК:

- инспекционные работы;
- операции в замкнутых пространствах и опасных зонах;
- оценка качества химического и физического состояния материалов;
- подводное и морское глубоководное оборудование.

«В приоритете у нас вопросы экономической целесообразности. Выбираем работы тяжёлые и опасные для человека либо с большой повторяемостью. Сейчас у нас в проработке более 10 вариантов, из них 6 находится в стадии защиты финансирования, 3 в активной фазе. Есть примеры, понятные для всех, например, робот-обходчик, который обследует периметр с дополнительными датчиками и оборудованием. Ещё интересен робот для очистки резерву-

аров», — рассказывает начальник управления разработки ИТ решений ПАО «Татнефть» *Евгений Швырков*.

«Нам интересны разработки, связанные с беспилотными транспортными средствами. Что касается внутрискважинных работ и бурения, то подводные аппараты — достаточно давно и широко применяемые вещи на шельфе. На суше доступны «пророботы» — внутрискважинные тракторы, которые в определённый момент показали скачок, когда смогли совершать достаточно точно сложные манипуляции», — в свою очередь перечисляет приоритеты *Владимир Гребенщиков*.

Впрочем, в случае со скважинными тракторами есть одно существенное «но». Дело в том, что такую услугу до этого предоставляли иностранные сервисные компании. По словам г-на *Гребенщикова*, осенью 2022 года российских производителей, готовых поставлять такое оборудование, не было. Однако разработки ведутся, несмотря на то, что для выхода на этот рынок нужны серьёзные инвестиции, начиная от станков и отладки технологических процессов. Понятно, что процесс внедрения не всегда идёт гладко. Зачастую уже готовую модель после натурных испытаний приходится возвращать на доработку.

«Нам казалось, что у нас полностью готов подводный робот для очистки и осмотра трубопроводов, но выяснилось, что для работы в реках из-за высокой мутности воды аппараты не подходят. Соответственно, мы с бюро технических разработок РАН ведём сейчас работы по доведению этого образца», — приводит пример *Евгений Швырков*.

### НУЖНО ЛИ УЧИТЬСЯ У ЗАПАДА?

Обычно, когда речь заходит о подобных технологиях, принято изучать передовой

опыт западных компаний. Здесь действительно можно перечислить несколько успешных кейсов. Компания Shell уже несколько лет использует на своих месторождениях роботов Sensabot. Компания Total добилась серьёзного прогресса в переходе на беспилотные и наземные роботизированные комплексы для геологоразведки, рассказывает руководитель направления департамента технологического развития и цифровой трансформации геологоразведочных работ «Газпром нефть» *Глеб Григорьев*. В то же время отечественные эксперты подчёркивают, что за рубежом речь идёт о точечных успехах, а не о системном подходе. Например, у Total акселератор существует уже много лет, но широкого внедрения пока нет, напоминает *Михаил Корольков*.

«Если говорить об отдельных международных ВИНК, то ландшафт здесь достаточно разорванный, у каждого есть своя специализация. Например, в British Petroleum применяют подводную робототехнику. Широко разрекламирован кейс, когда они открыли крупное подводное месторождение с помощью подводных аппаратов. Получается, что робототехнику применяют за рубежом, с одной стороны, крайне широко, но с точки зрения специализации — узко. И, если по масштабам внедрения они нас опережают, то с точки зрения системной работы никто ещё там глубоко не копал. И если мы выдержим этот темп и сможем вывести в практическую плоскость максимально широкий круг проектов, я думаю, на горизонте мы получим очень хорошие результаты по сравнению со всеми остальными», — оптимистично заключил *Александр Паршиков*.

В свою очередь *Евгений Швырков* также подчеркнул, что важно заниматься не импортозамещением, а импортоопережением, принципиально новыми моделями ведения



Фото: Андрей Халбашкеев



По данным всемирной ассоциации робототехники, средняя плотность роботов составляет

126

единиц на

10 ТЫС.

сотрудников. В то же время в России этот показатель составил лишь

6

роботов.



фото: Андрей Халбошкеев

работ. В качестве примера он привёл робот-насос, который сможет сам забираться в скважину.

Но даже если пренебречь всеми этими аргументами, нужно помнить, что на Западе сейчас никто не готов делиться своими ноу-хау с российскими компаниями. Поэтому учиться у лидеров отрасли в любом случае пока не получится, и российские разработчики волей-неволей должны будут идти «своим путём». Но этот процесс заметно тормозят технологические санкции.

«Помимо создания промышленных роботов и применения их на производстве, очень важно не упускать их дальнейшую эксплуатацию. На наших производствах множество манипуляторов известных производителей, которые ушли с российского рынка, и на поставку запчастей рассчитывать не приходится. Таким образом, у нас на первый план выходит пересмотр процесса эксплуатации всех роботов, что уже есть. И будет здорово, если мы в рамках отраслевого центра компетенций сможем как-то развить тему с уже имеющимися роботами и заранее предусмотреть риски для тех комплексов, которые мы будем совместно разрабатывать и создавать», — рассуждает старший владелец продукта «Индустрии 4.0» ООО «Сибур диджитал» *Вадим Щемеленин*.

И это не единственные барьеры на пути роботов к нефтегазовым месторождениям.

#### ЧТО НЕ ПУСКАЕТ РОБОТОВ НА НЕФТЕГАЗОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ?

«Мы понимаем, что на пути развития отрасли есть барьеры. В первую очередь это

нехватка кадров, отсутствие законодательства, и, самое главное, отсутствие системного спроса», — перечисляет причины *Михаил Корольков*.

В свою очередь, *Анна Кореневская* и *Хазрет Пшиншев* в числе негативных факторов отмечают нежелание нарушать устоявшиеся процедуры и инвестировать в дорогостоящие разработки.

«Ещё одним препятствием к распространению роботов является жёсткая нормативно-правовая база, регулирующая нефтегазовые операции. Например, согласно правилам, определённые задачи могут выполняться исключительно людьми. Несмотря на возможность комбинирования человеческих и роботизированных ресурсов, экономическая эффективность при сохранении вовлечённости человека в процесс резко снижается», — писали учёные в своей статье в 2020 году.

*Александр Паршиков* же считает, что главный барьер — экономический. Да, роботы могут повысить эффективность производства, но сначала нужно будет вложить серьёзные инвестиции. И здесь высокая маржинальность нефтегазового комплекса играет злую шутку: зачем что-то менять, если и так всё хорошо? Как видим, со спросом есть проблемы, однако и с предложением тоже не всё ладно.

«Если посмотреть на рынок, то много кто этим занимается, но мало у кого есть железо. На пальцах одной, ну может двух рук можно перечислить реально успешных разработчиков. Большинство стартапов, даже те, что собрали большие инвестиции, ещё очень далеко до готового продукта. Пока

самый успешный пример – это карьерные самосвалы-роботы», – отметил Александр Парщиков.

Возникают сложности и на стадии перехода от концепта к реальным агрегатам. К сожалению, учёные и производственники часто разговаривают на разных языках.

«У участников процесса от науки свои цели. Для учёного результат – это цитируемость, научные работы и нет KPI, которые могли бы заставить его работать не ради бумаги, а для того, чтобы в конце процесса получилось «железо». Также бывает, что стартапер делает «классную штуку» так, как он её понимает, а у нас она неприменима. И мы тратим много времени, чтобы объяснить всем этим игрокам, что нам нужно совсем другое. Надо создать правила игры, чтобы учёный понимал, что, получив грант, он не просто должен выпустить отчёт, а что его работа в системе даст конкретный результат», – рассказывает Александр Парщиков.

С тем, что любая конструкторская работа в области роботизации должна заканчиваться чем-то вещественным, согласен и Владимир Гребенщиков. Это не обязательно должен быть готовый робот, в качестве результата может выступать какой-то отдельный узел, код или материал. А вот если в итоге заказчик получает бумажный отчёт,

то это, скорее всего, пустая работа, считает эксперт «НОВАТЭК НТЦ». Однако в ходе обсуждения прозвучали и выступления в защиту «бумажной работы».

«Сегодня было сказано много негатива в адрес бумажных отчётов, но без них дать старт этой работе нельзя. Несколько первых наших проектов заканчивались «бумажками», но это давало возможность изучить направления, рынок и понять, куда нам дальше двигаться», – отмечает начальник управления технических решений «Газпром нефть» Антон Смирнов.

В общем, как и в любом деле, здесь важен баланс. Без бумажной работы не обойтись, но и о практике забывать не стоит.

#### КООПЕРАЦИЯ: ВМЕСТЕ МЫ СИЛА?

Впрочем, участники «круглого стола» не только выявляли проблемы, но и искали пути их решения. Практически все согласились с тем, что нужно объединяться.

«Сейчас действительно возникло понимание, где роботы могут найти применение, начинаются внедрения в новых областях. Но снимать барьеры отдельным компаниям в одиночку невозможно, очень важна консолидация усилий», – подчёркивает Михаил Корольков.

«Мы столкнулись с тем, что тяжело искать такие решения на рынке в одиночку.

#### ЭКСПЕРТ



ЕВГЕНИЙ РОЗАНОВ,  
инженер проектов ООО «СМТ»  
(CRP Automation Russia)

«В последнее время в России наблюдается растущий интерес к роботизации. К этому призывают власти, а компании всё чаще отдают предпочтение технологическим решениям, а не ручному труду. Но не стоит забывать, что пока ещё далеко не все виды работ могут быть выполнены роботами.

Если говорить о нефтегазовой отрасли, роботы активно используются для сварки труб, но это происходит главным образом на заводах и в цехах. В то же время в полевых условиях их эффективность пока оставляет желать лучшего.

Для того чтобы переломить ситуацию, необходимо провести дополнительные исследования. Например, большие шести-осевые роботы, движущиеся по заранее запрограммированным координатам, должны стоять на твёрдой платформе. В противном случае точность их работы будет снижена. Кроме того, работа роботов может ограничиваться погодными условиями, например, наши модели могут работать только в температурном диапазоне от 0 до 40 градусов Цельсия.

Тем не менее, несмотря на ограничения, роботизация остается одним из ключевых направлений развития технологий в России. Внедрение роботов в производственные процессы позволяет снизить затраты на рабочую силу, повысить производительность и качество продукции. Конечно, мы не можем заменить человеческую работу во всех процессах. Однако использование роботов с высокой степенью автоматизации может значительно увеличить эффективность и скорость выполнения работы».



Фото: Андрей Халбашнев



380 млрд руб.



в год — потенциальный эффект от внедрения роботов в нефтегазовой отрасли, подсчитали эксперты ООО «Газпромнефть-ЦР»

Ни одна нефтяная компания не вложится в создание собственной роботизированной буровой установки, потому что это очень дорого. Может, кооперация на уровне отрасли поможет нам такие серьёзные глобальные проблемы решать», — в свою очередь отмечает Евгений Швырков.

Александр Парщиков также считает, что распределить риски между участниками рынка и снизить стоимость конечного решения можно за счёт увеличения масштабов рынка.

«Сама модель работы вертикально интегрированной компании не очень предполагает собственные средства производства, в первую очередь на технологических процессах. Нужен инструмент кооперации — отраслевой центр компетенций в робототехнике. Здесь есть понятные выгоды для каждого из участников: вкладываются не в одиночку, а риски реализации делятся на всех. Если смотреть на всех игроков отрасли, то мы сможем дать консолидированный спрос. Тогда стоимость затрат на каждого участника будет меньше, и в серии это будет стоить гораздо дешевле. Во-вторых, этот инструмент выведен за периметр компаний и, соответственно, может гибко реагировать. Вместе отрасли проще координировать усилия по нормотворчеству и законодательству, чтобы этими устройствами можно было легально пользоваться и наиболее эффективно применять», — рассуждает представитель «Газпромнефть-ЦР».

Конечно, ключевым вопросом остаётся финансирование. Причём ВИНК не готовы нести это бремя в одиночку.

«Здесь не предполагается большого финансирования. Будем использовать те ресурсы, которые сейчас, скажем прямо, используются неэффективно. Это инструменты госфинансирования, венчурные фонды, которые уже существуют для того, чтобы создать максимальную среду, для доведения продуктов до внедрения. В любом случае, бизнес-эффективность на первом месте», — отметил Александр Парщиков.

То есть денег много не будет. И в этих условиях особенно важно выбрать правильную стратегию развития. Мнения по этому поводу разошлись. В частности, Владимир Гребенщиков предлагает следовать принципу, что «большая дорога начинается с первого шага».


«Понятно, что большой объём гораздо эффективнее. Но, с другой стороны, надо понимать, что буровая установка — это не простая вещь, а сложный комплекс. И делать все операции автоматическими в один момент, наверно, нецелесообразно. Лучше начинать с того, что даёт профит», — считает эксперт «НОВАТЭК НТЦ».

С ним не согласен Александр Парщиков. По его мнению, комплексный подход более верный. В противном случае ВИНК могут оказаться в ситуации, когда на одном узле производительность вырастет в 10 раз, но другой просто не «переварит»

эту мощность. Толку от такой модернизации немного.

«Внедрение робототехники на тех процессах, которые спроектированы под человека, мягко говоря, не самый эффективный путь. Надо в первую очередь делать реинжиниринг технологических процессов, только тогда роботизация будет максимально эффективна и даст эффект», — считает г-н Парщиков.

Тем не менее чересчур затягивать с внедрением тоже не стоит. В «Газпромнефть-ЦР» согласны с тем, что для максимальной поддержки интереса бизнеса, нужны так называемые «быстрые победы» со сроком внедрения год-полтора. Речь идёт о продуктах высокой степени технологической готовности.

Робототехника в нефтегазовой отрасли России развивается. Но пока речь идёт о научных работах, стартапах, создании институтов развития, но не о реальном внедрении в больших масштабах. Чтобы перейти от слов к делам, многое ещё придётся сделать: найти финансирование, преодолеть консерватизм отрасли и найти аналоги для не доступных ныне из-за санкций комплектующих. Всё это может отложить наступление «светлого роботизированного будущего», но не отменить его. Другое дело, что это может сделать отставание от международных нефтегазовых компаний критическим, так что с этой точки зрения отрасль сейчас переживает важный, возможно, решающий момент. 

# ВСТРЕЧИ ЗАКАЗЧИКОВ И ПОДРЯДЧИКОВ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

*НОВЫЕ ВСТРЕЧИ — НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ!*

г. Москва, ул. Тверская, д. 22, отель InterContinental



**16** ФЕВРАЛЯ  
**2023**

## ИНВЕСТИЭНЕРГО

Инвестиционные проекты, модернизация и закупки в электроэнергетике

Обзор инвестиционных проектов и модернизация российской электроэнергетики, вопросы материально-технического обеспечения в отрасли, практика закупочной деятельности в крупнейших российских энергетических компаниях.

Награждение лучших поставщиков электроэнергетического оборудования.

Презентация настенной карты инвестиционных проектов в электроэнергетике.



**30** МАРТА  
**2023**

## НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка.

Награждение лучших поставщиков продукции и услуг для нефтегазового комплекса.

Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.



**31** МАЯ  
**2023**

## НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских ЕРС-фирм, увеличение доли отечественных компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ.

Награждение лучших нефтегазостроительных подрядчиков.

Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.



**28** СЕНТЯБРЯ  
**2023**

## НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности.

Награждение лучших производителей оборудования для нефтегазопереработки.

Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.



**26** ОКТЯБРЯ  
**2023**

## НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями.

Награждение лучших нефтесервисных компаний.

Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.



**27** ОКТЯБРЯ  
**2023**

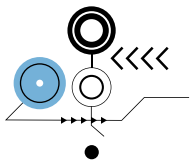
## НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают «Газпром нефть», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газпром флот» и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей.

Награждение лучших компаний, способных поставлять продукцию/услуги для шельфа.

Презентация настенной карты инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе.



# «К-СОФТ ИНЖИНИРИНГ»: ДЕРЖИМ РУКУ НА ПУЛЬСЕ РАЗВИТИЯ IT-ТЕХНОЛОГИЙ

Текст по материалам  
ООО «К-Софт Инжиниринг»

## KSE PLATFORM – ТЕПЕРЬ И НА РОССИЙСКИХ ОПЕРАЦИОННЫХ СИСТЕМАХ

Флагманский продукт компании, SCADA KSE Platform в Windows-версии, завоевал доверие потребителей из различных отраслей промышленности. В текущих условиях логичным стала разработка ПО под независимые ОС: Astra Linux и Red OS. Теперь SCADA KSE Platform совместим с отечественными антивирусными программными продуктами и отечественной ОС Astra Linux. На данный момент разработчики компании адаптируют ПО к работе с Red OS. При этом, как показали результаты тестирования, производительность KSE Platform на unix-based ОС выше, чем на продукции Microsoft.

Напомним, что SCADA KSE Platform имеет все инструменты для разработки информационных систем и автоматизированных систем управления технологическими процессами. Из «коробки» доступны исторические тренды и тренды реального времени, журнал событий, агрегаты, встроенные библиотеки графических элементов для реализации систем АСУЭ, АСДУЭ, АСУТП, АСУЭО. Разработка программных продуктов в компании

ведётся по гибкой методологии SCRUM с постоянным фиксированием промежуточных результатов и получением обратной связи от заинтересованных сторон.

## ЗА НАДЁЖНОСТЬ ОТВЕЧАЕМ

За работоспособность продукта отвечает отдел качества. С помощью автоматизированных тестов, симулирующих работу оператора на реальной установке в течение длительного времени, специалисты проверяют систему на стабильность и отказоустойчивость и по результатам проведённых испытаний вносят изменения в программный продукт.

Стандартный пакет KSE Platform поставляется с полным комплектом документации для быстрой настройки и запуска решения. При этом команда разработчиков компании совместно с аналитиками, проектировщиками и экспертами в предметной области могут расширить функциональные возможности продукта под специфические требования заказчика или имеющийся парк аппаратного обеспечения на производстве.

Важно, что специалисты компании обеспечат всестороннюю поддержку

в работе с продуктом: доступ к Базе знаний, предоставление обновлений, гарантийное обслуживание, техническую и экстренную поддержку. Кроме этого для системных интеграторов, разрабатывающих системы автоматизации на платформе KSE Platform, и для администраторов и специалистов АСУ ТП, эксплуатирующих системы на объектах клиентов компании, предусмотрена возможность проведения обучения на месте или в онлайн-формате.

ООО «К-СОФТ Инжиниринг» является российской IT-компанией и аккредитовано в Минцифры РФ. В этом году компания готовится получить лицензию в Федеральной службе по техническому и экспортному контролю на виды деятельности на протяжении полного жизненного цикла программного продукта, а в 2024 году – сертификат на программный комплекс KSE Platform.

Попробовать SCADA KSE Platform можно легко и быстро. Для этого доступен бесплатный демопроект, который устанавливается всего за 5 минут. Этого достаточно, чтобы ознакомиться со всеми возможностями платформы. *Заявку на получение можно оставить на сайте компании <https://k-soft-spb.ru/>*

На правах рекламы



ООО «К-Софт Инжиниринг»  
[k-soft-spb.ru](https://k-soft-spb.ru)  
+7 (812) 383 56 14, доб. 279  
[sales@k-soft-spb.ru](mailto:sales@k-soft-spb.ru)



Фото предоставлено ООО «К-Софт Инжиниринг»





УФА | Республика  
Башкортостан

31-я международная выставка-форум

# ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

23–26 мая 2023

📍 **ВДНХ ЭКСПО**

## ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРАВИТЕЛЬСТВО  
РЕСПУБЛИКИ  
БАШКОРТОСТАН



МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ,  
ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ  
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН



БАШКИРСКАЯ  
ВЫСТАВОЧНАЯ  
КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ  
ПОДДЕРЖКА



МИНИСТЕРСТВО  
ЭНЕРГЕТИКИ РФ



МИНПРОМТОРГ  
РОССИИ

## СОДЕЙСТВИЕ



СОЮЗ  
НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ  
РОССИИ



СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ  
НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ



АССОЦИАЦИЯ  
НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ И НЕФТЕХИМИКОВ



ГНПА  
Государственная Ассоциация  
Специалистов Природного Газового



АССОЦИАЦИЯ  
СПЕЦИАЛИСТОВ  
ПРИРОДНОГО ГАЗА



АССОЦИАЦИЯ  
СПЕЦИАЛИСТОВ  
ПРИРОДНОГО ГАЗА



ЭНЕРГОИННОВАЦИЯ  
Ассоциация инновационных предприятий в энергетике



[www.gntexpo.ru](http://www.gntexpo.ru)

+7 (347) 246-41-77 [gasoil@bvkexpo.ru](mailto:gasoil@bvkexpo.ru)

[gazneftufa](https://t.me/gazneftufa) [gntexpo2022](https://vk.com/gntexpo2022)



**Евгения Абражеева —  
Начальник отдела рекламы и PR:**

«Впервые произошел ребрендинг «Петролайн-А». После качественного маркетингового исследования были изменены логотип, фирменные цвета, слоган и другие элементы. Мы идем в ногу со временем и задаем темп, потому что производим цифровые технологии и инновации для нефтегазовой отрасли. Мы — «Петролайн-А» — профессионалы своего «ДЭЛа»».



**Ишмуратов Валерий — Руководитель проектов  
внешней экономической деятельности,  
Наумов Станислав — Начальник  
отдела внешней экономической деятельности**



**Наладчик КИПиА — Чекулаев Станислав**

**«Петролайн-А» — IT-компания, которая занимается разработкой ПО и носителей информации (КИПиА) для нефтегазодобывающей промышленности, которые оптимизируют производственные процессы, предотвращают травматизм персонала и загрязнение экологии в разных странах мира.**

- **250** специалистов с профильным образованием;
- Уникальные запатентованные разработки;
- Более **15000** единиц готовой продукции ежегодно;
- **10000** кв.м производственных и складских площадей;
- Более **20** сервисных центров в России и зарубежом.

В эпоху импортозамещения «Петролайн-А» предлагает собственные российские разработки, которые пользуются спросом в разных странах мира. Продукция ООО НПП «Петролайн-А» уже эксплуатируется на территориях РФ, Казахстана, Беларуси, Азербайджана, Узбекистана, Туркменистана, Вьетнама и других стран, и партнерские сети не перестают расширяться.

## ПРОФЕССИОНАЛИЗМ И НАДЕЖНОСТЬ

Уже более 20 лет мы держим лидирующую планку и бережем репутацию компании, разрабатывая точные и надежные приборы для нефтегазовой отрасли, благодаря непрерывному стремлению к идеалу и индивидуальному подходу ко всем пожеланиям заказчиков.

## ИННОВАЦИИ И ПРОГРЕСС

Мы не стоим на месте и ведем постоянную модернизацию приборов, опираясь на новые технологии и мировой прогресс. Рост в развитии дает возможность расширению производства и увеличению потенциала.

## ЕДИНСТВО И ЭНТУЗИАЗМ

Мы — «Петролайн-А». У нас общие стремления и взгляды в светлое будущее. Мы достигаем неповторимых результатов и становимся сильнее. «Успехи персонала — успехи компании» — таково наше кредо.



**СОБСТВЕННЫЕ РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО**



СКПБ — СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ  
БУРЕНИЯ И РЕМОНТА СКВАЖИН ДЭЛ-150



СИСТЕМА ВИДЕОРЕГИСТРАЦИИ ДЭЛ-150(В)



СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ РАСТВОРА

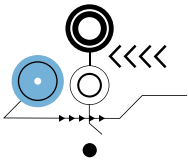


СИСТЕМА КОНТРОЛЯ РАСХОДА ТОПЛИВА  
«ПУЛЬСАР»

Made in  
RUSSIA

ООО НПП «ПЕТРОЛАЙН-А»  
423801, РФ, Республика Татарстан,  
г. Набережные Челны, ул. Лермонтова, 53 А  
Тел/факс: +7 (8552) 535-535, 71-74-31  
Почтовый адрес: 423801, РФ, Республика Татарстан,  
г. Набережные Челны, а/я 23  
main@pla.ru www.pla.ru





# ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ В НЕФТЕГАЗЕ: ОЖИДАНИЯ И РЕАЛЬНОСТЬ

Текст: Андрей Халбашкеев

Искусственный интеллект постепенно приходит из фантастических фильмов в нашу повседневную жизнь. Впрочем, пока реальность сильно отличается от ожиданий. Сейчас ИИ — это отдельные, на первый взгляд незаметные решения, которые заключаются в способности компьютера обучаться. Тем не менее эти технологии уже сейчас могут приносить реальную прибыль. Насколько успешно этот процесс идёт в добывающей отрасли? На этот вопрос искали ответ участники сессии «Искусственный интеллект в нефтегазовой отрасли: вызовы и перспективы» в рамках Петербургского международного газового форума.

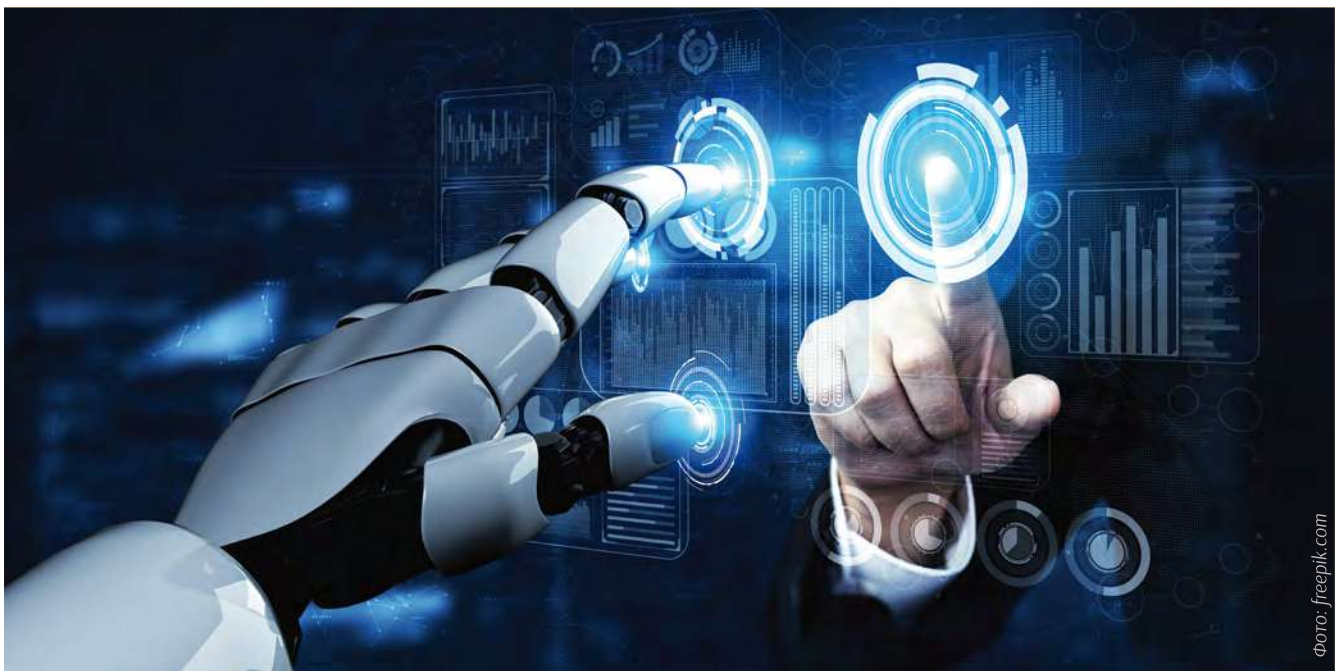


фото: freepik.com

## ЗАЧЕМ ИИ НУЖЕН НЕФТЕГАЗОВЫМ КОМПАНИЯМ?

Можно услышать, что, используя инструменты ИИ, можно добиться эффекта в десятки миллионов долларов. Так, вице-премьер РФ *Дмитрий Чернышенко*, выступая на конференции Artificial Intelligence Journey 2022, прогнозировал, что ИИ уже в ближайшие годы принесёт российской экономике 1 трлн рублей.

«Искусственный интеллект — абсолютно живая история, которая действительно двигает нефтегазовый сектор вперёд. Компании уделяют этому большое внимание, рынок уже согласился, что здесь — огромные перспективы по повышению эффективности по всем направлениям: разведке, добыче, переработке», — отметила актуальность технологии уже для добычи углеводо-

родов заместитель исполнительного директора «Иннопрактика» *Анастасия Павленко*.

За счёт чего планируется достичь этих результатов? По словам генерального директора ООО «Ланит-Терком» *Вадима Сапашного*, главный эффект от внедрения цифровых помощников — предотвращение ошибок, которые могут обойтись компании в миллиарды рублей.

«Как это делалось раньше? Были суперэксперты, которые принимали решения, где бурить. Но основная проблема, что те знания, нейросеть, которая строится в их голове, от них не отчуждаема. ИИ призван создать цифровую копию тех процессов, которые будут применяться в конкретной индустрии», — комментирует инновации *Вадим Сабашный*.

Однако не всегда эту выгоду легко подсчитать и монетизировать. Зача-

стую сложно разделить, за счёт чего достигнут эффект: благодаря применению цифрового советчика или идущему параллельно внедрению бережливого производства, — отмечает директор по стратегическим проектам ГК «Цифра» *Павел Федосов*. Тем не менее в ИИ верят: в 2021 году в эту технологию вложили \$39 млрд венчурных инвестиций, приводит данные директор акселерации по нефтегазовому направлению кластера энергоэффективных технологий Фонда «Сколково» *Антон Аблаев*.

## ПРЕОДОЛЕВАЕМ БАРЬЕРЫ

Однако, несмотря на все потенциальные выгоды, внедрение ИИ в нефтегазовом секторе пока идёт не так гладко. Основные сложности перечислил директор Ассоциации «Искусственный интеллект в промышленности» *Тимур Супатаев*.

«Первый барьер – это неготовность индустрии с текущим пониманием ИИ в промышленности быть заказчиком. Многие слышали и любят использовать термин ИИ, но определять конкретные задачи, которые могут быть решены с его помощью, выделять команду и даже формулировать ТЗ – это зачастую проблема. Второй фактор – отсутствие достаточного количества данных. И третье – не всегда есть понимание, какие задачи в принципе способен решать ИИ в промышленности», – сказал г-н Супатаев.

Если говорить о первом и третьем барьерах, то здесь помочь может просветительская работа. А что касается нехватки данных, то здесь всё не так просто. Впрочем, *Вадим Сабашный*, напротив, считает, что у нефтегазовых предприятий есть даже определённое преимущество, так как информация практически не устаревает.

«Сколько проходит времени, когда нефть материнской породы начинает отдавать в коллектор? Сотни миллионов лет! А значит, все данные, которые мы собирали с 1980-х годов и даже раньше на бумаге, до сих пор валидны. Да, они не в красивом виде, неполные. Но данные каротажа скважины, полученные в 1960-х гг., не менее ценны, чем те, что получены сейчас. Да, сейчас для каротажа опускают более умные головки, используют ультразвук. Может, со временем начнут использовать рентгеновские установки. Но все собранные данные ценны, нельзя их выбрасывать. Например, по баженовской свите мало данных, но платформу по их обработке уже можно готовить для того, чтобы сравнивать результаты, полученные из аналитических моделей, составленных на бумаге, компьютере, с теми, которые даст машинное обучение. И это будет полезно обеим моделям, потому что они друг друга проверят», – отмечает *Вадим Сабашный*.

Сегодня в России есть данные по сотням пробуренных скважин. Да, ВИНК неохотно делятся ими друг с другом. Но внутри отдельно взятой компании есть всё необходимое для разработки платформы, которая могла бы предсказывать по геологическим параметрам, как лучше эксплуатировать эту скважину. Впрочем, легко сказать – трудно сделать. Пока в полной мере решить эту задачу не удалось ещё никому в мире, говорит генеральный директор «Ланит-Терком».

#### НОВЫЕ ВЫЗОВЫ И НОВЫЕ ПОДХОДЫ

Как видим, эти барьеры преодолимы. Однако не стоит забывать, что россий-

ские предприятия столкнулись с дополнительной проблемой. Из-за санкций они не теперь не имеют доступа к передовым зарубежным разработкам. Минцифры в ответе на запрос «Коммерсанта» заявило, что санкции не окажут серьёзного влияния на развитие ИИ, так как большинство алгоритмов – это продукты с открытым кодом. Впрочем, и в этом случае у крупных международных компаний, таких как Honeywell или General Electric, было больше времени и исходных данных для того, чтобы продвинуться в исследованиях ИИ, отмечает *Павел Федосов*. Получается, что российские разработчики с самого начала оказались в положении догоняющих. Однако не стоит думать, что эту работу пришлось начинать с нуля, определённые наработки в сфере ИИ в РФ были.

«Сейчас в стране достаточно разветвлённая система, связанная с ИИ, со всеми необходимыми элементами: стартапы, компании-заказчики, вузы, инструменты государственной поддержки», – перечисляет *Тимур Супатаев*.

В условиях ограниченного времени стоит задуматься об объединении усилий. Действительно, создать собственный RND-центр отдельно взятой компании непросто. К тому же у небольших стартапов, как правило, нет достаточных ресурсов, в результате в лучшем случае заказчик получает прототип, который потом придётся ещё долго «допиливать», отмечает владелец продукта по видеоаналитике в СИБУРе *Вадим Щемеленин*.

«Фундаментом будущих успехов ИИ является наука. Однако во взаимодействии учёных и производителей ещё многое можно улучшить.

Да, есть наработки, и я согласен с тем, что нужно объединяться. Но у меня есть ощущение, что мы массово идём не тем путём. Мы стремимся делать какие-то объединения, партнёрства и т. д., в то время как нужно устанавливать прямые контакты и делать классические НИРы. Производителям не нужны отчёты, им нужны партнёры для развития технологий, для обмена знаниями. А мы этот обмен теряем, начинаем смотреть в сторону ассоциаций, отчётов», – посетовал *Вадим Щемеленин*.

Идеальная ситуация, когда в «одной упряжке» работают научный институт, технологический партнёр (IT-компания) и заказчик (нефтегазовая компания), сошлись во мнении участники «круглого стола».

Ещё один барьер для развития ИИ – острый кадровый дефицит в отрасли. Если взять информационно-коммуникационные технологии в целом, то на начало 2022 года потребность в специалистах оценивалась в 1 млн человек, приводит цифры «Коммерсантъ». При этом за прошлый год эта ситуация не только не поправилась, но скорее ухудшилась. Связано это с отъездом многих IT-специалистов из страны.

«В плане инноваций в машинном обучении сейчас в России спад. Во многих компаниях не хватает квалифицирован-



Фото: Андрей Халицкий



ных кадров. При этом востребованность технологии растёт: государство и бизнес понимают, что у неё множество применений и она может существенно сократить расходы», — отметил в интервью порталу «Страна Росатом» руководитель направления машинного обучения в «Гринатоме» Яхья Ибрагимов.

В качестве решения предлагают проекты, нацеленные на вовлечение школьников в изучение программирования, увеличение мест набора в вузах и ссузах по ИКТ-специальностям и т. д. Однако очевидно, что рассчитывать на быстрый эффект здесь не приходится.


#### ДЕНЕЖНЫЙ ПОТОК ИССЯК, НО НЕ ПЕРЕСОХ

Оптимизм отрасли насчёт технологий ИИ в значительной степени был обусловлен обещанием государственной поддержки. Действительно, в конце 2022 года Минэкономики утвердило программу «Развитие высокотехнологичного направления «Искусственный интеллект на период до 2030 года» с финансированием 24,6 млрд рублей. Однако в этой «сладкой» новости, есть своя ложка дёгтя. Если сравнивать с аналогичной программой от 2019 года, мы видим, что практически все ключевые индикаторы изменились в сторону уменьшения. В частности, в 2019 году на развитие ИИ планировалось выделить 56,8 млрд рублей, причём только до 2024 года. Ещё сильнее сократился объём ожидаемого внебюджетного финансирования: с 334 до 111 млрд рублей. Наконец, разработчики про-

граммы 2019 года полагали, что к 2024 году объём внутреннего рынка ИИ-технологий будет составлять 160 млрд рублей, но в последней редакции этот показатель снизился более чем в 10 раз — до 14 млрд рублей.

Как мы видим, денег стало меньше. Однако сам факт, что государство в кризисные моменты не отказывается от финансирования технологии полностью, говорит о понимании её потенциала. То есть хорошая новость в том, что сам вопрос, развивать или не развивать технологии ИИ, уже не стоит.

«ИИ в своё время ярко выстрелил, был большой оптимизм, особенно в предыдущие пару лет. И в какой-то момент пришло какое-то отрезвление, понимание, что ИИ может не всё. Но, на мой взгляд, рано говорить о «зиме ИИ», запросы есть, компании внедряют», — комментирует ситуацию Анастасия Павленко.

Резюмируя, можно сказать, что нефтегазовые компании изменили своё отношение к ИИ. Теперь от технологии уже не ждут чудес, пришло понимание, что это ещё один из новых инструментов, который нужно правильно использовать и для которого нужно готовить данные. Важно, что отставание от зарубежных компаний пока не является критичным, настоящего прорыва в применении ИИ ещё никому не удалось добиться. Однако эта ситуация может быстро измениться уже в ближайшие несколько лет. Тогда и станет ясно, как сильно на самом деле санкции повлияли на российских разработчиков. 

Потенциальные выгоды для российской экономики от использования технологии искусственного интеллекта оцениваются в

1 трлн руб.



Тем не менее финансирование соответствующей государственной программы было сокращено с

56,8



до

24,6 трлн руб.




**3-6 ОКТЯБРЯ 2023**



**XII ПЕТЕРБУРГСКИЙ  
МЕЖДУНАРОДНЫЙ  
ГАЗОВЫЙ  
ФОРУМ**

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

реклама

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР  
**ЭКСПОФОРУМ**

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2273, 2626)  
GF@EXPOFORUM.RU

**18+**

**GAS-FORUM.RU**



# ИСПЫТАТЕЛЬНЫЕ ПОЛИГОНЫ: ЗАЧЕМ НУЖНЫ, ЧТО МЕШАЕТ?

Текст: Андрей Халбашкеев

Санкции форсируют разработку новых технологий и оборудования для нефтегазового сектора. Но, прежде чем новинку можно будет использовать на реальных месторождениях, она должна пройти опытно-промышленные и натурные испытания. И здесь не обойтись без испытательных полигонов. Как обстоят с ними дела в России? Что мешает строительству новых площадок для испытаний? Как компании находят выход из сложившейся ситуации?



Фото предоставлено ООО «Элгам»

## ИСПЫТАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ: КАК ДЕЛА ОБСТОЯТ СЕЙЧАС?

Вопрос, нужны или нет испытательные полигоны, даже не стоит, производители оборудования остро в них нуждаются.

«Полигоны играют ключевую роль в жизненном цикле внедрения нефтегазовых технологий. «Долина смерти» наиболее актуальна для нефтегазовой промышленности в силу её консерватизма. Чтобы оборудование успешно применялось на месторождении, необходим цикл испытаний, причём самых разных. И этапом между прототипом

и испытанным оборудованием заниматься некому. Ускорить этот процесс нельзя, если мы пропускаем этапы, нас неизбежно ждут неудачи, аварии. Необходимо пройти путь от испытаний опытного образца на стендах до работы в реальных условиях», — рассказывает руководитель программ блока технологического развития ООО «Газпромнефть – Технологические партнёрства» Юрий Алексеев.

«Таких центров в РФ мало, и у всех есть ограничения по типу проводимых работ и типоразмеру образцов, а в качестве испытательной среды использу-

ются чистые среды используются «чистые» среды (вода, воздух и пар). Из-за этого у производителей оборудования обычно возникают две проблемы: длительное ожидание в очереди на испытания и вероятность того, что полученные результаты не будут признаны со стороны заказчика. Это связано с тем, что большинство нефтегазовых компаний признают результаты только определённых полигонов и требуют подтверждения работоспособности арматуры при наличии в рабочей среде агрессивных компонентов (сероводорода, углекислого газа, метанола) или механических



примесей. Кроме этого, они накладывают ограничения по распространению результатов опытного образца на типоразмерный ряд аналогичных изделий. Например, в ПАО «Газпром» при испытаниях образцы должны выбираться из диапазонов DN50-100, DN125-300, DN350-900 и DN1000-1400», – добавляет технический эксперт АО «ПТПА» *Владимир Бондарев*.

Конкретно для АО «ПТПА» главной проблемой стало то, что при проведении испытаний практически невозможно обеспечить условия, приближенные к реальным: организовать подачу среды с агрессивными компонентами, гарантировать необходимый объем потока среды и нужную температуру. Или удовлетворить требования заказчиков, например, обеспечить сейсмические воздействия до 10 баллов по шкале MSK-64.

Испытания нужны для любого оборудования, которое эксплуатируется в нефтяной или газовой среде. По требованию заказчика проводятся и дополнительные проверки для участия в закупочных процедурах.

Особенно в стране не хватает специализированных полигонов, например, с горизонтальными стволами скважин. Разработчики оборудования, конечно,

находят выход из ситуации: создают свои испытательные стенды, договариваются с добывающими компаниями об использовании их инфраструктуры для испытаний.

«Мы создали испытательный стенд, на котором тестируем полноразмерные компоновки при фрезеровании обсадных колонн различных диаметров и групп прочностей, а также осуществляем испытания по бурению в песчано-цементных блоках (имитирующих горную породу), в том числе и по стандарту API. Без проведения стендовых испытаний мы не допускаем оборудование к скважинам. На разработку стенда и его создания наша компания потратила много лет и миллионы рублей. А так как наше оборудование принципиально новое, то без проведения испытаний в присутствии заказчика мы не смогли перейти к стадии пилотных испытаний. Компания «БашнефтьДобыча» после успешных стендовых испытаний предоставила нам скважину, предназначенную под ликвидацию в качестве испытательного полигона, за что мы, конечно, очень благодарны», – рассказывает генеральный директор ООО «Перфобур» *Илья Лягов*.

Свои испытательные стенды создают и другие производители оборудования,

## ЭКСПЕРТ



**Илья ЛЯГОВ,**  
генеральный директор ООО «Перфобур»

*«Нам, конечно, интересно, чтобы испытывались новые компоновки для бурения наклонно-направленных скважин и для фрезерования окон, так как опыт других компаний, безусловно, полезен. Научно-внедренческие фирмы, которых в нашей стране достаточно много, как правило, публикуют результаты испытаний в ведущих отраслевых изданиях, таких как журнал «Добывающая промышленность», что позволяет развивать отечественную науку и технологии. В период импортозамещения это особенно важно».*





ЭКСПЕРТ



ИЛЬЯ НЕЧАЕВ,

руководитель проекта  
департамента развития ООО «ЭЛКАМ»

«Конечно, каждый производитель сначала производит стендовые испытания у себя на предприятии. Как правило, для этого оборудование разбивается на узлы, которые испытываются по отдельности. Но когда ты собираешь оборудование, которое пойдёт в скважину, то это уже целая установка. И здесь задача – проверить надёжность не каждого узла по отдельности, а всей установки в целом. А для этого нужна скважина либо огромный стенд, который имитирует скважинные условия. У большинства производителей такой возможности нет. Скважины есть у некоторых крупных производителей. Например, у нас для испытаний есть 30-метровая скважина, представляющая собой «стакан в стакане». Сверху мы подаём жидкость, а потом через грубую трубу выкачиваем её наверх. То есть из самих недр мы ничего не забираем, это процесс, закольцованный с одной и той же жидкостью».

а также научные и образовательные учреждения, ведь риск ошибки в скважине очень велик. В качестве примера г-н Лягов называет Горный университет в Санкт-Петербурге, где есть учебный полигон с буровыми установками, и «ВНИИБТ – Буровой инструмент» в Перми. Там был создан полигон для имитации условий, сопоставимых со сверхглубокими скважинами.

То есть на данный момент в отрасли сформировались свои «правила игры», рассказывает руководитель проекта департамента развития ООО «ЭЛКАМ» Илья Нечаев. После стендовых испытаний следующий этап – защита оборудования на научно-техническом совещании в нефтяных компаниях. Затем испытания на реальной скважине, по

результатам которых в ВИНК принимается решение, приобретать оборудование или нет.

«Система сбалансированная, и по большому счёту она всех устраивает. Но для производителей было бы лучше, если бы испытания проводились на полигоне, где нет таких больших финансовых и имиджевых рисков. В проведении испытаний никто напрямую не отказывает, нефтяники любят эксперименты и заинтересованы в них. Но если у тебя 1–2 раза случатся поломки в скважине, то любой хозяйственник скажет, что не готов тратить на это деньги. С другой стороны, нужно понимать, что любой производитель заинтересован в быстрых деньгах, а испытания иногда длятся по 180–360 суток. И не всегда по результатам испытаний техника выкупается. То есть ты можешь полгода – год проработать, даже с положительным результатом закончить испытания, но тебе могут вернуть оборудование. Так что этот этап со всех точек зрения лучше проходить на специализированном полигоне», – объясняет Илья Нечаев.

Понимают важность испытательных полигонов и крупные ВИНК. Об этом говорил генеральный директор ПАО

«Газпром нефть» Александр Дюков, выступая на пленарном заседании Промышленно-энергетического форума TNF 2022. По его словам, достичь технологического суверенитета не удастся без создания инфраструктуры по тестированию и апробации новых решений и технологий. В «Газпром нефти» готовы перейти от слов к делу.

«В рамках компании создана сеть технологических полигонов, где разработчики имеют возможность тестировать различные технологии. Второе направление работы – это сбор информации, мы будем стараться создать такую сеть из тех испытательных полигонов, что уже есть в наличии. Третье направление – создание полнонатурных технологических полигонов», – рассказал г-н Дюков.

### СТРОИМ НОВЫЕ ПОЛИГОНЫ И МОДЕРНИЗИРУЕМ ИМЕЮЩИЕСЯ СТЕНДЫ

Тем не менее очевидно, что впереди много работы. Об этом говорили участники круглого стола «Испытательные полигоны, имитирующие реальное месторождение: современные подходы верификации технологии» на Промышленно-энергетическом форуме TNF 2022.



фото предоставлено ООО «ЭЛКАМ»

Для начала следует сказать, что испытательные полигоны могут быть построены на базе реальных месторождений или лабораторий и стендов. Между ними находятся полигоны, имитирующие реальные условия. На стендах в лабораториях проводят заводские испытания на достижение экстремальных и критических нагрузок. Цель испытаний на преднатурном полигоне – снижение рисков во время эксплуатации на настоящей скважине. Наконец, на базе действующих месторождений проводятся испытания в реальной промышленной среде для подтверждения технических и эксплуатационных характеристик. И для каждого типа полигонов в России сложилась своя ситуация.

«Мы провели анализ данной инфраструктуры на территории РФ и выявили, что с точки зрения стендов и лабораторий у нас в стране всё довольно неплохо, конечно, остаются вопросы их оснащённости, но такие центры существуют и функционируют. Всего их более 100. Что касается полигонов на базе реальных месторождений, то действующих объектов мы не выявили. Есть потенциальные полигоны «Бажен» (Пальмовский ЛУ), полигоны на Ромашкин-

ском («Татнефть») и Вынгапуровском («Газпром») месторождениях. «Бажен» – пока единственный объект, который соответствует всем требованиям к действующим полигонам. Полигонов для преднатурных испытаний у нас нет в стране, в стадии реализации находится полигон на базе учебной базы «Саблино», – рассказал руководитель Центра компетенций импортозамещения в ТЭК АНО «Агентство по технологическому развитию» *Владилена Марценюк*.

Хотя со стендовыми испытаниями дела обстоят лучше всего, здесь тоже есть куда развиваться. По словам *Владилена Марценюка*, необходимости в создании новых центров нет. Но имеющиеся требуют модернизации и дооснащения. Важна и информационная работа: сейчас возникают ситуации, когда производители не знают о наличии поблизости от них центров, где можно провести испытания.

Совсем другая ситуация с полигонами, имитирующими реальное месторождение: здесь нужны новые объекты. К сожалению, пока эта работа идёт не теми темпами, которые хотели бы видеть компании отрасли. Возникают проблемы с финансированием, сказыва-

ЭКСПЕРТ



ВЛАДИМИР БОНДАРЁВ,  
технический эксперт АО «ПТПА»

*«Для производителей оборудования единый подход заказчиков к проведению испытаний помог бы решить большое количество проблем. Но думаю, что это маловероятно. В настоящее время у большинства компаний есть свои стандарты: у ПАО «Газпром» – СТО «Газпром», у ПАО «Транснефть» – ОТТ, у ПАО «НК Роснефть» – МУК ЕТТ и т. д.. Их требования различны, и изготовителю арматуры приходится проводить похожие испытания под каждый стандарт с участием представителя от той или иной компании.*

*Возможными решениями проблемы могли бы стать унификация требований к трубопроводной арматуре (как это было во время повсеместного действия и признания ГОСТов), увеличение количества испытательных центров, расширение их возможностей и признание полученных на них результатов всеми заказчиками».*

вается отсутствие механизмов, которые стимулировали бы создание таких полигонов.

«Полигон такой нужен, зарубежный опыт показывает, что такие испытания позволят практически полностью снять риски отказа оборудования внутри скважины. Было принято решение за счёт государственной поддержки создать полигон «Саблино» на базе Санкт-Петербургского горного университета. Не все деньги были доведены, в 2022 году было принято решение не выделять финансирование в связи с экономической ситуацией. Но инициаторы решили довести проект до конца самостоятельно, не привлекая бюджетное финансирование», – рассказывает *Владилена Марценюк*.

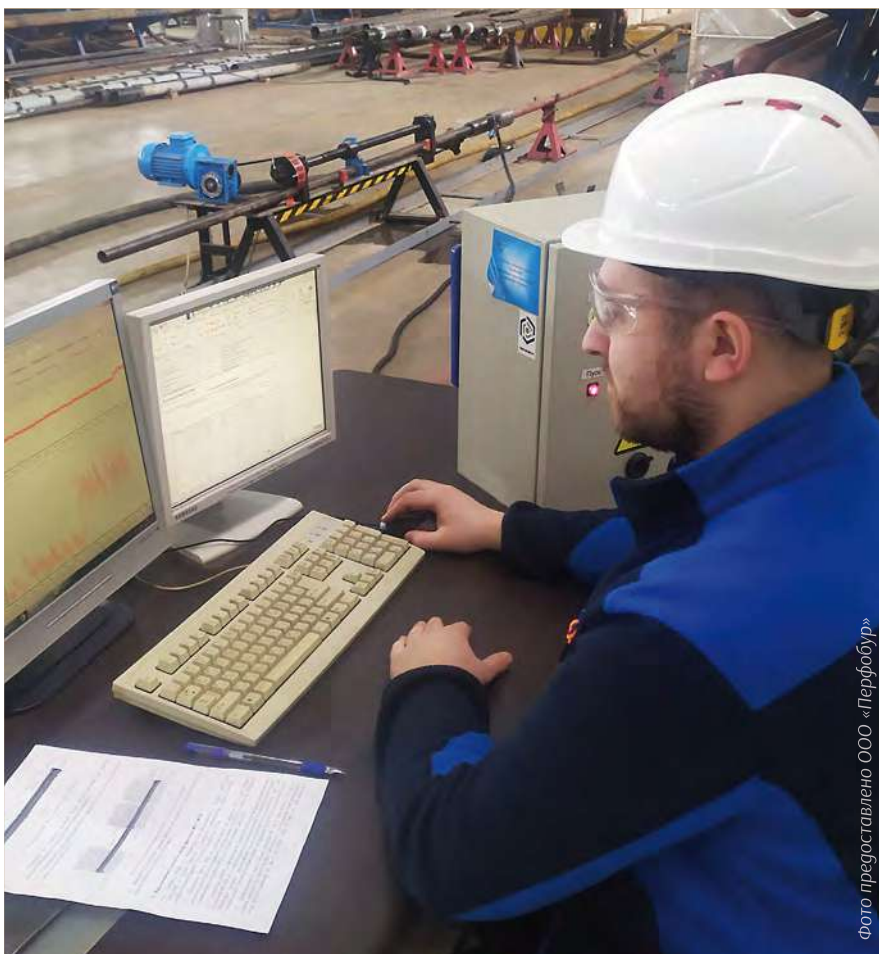


фото предоставлено ООО «Перфобур»



фото редакции ПромГрупп Медиа

### ПОЛИГОНЫ НА РЕАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ: ЧТО МШАЕТ?

Наконец, наиболее болезненная ситуация сложилась с испытаниями на реальных месторождениях. Да, сейчас они проводятся в рамках действующих скважин, но назвать их полигонами всё же нельзя. По словам вице-президента Союза нефтегазопромышленников РФ *Нatalьи Андреевой*, чтобы называться полигоном, объект должен иметь не только собственно испытательную инфраструктуру, но и систему метрологической поддержки, локальные нормативные акты по организации испытаний, чётко описанную область аккредитации, специально обученный персонал. Кроме этого должна быть разработана система передачи и признания результатов испытаний.

Почему же до сих пор в стране нет полноценного полигона для натуральных испытаний?

«Основная сложность, конечно, связана с финансами, так как любой полигон, стенд или лабораторная установка требуют своевременного обслуживания и привлечения квалифицированных специалистов, потому что никакой эксперимент не имеет смысла без планирования и анализа полученных данных», — объясняет *Илья Лягов*.

«Интересанты есть, инвесторов нет», — согласен с ним *Владимен Марценюк*. Например, «Татнефть» рассматривает возможность создания полигона на Ромашкинском месторождении, но не готова нести капитальные затра-

ты, которые она оценивает в 2 млрд рублей. В связи с этим предлагается, чтобы затраты на инфраструктуру взяло на себя государство.

«Частный инвестор не готов этим заниматься, он не видит в этом коммерции. С другой стороны, есть компании, которые производят оборудование, но не имеют собственного стенда. При этом ВИНК прописывают в закупочной документации, что оборудование должно быть сертифицировано в независимом центре, это уже широко внедряется. Решение в том, чтобы заинтересовать самих производителей. Они создают отдельную деталь и не заинтересованы в том, чтобы испытывать всё в компоновке», — предлагает генеральный директор АНО «ИНТИ» (Институт нефтегазовых технологических инициатив) *Михаил Кузнецов*.

*Нatalья Андреева* в свою очередь полагает, что проблемы не только в нехватке денег. Модернизации требуют и нормативная база.

«Сейчас отсутствует понятие «промышленный полигон» как субъект хозяйственной деятельности. На сегодняшний день у нас так и не разработаны чёткие KPI испытаний, не приняты поправки в закон о промышленной политике, не разработаны технические регламенты. Есть единственный стандарт ещё 1980 года, который ориентирован на испытания продукции для оборонной промышленности. У каждой компании есть свои представления, как организовывать испытания, свои требо-

вания к оборудованию и свои стандарты. Отсюда — невозможность сравнения результатов испытаний, выполненных разными компаниями», — перечисляет факторы вице-президент Союза нефтегазопромышленников.

Также, по мнению *Нatalьи Андреевой*, ещё одна проблема кроется в том, что заказчики не всегда видят всей производственной цепочки испытаний продукции: замысел — расчёт — лаборатория — стенд — реальная рабочая среда. Всё это, по её мнению, приводит к путанице понятий. В частности, запрос от компаний на «испытание технологии» звучит некорректно.

«Ни в одной стране мира технологии не испытываются, не аккредитуются и не сертифицируются. Испытаниям подлежат отдельные элементы, доведённые до единиц заводской готовности, или ПО, при помощи которого реализуется технология. По технологиям возможно подтверждение их эффективности как совокупного показателя работы оборудования, приборов, специализированного ПО. Признаками эффективности технологий могут быть КПД, энергетическая эффективность, степень автоматизации, безопасность персонала, снижение выбросов и т. д. Для их подтверждения нужна бизнес-модель испытаний с конечными KPI», — считает г-жа *Андреева*.

Большим шагом вперёд в этой ситуации стало бы создание единого свода для испытаний продукции нефтегазового комплекса, считают в Союзе нефтегазопромышленников. Также нужны правила экспертизы для сопоставления данных и федеральная база о результатах проведённых исследований. Наконец, остаётся общая для всех проблема — нехватка квалифицированных кадров.

«Мы видим, что сейчас критически мало специалистов, понимающих, как планировать, организовывать испытания и коммерциализировать их результаты. У нас в стране всего 260 тысяч человек, которые занимаются разработкой технологий, технических требований к оборудованию, разработкой прототипов ПО для обслуживания технологий. И это для всех отраслей, в масштабах страны это мизер», — убеждена *Нatalья Андреева*.

### ЗАМЕНИТ ЛИ ЕДИНЫЕ СТАНДАРТЫ НОВЫЕ ПОЛИГОНЫ?

Именно в выработке единых стандартов и создании системы взаимопризнания результатов испытаний видят решение проблемы полигонов на реальных месторождениях в Агентстве по технологическому развитию.

«Мы не нашли инвестора, который был бы готов определить площадку под создание полноценного полигона. И поэтому предлагаем использовать другую модель: в рамках действующих нефтегазоносных провинций наших компаний создать правила совместных испытаний. То есть наша задача — создание не сети полигонов, а системы взаимопризнания. Всё это позволит минимизировать издержки», — рассказывает *Владилен Марценюк*.

В этой модели результаты испытаний, проведённых на скважинах условной «Газпром нефти», становятся доступны для других компаний. Соответственно, исчезает ситуация, когда ВИНК дублируют исследования друг друга. Ключевым здесь видится сотрудничество с ИНТИ, который сейчас как раз занимается разработкой национальных стандартов для нефтегазового оборудования. ВИНК, вошедшие в состав Института нефтегазовых технологических инициатив, уже создали прецедент их признания при проведении закупочных процедур.

Преимущество этого подхода очевидно: при относительно небольших затратах можно получить быстрый результат. Однако представители компаний увидели здесь и свои ограничения. Испытания оборудования на действующей скважине подразумевают затраты и риски для обеих сторон.

«Для производителя — это логистика, цена самого оборудования, затраты на шефмонтаж. Для нефтяной компании это затраты на спускоподъёмные операции; надо поднять технику, которая сейчас работает в скважине. При этом есть риск, что оборудование не заработает. Тогда нужно будет опять тратить деньги на его подъём и спуск чего-то стандартного. Плюс простой скважины, в это время не идёт добыча нефти», — перечисляет проблемы *Илья Нечаев*.

Свои минусы в прохождении опытной эксплуатации непосредственно на объекте у заказчика нашли и в АО «ПТПА», которое занимается производством трубопроводной арматуры.

«Во-первых, такие испытания не должны нарушать основной технологический процесс объекта, а для этого далеко не всегда есть техническая возможность. А во-вторых, полученные результаты такого «тест-драйва» могут быть не признаны другим заказчиком, эксплуатирующим арматуру в схожих условиях», — отмечает *Владимир Бондарев*.

К тому же стоит учитывать и специфику месторождений: можно сказать, что каждая скважина по-своему уникальна.

«Если скважинные условия идентичны, то результаты чужих исследований

принять можно. Но в действительности так может быть только в пределах одного месторождения. Как правило, собирается статистика по наработке оборудования или результатам внедрения технологии. На основании анализа такой информации уже можно принимать решение об использовании на других скважинах оборудования без дополнительных испытаний, но с предварительным проведённым анализом рисков», — комментирует ситуацию *Илья Лягов*.

С тем, что нельзя слепо переносить результаты исследований, проведённых на отдельном заводе или нефтегазоносной провинции, согласна и *Наталья Андреева*.

«В США 320 лицензионных участков, и на каждом втором есть полигон по испытаниям бурового оборудования. Потому что один участок отличается от другого, и никто в здравом уме не станет приобретать оснастку с месторождения, которое расположено за 200–300 км», — отмечает вице-президент Союза нефтегазопромышленников.

Не вполне согласен с этим *Илья Нечаев*. По его словам, на полигоне достаточно имитации стандартных условий.

«Разрабатывая техническое решение, рассчитываешь на более-менее стандартные условия. Пройдя испытания на полигоне, ты доказываешь, что сделал рабочую установку. И аналогичные условия можно найти практически во всех нефтяных компаниях. Другое дело, если нужна специфика. В таком случае производитель либо проводит испытания

в конкретном регионе на конкретном месторождении. Либо, если он уверен в своей продукции, даёт гарантию на выгодных для заказчика условиях», — отмечает г-н *Нечаев*.

Так что даже один полигон для натурных испытаний позволит изменить ситуацию к лучшему в масштабах страны. Поэтому новые площадки для испытаний всё равно нужны. Но всё же, по словам *Владимира Бондарева*, перед строительством новых или расширением имеющихся полигонов «было бы замечательно централизованно проанализировать различные условия эксплуатации на разных объектах».

Пока же, по словам *Юрия Алексева*, «замылилась» сама тема необходимости полигонов.

«Сложилось впечатление, что нам достаточно стандартов, и компании могут просто договориться признавать результаты испытаний друг друга. Но ведь не просто так компания не признаёт результаты испытаний, проведённых другими компаниями, на то есть объективные причины», — убеждён представитель ПАО «Газпром нефть».

Работы, проводимые на действующих скважинах сегодня, правильнее назвать опытно-промышленными работами (ОПИ). И это совсем не то же самое, что испытания на полигоне. И дело не только в отсутствии самостоятельного юридического статуса (о других отличиях между ОПИ на обычном месторождении и испытаниями на полигоне читайте в Таблице 1). Для добывающих



Фото предоставлено ООО «Перфобур»



**Таблица 1.** Различия между испытаниями на специализированном полигоне и в рамках обычного месторождения (из презентации руководителя программ блока технологического развития ООО «Газпромнефть — Технологические партнёрства» Юрия Алексеева на Промышленно-энергетическом форуме TNF 2022).

компаний проверка нового оборудования не является главной задачей. При этом для проведения испытаний руководитель участка должен приостановить основные работы, что сказывается на производственных показателях. Как результат, разработчики оборудования зачастую вынуждены долго ждать, пока освободится нужная скважина. Ещё один немаловажный нюанс: компания – владелец скважины зачастую требует застраховать риски во время испытаний. А это дополнительные издержки.

«Нам приходилось сталкиваться с подобными сложностями. Но мы понимаем, что добывающая компания должна выделить бюджет на данные работы и предоставить, например, бригаду КРС (капитального ремонта скважины). Допуски и разрешения при этом нужны точно такие же, как и при проведении коммерческих работ. Всё это требует времени. Так что эту подготовительную работу также можно отнести к «испытаниям», но уже для менеджмента компании», — делится опытом Илья Лягов.

| № | Полигон   | Обычное месторождение  |
|---|---|--|
| 1 | Самостоятельная юридически-правовая бизнес-единица.   | В рамках действующего месторождения.   |
| 2 | Испытания проводятся на выделенном участке недр, скважинах со специализированной инфраструктурой. «Быстрые» испытания.  | Испытания проводятся на «свободной» скважине. Ожидание может быть от нескольких месяцев до года.   |
| 3 | Эталонные скважины и инфраструктура для испытаний. Аккредитованная лаборатория. Испытания в полном объёме в соответствии с методикой.   | Скважины предоставляются по остаточному принципу. Невозможность выполнения испытаний в полном объёме.  |
| 4 | Программы совместных испытаний (ПСИ) – юридически значимый документ, прошедший независимую экспертизу на соответствие методике испытаний.   | Программы опытно-промышленных испытаний (ОПИ) – локальные документы компании (дочернего общества) не могут обеспечивать соответствие методике испытаний.                                   |
| 5 | Протокол результатов испытаний (ПРИ) утверждается независимым экспертным советом. Результаты испытаний подтверждают готовность тиражирования, в том числе при реализации программ импортозамещения. | Внутренний протокол испытаний утверждается только компанией (дочерним обществом), на территории которой проводились испытания. Результаты, как правило, не признают за пределами компании. |
| 6 | Испытание проводит квалифицированный подрядный персонал. Все необходимые лицензии и сертификаты. Качество и соблюдение методики испытаний.  | Испытания проводит персонал промысла без специальной квалификации по проведению испытаний. Высокий риск «человеческого» фактора.   |
| 7 | К испытаниям допускаются только техника и технологии, соответствующие уровню зрелости (TRL-5 и выше) для проведения полевых испытаний. Минимизация рисков аварий и инцидентов.                      | Проверка на соответствие готовности для полевых испытаний не регламентирована. Риск нештатных и аварийных ситуаций во время испытаний.   |

**25** 1998-2023  
**лет**

**С нами надежно!**

**Ведущий российский разработчик  
и производитель приборов учёта газа,  
жидкости и метрологического  
оборудования**

**Более  
400**

ВИДОВ  
ВЫПУСКАЕМОЙ  
ПРОДУКЦИИ

**Более  
10 000**

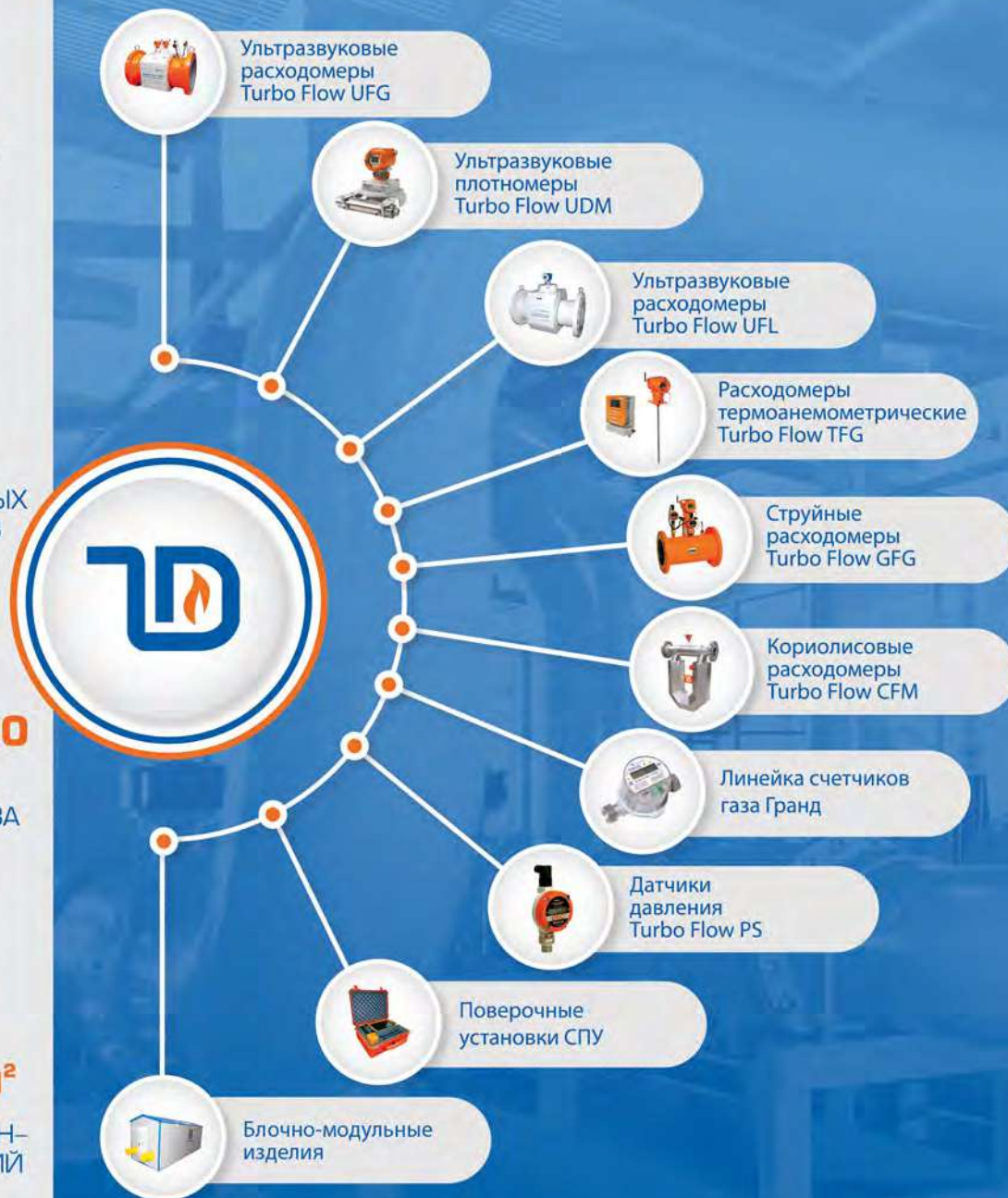
ВЫПУЩЕННЫХ  
ПРОМЫШЛЕННЫХ  
РАСХОДОМЕРОВ

**Более  
4 000 000**

ВЫПУЩЕННЫХ  
СЧЕТЧИКОВ ГАЗА  
ГРАНД

**Более  
25 000 м<sup>2</sup>**

ПРОИЗВОДСТВЕН-  
НЫХ ТЕРРИТОРИЙ





В свою очередь *Илья Нечаев* отмечает, что сроки ожидания сильно зависят от размера компании-производителя, её репутации на рынке.

«Понятно, что если ты небольшой производитель и первый раз приходишь в нефтяную компанию, то в тебе не уверены. К тому же ноу-хау сейчас не приносятся, все пытаются улучшить уже существующие технические решения. Поэтому никто специально не спускает на тормозах, но начинается административная рутинка. Нужно ждать подписей, суметь вклиниться в график бригады, потому что они в первую очередь выезжают на объект, на котором произошёл тот или иной отказ, и надо оперативно восстановить работу скважины. Все эти согласования занимают много времени. Но если ты крупный производитель и у тебя есть нужные контакты, наработанная репутация, то этот процесс можно ускорить и пройти этот путь условно не за полгода, а за месяц», — рассказывает представитель ООО «ЭЛКАМ».

Если же мы имеем дело с полноценным полигоном, то такие проблемы попросту не возникают. Вся инфраструктура изначально разработана под нужды испытателей, и если очередь всё же возникает, то уже между самими разработчиками оборудования.

Рассматривая вариант с взаимным признанием результатов исследований, стоит учитывать и консерватизм нефтяных компаний. Существующий уровень доверия в отрасли ставит знак вопроса напротив этой инициативы.

«Если у тебя уже есть акт успешно пройденных испытаний в «Газпроме» или «Роснефти», то при демонстрации своего оборудования на научно-техническом совещании, допустим, в ЛУКОЙЛе это, конечно, будет плюсом. Но опираться на результаты, которые были получены в какой-то сторонней организации, там не будут. Всё равно скажут, что необходимо провести испытания внутри акционерного общества. И только после этого, если все факторы сходятся, ты получаешь «добро» на дальнейшую работу с этой компанией. Поэтому акт сторонней организации проходным билетом точно не будет в другой нефтяной компании», — обрисовывает ситуацию *Илья Нечаев*.

Наконец, натурные полигоны нужно строить хотя бы потому, что без них не провести некоторые виды исследований.

«Вся инфраструктура для добычи нефти, а не для испытаний, соответственно, 90% испытаний мы на ОПИ провести не можем физически. Для того чтобы это действительно был полигон, а не ОПИ, на обычном месторождении нужно строить дополнительную инфраструктуру. Да, часть испытаний можно проводить только на стендах, например, гидравлические, часть ресурсных и функциональных испытаний. Но в некоторых случаях для функциональных испытаний нужны реальные скважины и реальное взаимодействие с пластом. Это фаза подготовки к эксплуатации, когда происходит необходимая дора-

ботка оборудования», — рассказывает *Юрий Алексеев*.

Таким образом, система признания результатов испытаний всеми компаниями с точки зрения экономии средств и ускорения работы выглядит перспективно. Но, чтобы эта модель была эффективной, нужен независимый полигон, считает *Илья Нечаев*.

### «ДОРОГА В ТЫСЯЧУ ЛИ НАЧИНАЕТСЯ С ПЕРВОГО ШАГА»

Итак, новые полигоны в любом случае нужны. Какие есть варианты в условиях недостаточного финансирования? Один из них — кооперация усилий.

«В Канаде 18–20 компаний финансировали строительство одного полигона и обучение персонала. Это тот путь, по которому мы должны идти. В нашем понимании полигон — это не некая территория, обнесённая забором, это симбиоз научно-технического и инженерного потенциала в совокупности с тем технологическим процессом, который они имеют в различных климатических зонах», — считает заместитель генерального директора по научно-техническому развитию и инновациям ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» *Виктор Дарищев*.

А может, отрасли на помощь придут новые технологии? Сейчас много говорится о цифровых двойниках производства. Может, удастся «обкатать» новые агрегаты в рамках компьютерных моделей? Пока эксперты относятся к этой идее с изрядной долей скепсиса.

«Решений для создания цифровых двойников достаточно много и сейчас. Практически любое оборудование разрабатывается с использованием конечно-элементного анализа. Но, на мой взгляд, полностью заменить скважинные испытания IT-решения не могут. Так как смоделировать подобные условия очень сложно, во многом из-за отсутствия информации, например, если скважина строилась в прошлом веке. Хотя IT-решения могут сократить количество неудачных попыток», — считает *Илья Лягов*.

«Часто можно услышать, что мы не будем испытывать оборудование на полигоне, а создадим для этого виртуальную модель. Но для этого нужно иметь огромное количество измерений, реальных промысловых показателей. Их нужно формализовать, написать ПО, и только потом в этой среде вы можете имитировать какой-то технологический процесс. Виртуальную сферу можно использовать для обучения, но не называйте это испытаниями технологий, виртуальными испытаниями, потому

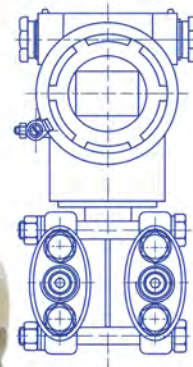


фото предоставлено ООО «Перифабур»



# Датчик давления ДМ5017

Предназначен для измерения и преобразования давления в выходные сигналы 4-20 мА, HART, RS-485, Modbus.



## ■ ПОЛНОСТЬЮ РОССИЙСКОЕ ИЗДЕЛИЕ

Все электронные компоненты, принципиальные, функциональные схемы, ПО разработаны и изготовлены в России, что подтверждает заключение Минпромторга.

## ■ ИНФОРМАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Полностью исключен риск несанкционированного вмешательства в работу датчика.

## ■ ПОВЫШЕННАЯ ПОМЕХОУСТОЙЧИВОСТЬ

Электронный блок реализован на основе программирования одной микросхемы.

## ■ РЕЖИМ ЦИФРОВОГО КАЛИБРАТОРА

Бездемонтажная проверка и цифровая калибровка измерительного канала и его компонентов от аналогового выхода датчика до конечных показывающих устройств.

# DM2005Cg1Ex



Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие сигнализирующие взрывозащищенные DM2005Cg1Ex, DV2005Cg1Ex и DA 2005Cg1Ex предназначены для измерения избыточного давления неагрессивных сред и управления внешними электрическими цепями от сигнализирующего устройства прямого действия. Приборы являются взрывозащищенными с видом взрывозащиты «Взрывонепроницаемая оболочка» и имеют маркировку взрывозащиты — «1Ex d IIB T4 Gb» по ГОСТ 31610.0-2014 (IEC 60079-0:2011), ГОСТ IEC 60079-1-2011.

- Полностью российское изделие
- Приборы выпускаются также для поставки на АЭС
- Межповерочный интервал – 2 года
- Гарантийный срок эксплуатации – 3 года



Официальный российский производитель  
(подтверждено Минпромторгом)

ОАО «Манотомь», Россия, 634061, г. Томск,  
пр. Комсомольский, 62, тел.: 8 (382-2) 28-88-88  
e-mail: manotom@manotom.com

[www.manotom.com](http://www.manotom.com)



фото предоставлено ООО «Перфобур»

По оценкам Центра компетенций импортозамещения в ТЭК АНО Агентство по технологическому развитию», в полигонах, имитирующих реальное месторождение, нуждаются 25 компаний и

# 45

видов оборудования

что это всего лишь модель для создания визуального ряда и на лучшее усвоение процесса», – в свою очередь отмечает *Наталья Андреева*.

*Илья Нечаев* также предупреждает: ждать 100-процентной гарантии от цифровых моделей не стоит.

«Я не знаю всех возможностей моделирования, но из своего опыта могу сказать, что всё проверить невозможно. При моделировании ты закладываешь какие-то граничные условия. Ты можешь проверить отдельный узел или в сборе. Ты вроде бы всё проверил, но не учёл какой-то фактор, и именно здесь произошёл отказ. Например, когда рассчитывают механическую прочность, моделируются процессы на изгиб, излом, растяжение. Но в процессе эксплуатации добавляется непредвиденный фактор – сжатие. Моделировать нужно, но это не даёт 100-процентной гарантии, думаю, ближе к истине цифра в 50%», – комментирует практику представитель ООО «ЭЛКАМ».

Об этом же говорит и *Владимир Бонгарев*.

«Уже существуют и широко применяются программные средства, позволяющие смоделировать и оценить прочность (статическую и циклическую), теплопередачу и гидравлические характеристики арматуры. Но, к сожалению, они не могут оценить поведение изделия при выработке им ресурса в среде с высокой и криогенной температурой и с агрессивными компонентами (сероводородом, углекислым газом, ме-

танолом, механическими примесями и т. п.), а также при испытаниях на огне- и хладостойкость. Расчёты полностью заменить испытания пока не могут и сейчас применяются (если это допускает заказчик) только для оценки прочности и гидравлических характеристик арматуры, при этом за заказчиком остаётся право в любой момент потребовать подтверждения расчётных результатов экспериментальными», – рассказывает технический эксперт АО «ПТПА».

Немаловажно и то, что требования к испытаниям заложены в различных стандартах, и в случае отклонения от них компания-разработчик не получит сертификат. Возможно, по мере роста возможностей компьютерного моделирования придёт время скорректировать нормативную базу. Но, пока насущной необходимости в этом нет, виртуальная среда всё ещё не может заменить реальных испытаний.

Наконец, может, стоит внимательнее приглядеться к успешным практикам, которые реализуют российские компании прямо сейчас. Свои подразделения для проведения испытаний новой техники есть практически у всех ВИНК. Например, в ЛУКОЙЛе этим занимается компания «Ритек». И *Виктор Дарищев* считает, что на сегодня они справляются со стоящими перед ними задачами.

«Яркий пример – морская нефтедобывающая платформа на Каспии. В скважине газ пошёл так, что прекратил поток нефти, нужно было создать оборудование для ограничения его при-

тока. Появилась компания, которая совместно с МГТУ им. Баумана создала такое оборудование, но, чтобы испытать его на море, нужны были многомиллионные затраты. Дали команду «Ритек» и нашли в Поволжье идентичную скважину, провели испытания и приняли решение, что данная технология применима для ограничения притока газа. И таким образом, маленькими шагами, не называя это полигонами, компания «Ритек» проводит испытания на реальных скважинах в полевых условиях. Да, предварительно нужны стендовые испытания, они проводятся в институте Губкина, Центре космических исследований им. Келдыша», – рассказывает представитель «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

Резюмируем: полигоны в России есть, но их недостаточно. Испытания нового оборудования проводятся, но инфраструктура для их них могла бы быть намного лучше. В условиях ограниченного финансирования подобная политика «маленьких шагов», возможно, выглядит лучшим решением. Особенно если учесть, что пока создание полномасштабной испытательной инфраструктуры на территории РФ на первый взгляд кажется тяжёлой, почти неподъёмной задачей. Однако, как гласит китайская мудрость, «дорога в тысячу ли начинается с первого шага». И пусть решить все проблемы одним махом не получится, но создать условия для проведения испытаний, предприятия отрасли могут прямо сейчас, не дожидаясь «светлого завтра». ■



ООО «НефтеГазПерспектива»

# Внутритрубная диагностика трубопроводов



## О компании

ООО «НефтеГазПерспектива» было основано в июне 2015 года в городе Коломне Московской области.

Основным направлением деятельности компании является оказание услуг по внутритрубной диагностике трубопроводов с использованием комплексов собственной разработки и производства.

## Почему мы?

- Внимание ко всем требованиям заказчика;
- Высокая организационная мобильность и скорость принятия решений;
- Широкие возможности технических решений;
- Возможность оперативной адаптации оборудования для проблемных трубопроводов;
- Гибкость в сроках выполнения полевых работ и предоставления отчетов.



Технический  
департамент



Аналитический  
департамент



Департамент  
обеспечения бизнеса



Финансовый  
департамент



Отдел охраны труда  
и окружающей среды



Цех по подготовке  
и производству  
оборудования



Испытательный  
полигон



Полевые работы  
и дополнительный  
дефектоскопический контроль

Калибровка | Очистка | Профилеметрия | Магнитная диагностика  
Ультразвуковая диагностика | Навигация | Технический отчет и оценка целостности | ЭПБ



📍 Российская Федерация,  
Московская область,  
г. Коломна, ул. 2 км  
Малинского шоссе, 10А

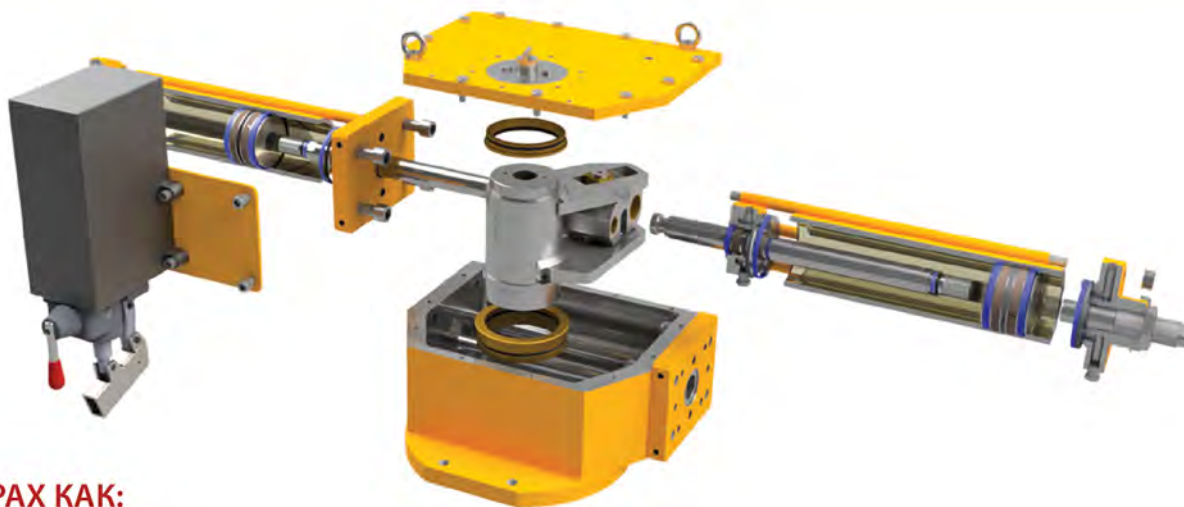
🌐 [neftegazperspektiva.ru](http://neftegazperspektiva.ru)

☎ +7 (496) 616-70-08

✉ [info@neftegazperspektiva.ru](mailto:info@neftegazperspektiva.ru)

От идеи к решению,  
от решения к реализации!

реклама



## РАБОТАЕМ В ТАКИХ СФЕРАХ КАК:

- Нефтегазовая отрасль;
- Энергетическая отрасль;
- Централизованное теплоснабжение;
- Криогенные технологии;
- Горная промышленность;
- Пищевая промышленность;
- Химическая промышленность;
- Целлюлозно-бумажная промышленность и другие.



Приглашаем посетить  
нашу компанию  
на выставке «НЕФТЕГАЗ 2023»  
Павильон 1 стенд 1В65



Компания ТРУТОРК РУС занимается производством пневматических и гидравлических приводов для обеспечения автоматизации систем управления трубопроводными сетями.

Производственная площадка компании расположена в Одинцовском районе Московской области.

### Центральный офис:

Москва, 1-й Магистральный тупик, 5А,  
БЦ «Магистраль Плаза»  
+7 (495) 933-22-62, info@trutork.ru

### Адрес производства:

Московская область, Одинцовский район,  
деревня Хлюпино, ул. Заводская, 1А





**ТруТорк РУС**



## **Выбирая продукцию ООО «ТРУТОРК РУС», вы точно будете знать, что:**

- каждая деталь привода изготавливается на высокоточных обрабатывающих станках;
- вся произведенная продукция проходит строжайший технический контроль;
- материалы, используемые в производстве, сертифицированы и проходят входной контроль;
- каждый проект прорабатывается в техническом отделе компании, рабочая документация согласовывается с конечным потребителем;
- приводы изготавливаются и поставляются совместно с заранее спроектированными и согласованными системами управления;
- всё навесное оборудование приводов подбирается в соответствии с предоставленным техническим заданием;
- каждый выпускаемый привод имеет свой уникальный серийный номер, по которому определяются все технико-эксплуатационные характеристики, включая установленное на нем навесное оборудование;
- каждый привод подвергается дробеструйной обработке, после чего наносится антикоррозийное лакокрасочное покрытие в несколько этапов в соответствии с требованиями технического задания;
- специалисты компании проведут шеф-монтаж приводного оборудования непосредственно на трубопроводную арматуру с последующей наладкой;
- клиенты на всей территории Российской Федерации и стран СНГ могут рассчитывать на своевременную сервисную поддержку приобретенной продукции.

**ООО «ТРУТОРК РУС» входит в международную группу компаний, за счёт чего имеет доступ к лучшим технологиям приводных механизмов. Всё это даёт возможность предоставлять клиентам первоклассный товар и обслуживание. Приводные механизмы ТРУТОРК РУС разработаны так, чтобы комбинировать идеальный баланс мощности, долговечности и безопасности в компактной форме.**



# ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ПРИШЛО ВРЕМЯ МОБИЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ?

Текст: Андрей Халбашкеев

Мобильные решения для обустройства нефтегазовых месторождений набирают всё большую популярность в России. «Временки» остались в прошлом, современные блочно-модульные решения – это высокотехнологичное оборудование. Какие преимущества они дают добывающим компаниям? Какие барьеры стоят на их пути? Ответы на эти вопросы искали участники круглого стола «Развитие мобильных подходов к обустройству месторождений: блочно-модульные технологии» в рамках Промышленно-энергетического форума TNF 2022 и опрошенные нами эксперты отрасли.



Фото предоставлено ООО «Компания Ойлтим»

## БЫСТРАЯ КАПИТАЛИЗАЦИЯ И МИНИМИЗАЦИЯ РИСКОВ

Оборудование в блочно-модульном исполнении для обустройства нефтегазовых месторождений в том или ином виде используется уже несколько десятилетий. Но последние несколько лет эти технологии активно развиваются, отмечает генеральный директор ООО «Компания Ойлтим» *Владимир Лавров*. Ещё в 2017 году, по его словам, эта тема была мало кому понятна, мобильные решения тогда называли «временками».

С этим не согласен заместитель директора департамента управления проектами систем измерения и учёта АО «Нефтеавто-

матика» *Глеб Исмаилов*. По его словам, правильнее говорить о незначительном росте и без того стабильно высокого спроса за счёт новых технологических решений и видов оборудования.

«Говорить о повышении уровня востребованности блочно-модульного оборудования не приходится, потому что оно и так фактически заполнило все доступные ниши в номенклатуре как технологического, так и вспомогательного и жилищно-бытового обеспечения промыслов», – полагает г-н *Исмаилов*.

Впрочем, как бы мы ни называли происходящее на рынке, «революцией» или

«незначительным ростом», важно, что отношение самих нефтегазовых компаний к блочно-модульному оборудованию заметно изменилось к лучшему. И это смело можно называть прорывом для отрасли.

«Мобильные установки мы используем на ранних этапах, они хорошо зарекомендовали себя на трудноизвлекаемых месторождениях. В первую очередь они дают гибкость в обустройстве, что сказывается на экономической эффективности», – отметил директор программ по модульным и мобильным инфраструктурным решениям ООО «Газпромнефть-Развитие» *Альберт Атнагулов*.



**СОЮЗМАШ-  
ИНЖИНИРИНГ**

[www.sm-ing.ru](http://www.sm-ing.ru)

**БЛОЧНО-МОДУЛЬНЫЕ  
ЗДАНИЯ**

*Качество.  
Надёжность.  
Профессионализм.*



*общежития, столовые, АБК, штабы,  
вахтовые поселки*

**СТХ CONTAINEX**

**То, что мы обещаем,  
мы делаем! и даже больше**



реклама

+7(391) 205-23-05;

+7 (391) 274-51-57

[pto@sm-ing.ru](mailto:pto@sm-ing.ru), [info@sm-ing.ru](mailto:info@sm-ing.ru)



## БЛОЧНО-МОДУЛЬНЫЕ ЗДАНИЯ

# Containex

## МОБИЛЬНАЯ СТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ:

ОТ КАЛИНИНГРАДА  
ДО ЯКУТИИ И БЛАГОВЕЩЕНСКА

МОНТАЖ В КРАТЧАЙШИЕ СРОКИ 1-2 МЕС.

СРОК ПОСТАВКИ 1-8 НЕДЕЛЬ

АРЕНДА, ОТСРОЧКА

ЗДАНИЕ ОКУПАЕТСЯ В ТРИ РАЗА

ДЕЛАЕМ ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ  
ПО ВАШИМ ПАРАМЕТРАМ. ЗВОНИТЕ!



Наши партнёры: ПАО ГМК Норильский никель,  
ПАО Полюс золото, ООО Удоканская медь,  
АО «Русал», ООО Берингпромуголь, ООО Новатэк,  
ООО Сибирьэнергоинжиниринг, ООО СТНГ

реклама



+7(391) 205-23-05;  
+7 (391) 274-51-57  
pto@sm-ing.ru, info@sm-ing.ru





Фото предоставлено ООО «РНГ-Инжиниринг»

«Наша продукция востребована уже на самом первом этапе обустройства месторождений. Вагоны-«бытовки» с удобствами на улице уходят в прошлое. Им на смену приходят комфортные общежития, где всё в одном месте», – комментирует ситуацию в отрасли генеральный директор ООО «СОЮЗМАШ-ИНЖИНИРИНГ» Олег Матюшкин.

Как именно блочно-модульные технологии приносят компаниям дополнительные деньги? В первую очередь использование мобильной инфраструктуры сокращает сроки запуска месторождения

«Нефтегазовые компании получают продукт быстро, без каких-то дополнительных затрат. Мобильная установка разворачивается от 14 до 90 суток, после чего уже готова подготавливать нефть или газ до определённого качества. Это позволяет нефтегазовым компаниям монетизировать раннюю нефть», – объясняет директор по развитию бизнеса ООО «Компания Ойлтим» Сергей Горбачёв.

Один из таких примеров – Ванкорское месторождение «Роснефти». В то время как идёт строительство капитальной инфраструктуры, компания уже 5 лет добывает нефть, используя мобильные решения. При традиционном подходе к освоению все эти годы месторождение было бы убыточным, развивает мысль Владимир Лавров.

Кроме того, использование мобильных комплексов позволяет получать более полную геологическую и продуктивную изученность залежей, а значит, снижать риски переоценки запасов, отмечает генеральный директор ООО «РНГ-Инжиниринг» Хабир Кильмухаметов.

«Применение мобильных комплексов позволяет снизить стоимость капитальных вложений по строительству, шефмонтажу и пусконаладке объектов на месторождении. Также имеющиеся комплексы можно адаптировать к изменяющимся геолого-промысловым условиям, добавляя или убирая специфические модули. Наконец, их можно многократ-

Специалисты «Компании Ойлтим» оценивают долю мобильных решений среди всей инфраструктуры для обустройства месторождений в

10-12%



ЭКСПЕРТ



ХАБИР КИЛЬМУХАМЕТОВ

генеральный директор  
ООО «РНГ-Инжиниринг»

«Системы сбора и подготовки нефти и газа — наиболее капиталоемкая составляющая после стоимости фонда скважин, а по энергопотреблению занимает ведущее место. И внедрение инноваций приносит в разных случаях экономию в десятки и сотни миллионов рублей. Поэтому существует постоянно возрастающий спрос на более совершенное и экономичное блочно-модульное оборудование, имеющее существенно улучшенные показатели и рассчитанное на длительный срок эксплуатации не менее 15-20 лет».

но использовать на разных объектах с соблюдением требований промышленной безопасности. Всё это делает их незаменимыми при эксплуатации месторождений с небольшими и трудноизвлекаемыми запасами. Дополнительно в составе мобильных комплексов предусматриваются системы энергообеспечения с использованием попутно добываемого газа, что позволяет им успешно выполнять «Программу по рациональному использованию попутного нефтяного газа», — рассказывает г-н Кильмухаметов.

«Использование блочно-модульных технологий наиболее оправданно при сокращении бюджета на обслуживание резервуарных парков и месторождений. Или при необходимости уменьшения присутствия человеческого фактора без ущерба для КПД. За счёт модульной конструкции такие комплексы позволяют не только быстро приступить к эксплуата-



фото предоставлено ООО «РНГ-Инжиниринг»

ции, но и сократить площадь застройки, сроки и стоимость строительно-монтажных работ, снизить габариты и металлоёмкость оборудования», — в свою очередь отмечает коммерческий директор ГК Steel Team Вячеслав Белобородов.

К преимуществам блочно-модульных технологий относят также гибкость и возможность повторного использования.

«Мы можем разобрать, перевезти и заново возвести наш жилой комплекс без больших дополнительных вложений. И проводить такую операцию в ходе жизни продукции можно несколько раз», — рассказывает Олег Матюшкин.

Незаменимы мобильные решения и для освоения месторождений трудноизвлекаемой нефти. Риски в данном случае высоки, доля «сухих» скважин в некоторых случаях достигает 50%. При капитальном строительстве все затраты на инфраструктуру придётся списать в категорию «убытки». А вот блочно-модульные технологии позволяют в значительной степени снизить эти риски.

«Мобильные комплексы подготовки нефти и газа нужны на этапе ранней монетизации, чтобы в течение первых двух лет посмотреть эффективность работы такого месторождения. Если

выработка оказывается недостаточно большой, то установку разбирают и перевозят на другой объект. То есть использование мобильных комплексов позволяет оценить и нивелировать риски компаний», — приводит пример Сергей Горбачёв.

А Владимир Лавров считает, что использование капитальных сооружений вообще нецелесообразно для объектов с запасами до 10–15 млн тонн или годовой добычей до 1 млн тонн.

В свою очередь генеральный директор ЗАО «АлтайСпецИзделия» Вячеслав Черемных в числе преимуществ блочно-модульных технологий называет учёт индивидуальных особенностей заказчика, сокращение времени возведения объекта за счёт высокой степени заводской готовности. Кроме этого он отмечает возможность добавить к базовому зданию любое количество дополнительных модулей, снижение себестоимости работ за счёт исключения некоторых процедур согласования, необходимых при капитальном строительстве. Наконец, удаётся минимизировать трудоёмкие работы на строительной площадке.

«Наше блочное оборудование необходимо лишь установить на предварительно подготовленное основание (бетонную подушку, бетонные плиты или асфальт)



и подключить к электросети», – рассказывает Вячеслав Черемных.

#### РЫНОК МОБИЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ: 10–12% ДАЛЕКО НЕ ПРЕДЕЛ

Какова же доля мобильных решений в общей доле инфраструктуры для оборудования месторождений? Сергей Горбачёв оценивает её примерно в 10–12%. И это далеко не предел.

«В настоящее время ресурсная база углеводородов прирастает в основном за счёт разведки и открытия новых залежей в Восточной Сибири. Как правило, это небольшие и удалённые месторождения, месторождения с трудноизвлекаемыми запасами или на материковом шельфе арктических морей», – рассказывает Хабир Кильмухаметов.

В то же время северные месторождения обладают рядом особенностей, которые затрудняют разработку и обустройство обслуживающих их комплексов.

«Первое – это удалённость от промышленно развитых регионов и отсутствие развитой инфраструктуры. Это обуславливает сложности с транспортировкой и высокую стоимость доставки на строительную площадку материалов, оборудования и рабочей силы. Во-вторых, для северных месторождений характерны неблагоприят-

ные географо-климатические условия: суровый климат, большое количество рек и озёр, высокая заболоченность, что затрудняет проходимость техники и ведение строительного-монтажных работ (СМР). В-третьих, территории освоения и обустройства северных месторождений отличаются сложными инженерно-геологическими условиями: наличием многолетнемёрзлых, пучинистых и просадочных, а также скальных грунтов», – перечисляет Хабир Кильмухаметов.

Однако все эти факторы для производителей мобильных комплексов – скорее вызовы и возможности для развития. Ведь «применение блочного оборудования оправдано везде, где существуют неблагоприятные погодные условия, дефицит подготовленных площадей под застройку и проблемы с жилой и транспортной инфраструктурой. А это 80% российских нефтяных и газовых промыслов», отмечает Глеб Исмаилов.

С тем, что отрасли есть куда расти, согласны и в «Компании Ойлтим». По подсчётам специалистов, сейчас 35–40 месторождений не имеют никакой инфраструктуры.

«На последней технологической сессии «Газпром нефти» нам было объявлено, что компания планирует в ближайшем будущем разместить 29 комплексов

#### ЭКСПЕРТ



ВЛАДИМИР ЛАВРОВ  
генеральный директор ООО «Компания Ойлтим»

«Рынок мобильного обустройства месторождений в РФ растёт. Многие нефтегазовые компании за последние три года уже согласились с тем, что больших месторождений в стране практически не осталось. Последние – это Ванкорский кластер, Русское месторождение, до этого Самотлор. Сейчас есть месторождения, но они находятся в труднодоступных местах, где нет дорог, трубопроводов, электрических сетей. Поэтому многие компании приняли решение на этапе строительства инфраструктуры подключать мобильные комплексы подготовки нефти и газа. Они могут работать автономно, имеют всё необходимое оборудование (сепараторы, ёмкостный парк, подогреватели) и отличаются небольшим потреблением электроэнергии – до полутора мегаватт».

для первичной подготовки нефти и газа на своих месторождениях Оренбургского, Западно-Сибирского и Восточного кластеров. И это только одна «Газпром нефть». Если брать в масштабах всей России, то я думаю, что если мы умножим на два, то не ошибёмся. Такие проекты есть и у «Роснефти», «ЛУКОЙЛа», «НОВАТЭКа». Это направление развивают и небольшие компании: «Русснефть», «Русойл» и т. д.», – рассказывает Владимир Лавров.

Впрочем, блочно-модульные технологии могут использоваться не только на новых месторождениях, но и на уже действующих в рамках реинжиниринга. Основная инфраструктура для больших месторождений строилась ещё в 60–70-х гг. прошлого века. Понятно, что это оборудование уже давно устарело.

«В процессе выработки содержание воды растёт, а добыча падает. Имеющиеся мощности становятся избыточны-



## ЭКСПЕРТ

ВЯЧЕСЛАВ ЧЕРЕМНЫХ

генеральный директор  
ЗАО «АлтайСпецИЗделия»

«Мы активно сотрудничаем с лидерами нефтегазовой отрасли, в числе наших партнёров – ПАО «Газпром» и другие крупные компании. На сегодняшний день мы поставляем контейнерные АЗС КАЗС, контейнеры хранения топлива КХТ, блочные насосные станции БНС, операторные АЗС, пункты управления, склады ЛВЖ, устройства хранения материалов и баллонов, другие технологические здания в блочно-модульном исполнении. И анализ ситуации на рынке показывает, что спрос на блочно-модульное оборудование с каждым годом только растёт».

ми, что приносит убытки добывающим компаниям. Наши разработки помогают решить эту проблему в рамках реинжиниринга. Например, мобильные насосные станции потребляют меньше электроэнергии и могут менять место своей локации за считанные дни», – объясняет Сергей Горбачёв.

Всё это становится возможным за счёт блочно-модульной структуры, когда каждый блок представляет собой самостоятельную ценность. Соответственно, уже работающее оборудование можно «достраивать», добавляя новые модули и наращивая объём установки или её эффективность.

Сейчас для крупных компаний блочно-модульные технологии – это временное решение на тот период, пока не будет завершено капитальное строительство. Впрочем, ВИНК уже всерьёз рассматривают возможность перехода на мобильные решения в течение всего жизненного цикла месторождения.

«Мы понимаем, что хорошо продвинулись в мобильных установках подготовки нефти, и подумали, почему бы не использовать их при полномасштабной разработке. Да, объём добычи при использовании капитальной инфраструктуры будет больше, чем при ис-

пользовании мобильных решений. Но и инвестиций потребуется также больше, поэтому чистая прибыль, вполне возможно, будет такой же. Встаёт вопрос: нужно ли вкладываться в таких обстоятельствах в капитальную инфраструктуру? Мы собрали рабочую группу из экспертов «Газпром нефти», проанализировали, что уже используется в дочерних обществах, что есть на рынке оборудования РФ. Выделили оборудование, которое требует модернизации, обозначили, в каких случаях нужна разработка нового оборудования. Если мы сумеем подобрать оптимальное техническое решение, то в 2028 году сможем выйти на полномасштабную разработку», – рассказывает заместитель исполнительного директора по перспективному развитию Проекта «Ямбург» ООО «Газпромнефть Заполярье» Олег Караваяев.

Впрочем, в каких-то случаях мобильные решения уже давно и уверенно потеснили капстрой. Речь идёт, прежде всего, о жилье для рабочих.

«Везти бетон, чтобы строить капитальные здания, экономически нецелесообразно. А у нас логистика намного проще: на одной фуре можно везти 6 таких домиков. При этом комплекс на 200 человек, где всё готово для жизни



фото, предоставлено ООО «РНГ-Инжиниринг»



фото, предоставлено ООО «СФОРМАШ-ИНЖИНИРИНГ»

(сантехника, электрика, отделка), разворачивается за 2–3 месяца», — объясняет Олег Матюшкин.

#### «ПЕСНЬ ЛЬДА И ПЛАМЕНИ»

Впрочем, при расчётах нельзя упускать такие показатели, как надёжность и долговечность конструкции. На первый взгляд, капитальное строительство здесь имеет явное преимущество, само название уже звучит как залог качества. Однако производители мобильных решений за последние годы смогли если не нивелировать, то серьёзно сократить это отставание.

На современных месторождениях надёжность конструкций и безопасность людей обеспечиваются благодаря новым материалам и покрытиям, рассказывает Глеб Исмаилов.

«В разработке каждого блока применяются средства автоматизированного проектирования и инженерного анализа. Проводится математическое моделирование реальных условий нагрузки конструкций, аварийных ситуаций. Всё это позволяет оптимизировать конструкцию оборудования и сделать его более надёжным, удобным и безопасным», — комментирует положение дел представитель «Нефтеавтоматики».

Рассуждая о сроке службы, приходится учитывать, что пока мы можем полагаться только на расчёты, а не на опыт эксплуатации. В частности, первая установка «Компании Ойлтим» на Ванкорском месторождении работает шестой год. При этом, по оценкам Сергея Горбачёва, срок службы такого оборудования составляет от 10 до 20 лет. Конечно, многое здесь зависит от сервисного обслуживания, своевременной замены расходников и т. д.

Отдельный вопрос — адаптация к суровым условиям Крайнего Севера, где добывается большая часть российских углеводородов. Здесь современные технологии также позволяют мобильным решениям не отставать от своих «капитальных собратьев».

«Наши комплексы оснащены дополнительными системами обогрева, в основе которых саморегулирующие электротехнические кабели. При падении температуры система срабатывает, и кабель начинает греться именно там, где это нужно, где происходит остывание труб, межтрубного пространства либо цистерны. Такими технологиями оснащены все блоки», — рассказывает Сергей Горбачёв.

#### К СЛОВУ

Специалисты ООО «РНГ-Инжиниринг» выделяют следующие типы передвижных комплексов и мобильных установок:

- передвижной комплекс для исследования и освоения скважин (ПКИОС);
- мобильная сепарационная установка (МСУ), либо мобильная сепарационно-наливная установка (МСНУ);
- мобильная установка подготовки нефти (МУПН);
- мобильная установка предварительного сброса воды (МУПСВ);
- мобильная установка подготовки газа (МУПГ).



## СПЕЦЭНЕРГО

ПРОИЗВОДСТВО ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ



specenergo.com



+7 (812) 245-07-60



Санкт-Петербург



ЭКСПЕРТ



ОЛЕГ МАТЮШКИН

генеральный директор  
ООО «СОЮЗМАШ-ИНЖИНИРИНГ»

«В 2022 году произошло сужение рынка по основной специализации нашей компании. По крупным инвестиционным проектам произошёл перенос сроков из-за изменений в проектной документации по части замены технологического оборудования с европейского на китайское и пересмотра инвестиционных проектов, сориентированных изначально на западное финансирование. Несмотря на это, компания ООО «СОЮЗМАШ-ИНЖИНИРИНГ» расширила горизонты в строительной сфере, взяв в реализацию проекты из готовых металлоконструкций. Мы со своей стороны решили, что этот момент для нас – возможность роста, и расширили номенклатуру предлагаемых услуг, выйдя на рынок строительства с предложением зданий из металлоконструкций под ключ, таких как ремонтно-механические мастерские, здания пожарной части, складские комплексы и другие».

Кроме этого, как и любой объект инфраструктуры, блочно-модульные конструкции должны отвечать требованиям противопожарной безопасности. Если речь идёт о больших объёмах, то оборудуют полноценные пожарные депо. Но и для небольших месторождений разработаны свои технологические решения. Например, цистерны с водой, с системой насосов, которая включается в случае ЧС, или порошковые огнетушители.

«Мы используем новейшие технологии в своём оборудовании, и здесь всё зависит от заказчика. Это как с покупкой машины: есть базовая комплектация и опции. И здесь так же, есть стандартный набор типизированного оборудования и к нему дополнительное оборудование. И конечную конфигурацию заказчик определяет самостоятельно при тендере, а мы уже ищем необ-



Фото предоставлено ЗАО «АлтайСпецИзделия»



Фото предоставлено ЗАО «АлтайСпецИзделия»

ходимое оборудование», – объясняет Сергей Горбачёв.

Свои решения для безопасности есть и у «РНГ-Инжиниринг». Так, на оборудование, работающее под давлением, устанавливаются предохранительные клапаны, а прочность швов и комплектующих подтверждается гидравлическими испытаниями.

«Блоки со взрывопожароопасной средой оборудуются датчиками загазованности, взрывобезопасным оборудованием, искробезопасным покрытием полов, системой аварийной вентиляции, легкобросываемыми конструкциями и т. д. По требованию заказчика можно установить системы пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения. Для комфорта персонала блочно-модульные сооружения оборудуются системами отопления и кондиционирования, системами приточной и вытяжной вентиляции. Подбор оборудования осуществляется с допустимыми требованиями по звуковому воздействию», – рассказывает Хабир Кильмухаметов.

Особое внимание безопасности уделяют безопасности и в ЗАО «АлтайСпецИзделия». Учитывают ветровую и снеговую нагрузки, сейсмическую активность региона установки.

«Чтобы обеспечить долговечность и прочность оборудования, мы разработали усиленную рамную конструкцию зданий. Минимизировать теплопотери позволяет особое конструктивное решение с исключением мостиков холода, используемое при производстве модульных зданий. Кроме того, каждое блочно-модульное здание оснащается

автономными инженерными коммуникациями. Блок-контейнеры оборудованы системами отопления, вентиляции, электропитания и электроосвещения, приборами КИПиА и пр.», – рассказывает Вячеслав Черемных.

Сразу несколько решений разработано для обеспечения пожарной безопасности. Встраиваются они непосредственно в конструкцию блочно-модульного здания. В качестве примеров можно назвать легкобросываемые при необходимости конструкции, системы вытяжной вентиляции, оповещения и управления эвакуацией, сигнализацию загазованности помещения, автоматическую установку пожаротушения, перечисляет генеральный директор ЗАО «АлтайСпецИзделия».

Безопасность людей стоит на первом месте и для Steel Team. Её обеспечивают за счёт усиленного корпуса металлокаркаса, современных систем пожаротушения, точных приборов наблюдения за состоянием оборудования и неоднократному обучению персонала, рассказывает Вячеслав Белобородов.

На этом возможности по совершенствованию мобильных комплексов далеко не исчерпаны. Многие инновационные решения ещё только ждут массового внедрения.

«На сегодняшний день развивается технология «жидкой» теплоизоляции, позволяющая за счёт нанесения лакокрасочного покрытия получить хороший теплоизоляционный слой. Это позволит существенно облегчить как массу изделий, так и габариты, так как слой краски в несколько микрон способен

заменить слой минеральной ваты толщиной 100 мм. В автомобилестроении сейчас широко применяется система активного звукоподавления, которую можно применить в компрессорных или насосных станциях для уменьшения звукового воздействия на человека. А системы автоматизации и искусственного интеллекта, возможно, заменят работу человека в блочно-модульных зданиях с опасными или вредными технологическими процессами. В нашей компании мы уделяем большое внимание этому направлению. И эта ставка сработала, за счёт инновационных решений нам удалось повысить характеристики своего оборудования в 1,5–2 раза», – рассказывает *Хабир Кильмухаметов*.

#### АРЕНДОВАТЬ ИЛИ ПОКУПАТЬ?

Тем не менее, несмотря на то, что российский рынок блочно-модульных технологий быстро развивается, анализ специалистов «Газпром нефти» показал, что на данный момент этого недостаточно, чтобы на 100% заменить классическую схему устройства месторождения. Впрочем, именно пока. Раз есть спрос, то наверняка появятся и новые линейки такого оборудования, считает *Альберт Атнагулов*.

В «Газпром нефти» полагают, что толчком к развитию могут стать стандартизация и организация единого рынка аренды оборудования.

«Сейчас сложилась такая ситуация, что установки, построенные на различных технических решениях, остаются невостребованными, потому что не подходят под производственные процессы того или иного месторождения. Вовлечь все неиспользуемые ресурсы поможет единая шеринговая площадка. Поставщики услуг будут уверены, что их оборудование будет востребовано, а нефтегазовые компании будут видеть все свободные мощности и, соответственно, будут строить свои производственные процессы, исходя из наличия этого ресурса на рынке. Всё это в конечном счёте скажется и на стоимости», – объясняет *Альберт Атнагулов*.

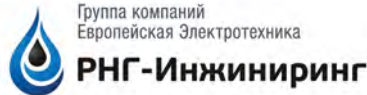
В «Газпром нефти» уже создали свою шеринговую площадку, но пока сложно говорить о каких-то результатах этой работы. По словам *Альберта Атнагулова*, кумулятивный эффект проявится, только когда на площадке станет больше участников.

Впрочем, по поводу того, что лучше для ВИНК: покупать или арендовать оборудование, – мнения разделились.

Отрасли есть, куда развиваться: только ПАО «Газпром нефть» планирует в ближайшем будущем разместить

# 29

комплексов для первичной подготовки нефти и газа



- Передвижные комплексы для исследования и освоения скважин для газоконденсатных месторождений
- Блочно-модульные установки для сепарации и стабилизации газового конденсата;
- Факельные системы –мобильные, вертикальные и горизонтальные факельные установки, факельные оголовки
- Мобильные установки
- Изготовление и поставка комплектных технологических линий, блочно-модульного оборудования, насосных станций различного назначения, газосепарационных установок, установок подготовки газа, отдельных аппаратов и узлов
- Разработка, проектирование и строительство объектов
- Обследование объектов и выдача технологических решений
- Шеф-монтажные и пуско-наладочные работы

[WWW.ROGENG.RU](http://WWW.ROGENG.RU)  
[WWW.EUROETPAO.RU](http://WWW.EUROETPAO.RU)

[@ INFO@ROGENG.RU](mailto:INFO@ROGENG.RU)



реклама



ЭКСПЕРТ



**ВЯЧЕСЛАВ БЕЛОБОРОДОВ**  
коммерческий директор ГК Steel Team

«В принципе, таких областей, где применение блочно-модульного оборудования невозможно, нет. Можно разработать установку практически для любых нужд заказчика. Нужны только точные требования к тому, где, что и как будет обсуживаться, производиться и очищаться. Остальное: разработку технического задания, проектную документацию, чертежи и производство — мы возьмем на себя».

«Нужны расчёты, но если учесть длительный срок эксплуатации, то, думаю, выгоднее будет покупать, а для обслуживания оборудования нанимать сервисные компании», — считает *Олег Караваев*.

В свою очередь *Владимир Лавров* перечислил доводы в пользу арендной модели. По его мнению, она выгоднее и для производителей оборудования, и для заказчика.

«Установки, отработав какой-то срок, требуют модернизации, но если мы их продали, то об этом речи не идёт. А там, где у нас арендная модель, мы заключаем дополнительное соглашение и работаем дальше. У нас есть опыт, когда установка отработала 20 месяцев, и мы передали её другой компании. Они эксплуатируют её уже 3 года. И самое главное, что на этой установке вообще нет проблем, которые обычно возникают с новыми установками. Дело в том, что она уже поработала, и они все были сняты, так что переход на другое месторождение произошёл прекрасно», — рассказал генеральный директор ООО «Компания Ойлтим».

Резюмируя, можно сказать, что создание единого рынка, безусловно, несёт за собой множество плюсов. Однако не стоит забывать о рисках и ограничени-

ях. Так, подобная унификация может негативно сказаться на конкуренции, а значит, и на внедрении инноваций. Также стоит учитывать разницу в производственных процессах компаний. Удастся ли их загнать в прокрустово ложе единых стандартов, пока не ясно.

### МОБИЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ ЖДУТ ЗАКОНОДАТЕЛЬНОГО УРЕГУЛИРОВАНИЯ

Как видим, крупные российские ВИНК готовы внедрять блочно-модульные технологии. За чем же дело стало? На данный момент самый серьёзный тормоз — это несовершенство законодательства.

Сегодня производство мобильных комплексов регулируется различными сводами правил, ГОСТами и другими нормативными документами РФ.

«Нормативная база по изготовлению и эксплуатации блочно-модульных технологий, на наш взгляд, требует доработки и актуализации. На сегодняшний день основной документ — это ОСТ 26.260.18-2004 «Блоки технологические для газовой и нефтяной промышленности». Общие технические требования». Но нормативные ссылки данного документа устарели и утратили силу. Только на сосуды, работающие под избыточным давлением, с 2004 года сменилось порядка трёх стандартов, а последующего перевыпуска и актуализации ОСТа не было. Для блочных изделий, поставляемых на объекты ПАО «Газпром», был

выпущен свой нормативный документ СТО «Газпром» 2-2.1-607-2011 «Блоки технологические. Общие технические условия». Этот документ, на мой взгляд, предъявляет более жёсткие требования к изготовлению оборудования. В отличие от ОСТ 26.260.18-2004, в СТО «Газпром» требования к контролю более конкретизированы, нет возможности применить более дешёвый и менее качественный вид контроля. Но СТО «Газпром» тоже требует переработки в виду устаревших ссылок на нормативные документы (ПБ 03-575-03, ГОСТ Р 52630-2012 и т.д.)», — рассказывает *Хабир Кильмухаметов*.

Соответственно, продукция должна иметь подтверждающие документы: сертификаты и декларации соответствия ТР ТС, заключения санитарно-эпидемиологической экспертизы, сертификаты промышленной безопасности и прочее, рассказывает *Вячеслав Черемных*. При этом к различным видам блочного оборудования применяются различные требования. Связаны они, прежде всего, с обеспечением безопасности его эксплуатации.

Существующая нормативно-техническая база разрабатывалась ещё в 1990-х гг., в эпоху развития капитального строительства. А в некоторых случаях законодательные нормы без особых изменений переключались из нормативных актов СССР. Логично, что они не учитывают условий современного промысла,





**Надежный поставщик компрессорного оборудования**

## Азотная станция

серии ТГА 10/631



**Серия ТГА**

Давление до 630 бар

Азот 99 %

### РЕКОРДСМЕН по энергоэффективности

- Вырабатывает азот высокого давления из атмосферного воздуха
- Используется для повышения нефтеотдачи пласта, обеспечения нефтедобычи, очистки и испытания трубопроводов

**КОМПРЕССОРНЫЕ  
СТАНЦИИ**  
для ПНГ и других газов



**КОМПРЕССОРЫ**  
для сероводорода и других  
промышленных газов



### ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ для компримирования промышленных газов

- Позволяют сделать утилизацию попутного нефтяного газа высокотехнологичным и экономически выгодным процессом
- Используются для компримирования сероводорода при добыче высокосернистой нефти

**СОХРАНЯЯ ТРАДИЦИИ, ВНЕДРЯЕМ ИННОВАЦИИ!**

Краснодарский край, станция Динская, ул. Железнодорожная, 265А  
Тел. +7 (861) 298-32-50, info@kkzav.ru

[www.kkzav.ru](http://www.kkzav.ru)



ЭКСПЕРТ



ГЛЕБ ИСМАИЛОВ,

заместитель директора департамента  
управления проектами систем измерения  
и учёта АО «Нефтеавтоматика»

«Строительство и реконструкция объектов нефтегазового комплекса с применением блочных решений возможны повсеместно, однако в некоторых случаях и условиях это экономически неэффективно. Но даже в этих случаях блочные решения находят себе место, но в ограниченном объёме. Например, строительство дожимной компрессорной станции в капитальном здании всё же позволяет применить компрессорные агрегаты в блочном исполнении».

когда нужны компактные, мобильные и безопасные решения.

«В последнее время нормативная база подверглась основательной корректировке в плане адаптации её к блочному оборудованию, однако проделанной работы ещё далеко недостаточно. На практике приходится постоянно сталкиваться с необходимостью применения устаревших решений, диктуемых нормами и правилами, разработанными в середине прошлого века. Это, безусловно, тормозит развитие как блочных решений, так и отрасли в целом», – говорит *Глеб Исмаилов*.

Важно понимать, что просто скопировать законодательную базу для капстроя будет не самым лучшим решением. Ведь простота и скорость возведения как раз таки и являются ключевыми преимуществами мобильных решений. В данном случае соблюсти все строительные и экологические нормы проще, нужны только площадка, места входа и выхода коммуникаций, и можно начинать строить.

«Конечно, законодательство сейчас не сформировано. Мы опираемся на ещё советские ГОСТы, СНиПы, которые не дают понимания, что такое блочно-модульные здания и какие к ним предъявляются требования. Причём если мы будем соблюдать все прописанные требования, то просто получим капитальное сооружение. Сейчас заказ-

чик зачастую формирует техническое задание, не слишком привязываясь к параметрам, которые закладывает действующее законодательство, потому что данные здания зачастую относятся к временным некапитальным сооружениям. Отсюда более широкий выбор вариантов», – рассуждает *Олег Матюшкин*.

Учитывая все преимущества блочно-модульных сооружений, нефтяные компании сами заинтересованы в развитии соответствующих стандартов. В частности, разработкой новых стандартов занялась «Газпром нефть» совместно с крупными нефтегазовыми компаниями, проектными институтами, производителями оборудования и нефтесервисными подрядчиками, отмечает *Хабир Кильмухаметов*. Однако внести изменения в законы – дело непростое и небыстрое.

«Сейчас эти комплексы могут использоваться в рамках опытно-промышленных испытаний. Трудно доказать государственно-надзорным органам, что отличий между мобильным комплексом и объектами капитального строительства нет и мы используем те же меры предосторожности. Но компания активно в этом направлении работает. Вместе с нашими партнёрами: «Газпром нефть» и ИНТИ – за последние три года нам удалось разработать нормативно-правовую базу для использования мобильных комплексов», – комментирует ситуацию *Сергей Горбачёв*.

Впрочем, «закон суров» не для всех. Так, специалисты ЗАО «АлтайСпецИзделия» не увидели конкретных сдерживающих мер со стороны российского законодательства. Производство и реализацию блочно-модульной продукции удаётся развивать и в рамках действующей нормативной базы, отметил *Вячеслав Черемных*.

Не имеют серьёзных вопросов к нормативной базе и в Steel Team.

Следующая проблема, с которой столкнулась отрасль, – санкции и перебои с поставками иностранных комплектующих. Например, в «Компании Ойлтим» в феврале 2022 года доля импорта в оборудовании составляла порядка 30%. Впрочем, последствия санкций оказались не столь фатальными, как это показалось сначала.

«Нам пришлось «прошерстить» всю страну, чтобы составить реестр компаний, которые могут производить необходимую нам продукцию. Работу эту удалось проделать быстро, за три месяца. Затем в течение двух месяцев мы подписали с ними договоры, и уже в июне 2022 года нам удалось построить комплекс, который на 100% состоял из



фото предоставлено ООО «ИН-Нефтегазтехника»



РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ  
И ПОСТАВЩИК ОБОРУДОВАНИЯ

**КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЕ  
ОБОРУДОВАНИЕ**

**МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ**

**СРЕДСТВА НЕРАЗРУШАЮЩЕГО  
КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ**

**ПИРОМЕТРЫ И ТЕПЛОВИЗОРЫ**

**АККРЕДИТОВАННАЯ  
ЛАБОРАТОРИЯ  
ПО ПОВЕРКЕ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЯ**

Регистрационный номер в реестре  
аккредитованных лиц RA.RU.312839

АО «ТЕККНОУ», Россия  
Санкт-Петербург, Тел: +7 (812) 324 56 27  
e-mail: info@tek-know.ru

[www.tek-know.ru](http://www.tek-know.ru)  
[www.metrologia.ru](http://www.metrologia.ru)

реклама



фото предоставлено «БМУПН-Нефтеавтоматика»



фото предоставлено «БМУПН-Нефтеавтоматика»

российских компонентов. Поэтому считаем, что кооперация прошла достаточно быстро и качественно. При том, что, отказавшись от продукции зарубежных компаний, мы ещё и сэкономили», — рассказывает *Сергей Горбачёв*.

Впрочем, полностью отказаться от импорта в компании пока не могут, так как комплексы, выпущенные до 2022 года, работают на зарубежных компонентах. Поэтому на складах необходимо иметь запас таких ЗИП, для того чтобы поддерживать комплексы в работоспособном состоянии. Однако во время плановых сервисных мероприятий происходит постепенная замена зарубежных комплектующих на российские, прокомментировал ситуацию *Сергей Горбачёв*.

С тем, что отечественные производители мобильных конструкций в целом успешно преодолели последствия санкций, согласны и представители других компаний. Так, в ЗАО «АлтайСпецИзделия» отметили, что введение санкций не оказало значительного влияния на их деятельность.

«Доля импортного оборудования в блочно-модульном строительстве и ранее была невысокой и ограничивалась в основном оборудованием автоматизации и КИП. Так что санкции негативно сказались на сроках исполнения текущих договоров, однако проведённая работа по замещению импортного оборудования отечественными аналогами принес-

ла свои плоды, и комплектация новых проектов уже не представляет трудностей», — прокомментировал положение дел *Глеб Исмаилов*.

Вопросы с поставками комплектующих для оборудования удалось решить и Steel Team. В каких-то случаях получилось найти более доступные аналоги без ущерба для качества. Активно идёт и переход на продукцию отечественных производителей. Более того, в последние годы растёт число запросов от коллег из дружественных стран на поставки российского оборудования за рубеж.

«Да, производство блочно-модульного оборудования было сопряжено с применением определённых комплектующих и материалов импортного производства. Наибольшая доля импорта в основном приходилась на материалы КИПиА. Но в настоящий момент, в период санкций, наша компания не испытывает проблем с отсутствием комплектующих, этот рынок заняли российские производители и поставщики. Также ООО «РНГ-Инжиниринг» в рамках импортозамещения разработало и произвело факельные оголовки, имеющие превосходные технические показатели. Нефтегазовые компании успешно применяли их в 2022 году», — в свою очередь отметил *Хабир Кильмухаметов*.

В особенной ситуации оказался «СО-ЮЗМАШ-ИНЖИНИРИНГ». Это российское предприятие, которое использовало

зарубежную технологию. Впрочем, проблем с импортозамещением здесь тоже не возникло.

«Завод CONTAINEX, на котором выпускают наше оборудование, хоть и австрийский, но все комплектующие — российские. На местных производителей там перешли ещё 5 лет назад. Единственные сложности возникли с поставками IT-оборудования. Но мы нашли российского производителя и даже стали его дилерами», — рассказывает *Олег Матюшкин*.

Главное, крупные ВИНК, несмотря на санкции, по-прежнему проявляют интерес к мобильным решениям.

«На сегодняшний день динамика незначительна из-за известных всем факторов. Но и спрос не упал, по-видимому, в связи с заложенными бюджетами на развитие и модернизацию предприятий. Свою роль сыграли и субсидии от государства», — считает *Вячеслав Белобородов*.

Подводя итог, можно сказать, что блочно-модульные технологии напоминают спринтера на низком старте. Препятствий для решающего рывка осталось не так много, ключевое из них — несовершенство нормативной базы. Однако если поправки в законодательство всё же будут приняты, то мы вправе ожидать ещё более динамичного роста рынка мобильных технологий для обустройства месторождений. **ИТД**

# ПРОИЗВОДСТВО КОМПЛЕКТУЮЩИХ для строительства АГНКС, АЗС, ТЭЦ, ГЭС

- Производство деталей по ОСТ, ГОСТ, ТУ, НОРМАЛИ, DIN
- Производство нестандартных деталей по чертежам
- Производство шаровых кранов на высокое давление
- Производство фитингов на высокое давление

○ ГАРАНТИРУЕМ ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО ○ СОБЛЮДАЕМ СРОКИ ○ УЧИТЫВАЕМ ВАШУ ВЫГОДУ

## Импортозамещение фитингов на высокое давление



**СОЕДИНЯЕМ НЕСОЕДИНЯЕМОЕ**



ГК «Завод Деталей Трубопроводов»  
ООО ПТК «Форвард», ООО «МеталлАргон»  
Россия, г. Екатеринбург, ул. Машинная, д. 42а, оф. 602  
+7 (343) 361-25-94, 328-79-53  
8 (800) 222-58-65



09066@mail.ru  
gk-zdt.ru

реклама



# «ТНГ-ГРУПП»: НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ УНИКАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Текст и фото предоставлены  
ООО «ТНГ-Групп»

О трендах геологоразведки, новых технологиях и планах развития геологической службы ООО «ТНГ-Групп» рассказывает главный геолог компании Артём Козионов.



– Артём Евгеньевич, я не ошибусь, если скажу, что сегодня геологическое направление в вашей компании находится в процессе обновления и трансформации?

– Мир вокруг нас меняется, технологии развиваются, месторождения становятся сложнее и интереснее. У нас нет возможности стоять на месте, мы адаптируемся, движемся вперёд и стараемся превосходить потребности наших заказчиков. Поэтому да, вы абсолютно правы, изменения происходят. Сегодня в составе дирекции действует не один, а два центра обработки и интерпретации геофизических данных, моделирования. На следующий год их уже будет три: к бугульминскому и московскому добавится новый, в Казани. Сейчас активно идёт работа по закупке техники и масштабированию программного обеспечения.

– Изменения происходят согласно определённой стратегии?

– Безусловно, и в основе стратегии – главные тренды геологоразведки. Ежегодно наши специалисты выполняют несколько десятков проектов, и мы констатируем положительную динамику по работам 2D и сохранение объёмов 3D. Это говорит о том, что роль поискового этапа геологоразведочных работ возрастает. Следовательно, от нас требуются более технологичные и комплексные подходы к разведке. В этом направлении мы и развиваемся.

Мы уже внедрили ряд новых технологий, в том числе и собственные разработки. Сегодня нам доступны такие программные решения, как FWI, RTM, SJI инверсии. Мы значительно расширили линейку программного обеспечения как в области обработки, так в области интерпретации, активно применяем про-

граммные комплексы петроупругого моделирования, разработанные совместно с МФТИ. Итог – выигранные тендеры и заключённые контракты по шельфу, Восточной Сибири, Поволжью.

– Достаточно ли у геологических подразделений «ТНГ-Групп» ресурсов для выполнения таких проектов?

– Более чем достаточно. Сотрудники центров «Геоинформ» и Terra Novation Galaxy решают сложные стратегические задачи недропользователей. Более 200 рабочих мест, объединённых в единую сеть, обеспечивают специалистам доступ к самому современному и высокотехнологичному программному обеспечению. При этом у нас есть возможность буквально мгновенно нарастить мощности обрабатывающих центров до 15000 ядер CPU и значительные ресурсы ядер GPU для работы с супер-

кубами по проектам с большими данными. Это позволяет нам оперативно проводить обработку, интерпретацию и моделирование геолого-геофизических данных и предоставлять заказчикам проект с максимальной детализацией и точностью в кратчайшие сроки.

— **Новые технологии требуют широких компетенций исполнителей. Насколько подготовлены ваши специалисты с этой точки зрения?**

— У наших сотрудников высокая квалификация, а у команды большой потенциал. Мы привлекаем лучших российских и зарубежных специалистов, которые не только работают на проектах, но и обучают прибывающую молодежь, проводят обучающие курсы на наших базах. К примеру, недавно было проведено обучение в области петроупругого моделирования, интерпретации данных ГИС, седиментологии, новых подходов в геологическом моделировании. Сейчас очень плотно взаимодействуем с Уфимским государственным нефтяным технологическим университетом, РГУ нефти и газа и МГУ, в Казани открываем обучающий центр на базе КФУ.

— **Выход на более высокий технологический уровень невозможен без сильной IT-базы. Вы планируете развиваться в этом направлении?**

— Скажу больше: это направление мы определили для себя как основное. Уже создана компания «ТНГ-Информационные технологии». Идёт набор штата для решения задач оптимизации закупленного софта, задач по разработке модулей акустической инверсии для интерпретации сейсмических данных, петроупругого моделирования и создания целой связанной экосистемы программных продуктов для более качественного решения поставленных заказчиками задач. Все разработки будут обеспечены доступом к единой базе данных, которая позволит повысить оперативность работ благодаря быстрому доступу к накопленным ресурсам геофизической информации.

— **Если проследить изменения географии работ «ТНГ-Групп», то становится очевидным, что территории исследований всё больше удаляются от регионов Поволжья...**

— Это действительно так. В прошедшем году мы обрабатывали данные практически по всем основным российским регионам нефтегазонакопления, а также по Ираку и Индии. Результаты сейсморазведочных работ позволили

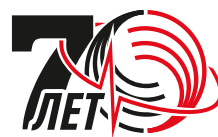


существенно уточнить представления о геологическом строении недр на лицензионных участках 14 недропользователей. Нам, не скрою, хотелось бы, чтобы недропользователи нашего домашнего региона оставались на ключевых позициях в списке наших заказчиков. И дело не только в многолетнем сотрудничестве. Мы обладаем колоссальным набором информации по Татарстану, Самаре, Оренбуржью и готовы предложить партнёрам эффективные технологии, способные обеспечить значительный прирост ресурсной базы. Например, региональные методики поиска, бассейновое моделирование, анализ зон распространения нефтематеринских толщ и путей миграции углеводородов. Некоторые месторождения Татарстана уникальны и требуют дальнейшего изучения не только для дополнительной добычи, но и для решения фундаментальных вопросов нефтегазонакопления. Уверен, это будут открытия мирового уровня.

— **«ТНГ-Групп» традиционно работает с нефтегазовыми компаниями. Нет ли желания расширить деятельность по направлению «Поиск и добыча твёрдых полезных ископаемых»?**

— Мы сейчас рассматриваем такую возможность. Активно ищем виды деятельности, смежные с нашей работой, и включаемся в новые направления. Уже проведены некоторые работы по алмазным проектам Якутии, золоторудным месторождениям России и Казахстана, мы открыты к сотрудничеству и громко об этом заявляем. Если увидим возможности для масштабного развития этого бизнеса, то, безусловно, будем развиваться в сфере ТПИ. За 70 лет своей истории «ТНГ-Групп» не раз доказывала, что ей по плечу самые смелые цели и амбициозные проекты. В этом мы остаёмся верны своим предшественникам.

На правах рекламы



ООО «ТНГ-Групп»  
423236, РТ, г. Бугульма  
ул. Ворошилова, 21  
тел.: (85594)7-75-12  
факс: (85594)7-75-94  
tng.ru, tng@tng.ru



# ОТРАСЛЬ В ОЖИДАНИИ НОВЫХ СТАНДАРТОВ

Текст: Андрей Халбашкеев

Производить любое оборудование без единых стандартов в отрасли – сомнительное удовольствие. К сожалению, нефтегазовому сектору в этом плане присуща определённая анархия. Долгое время российские компании ориентировались на зарубежные и корпоративные стандарты. Однако санкции вновь заставили вернуться к идее разработки собственных документов. Почему это важно? На каком этапе отрасль находится сейчас? Об этом говорили участники промышленного-энергетического форума TNF 2022.



## ЗАЧЕМ НУЖНЫ СВОИ СТАНДАРТЫ

В советский период в стране действовала система ГОСТов, но после распада СССР начался переход на стандарты Американского института нефти (API) и Международной организации по стандартизации (ИСО).

«При этом такая ситуация во многом обусловлена позицией самих российских компаний, придерживающихся западных стандартов. Отдельные компании обязывают своих поставщиков для участия в тендерах проходить сертификацию в соответствии со стандартами API. Порой фирмы, не имеющие сертификата API, не допускаются к международным или даже российским тендерам. К тому же, несмотря на существование единых стандартов, некоторые крупные компании вводят свои системы добровольной сертификации для поставщиков, таким образом вынуждая производителей проходить сертификацию ещё и в каждой отдельной компании для участия в тендерах», — пишут в своей статье «Международная стандартизация и конкурентоспособность экспорта российского нефтегазового оборудования в условиях западных санкций» профессор Всероссийской академии внешней торговли Юлия Зворыкина и сотрудник базовой кафедры ПАО «Транснефть» в МГИМО Артём Андрианов.

Эта ситуация по большому счёту устраивала крупные ВИНК. А вот отечественные производители нефтегазового оборудования оказались в непрестом положении. Им приходилось перестраиваться с советских ГОСТов на системы сертификации API и ИСО, параллельно учитывая корпоративные стандарты отдельных компаний. Наиболее успешные российские компании справились с этой задачей, однако введение санкций всё же заставило представителей отрасли задуматься о национальных стандартах.

«На протяжении долгого времени монополия API не являлась серьёзной проблемой, однако после введения в 2014 г. американских и европейских санкций против России ситуация изменилась. Так, API направляла российским компаниям, имеющим сертификаты API, запросы с целью подтвердить, что они не работают с компаниями и странами, на которые наложены санкции США. Нередко иностранные производители, сертифицированные API, угрожают отзывом монограмм на продукцию в случае поставки их в компании и проекты, находящиеся под санкциями США и Евросоюза», — пишут Юлия Зворыкина и Артём Андрианов.

«Так получилось, что большинство нефтегазовых компаний используют зару-

бежные корпоративные стандарты. В этих документах разные требования для потребителей, возникает много сложностей в процессе производства, освоении новой продукции, что влияет на стоимость и усложняет закупки. Нефтегазовые компании делают одну и ту же работу, тратят массу сил и финансовых ресурсов. К тому же сейчас многие зарубежные компании в одностороннем порядке приостановили действие соглашений по стандартизации», — в свою очередь отметила начальник управления стандартизации Росстандарта Ирина Кириллова.

Всё это подтолкнуло к созданию в феврале 2020 года Института нефтегазовых технологических инициатив (ИНТИ). Изначально в список его учредителей вошли «Газпром нефть», «СИБУР» и «Татнефть». Позднее к ним добавился «Газпром». А в 2022 году, после известных событий, вице-премьер Правительства РФ Денис Мантуров дал нефтегазовым компаниям поручение перейти с корпоративных и международных стандартов на их отечественные аналоги. Разработать последние должен был как раз ИНТИ.

## ПОЧЕМУ НЕ РОССТАНДАРТ?

У постороннего наблюдателя может возникнуть вопрос, почему эту задачу по-



ручили новому институту, а не уже давно существующему Росстандарту. Впрочем, непосредственные участники процесса не видят здесь никакого противоречия. Хотя для российской системы в целом характерна централизация, это не отменяет возможности создания отдельных отраслевых объединений, пишут *Юлия Зворыкина* и *Артём Андрианов*. В данном случае отношения между ИНТИ и Росстандартом регулирует специальное Соглашение о сотрудничестве в области стандартизации и оценки соответствия в нефтегазовой и нефтегазохимической отраслях.

То есть Росстандарт не разрабатывает, а утверждает стандарты.

Какие же требования предъявляются к новым документам? По словам *Ирины Кирилловой*, они в первую очередь должны способствовать повышению конкурентоспособности отечественной продукции, давать дополнительные возможности для её выхода на внешние рынки и обеспечивать унификацию требований. Для ускорения процесса в законодательство внесли ряд изменений.

«Теперь у нас есть возможность регистрировать стандарты организаций в федеральном информационном фонде «Стандарт». Раньше средний срок разработки стандарта составлял 12 месяцев. Это долго, в 2021 году его удалось сократить до 8,8 месяцев. Но их можно разрабатывать и на основе уже готовых корпоративных стандартов. В таком случае срок

составит 3,5–4 месяца», — отмечает *Ирина Кириллова*.

#### В ВЫИГРЫШЕ ДОЛЖНЫ ОСТАТЬСЯ ВСЕ

Сам генеральный директор АНО ИНТИ *Михаил Кузнецов* в своём выступлении на стратегической сессии «Стандартизация для ТЭК: разработка и переход на отечественные системы» выделил три ключевые задачи, которые стоят перед институтом. Первое — это унификация требований и разработка стандартов к оборудованию и технологиям.

«Ключевое преимущество единого отраслевого стандарта — это возможность консолидировать спрос. Мы решаем большое количество задач по импортозамещению, но нам мешает, что мы не всегда вполне понимаем, что именно мы хотим собрать. Сейчас в корпоративных стандартах есть определённые различия, которые обуславливают и внесение изменений в производственные процессы. Так что унификация позволит снизить себестоимость производства и конечную цену продукции», — объясняет *Михаил Кузнецов*.

Следующий этап — проведение оценки соответствия этим документам и при необходимости организация опытно-промышленных испытаний.

«Если речь идёт об инновационном или импортозамещённом оборудовании, то мы вряд ли можем выдавать заключения о соответствии этого товара, если не

проведём опытно-промышленные испытания. Специально для этого мы учредили юридическое лицо — «Единый оператор для проведения испытаний». Но пока оно создавалось, ИНТИ уже активно проводил пилотные исследования. Так, проведены испытания роторно-управляемой системы бурения на «Газпромнефть-Хантос», куда приглашали специалистов со всех добывающих компаний. Такие же работы ведут на месторождениях компании «Роснефть», «НОВАТЭК». Следующий пример — проверка оборудования для многоствольного закачивания скважин в Башкортостане. По её итогам был сформирован отчёт, который носит характер отраслевого. Также можно назвать испытания кумулятивных и перфорационных систем, противообрастающих и противокоррозионных покрытий. Важно, что все продукты, прошедшие экспертизу, попадают в каталог ИНТИ», — рассказывает генеральный директор АНО ИНТИ.

При этом, когда институт только создавался, было принято решение, что при нём не будет собственной испытательной инфраструктуры и штата auditors. Подразумевается, что оценкой соответствия будут заниматься частные организации, имеющие сертификат ИНТИ.

Из вышесказанного логично вытекает третья задача, стоящая перед институтом. Речь идёт о формировании базы проверенных поставщиков для использования в закупочных системах нефтегазовых ком-





паний. И если по первым двум пунктам главными бенефициарами должны стать производители оборудования, то здесь профит получают уже сами ВИНК. Так что в выигрыше должны остаться все.

#### ПОДВОДИМ ПЕРВЫЕ ИТОГИ

Российская система сертификации пока только формируется, но некие промежуточные выводы сделать можно. По словам генерального директора ПАО «Газпром нефть» *Александра Дюкова*, на момент проведения форума TNF 2022 было разработано уже 70 стандартов для отрасли, а к концу прошлого года их число должно было превысить 100.

«И эти стандарты уже начали проходить апробацию в «Газпром нефти», «Татнефти», «СИБУРе». Ссылки на них уже включаются в запросные листы на закупку продукции», — отметил г-н Дюков.


В свою очередь *Михаил Кузнецов* говорил о том, что специалистам ИНТИ предстоит разработать ещё 100–150 стандартов. И этого должно хватить, чтобы охватить отечественной системой сертификации всю отрасль.

Однако стоит уточнить, что полной унификации всё же не произойдёт. Российские нефтегазовые компании, пусть и в меньших объёмах, всё же продолжают закупать импортное оборудование. Это и параллельный импорт, и поставки из дружественных стран. Всё это приводит нас к важному выводу: для того, чтобы стать по-настоящему успешными, новые стандарты должны выйти на международный уровень.

Надо сказать, что российские власти, действительно, рассчитывают, что ИНТИ со временем может своего рода аналогом API. Об этом, в частности, в интервью изданию «Нефтегазовая вертикаль» говорил заместитель министра промышленности и торговли РФ *Михаил Иванов*. То есть ИНТИ изначально задумывался как международная организация. На данный момент в ней, помимо российских, состоят компании из Казахстана, Узбекистана, Азербайджана, ОАЭ, Алжира и Анголы. Впрочем, здесь важно подчеркнуть, что все они пока имеют статус наблюдателей, а не полноправных членов.

К тому же, как показала практика, пока локальное довлечет над глобальным. Содействие импортозамещению видится для ИНТИ более важной задачей, чем выход на внешние рынки.

«Из-за того, что всё происходит в авральном порядке, у нас нет достаточного времени, чтобы согласовывать новые стандарты в полной мере с нашими зарубежными партнёрами», — признал *Михаил Кузнецов*.

Переход на отечественную систему сертификации, действительно, может принести много пользы как производителям оборудования, так и самим нефтегазовым компаниям. Однако ИНТИ находится в начале пути, новым стандартам ещё предстоит доказать, что спешка при их составлении не сказалась на качестве. Пока же к ним присматриваются не только зарубежные, но и российские компании. Неслучайно среди 20 организаций, входящих в ИНТИ, 16 пока ограничились статусом «наблюдателей». 

На конец 2022 года в ИНТИ входило

20

нефтегазовых компаний. Из них

4

являются учредителями: «Газпром нефть», «СИБУР», «Татнефть», «Газпром». Остальные

16

имеют статус «наблюдателей». Среди них крупные российские («Транснефть», ЛУКОЙЛ, «Зарубежнефть», «Иркутская нефтяная компания») и иностранные (ADNOC, «КазМунай-Газ», «Узбекнефтегаз») компании.



фото: freepik.com



# КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ДЛЯ ВОДОБОРОТНЫХ ЦИКЛОВ

Бессточные  
технологии,  
возврат воды  
в рецикл



Защита  
от биообрастаний



Сервисное  
сопровождение  
и региональные  
представительства

Защита  
от любых  
видов  
отложений



Защита  
от коррозии



Реагенты  
собственного  
производства «Аквакомплекс»

## АкваКомплекс:

- Реагенты для решения проблем коррозии, солевых и биоотложений
- Сервисное сопровождение режимов работы водооборотных систем
- Обследование и анализ водооборотных систем
- Проведение исследовательских работ по подбору оптимальной системы обработки воды
- Проведение пилотных испытаний на реальной воде заказчика
- Оборудование для обработки подпиточной воды, для фильтрации циркуляционной воды и корректировки её солевого состава



АО «НПК МЕДИАНА-ФИЛЬТР»

📍 105318, Москва, ул. Ткацкая, д. 1

☎ +7 (495) 660-07-71

✉ info@mediana-filter.ru



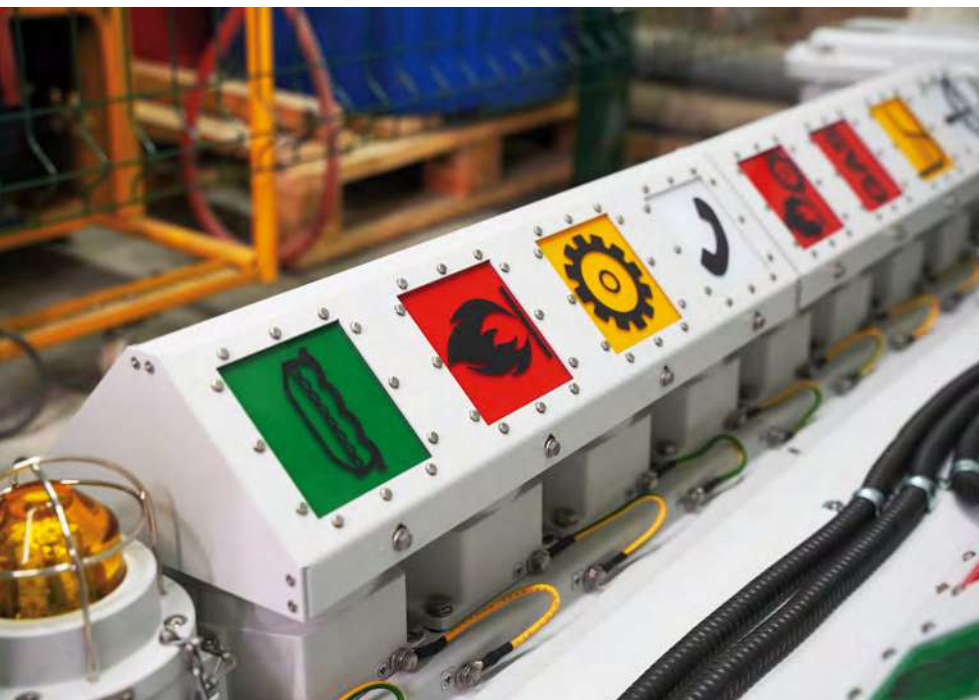
реклама



## ЗВУКОВЫЕ СВЕТОСИГНАЛЬНЫЕ КОЛОННЫ ОТ РОССИЙСКИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ

Текст: по материалам  
ООО «ЭКСЭЛ».  
Все фото предоставлены  
ООО «ЭКСЭЛ».

Рынок судостроения в России стремительно развивается. С каждым годом увеличиваются объёмы производства, растёт количество кораблей, построенных на отечественных верфях. Одним из крупнейших заказчиков выступает нефтегазовая отрасль. Это и танкеры для транспортировки углеводородов, и морские буровые платформы. Решив эту масштабную задачу, Россия закрепится в топе мировых лидеров по объёмам судостроения. Свой вклад вносит и ООО «ЭКСЭЛ», ставшее первым российским производителем светосигнальных колонн для установки во взрывоопасных зонах.



### ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В ДЕЙСТВИИ

Будущее российской нефтегазовой отрасли во многом зависит от того, как быстро удастся добиться независимости морских перевозок нефти. Сейчас на этом рынке заправляют компании из недружественных стран. Достаточно сказать, что в начале прошлого года, до ужесточения санкций, на их долю приходилось около 70% всех танкерных перевозок российской нефти. Последние события наглядно показали: России нужен свой национальный танкерный флот.

Однако при ближайшем рассмотрении оказалось, что суда, которые строятся на российских верфях, не на 100% отечественные. А с уходом западных компаний возникли сложности с поставками комплектующих. Особенно это касается высокотехнологичного оборудования, в том числе и звуковых светосигнальных

колонн. С этой точки зрения новую разработку ООО «ЭКСЭЛ» следует признать успешным примером «импортозамещения в действии». Как заверяют в компании, аналогов такому оборудованию сейчас на рынке нет.

«В прошлом году один из наших заказчиков столкнулся со сложностями зарубежных поставок, поскольку импортное оборудование стало недоступно. Наша команда нашла выход, и мы смогли изготовить для него звуковую светосигнальную колонну. Мы взяли за основу изделия, которые уже производили, и адаптировали наши технологические процессы к требованиям заказчика, чтобы в итоге получилось нужное оборудование. В этой гибкости преимущество нашей компании: мы готовы решать проблемы клиентов, готовы модернизировать свое оборудование под их нуж-

ды. Благодаря этому первому запросу мы проанализировали ситуацию на быстро меняющемся рынке и поняли, что в ближайшее время отрасль судостроения будет массово испытывать сложности с поставками западных светосигнальных колонн. Поэтому мы решили включить этот вид оборудования в нашу стандартную линейку продукции и теперь производим его на постоянной основе», — рассказывает технический эксперт ООО «ЭКСЭЛ» Юрий Дворецков.

### НА СТРАЖЕ ЖИЗНИ И ЗДОРОВЬЯ

Нарастив объёмы, судостроительная отрасль не должна забывать о безопасности. И здесь также следует обратить самое пристальное внимание на звуковые светосигнальные колонны. Это оборудование незаменимо для обеспечения безопасности сотрудников на судах.



## К СЛОВУ

ООО «ЭКСЭЛ» занимается разработкой и производством взрывозащищённого оборудования для предприятий России и СНГ. В числе его партнёров значатся практически все крупнейшие российские нефтегазовые компании, в том числе «Газпром», «Роснефть», СИБУР, «Газпром нефть», «Татнефть», ЛУКОЙЛ, «Сургутнефтегаз» и «Транснефть».



Оно представляет собой специальную сигнализацию, которая устанавливается в помещениях с плохой видимостью и с повышенным уровнем шума, например, в машинных отделениях или отсеках с холодильными установками. Во время чрезвычайной ситуации включаются звуковое оповещение и лампочка-вспышка, и загорается соответствующий иконический знак, говорящий о затоплении, пожаре, газах в отсеке или звонке. Устройство срабатывает мгновенно и предупреждает сотрудников об авариях и нештатных ситуациях, поэтому люди, находящиеся в этот момент в помещении, могут оперативно отреагировать на сигнал и далее действовать по инструкции.

Оборудование первой необходимости компания производит в соответствии с действующими стандартами качества и в короткие сроки. Корпус изготавливается из морского алюминия, стойкого к соляно-

му туману, а крепления – из нержавеющей стали. Устройство ударопрочное и подходит для использования в сложных условиях эксплуатации. Оно выдержит механическое воздействие и повреждения, а также перепады температур. Корпус герметичен и защищает оборудования от попадания влаги и пыли. При индексе защиты IP66 оно будет исправно работать даже после кратковременного погружения в воду.

Готовая звуковая светосигнальная колонна отправляется заказчику уже полностью собранной и со смонтированными внутренними подключениями. На судне останется только повесить её на переборку и подключить управляющий кабель. Благодаря использованию ламп, изготовленных на светодиодных модулях, повышается энергоэффективность устройства. Колонна не требует технического обслуживания, и её назначенный срок службы – 30 лет.

На правах рекламы



Смотрите обзор:



ООО «ЭКСЭЛ»  
+7 (812) 448-54-16  
sales@ex-electrics.ru  
[exelectrics.ru](http://exelectrics.ru)



# «НЕФТЕГАЗ-2023»

Все фото предоставлены  
АО «Экспоцентр»

22-я международная выставка «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса» – «Нефтегаз-2023» пройдёт с 24 по 27 апреля 2023 года в павильонах № 1, 2 (залы 1-3), 7 (залы 3,4), 8 (залы 1-4) и на открытых площадках ЦВК «Экспоцентр». Выставку организует АО «Экспоцентр» при поддержке Министерства энергетики РФ, Министерства промышленности и торговли РФ, под патронатом Торгово-промышленной палаты РФ.



Международная выставка «Нефтегаз» входит в десятку крупнейших нефтегазовых смотров мира. Ежегодно мероприятие подтверждает статус авторитетной нефтегазовой выставки и презентует новейшие технологии и образцы оборудования от ведущих российских и зарубежных производителей.

В этом году более 500 компаний, среди которых производители и поставщики из России, Италии, Казахстана, Китая, Республики Беларусь, Республики Корея, Турции, Франции, продемонстрируют специалистам своё новейшее нефтегазовое и нефтеперерабатывающее оборудование и технологии, установят и расширят деловые контакты, обсудят широкий круг стоящих перед отраслью вопросов.

В выставке примут участие: АО «Альбартс», АО «Боровичский Комбинат Огнеупо-

ров», ООО ТД «Вэлан», «Газпром», «Камский Кабель», ООО «НКМЗ», ОМК, ООО «Прософт-Системы», ООО «Сибирская машиностроительная компания», ООО «ТаграС-Холдинг», ООО «Тобол», ПАО «Транснефть», ПАО «ТМК», АО «ТРЭМ Инжиниринг», ООО «Холдинг Кабельный Альянс», ООО «Флюид-Лайн», ООО «ЭМА», Chint Electric Co., Jereh Group и другие компании.

Собственная деловая программа выставки «Нефтегаз. LIVE» будет проходить в павильоне 2 (зал 3) с 24 по 27 апреля. Сетка мероприятий «Нефтегаз. LIVE» включает в себя специальные сессии, конференции и корпоративные презентации по темам:

- «Защита от коррозии объектов нефтегазовой отрасли Nilong»;

- «Перспективы робототехники в нефтегазовой отрасли и ТЭК»;
- «Возможности малого и среднего предпринимательства в закупках нефтегазовых компаний»;
- «Современные технологические решения для нефтегазовой отрасли и исследований скважин. Развитие мультидисциплинарных команд»;
- «Развитие и внедрение инноваций на производстве в условиях санкционного давления»;
- «Технологическое развитие в условиях санкционных ограничений»;
- «Перспективы молодежи в нефтегазовой отрасли: диалог поколений».


25-27 апреля 2023 года совместно с выставкой «Нефтегаз-2023» пройдёт Национальный нефтегазовый форум – ключевое событие для обсуждения ши-

рокого круга актуальных вопросов, стоящих перед отраслью.

Выставка и форум – это синергия участников и партнёров отрасли. Именно здесь представлены все новейшие разработки, встречаются производители и потребители, звучат трендовые доклады, проводятся самые значимые деловые мероприятия.

Программа форума разделена на три тематических блока:

- 25 апреля (вторник) – «Стратегия развития, экономическая политика и международное сотрудничество»;
- 26 апреля (среда) – День отраслевых технологий (параллельные конференции) «Разведка и добыча нефти и газа» и «Переработка нефти и газа, нефтегазохимия»;
- 27 апреля (четверг) – «Климатическая повестка, экология и ресурсосбережение».

Выставка работает с 10:00 до 18:00, 27 апреля – с 10:00 до 16:00. Официальное открытие состоится в павильоне № 1. 

В выставке «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса» — «Нефтегаз-2022» приняла участие

# 351

компания из 39 регионов РФ и

# 15

стран. Экспозиции производителей и поставщиков разместились в нескольких павильонах и на открытой площадке общей площадью 30 000 кв. м брутто, а общее число посетителей превысило 15 000.





# ХВАТИТ ЛИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПОТОМКАМ?

Текст: Андрей Халбашкеев

На сколько лет добычи хватит природного газа в российских недрах? Можно услышать различные мнения на этот счёт. Так, председатель правления ПАО «Газпром» Алексей Миллер уверен, что поводов для беспокойства не будет ещё минимум 100 лет. В свою очередь специалисты «Росгеологии» в 2021 году назвали срок в 70 лет. А в прошлом году глава Роснедр Евгений Петров назвал ещё более тревожные цифры. В интервью «Российской газете» он сказал, что технологически извлекаемых запасов природного газа хватит на 62 года. Какая оценка всё же ближе к истине? И что нужно сделать, чтобы не допустить дефицита «голубого топлива» в будущем? Ответы искали участники круглого стола в рамках Промышленно-энергетического форума TNF-2022.



фото: gazprom.ru

## 100 ЛЕТ ИЛИ 62 ГОДА? СМОТРЕТЬ КАК СЧИТАТЬ

«Есть много разных прогнозов, озвучивают их и первые лица государства. На наш взгляд, проблем в отрасли очень много. В первую очередь это отсутствие технологий добычи газа в условиях арктического шельфа. На сегодня мы добываем только сеноманский газ. По сути дела, добыча трудноизвлекаемых запасов газа (юра, ачимовка) – впереди. Пришло время говорить об этом и настаивать на предоставлении серьёзных льгот, чтобы мы могли готовить нашу

ресурсную базу, добывать соответственно. И чтобы всем участникам процесса это было выгодно», – задал тон обсуждению модератор сессии, генеральный директор ФАУ «ЗапСибНИГГ» *Василий Морозов*.

То есть смотреть нужно не только на объёмы запасов газа, но и на их структуру. И с этой точки зрения все вышеперечисленные эксперты по-своему правы: всё зависит от того, как считать.

«По данным государственного баланса на 1 января 2022 года, текущие извлекаемые запасы газа (ТИЗ) соста-

вили 63 994,7 млрд кубометров. Если брать текущие темпы добычи – 640 млрд кубометров в год – это как раз 100 лет», – отметил научный руководитель по геологоразведке ФАУ «ЗапСибНИГГ» *Валерий Огибенин*.

В то же время важно учитывать большую долю трудноизвлекаемых запасов. Насколько эффективна их добыча с экономической точки зрения, большой вопрос. Неслучайно в государственном балансе полезных ископаемых появилась новая графа – рентабельные запасы. Именно их имел в виду *Евгений*





# СибБурМаш

**ПЕРЕДОВЫЕ  
ИМПОРТОНЕЗАВИСИМЫЕ  
ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ  
И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН**



«СибБурМаш», г.Тюмень  
+7 (3452) 56-85-84 / +7 (3452) 47-25-86  
[info@sibburmash.ru](mailto:info@sibburmash.ru) / [sbm@sibburmash.ru](mailto:sbm@sibburmash.ru)



## **ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫЕ РЕШЕНИЯ:**

- Все виды и размеры подвесок хвостовиков, в том числе с возможностью вращения при цементировании
- Системы МСГРП: шаровые технологии, равнопроходные системы с растворимыми и извлекаемыми седлами
- Многоствольное заканчивание по уровню TAML 1-4
- Реактивные и моторизированные прорабатывающие башмаки
- Заканчивание скважин с АУКП, в том числе вторичное
- Оборудование в исполнении Cr13 и в сероводородостойком исполнении
- Оборудование под условия 1000 атм и 180 °С
- Оборудование заканчивания скважин под шельфовые проекты
- Технологии заканчивания скважин с комбинированной обсадной колонной
- Система заканчивания скважины с МСЦ без последующей нормализации
- Набухающие пакеры
- Металлокордовые пакеры
- Надуваемые пакеры



## **ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫЕ УСЛУГИ:**

**Селективные компоновки для СКО/РИР/ГРП**

**Спуск обсадных колонн с вращением**

**Бурение на обсадной колонне**

**Внутрискважинный сервис**

**Отбор керна**



реклама

«СибБурМаш», г.Тюмень

+7 (3452) 56-85-84 / +7 (3452) 47-25-86

info@sibburmash.ru / sbm@sibburmash.ru

Петров, когда говорил, что газа хватит ещё на 62 года. При этом глава Роснедр подчеркнул, что это «динамические, постоянно меняющиеся величины». Они зависят от цен на мировом рынке и развития технологий. В зависимости от их уровня те или иные месторождения могут как попадать в категорию рентабельных запасов, так и покидать её.

Впрочем, в этой математической формуле есть ещё одна важная переменная. Речь идёт об объёмах потребления газа в будущем. На этот счёт также существуют разные точки зрения.

«За последние 30 лет потребление энергии в мире выросло на 75%. По прогнозам, эти темпы сохранятся до 2040 года, а в развивающихся странах будут ещё больше. А газ сейчас – самый востребованный вид энергии. На сегодня у нас потребление в стране порядка 280 млрд кубометров, но если учитывать, что за 20 лет оно на 30% вырастет, то будет 400 млрд кубометров газа, тогда как в стратегии заложено 369 млрд кубометров», – поделился цифрами из прогноза Российской Академии наук Валерий Огибенин.

В свою очередь специалисты «Газпрома» спрогнозировали рост потребления «голубого топлива» на 20% к 2040 году от уровня 2021 года. Стоит отметить, что этот оптимизм разделяли и многие зарубежные эксперты. Однако ситуация изменилась после 24 февраля 2022 года. «Борьба санкций» и резкий рост цен на газ при-

вели к тому, что многие потребители стали отказываться от этого топлива в пользу атомной энергии, угля, мазута и альтернативных источников энергии. Причём не только в ЕС, который учится жить без российского газа, но и в Азии. Об этом говорил вице-президент Китайской национальной нефтегазовой корпорации Хуа Юнчжан. В своём выступлении на Петербургском международном газовом форуме в прошлом году он прогнозировал падение спроса на «голубое топливо» в Поднебесной.

Таким образом, все эти цифры очень гибкие и зависят не только от данных геологоразведки, но и от конъюнктуры на мировых рынках. Что, впрочем, не отменяет проблемы истощения сырьевой базы российских газовых компаний.

#### ЗАПАСЫ «ГАЗПРОМА» НЕ БЕСПРЕДЕЛЬНЫ

«На сегодняшний день «Газпром» работает на месторождениях, открытых ещё в 80-х годах прошлого столетия. Да, на действующих месторождениях находят новые залежи, уточняют контуры месторождений. Но больших успехов нет. Без своевременной разведки и подготовки месторождений мы к 2050 году исчерпаем все резервы. И мы можем оказаться в таком положении, что у нас не будет газа не только на экспорт, но и для внутреннего потребления», – поделился опасениями Валерий Огибенин.

Более

50%

начальных суммарных ресурсов всех видов углеводородов РФ сосредоточены на территории Западносибирской нефтегазоносной провинции:

64,3 из 118,6 млрд тонн нефти,  
173,8 из 307,3 трлн кубометров газа,  
11,4 из 17 млрд тонн конденсата



Фото: газпром.ру

Как уже отмечалось, текущие извлекаемые запасы на начало 2022 года составляли 63 994,7 млрд кубометров. Из них 40 010,8 млрд кубометров приходились на долю ПАО «Газпром». Второе место занимает ПАО «НОВАТЭК» (8 428,4 млрд кубометров), следом располагаются ООО «РусГазАльянс» (5 935,5 млрд кубометров) и ПАО «Роснефть» (3 213 млрд кубометров). Однако нужно понимать, что эти компании, в отличие от «Газпрома», не участвуют в программе газификации и не занимаются государственными экспортными поставками, подчёркивает Валерий Огибенин. Поэтому учёный исключает их из своего анализа.

«Получается, что у «Газпрома» 40 трлн на сегодня, из них в Западной Сибири – 23,5 трлн. Если брать европейскую часть страны, то 4,3 из 4,7 трлн – Астраханское месторождение, где много сложностей из-за высокого содержания CO<sub>2</sub>, серы. И у них концепция разработки рассчитана на 100 с лишним лет. Фактически эти 4,3 трлн можно отнять. Если убрать шельф, то у «Газпрома» остаётся 28 трлн с небольшим на балансе. С теми темпами добычи, которые характерны для «Газпрома», это 56 лет. Но если посмотреть на Ямбургский регион, то получается, что около 250 млрд – ожидаемое сокращение добычи к 2045 году. К тому же нужно учесть, что «Газпром» до сих пор занимается добычей сеноманского газа. Это примерно однородная толща с плотностью 33%, месторождение большой мощности. Здесь легко вести разведку, прогнозировать добычу. Но нижележащие комплексы намного сложнее и затратнее. Возьмите Чайнду: вместо 24 трлн кубометров, которые планировали за 3 года, добыли только 6 трлн», – считает Валерий Огибенин.

### ЗАПАСЫ НА ШЕЛЬФЕ: БЛИЗОК ЛОКОТОК, ДА НЕ УКУСИШЬ

Очевидно, что нужно вкладываться в геологоразведку. Однако встаёт вопрос, где именно искать.

«Здесь есть два направления: новые территории и объекты нам уже известные, но недоисученные. На мой взгляд, нам надо уходить на новые территории. Тот поисковый задел, что есть в РФ, говоря откровенно, истощился», – отметил заместитель начальника департамента 303 АО «Газпром» Дамир Хабибуллин.

Ещё недавно в качестве магистрального направления развития отрасли рассматривали освоение арктических месторождений. Причём особенно актуально это как раз для природного газа: по оценкам специалистов «ВНИ-

ГРИ-Геологоразведка», которые они предложили в своей статье «Арктический нефтегазоносный шельф России на этапе смены мирового энергетического базиса», речь может идти о 95 трлн кубометров «голубого топлива». Высоко оценивает перспективы шельфа и глава «Росгеологии» Сергей Горьков. По его словам, пожалуй, только здесь остались хорошие шансы на открытие не просто крупных, но уникальных месторождений.

Однако здесь есть существенное «но». Для того чтобы вести успешную добычу, нужны подводно-подлёдные технологии разработки месторождений и большие инвестиции в обустройство, промышленную и транспортную инфраструктуру, считают во «ВНИГРИ-Геологоразведка».

«Баренцево и Карское моря на сегодняшний день не имеют концепции разработки. В Баренцевом море у нас очень большие расстояния от берега, большие глубины. А в Карском море на Ленинградском месторождении, несмотря на глубину 150 метров, из-за айсбергов невозможно поставить погружной комплекс. Эти 9 трлн стоят на учёте, но

на самом деле они «повисли», – в свою очередь отмечает Валерий Огибенин.

А что сами добывающие компании? Пока они также признают, что нужных технологий в России нет.

«Шельф стоит особняком по технологиям освоения. Геологоразведку «Газпром» активно проводит. Что касается освоения уже открытых месторождений, то здесь вопрос к технологиям. У нас Кириновское месторождение в разработке, но это не арктический шельф. Пока в ближайшей перспективе выход на разработку этих месторождений будет зависеть от решения этих вопросов и финансирования НИ-ОКР», – резюмировал Дамир Хабибуллин.

В общем, близок локоть, да не укусишь. Да, технический процесс не стоит на месте, и через какое-то время ситуация может измениться в лучшую сторону. Но пока нужно быть честными перед собой: запасы газа на шельфе правда лучше не брать в расчёт.

### БУДУЩЕЕ ЗА ТРИЗ

Таким образом, по мнению экспертов, в ближайшие несколько десятилетий центр добычи по-прежнему будет сосредоточен в Западной Сибири.



«Западносибирская нефтегазоносная провинция – номер один и по начальным запасам, и по добыче, здесь добывают 85% газа в стране. Более 21 трлн кубометров газа уже извлекли, но текущие запасы газа составляют ещё порядка 50 трлн кубометров», – привёл данные государственной комиссии по запасам *Василий Морозов*.

С тем, что потенциал Западносибирской провинции не исчерпан, согласен и *Валерий Огибенин*.

«Мы провели анализ: насколько изменилась ресурсная база после первоначальной оценки и постановки на учёт. По этим территориям она увеличилась в 3 раза, с 40 млрд тонн условного топлива до 120 млрд тонн. Причём это благодаря простой 2D-сейсмике. То есть, несмотря на то, что, казалось бы, изученность Западной Сибири гораздо выше, чем других провинций, но открытия в основном все здесь», – отметил представитель ЗапСибНИГГ.

В то же время учёный признаёт, что на сеноманской залежи все поднятия уже известны, и дальнейшие добыча и разведка будут связаны с более глубокими горизонтами. И здесь мы вплот-

ную подходим к категории трудноизвлекаемых запасов. То, что будущее добычи за ТРИЗ, осознают и в ВИНК.

«Безусловно, мы понимаем, что до конца 2030 года преобладающий вклад в добычу будет иметь сеноман. Тем не менее у нас есть опыт, когда лёгкая нефть закончилась в 1990-е годы. Чтобы подступить к более сложным запасам, накопленного в СССР ресурсного потенциала не хватало. Но мы уже с 2010 года искали технологии, и с этого момента ТРИЗ занимали существенную долю в структуре добычи. Ту же ситуацию мы видим и с газом. После 2030 года доля «трудного» газа будет расти. И это понимание нас двигает к тому, чтобы сейчас заниматься этими запасами. Это ачимовка, где кроме нас также успешно работают «Газпром» и «НОВАТЭК». В 2023 году мы выходим на опытно-промышленные работы на Березовской свите, чтобы понять, насколько наши подходы к разработке рентабельны», – прокомментировал ситуацию заместитель директора – начальник Управления разработки газовых и газоконденсатных месторождений ПАО «Роснефть» *Олег Лознюк*.

Здесь речь также идёт о солидных запасах. По оценкам ЗапСибНИГГ, ресурсы зоны АВПД (аномально высокого пластового давления) в ЯНАО составляют 475 млрд тонн в нефтяном эквиваленте, из них 70% – газ. Речь идёт об ачимовской толще, юрских и подстилающих отложениях.

«Многочисленные расчёты (прогноз) и замеры поровых и пластовых давлений в глубоких скважинах, пробурённых в северных и арктических районах Западной Сибири, однозначно свидетельствуют о наличии в недрах массивной системы АВПД со значением  $K_a$  до 2,2 и более. Практически все резервуары в этой зоне являются коллекторами и заполнены углеводородами. Это газ, пары более тяжёлых углеводородов. Мы посчитали площадь зоны АВПД – примерно 540 тыс. кв. км. В разрезе от ачимовки до палеозоя – 50 метров коллекторов наберётся в любой точке бассейна при пористости 14% и коэффициенте нефтегазонасыщенности 0,6%. Получилась цифра 1,9 трлн тонн в нефтяном эквиваленте. Для подстраховки разделили на 4 и получили 475 млрд», – рассказал о методи-



ке подсчётов научный сотрудник ФАУ «ЗапСибНИИГ» Алексей Нежданов.

### «ГАЗ ШРЁДИНГЕРА»: ОН И ЕСТЬ, И НЕТ

Однако эти запасы не случайно называются трудноизвлекаемыми. Для того чтобы наладить рентабельную добычу, нужны серьёзные инвестиции в технологии, оборудование и инфраструктуру.

«На ачимовке низкая проницаемость, значит, нужны технологии ГРП, извлечения конденсата. Если говорить про Березовскую свиту, также нужны технологии ГРП. Кроме этого, там специфический коллектор, и те технологии, которые используются на Ямбурге, здесь уже не подходят. Геологоразведка, цифровые технологии, регламент испытаний скважин – всё это снижает временные и финансовые затраты, и всё это нам нужно развивать. Влияют не только технологии скважинных работ. Надо понимать, что мы идём в Арктику, где нет никакого обустройства. И для того, чтобы испытать ТРИЗ, нужен длительный период. Всегда подумаешь 10 раз, связываться с трудноизвлекаемыми запасами или оставить «на потом», – рассказывает Олег Лознюк.

Остаются вопросы и к качеству геологоразведочных работ. На глубоких

горизонтах в зоне АВПД эффективность ГРП не превышает 50–60%. То есть бурятся две скважины, но одна из них оказывается «сухой». При этом геологи по-прежнему уверены, что запасы в недрах действительно есть. Вопрос, как до них добраться. Впрочем, Алексей Нежданов считает, что не во всех случаях ошибки допускаются на стадии геологоразведки. Более того, учёный утверждает: исследования показывают, что даже те пласты, которые считаются непродуктивными, содержат ископаемое сырьё.

«Мы получаем притоки углеводородов с водой не только в разведочных, но и в эксплуатационных скважинах. У них у всех есть прямые признаки нефтегазоносности. На всех интервалах в воде присутствует газ или плёнка конденсата. Детальное изучение газохимии керна и буровых растворов свидетельствует о широкомасштабной продуктивности отложений зоны АВПД ЯНАО даже в тех случаях, когда она, по данным испытаний скважины, отсутствует. Да, есть проблема с резервуарами, но сейчас мы научились ювелирно работать с 3D-сейсмикой», – отметил Алексей Нежданов.

То есть газ (как и нефть) вроде бы есть, но в то же время его нет. Чтобы ре-

шить этот парадокс, по мнению учёного, начать следует с устранения ошибок, в том числе и на стадии эксплуатации. Речь идёт конкретно о качестве цементирования скважины.

«Во всех этих скважинах низкое качество цементирования, отсутствие или частичное сцепление цементного камня с породой. Мы не знаем, есть ли оно вообще или нет. Чаще его нет. Для освоения глубоких горизонтов это тема номер один. Качественное цементирование имеет большее значение, чем гидроразрыв. Если цемент хороший, то трещина идёт в пласт и разрывает его. А если цемент плохой, то давление пойдёт не в пласт, а по цементному кольцу и выбьет оттуда все остатки», – объясняет г-н Нежданов.

Впрочем, это не отменяет необходимости работать над повышением качества ГРП (геологоразведочных работ). Каждый новый этап ГРП следует начинать с критической оценки ранее выполненных работ. Зачастую критическая оценка показывает, что они были выполнены не очень хорошо. Кроме этого, следует расширить комплекс скважинных исследований. В него должны входить отбор герметизированных керна, шлама, проб бурового раствора для газохимических, гидрхимических



Фото редакции PromotGroup Media

и петрофизических исследований. Также важны постановка специализированных тематических работ и НИОКР.

«Нужны системные мероприятия для повышения качества и информативности скважин. Это позволит существенно поднять эффективность ГРП. Главное – определиться с количеством связанной минерализованной воды. Только тогда у нас будут достоверные модели, и мы сможем с открытыми глазами изучать резервуары продуктивной зоны АВПД. Пора снять шоры с глаз о том, что залежи контролируются только поднятием, на самом деле ещё и зонами, где идёт миграция флюидов», – считает *Алексей Нежданов*.

Кроме этого, учёные ЗапсибНИГГ видят большой потенциал в газогидратах. Предварительные исследования показали, что в недрах Западной Сибири их должно содержаться большое количество. Речь идёт о надсеноманском газосном комплексе. Однако, перед тем как перейти к полномасштабной добыче, ещё предстоит хорошо поработать.

«Изучение надсеноманских отложений показало, что газогидратов у нас гораздо больше, чем мы предполагали. Мы оцениваем их запасы порядка 200 трлн кубометров газа на лицензионных участках нераспределённых недр, в том числе на участках «Газпрома» 68 трлн кубометров. Но есть одна проблема: достоверная информация об этом у нас отсутствует, нет ни одной скважины, где бы мы эти газогидраты подняли и изучили бы. Была 720-я Уренгойская, на её примере мы поняли, что у нас есть газогидраты, но... Поэтому проблема изучения газогидратов – это наш отечественный приоритет, ведь природа Западной Сибири даёт нам возможность первыми в мире освоить залежи газогидратов. Я считаю, что необходимы разработка и принятие федеральной целевой программы по освоению сеноманского гидратного газа», – подчеркнул *Алексей Нежданов*.

### ТРИЗ ТРЕБУЮТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Трудноизвлекаемые запасы ждут своего часа, но их разработка в текущих экономических условиях, как правило, нерентабельна. ВИНК ждут поддержки от государства, и первым шагом здесь должно стать юридическое признание статуса ТРИЗ.

«Мы понимаем, что для того, чтобы вводить ТРИЗ, нам нужно не только технологическое развитие. Безусловно, это будет зависеть от политической, экономической конъюнктуры. Чтобы работа велась системно, нужен документ, который чётко определит понимание, что есть ТРИЗ», – прокомментировал *Олег Лознюк*.

Как отметил заместитель начальника управления геологии нефти и газа Федерального агентства по недропользованию *Сергей Шиманский*, эта работа сейчас ведётся. Главная сложность – определить, что именно следует относить к трудноизвлекаемым запасам.

«В июне 2022 года была создана рабочая группа по выработке подходов к классификации ТРИЗ. Идёт работа с тем, чтобы установить критерии, которые будут применяться для того, чтобы относить запасы к трудноизвлекаемым. Это могут быть геологические предпосылки, отсутствие инфраструктуры, технологий разведки и добычи», – рассказал г-н *Шиманский*.

Участники круглого стола сошлись во мнении, что при определении критериев следует учитывать не только геологические особенности, но и эффективность добычи.

«Сейчас исходят из геологических особенностей: это состав руды, агрегатное состояние и т. д. На мой



ufi  
Approved  
Event

# PCVEXPO

22-я Международная выставка  
промышленных насосов,  
компрессоров и трубопроводной  
арматуры, приводов и двигателей

24–26 октября 2023  
Москва, МВЦ «Крокус Экспо»



Забронируйте стенд  
[www.pcvexpo.ru](http://www.pcvexpo.ru)

Организатор



Международная  
Выставочная  
Компания

+7 (495) 252 11 07  
pcvexpo@mvk.ru

Соорганизаторы





Текущие извлекаемые запасы  
природного газа в РФ на начало

2022

года составляли

63 994,7

млрд кубометров

## К СЛОВУ

Структура запасов ПАО «Газпром»  
(в млрд кубометров):

23 433 — Западная Сибирь;  
4 750,5 — Баренцево море;  
4 714,9 — Европейская часть РФ;  
3 754 — Восточная Сибирь;  
2 653,5 — Карское море;  
757,7 — Охотское море.

взгляд, необходимо расширить критерии. Взять тот же шельф. Здесь сеноманские залежи с точки зрения фильтрационных свойств — это никакие не ТРИЗ, но это трудномонетизируемые запасы за счёт удалённости от инфраструктуры. И с каждым годом в портфеле крупных нефтегазовых компаний таких активов становится всё больше», — отмечает *Дамир Хабибуллин*.

Сейчас речь идёт только о действующих месторождениях. Однако не стоит забывать, что от получения лицензии до начала работ на участке может пройти 15, а то и больше, лет. И поэтому пришло время относиться к трудноизвлекаемым запасам уже и прогнозные ресурсы, развивает свою мысль *Дамир Хабибуллин*. Тогда недропользователь, получив новый лицензионный участок, будет уверен, что его риски, в том числе и финансовые, готово разделить государство. Конечно, на разработке критериев работа не закончится. Нужно будет определить, как именно профильное министерство будет администрировать льготы. Пока такой методики нет.

Вновь был поднят вопрос об увеличении бюджетного финансирования геологоразведки. В рамках существующей модели основную нагрузку здесь несут добывающие компании. Однако не все участники круглого стола считают это распределение обязанностей эффективным.

«К большому сожалению, государство устранилось от управления недрами. Государство выделяет Министерству природных ресурсов, Роснедрам 10–12 млрд рублей на ГРП. Министерство полностью устранилось от проведения научных и аналитических работ, ликвидированы институты, осталось только два. В результате сегодня «Газпром» на 100% ведёт добычу на месторождениях, открытых в советское время. Получается, что при финансировании с расчётом на бизнес ничего не делается на самом деле. На тех месторождениях, что сейчас вовлечены в разработку, к 2035 году добыча сократится в два раза!» — подчеркнул генеральный директор ОАО «Сибирский научно-аналитический центр» *Анатолий Брехунцов*.

Резюмируем: оценка запасов природного газа в РФ зависит от точки зрения. Стакан может быть наполовину полон: тогда мы говорим о больших разведанных запасах, огромном потенциале зоны АВПД и газогидратов. Или он может быть наполовину пуст. Тогда мы обращаем внимание на истощение запасов лёгкого в добыче «сеноманского» газа, рост доли ТРИЗ в структуре запасов и отсутствие готовых технологий добычи «голубого топлива» на шельфе и в виде газогидратов. Посыпать голову пеплом ещё рано, разведанных запасов наверняка хватит не просто на годы, но и на десятилетия интенсивной добычи. Но задуматься о будущем нужно уже сейчас. **МП**





АО «ЕМ-РАЗВЕДКА»

# ТИП ФЛЮИДОНАСЫЩЕНИЯ

нефтегазовых коллекторов по прецизионным ЭМ-исследованиям

## Впервые в практике нефтепоисковых работ в Западной Сибири

опробована новая технология электроразведки, которая позволяет существенно увеличить достоверность прогноза коллекторов и обеспечивает выход на более высокий технологический уровень оценки типа их флюидонасыщения.

## Прецизионность в 3D-ЗСБ®

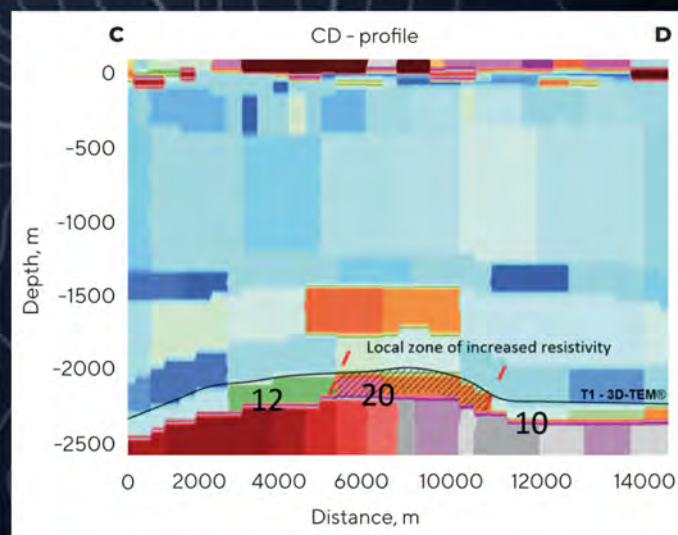
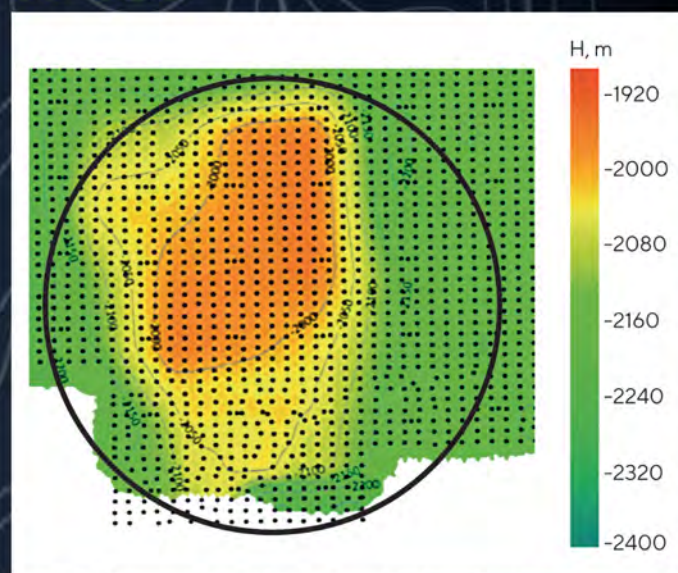
Достигается подавлением (специальным учётом) геологических помех путём приведения в соответствие экспериментальных  $\epsilon_e(x, y, t)$  и теоретических  $\epsilon_e(x, y, t)$  значений отклика среды одновременно для всей апертуры. Послойная реконструкция объёмного распределения электрической проводимости в среде выполняется путём минимизация функционала.

## Ожидаемый результат

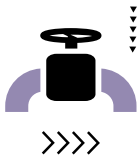
Апертурная технология 3D-ЗСБ® позволяет улучшить прогноз:

- структурных особенностей строения осадочного чехла;
- проницаемости и типа флюидонасыщения коллекторов;
- положения ВНК и контроля закачки воды для ППД.

## 3D-ЗСБ®



[www.aerosurveys.ru](http://www.aerosurveys.ru)



# СТРОИТЕЛЬСТВО ТРУБОПРОВОДОВ: ТЕХНОЛОГИИ И РЫНОК

Текст: Андрей Халбашкев

В России в силу удалённости основных месторождений нефти и газа трубопроводы приобретают особое значение. Низкая себестоимость и бесперебойная доставка делают их одним из самых эффективных способов транспортировки сырья. Конечно, есть и свои минусы, главный из которых – высокие капитальные затраты на строительство нефте- и газопроводов. К тому же препятствием для строителей может стать сложный рельеф местности. И тут на сцену выходят новые технологии, которые позволяют минимизировать издержки и риски. Какие же методы укладки трубопроводов сейчас пользуются наибольшей популярностью?



Фото: Андрей Халбашкев

## ОТ ПРОКОЛА ДО ТОННЕЛИРОВАНИЯ

Выделяют более 10 способов укладки трубопроводов, однако их легко можно классифицировать на две группы: траншейные и бестраншейные. Причём во втором случае можно выделить сразу несколько модификаций. Сотрудники Национального исследовательского университета «Московский государственный строительный университет» (НИУ МГСУ) в своей статье «Сравнение методов бестраншейного строительства инженерных сетей» перечислили следующие варианты: прокол, продавливание, микротоннелирование, горизонтальное направленное бурение.

Исторически первым из них возник метод прокола. Здесь с помощью домкрата продвигают модуль трубы с на-

конечником, в результате образуется горизонтальная скважина. Однако этот способ подходит только для трубопроводов небольшого диаметра, так как «усилие, необходимое для прокола, прямо пропорционально квадрату радиуса сечения скважины», пишут специалисты НИУ МГСУ. Соответственно его применение в нефтегазовой отрасли с её большими объёмами прокачки неэффективно.

Похожим образом, также с применением домкратов, устроен процесс продавливания. Ключевое отличие от прокола в том, что «грунт не «вдавливается» в стенки скважины, а разрабатывается различными способами и выводится из забоя специальной техникой», объясняют авторы статьи.

Более сложный метод представляет собой микротоннелирование. Здесь используются специальные домкратные станции и микрошты с режущими органами. На подготовительном этапе на определённом расстоянии друг от друга оборудуются шахты-станции, между которыми затем и происходит «продавливание» трубы с помощью домкратных станций. Для обеспечения высокой точности проходки щита используются различные системы навигации и электронного управления микрошты. Важно, что этот метод даёт возможность прокладывать криволинейные трассы с большим радиусом поворота, что позволяет обходить различные препятствия.

В последние годы с развитием технологий горизонтально направленного бу-



рения их стали применять и при строительстве трубопроводов. В данном случае используются специальные буровые комплексы. При помощи этого метода можно прокладывать подземные коммуникации протяжённостью до нескольких километров с диаметром труб до 2 000 мм на глубине до 50 метров.

**БЕСТРАНШЕЙНЫЕ МЕТОДЫ:  
ТОНКОСТИ ВЫБОРА**

Какие же варианты из разнообразия бестраншейных методов наиболее распространены при строительстве нефте- и газопроводов? Какими критериями руководствуются строители при выборе?

«В АО «Газстройпром» используют все вышеперечисленные способы. Например, переход через реку Лена при строительстве магистрального газопровода «Сила Сибири» выполнялся микротоннелированием. Выбор в каждом конкретном случае зависит от протяжённости перехода и характеристики грунтов», — объясняет директор департамента сварки и неразрушающего контроля АО «Газстройпром» *Никита Лапшин*.

Современная техника позволяет прокладывать трубопроводы практически в любых геологических условиях.

«Метод прокола применяют при ведении работ в глинистых и суглинистых грунтах (грунты I–III категорий), способ продавливания эффективен в грунтах I–IV категорий, а также в вечномёрзлых сезонно промерзающих грунтах, методы микротоннелирования и горизонтально направленного бурения способны справиться со всеми категориями грунтов, включая сланцы окварцованные и слюдяные, песчаник плотный, твёрдый мергелистый известняк, плотный доломит, мрамор, вечномёрзлые и сезонно промерзающие грунты, такие как морёные грунты и речные отложения с содержанием крупной гальки и валунов до 70% по объёму», — пишут по этому поводу учёные из НИУ МГСУ.

Получается, что самые широкие возможности открывают микротоннелирование и горизонтально направленное бурение. Но, если вспомнить второй критерий — протяжённость, приходится сделать вывод, что для нефтегазовой отрасли с её объёмами и расстояниями эти методы подойдут не во всех случаях. Пока их целесообразно использовать на сложных участках, например, в местах пересечения с автомобильными и железными дорогами, или для преодоления водных преград.

**Рекордсмен по протяжённости среди трубопроводов в России — магистраль «Восточная Сибирь — Тихий океан». Его длина**

**4730** KM

**Но если взять общую протяжённость сети, то здесь лидером будет уже нефтепровод «Дружба» с показателем**

**8900** KM



фото предоставлено АО «Газстройпром»



ЭКСПЕРТ



НИКИТА ЛАПШИН,

директор департамента сварки и неразрушающего контроля АО «Газстройпром»

«Если говорить о сварочном производстве и неразрушающем контроле сварных соединений, на наш взгляд, санкции оказали положительное влияние. Производители оборудования получили возможность широко применить свои наработки, а самое главное, получить обратную связь от нас, пользователей. И «доработки», усовершенствования на основании наших замечаний сделали оборудование конкурентоспособным и готовым решать самые серьёзные задачи».



фото предоставлено АО «Газстройпром»

Главная ставка – на траншейный метод. На данный момент, исходя из экономических соображений, при строительстве трубопроводов специалисты отрасли чаще выбирают траншейный метод.

«Работы при таком методе организованы поточно с чётким соблюдением технологического процесса. Дело в том, что на протяжённых участках он наиболее эффективен и является самым производительным. Сварка труб выполняется параллельно с разработкой траншеи с использованием автоматических сварочных комплексов, затем осуществляется укладка сваренных плетей трубопровода в траншею и его обратная засыпка», – рассказывает *Никита Лапшин*.

Несмотря на кажущуюся простоту метода, его ни в коем случае нельзя называть устаревшим. Здесь тоже есть свои технические нюансы и новшества. В частности, на этапе укладки труб в траншею нужно определить, делать это на естественное или искусственное основание. Первый вариант выбирают, когда структура грунта не нарушена. Но если несущая способность меньше 0,1 МПа, то уже нужны искусственные основания: бетонные, железобетонные, сборные лекальные, свайные. Также часто применяют уплотнение

грунта, отмечают в своей статье «Анализ технологий укладки труб» *А. А. Лопатина* и *С. А. Сазонова*. При этом, по словам авторов, здесь многое зависит от характера их опирания на основание. Оптимальной величиной угла охвата является 120°, в таком случае несущая способность труб вырастет в 1,7 раз и более.

«Следовательно, устройство основания – один из ключевых факторов, обеспечивающих долговечность и надёжность эксплуатации трубопроводов... При прокладке труб больших диаметров (1,5–3,5 м) в песчаных грунтах устраивается ложе без нарушений естественной структуры грунта, которое должно охватывать 1/4–1/3 поверхности трубы. В глинистых грунтах трубы укладывают на песчаные подушки, толщина которых должна быть 0,1–0,3 м. В случаях, когда трубопроводы укладывают в твёрдых (скальных) грунтах, необходимо устройство песчаной подушки с тщательным уплотнением толщиной не менее 0,1 м над выступающими неровностями основания. Для прокладки труб в недостаточно устойчивых сухих грунтах на дно траншеи отсыпают слой из песка, гравия или гравийно-песчаной смеси толщиной не менее 0,1 м по всей ширине траншеи. На данном слое устра-

ивают бетонную подливку в виде лотка, высота которого не менее 0,1 наружного диаметра трубы, толщиной в средней части ее не менее 0,1 м. В водонасыщенных грунтах, хорошо отдающих воду, трубы укладывают на основание из бетона, располагаемое на гравийно-песчаной или щебёночной подготовке толщиной 0,20–0,25 м с устройством в ней дренажной линии. В грунтах и пльвунах, которые плохо отдают воду, бетонное основание укладывают на железобетонные плиты, которые, в свою очередь, кладут на щебёночную подготовку», – пишут *А. А. Лопатина* и *С. А. Сазонова*.

#### В ЦАРСТВЕ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

Отдельный вопрос – строительство трубопроводов в регионах вечной мерзлоты. Для нефтегазовой отрасли это особенно актуально, если учесть тот факт, что большинство месторождений расположено как раз в районах Крайнего Севера. Вечная мерзлота создаёт дополнительные сложности, один из главных рисков – движение грунта из-за его протаивания. Всё это чревато авариями.

«Экстремальные погодные условия в районах Крайнего Севера определённо накладывают особые требования к каче-

ству выполняемых работ. Здесь в первую очередь важны особенности проектирования. В строительстве нет места «творческому самовыражению», необходимо чёткое соблюдение проектной документации, в которой отражены все параметры конструкций, необходимые для соблюдения прочностных свойств. Каждый этап работ контролируется службами строительной инспекции, которая подтверждает качество выполненных работ», – комментирует практику *Никита Лапшин*.

Впрочем, в распоряжении специалистов есть технические решения для работы в условиях вечной мерзлоты. Первым делом в голову приходит строительство наземных трубопроводов на специальных опорах. Очевидные плюсы технологии – простота и дешевизна строительства и обслуживания. Однако и здесь есть свои недостатки, ведь на наземные трубопроводы сильнее влияют погодные условия (холод, осадки). К тому же опоры не являются 100-процентной защитой от аварии при протаивании грунта. Но современные технологии позволяют строить трубопроводы и традиционным подземным способом.

«Если говорить о примерах решений, характерных для Крайнего Севера, это

в первую очередь буровзрывные работы, позволяющие разрыхлить вечномёрзлые грунты и ускорить разработку траншеи. Также стоит отметить применение незамерзающей жидкости для гидравлических испытаний трубопроводов ввиду отрицательных температур окружающего воздуха», – рассказывает *Никита Лапшин*.

Нашлась «своя управа» и на протаивание грунта. Эти риски решаются промораживанием, с применением термостабилизаторов грунтов.

«Благодаря этому поддерживается нужная проектная температура, грунт не растекается от теплового воздействия конструкций или в результате сложных процессов, происходящих в подземных слоях», – объясняет *Никита Лапшин*.

#### А ЧТО САНКЦИИ?

Как мы видим, научный прогресс позволяет взять вверх над природной стихией. Однако в свете последних санкций возникают опасения: насколько доступны новейшие технологии для российских строителей сейчас, после ухода западных компаний? *Никита Лапшин* уверен, что бояться не стоит. Где-то «вспомнили» уже имеющиеся отечественные разработки, а где-то удалось

Общая протяжённость нефтепроводов и нефтепродуктопроводов в стране по итогам 2020 года составила

70 760

километров, читаем в сборнике Росстата «Транспорт в России 2022». При этом цифра постоянно растёт. Для сравнения, в 2010 году она составляла

65 113 КМ



**ЗАВОД  
ПРОМАВТОМАТИКА**

ООО Завод «Промавтоматика»,  
г. Екатеринбург, ул. Монтерская, 3,  
тел. (343) 301-22-72,  
e-mail: [zakaz@pp-pa.ru](mailto:zakaz@pp-pa.ru),  
[www.pp-pa.ru](http://www.pp-pa.ru)

## МЫ РАЗРАБАТЫВАЕМ И ПРОИЗВОДИМ ШИРОКИЙ СПЕКТР МОНТАЖНЫХ ИЗДЕЛИЙ:

- соединения с торцевым уплотнением с зажимными упорными кольцами
- детали трубопровода: ниппели, муфты, штуцеры, бобышки и т. д.
- соединений с развальцовкой для медных трубок и переходов с медных на полиэтиленовые трубки
- кабельные вводы и сальники, клеммные коробки

**ВСЯ ПРОДУКЦИЯ СЕРТИФИЦИРОВАНА  
И ПРОИЗВОДИТСЯ ПО СОБСТВЕННЫМ ТУ**



реклама



быстро разработать и внедрить аналоги импортному оборудованию.


«Например, активно применяются оборудование и материалы для механизированной сварки, что позволяет увеличить производительность и качество относительно ручных способов. Разработаны и внедряются технологии на основе лазеров, успешно применяется контактно-стыковая сварка (КСО), которая использовалась в советское время, но потом незаслуженно была забыта. Так, при обустройстве Харасавэйского ГКМ -с помощью технологии КСО сварено уже более 2 500 стыков без брака при времени сварки 25 секунд.

Санкции дали толчок созданию отечественного оборудования для автоматической сварки, аналогичного широко применяемому американскому CRC-Evans AW. Речь идёт, например, о комплексах «Русь» и «Луч». В части оборудования для неразрушающего контроля качества сварных соединений отечественная продукция сегодня применяется в 90% случаев, особенно что касается цифровой радиографии и автоматизированных средств ультразвукового контроля. Тут уже импортная продукция не выдерживает конкуренции», – перечисляет *Никита Лапшин*.


Не стоит бояться и того, что из-за санкций прекратится строительство новых объектов.

Во-первых, продолжается освоение новых месторождений, а значит, будет и спрос на возведение промысловых и межпромысловых трубопроводов.

Во-вторых, обсуждаются и новые масштабные проекты, в частности газопровод «Сила Сибири 2», ожидается, что работы должны начаться в 2024 году. Обсуждаются перспективы строительства ещё одной ветки ВСТО для поставок нефти в Китай. И вероятность того, что эти или другие такие же крупные проекты будут реализованы, достаточно высока. Сейчас переориентация поставок нефти и газа на Восток во многом упирается в недостаточную пропускную способность инфраструктуры. И если не «расшить» узкие места, то экспортные перспективы России окажутся под угрозой. Так что строительство новых трубопроводов – приоритет не только для предприятий отрасли, но и для государства. А значит, риски того, что рынок «встанет», невелики.

Как мы видим, новые технологии позволяют строить трубопроводы в самых сложных геологических и климатических условиях. При этом значительная доля этих решений – российские. И если учесть стратегическое значение трубопроводов для экспорта нефти и газа, строители могут смотреть в будущее со сдержанным оптимизмом. Без работы они не останутся. 

Первый в России нефтепровод «Балаханы — Чёрный город» был построен в

1878 <sup>ГОДУ</sup> 

Его длина составляла 9 км, диаметр — около 77 см, а пропускная способность —

80 <sup>ТЫС. ПУДОВ</sup> 

нефти в сутки, пишет портал [petrodigest.ru](http://petrodigest.ru).



Фото предоставлено АО «Газстройпром»

# ТЕПЛОИЗОЛИРОВАННЫЕ ЛИФТОВЫЕ ТРУБЫ



Эффективный инструмент для эксплуатации скважин:

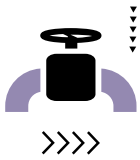
- Осложненных газогидратными отложениями / АСПО
- При добыче высоковязкой нефти
- В условиях вечной мерзлоты

ЗАКАЧКА  
ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ  
СРЕД В ПЛАСТ

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ  
РАСТЕПЛЕНИЯ  
МНОГОЛЕТНЕМЁРЗЛЫХ  
ПОРОД



TMK-GROUP.RU



# МНОГОСЛОЙНЫЙ ГИДРОКАНАЛ ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ – НОВАЯ РАЗРАБОТКА «ЭНЕРГОМАШ-ВТС»

Подготовлено по материалам ООО «Энергомаш-ВТС»

В последние годы полимерные армированные трубопроводы завоёвывают всё большую популярность при транспортировке продуктов нефтегазовой отрасли. Особняком здесь стоит продукция ООО «Энергомаш-ВТС». Так, компания из Тульской области единственная в России имеет патент на изобретение «Гибкая магистраль для транспортировки различных сред и труба для её изготовления». Но на этом в «Энергомаш-ВТС» не останавливаются: недавно успешно завершили испытания ещё одной технологии – использования многослойного гидроканала для предотвращения загазованности в полимерных армированных трубопроводах.



Фото представлено ООО «Энергомаш-ВТС»

## СРОК СЛУЖБЫ ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБ – ДО 25 ЛЕТ

К ключевым преимуществам полимерных решений относятся, прежде всего, сравнительно высокая стойкость к внешней коррозии, сохранение высокой пропускной способности в течение всего срока эксплуатации из-за малых отложений на стенках гидроканала, простота и высокая скорость монтажа.

Также отметим, что полимерные трубопроводы заметно легче своих стальных собратьев: 4,28 по сравнению с 9,56 кг на один погонный метр. За счёт этого полимерные армированные трубы при соблюдении условий эксплуатации обладают долговечностью до 25 лет, что

значительно превышает жизненный срок стальных аналогов, отмечают специалисты ООО «Энергомаш-ВТС». Наконец, длина одного участка (без швов-соединений) здесь может составлять до 2 100 метров!

На данный момент производство композитных труб сосредоточено в г. Щёкино. Как рассказал на Петербургском международном газовом форуме заместитель генерального директора по производству ООО «Энергомаш-ВТС» Виктор Сегов, интерес к технологии в отрасли есть.

«Имеется ряд задач, которые решать с помощью стальных труб либо сложно,

либо неудобно и долго. Это временные газопроводы, там, где есть химически активные вещества или эрозионный износ, где нужно оперативно менять отрезки газопроводов», – объяснил г-н Сегов.

## «БАРЬЕРНЫЙ» СЛОЙ: СКАЖЕМ НЕТ КОРРОЗИИ

Однако не стоит думать, что для полимерных трубопроводов коррозия совсем не страшна. Здесь нужно пояснить, что долговечность определяется динамикой изменения свойств материалов, из которых состоят элементы конструкции, в течение времени. Здесь многое зависит от стойкости сопротивления внутреннему давлению, которое достигается за счёт металлических ар-



мирующих элементов. А они как раз таки подвержены коррозии из-за воздействия агрессивных сред, проникающих сквозь полимерную внутреннюю оболочку.

Снизить концентрацию агрессивной среды можно двумя основными способами. Первый заключается в периодической продувке армирующего слоя сухими инертными газами через специальные каналы в фитингах. Однако данный способ ввиду его сложности не применяется на рабочих трубопроводах. Более перспективное направление – применение материалов с низкой газопроницаемостью. Именно по этому пути пошли в ООО «Энергомаш-ВТС». Решить проблему газопроницаемости призван многослойный гидроканал (внутренняя оболочка), в состав которого входит так называемый барьерный слой. Для проверки эффективности технологии этой весной в компании провели испытания.

«Образцы в виде дисков диаметром 30 мм и толщиной 1,5 мм, полученные из многослойной внутренней оболочки гибкой трубы, подвергались испытаниям по методике, представленной в ГОСТ Р 53656.2-2009, часть 2 (ИСО 15105-2:2003) «Пластмассы. Определение скорости проникновения газов. Часть 2. Метод равного давления». При идентичных условиях испытаний коэффициент газопроницаемости для образцов из однослойного ПНД и ПНД многослойного с барьерным слоем составил 2,239 и 0,0416 моль·м/м<sup>2</sup>·сут. Па соответственно», – рассказывает о ходе эксперимента представитель ООО «Энергомаш-ВТС».

Как мы видим, полученные данные количественно и качественно подтверждают эффективность барьерного слоя, снижающего газопроницаемость на несколько порядков, по сравнению с трубами из чистого ПНД. В перспективе это позволит существенно продлить долговечность трубопровода в целом.

## К СЛОВУ

Растущая популярность полимерных армированных труб подтолкнула законодателей к разработке соответствующей нормативной документации. В 2021 году вышел ГОСТ Р 59834 - 2021 «Промысловые трубопроводы. Трубы гибкие полимерные армированные и соединительные детали к ним. Общие технические условия». В настоящее время завершается работа над проектами стандартов «Трубопроводы промышленные. Трубопроводы из гибких полимерных армированных труб. Правила проектирования, монтажа и эксплуатации» и «Трубопроводы промышленные. Трубы полимерные, армированные металлическим каркасом и соединительные детали к ним. Правила проектирования, монтажа и эксплуатации».

На правах рекламы



фото предоставлено ООО «Энергомаш-ВТС»



фото предоставлено ООО «Энергомаш-ВТС»

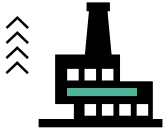


фото предоставлено ООО «Энергомаш-ВТС»



**ЭНЕРГОМАШ | ВТС**

ООО «Энергомаш-ВТС»  
Россия, Тульская область  
г. Щекино, ул. Южная, 5Б  
+7 (48751) 5-10-52  
[info@ekenergomash.ru](mailto:info@ekenergomash.ru)  
[rugenergomash.ru](http://rugenergomash.ru)



# ТЕПЛООБМЕННИКИ ДЛЯ НПЗ И НХЗ: ОБЗОР РЫНКА

Текст: Андрей Халбашкеев

В последнее время на слуху история с импортозамещением теплообменного оборудования для производства СПГ. Из-за этого их «младшие братья» – теплообменники, которые используются на нефтеперерабатывающих (НПЗ) и нефтехимических заводах (НХЗ), оказались «в тени». В то же время на этом рынке сейчас происходят интересные события. Как развивается отрасль в условиях санкций, какие теплообменники пользуются наибольшим спросом и за счёт чего предприятия планируют повысить эффективность аппаратов?



## РАЗНООБРАЗИЕ ТЕПЛООБМЕННИКОВ, ИХ ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ

Любое теплообменное оборудование предназначено для нагревания, охлаждения, испарения и конденсации технологических потоков и готовых продуктов и утилизации тепловой энергии. Но при этом существует несколько разновидностей этого оборудования, которые отличаются по принципу работы и характеристикам. В частности, выделяют кожухотрубчатые, «труба в трубе», спиральные и пластинчатые теплообменники. Все модели имеют свои достоинства и недостатки. Но, по словам представителя «Уралхиммаша», в нефтепереработке и нефтехимии наиболее широко распространены именно кожухотрубчатые агрегаты.

«Так, например, теплообменники типа «труба в трубе» хороши для небольших по тепловой нагрузке аппаратов и совершенно непригодны для аппаратов большой производительности. Разборные спиральные и пластинчатые теплообменники имеют существенные ограничения по давлению и температуре окружающей среды, а неразборные кожухопластинчатые требуют для своего изготовления применения высоких технологий: автоматической сварки и пайки», – рассказывает директор по развитию ПАО «Уралхиммаш» Николай Лозовицкий.

Если говорить о кожухотрубчатых теплообменниках, то можно выделить два основных типа конструкции: более простую с неподвижным пучком труб и с «плавающей головкой», пишут в сво-

ей статье «Теплообменные аппараты в переработке нефти» Д. И. Ташева и Е. В. Бурдыгина из УГНТУ (Уфимского государственного нефтяного технического университета). В первом случае придётся смириться с плохой передачей тепла из-за малых скоростей и возможными нарушениями целостности развальцовки в связи с жёстким креплением труб и нагревом оборудования. Избежать этих недостатков позволит использование модели с «плавающей головкой», с возможностью свободного осевого перемещения трубного пучка. Но вместе с эффективностью вырастут также габариты и металлоёмкость конструкции. В последние годы всё большую популярность набирают кожухотрубчатые теплообменники с витыми трубами.

«Витые трубки позволяют создать завихряющийся поток в теплообменнике и прикреплять трубки друг к другу через каждый дюйм. Это позволяет увеличить число трубок по сравнению с обычным теплообменником на 40% при одинаковом размере кожуха и устранить механические вибрации», – пишут авторы из УГНТУ.

Впрочем, производители пластинчатых теплообменников также могут перечислить доводы в свою пользу. Например, их мощность можно регулировать, просто увеличивая или уменьшая число пластин. Лёгкость сборки-разборки, по сравнению с кожухотрубчатыми аналогами, существенно упрощает и текущий ремонт, и уход за оборудованием.

Реже всего в нефтепереработке используются теплообменники типа «труба в трубе». Применяют их преимущественно для передачи тепла от продуктов с большой вязкостью и температурой застывания, пишут *Д. И. Ташева* и *Е. В. Бурдыгина*.

Общий принцип работы теплообменного оборудования широко известен, и его конструкция для различных отраслей промышленности в значительной степени схожа. Однако это не значит, что для НПЗ и НХЗ подойдёт любой агрегат. Определённые коррективы внести всё же придётся. Связано это с тем, что оборудование должно выдерживать высокие температуры и давление и быть устойчивым к химически агрессивной среде.

В первом случае решением может стать использование кожухотрубчатых теплообменников. А вот в части защиты теплообменного оборудования от коррозии есть свои нюансы. Дело в том, что нанесение

каких-либо антикоррозионных покрытий на их поверхность вызывает рост термического сопротивления, а значит, и снижение эффективности теплопередачи. Таким образом, их использование исключено. Так что на нефтеперерабатывающих заводах эту проблему решают за счёт применения специальных коррозионноустойчивых сталей и сплавов.

### ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПОДХОД – ЗАЛОГ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Впрочем, перспективные направления для совершенствования теплообменной техники не исчерпываются борьбой с коррозией. Хотя базовый принцип работы теплообменного оборудования известен давно, но *Николай Лозовицкий* убеждён: возможности для повышения эффективности конструкции далеко не исчерпаны. Особенно актуально это для России с традиционно высокой энергоёмкостью промышленного производства.

«Предложенные более полувека тому назад и до сих пор серийно выпускаемые теплообменники представляют собой узкий ряд унифицированных конструкций, совмещающих в себе как высокую механическую прочность, надёжность и долговечность, так и низкую технологическую эффективность процессов теплообмена. Жёсткая унификация конструкций лишает их необходимой гибкости, восприимчивости к конкретным условиям эксплуатации, приводит к формированию чрезмерных поверхностей теплообмена, создаёт предпосылки к ускоренному образованию отложений и сокращению межремонтного пробега. Поэтому эксплуатация стандартного теплообменного оборудования

По итогам 2022 года сократился объём импортных поставок в Россию кожухотрубчатых теплообменников и аппаратов воздушного охлаждения для нужд нефтегазовых и химических компаний, отмечают в «Уралхиммаше». При этом почти

80%

поставок были осуществлены в первом полугодии. Также значительно изменилась география зарубежных поставщиков: доля производителей из европейских стран сократилась до 27%, а доля поставщиков из Китая составила 67%.





Фото: uralkhimash.ru

сопровождается высокими затратами на поддержание его нормальной работоспособности», — объясняет представитель «Уралхиммаша».

Чтобы переломить эту ситуацию, нужно пересмотреть подходы к производству. Вместо того чтобы стремиться создать максимально универсальное, стандартизированное оборудование, нужно использовать индивидуальный подход к решению каждой конкретной теплотехнической задачи и создавать оригинальные конструкции.

Надо сказать, что в последние годы здесь наметилось движение вперёд, у российских компаний появляются свои инновационные разработки. Одна из них — формирование оптимальных гидродинамических потоков теплоносителей. За счёт этого достигаются высокие коэффициенты теплоотдачи и эффект самоочищения теплообменной поверхности, рассказывает *Николай Лозовицкий*. Также инженеры работают над снижением застойных зон и байпасных (паразитических) перетоков. Всё это позволяет обеспечить высокую интенсивность теплообмена. А значит, можно или уменьшить размер теплообменных поверхностей, или увеличить нагрузку на имеющееся оборудование. Наконец, работать нужно и над его надёжностью и долговечностью оборудования.

### САНКЦИИ КАК ВОЗДУХ ПЕРЕМЕН

Долгое время весомую долю на российском рынке занимали иностранные компании, такие как Alfa Laval, Sondex, GEA. Однако всё изменилось после того, как власти Евросоюза 27 мая 2022 года объявили о полном прекращении поставок оборудования и технологий для нефтеперерабатывающих заводов в рамках очередного пакета санкций. О переходе на теплообменники отечественного производства в отрасли говорили давно, однако очевидно, что санкции ускорили этот процесс. При этом уход иностранных производителей, конечно, создал проблемы, но не стал катастрофой для рынка.

Надо пояснить, что основная часть импорта теплообменного оборудования приходилась на пластинчатые и кожухопластинчатые теплообменники разборного, паяного и сварного исполнения. Чтобы успешно заменить их, нужно вложить значительные средства в создание производства пластин и уплотнений к ним, а также в разработку технологий автоматической сварки и пайки. Однако импортные пластинчатые теплообменники можно заменить и на альтернативные технические решения. Речь идёт, в частности, о кожухотрубчатых аппаратах, технологии производства которых уже отлажены на отечественных предприятиях, считает директор по развитию «Уралхиммаш».


### ЭКСПЕРТ



**НИКОЛАЙ ЛОЗОВИЦКИЙ,**  
директор по развитию ПАО «Уралхиммаш»

*«Благодаря широкому спектру использования в различных технологических процессах, теплообменные аппараты всегда были и остаются одним из наиболее востребованных типов оборудования. Заказчики закупают новые теплообменники как в рамках реализации проектов строительства новых объектов и установок, так и в целях модернизации действующих, а также для проведения капитальных ремонтов. Однако до недавних пор при реализации масштабных инвестиционных проектов российские заказчики в большинстве случаев прибегали к услугам иностранных компаний — лицензиаров технологий, а также инжиниринговых компаний, реализующих проекты на условиях ЕРС/ЕР/ЕРСМ-контрактов. Это влекло за собой значительную долю импорта оборудования для реализации проектов, особенно в сегментах производства СПГ, глубокой нефтепереработки и нефтехимии, химической промышленности».*

Таким образом, импортозамещение иностранных теплообменников для НПЗ и НХЗ не выглядит невозможной задачей. По крайней мере, сами российские производители смотрят на ситуацию скорее с оптимизмом.

«Мы, как производители оборудования, ощутили на себе эти перемены как новые возможности. Возможности более открытого диалога и взаимодействия с заказчиками и проектными институтами, возможности освоения новых видов продукции для импортозамещения. По объёму поступающих на наше предприятие заявок мы однозначно можем сказать, что спрос на теплообменные аппараты со стороны российских заказчиков возрос. При этом лидерами запросов являются предприятия химической и нефтехимической отраслей. Отдельный интерес представляет работа в сегменте СПГ. В целом мы позитивно оцениваем перспективы российского рынка теплообменников на ближайшие годы», — резюмирует *Николай Лозовицкий*. 



# нефть и газ, ХИМИЯ. ТЭК

13–15 сентября 2023

месторождение контактов

25-я межрегиональная выставка-форум технологий и оборудования для нефтяной, газовой, химической промышленности и топливно-энергетического комплекса

официальная поддержка:



Министерство промышленности и торговли Пермского края



Торгово-промышленная палата Российской Федерации

генеральный партнёр:

ЛУКОЙЛ



место проведения:

КВЦ «Пермь Экспо»  
г. Пермь,  
шоссе Космонавтов, 59

подать заявку на участие:

+7 (342) 264-64-24,  
+7 (908) 257-40-33   
bav@exproperm.ru  
oil.exproperm.ru

реклама

## III Международная конференция «Коррозия и новые материалы в нефтегазовой промышленности»

24-26 мая 2023 г.

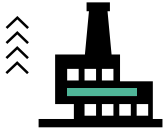
### Санкт-Петербург

По вопросам регистрации и участия в выставке просим обращаться:  
Дарина Посошина  
ООО «Мономакс»  
сервис-агент конференции  
Тел. +7(921)554-70-44  
Email: corrosionrussia@onlinereg.ru



Регистрация на конференцию

реклама



# АНТИФРИКЦИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ — СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ТВЁРДОЙ СМАЗКИ

Текст: Константин Буховцов,  
инженер ООО «Моденжи»  
Виктория Мельникова,  
специалист ООО «Моденжи»

## ЧТО ТАКОЕ АТСП?

Впрочем, не всегда можно добиться решения таких сложных задач с помощью традиционных пластичных смазочных материалов ввиду особенностей их применения. Это трудоёмкость нанесения и необходимость обновления пластичных смазочных материалов при каждом монтаже и после длительного хранения деталей, затвердевание при отрицательных температурах, выдавливание из зоны контакта при высоких нагрузках, потеря свойств под воздействием химически агрессивных сред и негативное влияние на окружающую среду.

Однако сейчас на рынке появилась альтернатива традиционным пластичным смазкам, которая лишена указанных недостатков. Речь идёт об антифрикционных твердосмазочных покрытиях (АТСП). Это материалы, содержащие высокодисперсные порошки твёрдых смазочных веществ, распределённые в смеси смол и растворителей. Они выпускаются в виде суспензий, после нанесения и полимеризации создают на обработанных поверхностях тонкий сухой смазочный слой, прочно сцепленный с основой.

Широкое распространение в нефтегазовой отрасли получили покрытия на основе дисульфида молибдена – природного минерала с ярко выраженной слоистой структурой с возможностью легкого скольжения слоёв друг относительно друга.

Покрытие, содержащее высокодисперсные частицы твёрдых смазок, заполняет микронеровности поверхности обрабатываемой детали, увеличивает её опорную площадь и несущую способность.

Слой АТСП имеет большое сопротивление сжатию, но малое сопротивление сдвигу. За счёт этого минимизируется коэффициент трения, обеспечиваются разделение контактирующих поверхностей и защита от повреждений. Кроме того, некоторые марки покрытий эффективно защищают металлические изделия от коррозии.

Одна из задач, которая стоит перед нефтедобывающими и нефтесервисными компаниями, – это увеличение ресурса работы оборудования за счёт снижения трения и защиты от химически агрессивной среды. Это актуально для широкого спектра изделий, начиная от резьбового крепежа и заканчивая сложным внутрискважинным оборудованием.



Фото предоставлено ООО «Моденжи»

## «БЕССМАЗОЧНАЯ» ТЕХНОЛОГИЯ В РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЯХ ТРУБ ДЛЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

Эффективным решением для обеспечения лёгкого и быстрого монтажа, защиты от коррозии резьбовых соединений труб становятся покрытия с различными твердосмазочными наполнителями и связующими.

Для ниппельных концов труб используются материалы «холодного» отверждения, которые наносятся одним из самых удобных методов – распылением.

На изделиях, изготовленных из нержавеющей стали, для защиты от задигов, увеличения скорости и качества монтажа, облегчения последующего демонтажа применяется покрытие №1001 (см. таблицу 1) на основе дисульфида молибдена ( $\text{MoS}_2$ ) и графита (С), предназначенное для работы в режиме сухого трения.

На ниппельных концах труб, нуждающихся в дополнительной защите от коррозии, используется покрытие на основе  $\text{MoS}_2$  с органическим связующим №1002 (рис. 1.). Этот материал позволяет отказаться от применения консервационных смазок. Также покрытие может выполнять функцию «подсмазочного» слоя,

если его применять вместе с пластичной смазкой, либо являться альтернативой фосфатированию.

Дисульфидмолибденовое покрытие показало отличные результаты в испытаниях на свинчивание в резьбовом соединении обсадной трубы и муфты при совместном применении с резьбоуплотнительной смазкой. АТСП наносилось в качестве «подсмазочного» слоя.

Было проведено четыре цикла свинчивания/развинчивания, первые три – с усилием 1500 Н·м, последний – до достижения пластической деформации, которая была зафиксирована на упорных поверхностях при моменте силы затяжки в 4400 Н·м, однако критического износа покрытия на резьбе не было обнаружено.

Для защиты от коррозии резьбовых соединений труб часто применяется фосфатирование. Консервационная смазка проникает в поры фосфатной пленки и удерживается там, что позволяет обеспечивать защиту резьбы. Благодаря высоким антикоррозионным свойствам (более 160 часов по результатам ускоренных испытаний в нейтральном соляном тумане по стандарту ISO 9227) АТСП №1002 является отличной альтернативой фосфати-

рованию – эффективному, однако очень трудоёмкому и неэкологичному процессу.

Покрyтия «холодного» отверждения №1001 и №1002 могут наноситься как на производственных площадках, так и в полевых условиях благодаря наличию нескольких вариаций фасовок, среди которых – аэрозольные баллоны.

На муфты, которые можно порционно помещать в печь, наносятся покрытия «горячего» отверждения на основе MoS<sub>2</sub> №1005 (см. таблицу 1), а также №1014 на основе PTFE (политетрафторэтилена) в сочетании с MoS<sub>2</sub>. Они характеризуются более высокими антикоррозионными свойствами, несущей способностью и износостойкостью, чем покрытия «холодного» отверждения, однако их применение ограничивается особенностями режима полимеризации – при нагреве деталей до +200 °С.

Однократное нанесение таких покрытий обеспечивает защиту резьбовых соединений на протяжении многих циклов «свинчивания-развинчивания», позволяя полностью отказаться от применения пластичных и жидких смазочных составов, фосфатирования и химико-термической обработки металлов.

Основные характеристики покрытий для резьбовых соединений труб представлены в таблице 1. Материалы 1001 и 1002 наносятся на ниппельные концы труб, 1005 и 1014 – на муфты.

#### ПРИМЕНЕНИЕ АТСП В ОБОРУДОВАНИИ ДЛЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА (ГРП)

Оборудование для гидравлического разрыва пласта эксплуатируется в условиях воздействия химически агрессивных сред и должно надёжно срабатывать даже после продолжительного простоя в скважине.

На деталях гидравлических муфт для проведения ГРП применяется антифрикционное твердосмазочное покрытие с дисульфидом молибдена и политетрафторэтиленом 1014, обладающее высокими антикоррозионными свойствами, химостойкостью, износостойкостью (рис. 2).

Оно необходимо для защиты изделий от химической коррозии, износа при прокачке жидкости для гидроразрыва пласта и керамического песка, снижения и стабилизации усилий сдвига при открытии/закрытии механизмов оборудования.

Применение АТСП позволяет использовать конструкционные материалы общепромышленного назначения при

#### СПРАВКА

Основные преимущества применения твердосмазочных покрытий:

- низкий коэффициент трения, стабильный в широком диапазоне условий эксплуатации — при высоких контактных давлениях, температурах;
- отсутствие испарения, окисления, вытеснения из места нанесения при высоких нагрузках; покрытия обеспечивают надёжную работу механизмов даже после их длительного простаивания;
- длительный срок службы, отсутствие необходимости в обновлении после каждой сборки/разборки узла;
- высокие противозадирные, антикоррозионные свойства;
- сухая текстура, не вызывающая налипания абразивных частиц;
- безопасность для окружающей среды;
- простое и технологичное нанесение;
- предотвращение образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО).

**rosplast**  
rosplast-expo.ru

**Международная выставка оборудования и материалов для индустрии пластмасс**

**6–8 июня 2023**  
МВЦ «Крокус Экспо», Москва

От идеи до готового изделия

QR code

Промокод для получения бесплатного билета  
**RM23-KX3TM**

**GA GEFERA MEDIA**

реклама



проектировании механизмов для ГРП вместо дорогостоящих кислотостойких материалов.

**ОБЗОР АКТУАЛЬНЫХ ПРИМЕНЕНИЙ ТВЁРДОЙ СМАЗКИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ОБОРУДОВАНИИ**

Помимо указанных узлов оборудования, АТСП помогают увеличивать ресурс пласечных превенторов, крепёжных изделий нефтяных платформ, клапанов датчиков давления газовых магистралей, подшипников скольжения, торцевых уплотнений, реечных передач клапанов осевого типа, пружин, резьбовых соединений трубопроводов, манифольдов и т. д. Рассмотрим некоторые из этих применений.

Антифрикционные твердосмазочные покрытия используются для повышения ресурса и надёжности срабатывания узлов пласечных превенторов.

Они эффективно снижают трение и износ трапецеидальной резьбы соединения «винт-толкатель» привода пласек.

Система на основе дисульфидмолибденового покрытия № 1005 «горячего»

отверждения наносится на пласкодержатели превентора (рис. 3.), функционирующие при прямом контакте с агрессивными средами. Это решение обеспечивает рекордно высокую защиту от коррозии и воздействия агрессивных сред, а также повышает плавность хода и гарантирует надёжное срабатывание оборудования при возникновении аварийной ситуации даже после длительного простоя.

Применение покрытия №1014 на основе PTFE и MoS<sub>2</sub> является одним из наиболее эффективных решений для защиты крепёжных изделий оборудования нефтяной и газовой отраслей промышленности.

Материал стабилизирует трение, снижает вероятность заедания и образования задиров на витках резьбы, позволяет многократно собирать и разбирать соединения, обеспечивая высокое качество оборудования.

Одна из главных функций покрытия на резьбовом крепеже для шельфовых нефтяных платформ заключается в обеспечении длительной защиты от коррозии в агрессивном морском климате даже при многократном монтаже/демонтаже.

Покрытие демонстрирует отличные результаты в рамках ускоренных испытаний в камере соляного тумана по стандарту ISO 9227 – более 672 часов.

При необходимости увеличения антикоррозионных свойств под покрытие наносится слой-праймер. Благодаря этому достигается защита от коррозии более 1 000 часов в рамках тех же испытаний (рис. 4.).

АТСП обеспечивают надёжную работу запорно-регулирующей арматуры. Они наносятся на шпиндели задвижек, реечные передачи для облегчения перемещения компонентов, долговременной защиты от коррозии, предотвращения задиров и прикипания.


Таким образом, применение антифрикционных твердосмазочных покрытий позволяет существенно сократить время и усилия на сборку и обслуживание узлов оборудования нефтегазовой промышленности. Материалы обладают уникальными свойствами, позволяющими эффективно управлять трением, снижать износ и защищать детали от коррозии. 

Таблица 1

| Номер | Твёрдые смазочные компоненты в составе | Режим полимеризации (время выдержки, мин. / температура, °C) | Защита от коррозии (ускоренные испытания по стандарту ISO 9227, час) | Нормативный расход, г/м <sup>2</sup> |
|-------|--|--|--|--------------------------------------|
| 1001  | MoS <sub>2</sub> , C                   | 15 / +23   | -  | 100                                  |
| 1002  | MoS <sub>2</sub>                       | 120 / +20  | > 160  | 80                                   |
| 1005  | MoS <sub>2</sub>                       | 40 / +200 или 70 / +130                                      | 720  | 70                                   |
| 1014  | PTFE, MoS <sub>2</sub>                 | 40 / +200  | > 672  | 55                                   |



Рисунок 1. Твердосмазочное покрытие №1002 на резьбе НКТ.



Рисунок 2. АТСП 1014 на деталях оборудования для ГРП.



Рисунок 3. Пласкодержатели превентора с АТСП 1005.



Рисунок 4. Крепёж морских нефтедобывающих платформ с АТСП 1014.



фото: freerik.com

фото: материалы предоставлены ООО «Моденки»





РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

# НЕФТЕГАЗ

22-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ  
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

24–27.04.2023

Подробности на сайте  
[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)

РЕКЛАМА



12+



МИНПРОМТОРГ  
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР



РЕДАКЦИЯ:  
660068, г. Красноярск, ул. Мичурина, 3в, оф. 405  
тел.: +7 (391) 219-01-19  
drom@pgmedia.ru

Главный редактор:  
Щетников Артём Александрович

Литературный редактор:  
Андрей Халбашкеев

Выпускающий редактор:  
Евгений Ошкин

Дизайн и вёрстка:  
Наталья Старикова, Максим Марютин

Корректоры:  
Анна Лопина, Анастасия Сильвестрова

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,  
Лола Шахматова, Александра Крапивина

ОТДЕЛ ЛОГИСТИКИ:  
Олег Дрофа, Антон Джафаров

ОТДЕЛ ПРОДАЖ:  
тел.: +7 (391) 219-01-19  
reklama@pgmedia.ru

Менеджеры отдела продаж:  
Александр Егоров, Александр Шадрин, Анна Демидова,  
Оксана Веретина, Валерия Михайлова, Валерия  
Сучкова, Дарья Кобрик, Александр Оловников, Оксана  
Шартон, Александра Дианова, Анна Соловьёва

Мнение редакции может не совпадать с мнением авторов статей. Представленные в журнале изображения взяты из архива редакции или из медиабанко-тек в открытом доступе с указанием источника.

Рекламуемые товары и услуги подлежат обязательной сертификации. Редакция не несёт ответственности за содержание рекламных материалов, инвестиционные прогнозы и рекомендации, представленные 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» №2 (4)  
2023.

Возрастная категория 16+. Журнал зарегистрирован Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций. Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС 77 – 82737 от 27.01.2022.

Отпечатано в типографии ПК «Ситалл»,  
660074, Красноярск, ул. Борисова, 14.  
Тираж: 3 000 экземпляров. Распространяется бесплатно.

Подписано в печать: 24.05.2023 г.  
Дата выхода номера: 29.05.2023 г.



## 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 [prom.online](http://prom.online)

## Присоединяйтесь к новостному телеграм-каналу!

События  
и тренды отрасли.  
Ежедневно.  
Актуально и кратко.





**СИГМА КОМПОНЕНТ – современный производственный комплекс по производству электрооборудования во взрывозащищенном и общепромышленном исполнении.**



#### Ассортиментный ряд:

- Осветительное оборудование
- Щитовое оборудование
- Коробки зажимов соединительные и разветвительные, оболочки
- Посты управления и посты сигнализации
- Кабельные вводы и электрические соединители
- Фитинги и переходные муфты
- Ex-компоненты

На продукцию компании «Сигма Компонент» получена вся необходимая разрешительная документация, а система менеджмента качества производства сертифицирована в соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9001-2015.



акционерное общество

# НЬЮ ГРАУНД

С нами строить легко!

## • Строительство

- подземные парковки
- гидротехнические сооружения
- новые территории

- Усиление фундаментов и оснований
- Геомассив
- Выполнение работ на объектах культурного наследия
- Усиление грунтов и оснований на мерзлых грунтах
- Проектирование подземных частей зданий и сооружений

подземный паркинг

ограждение котлованов

стена в грунте

закрепление грунтов

Контакты:  
614081, г. Пермь,  
ул. Кронштадтская, д. 35  
тел.: +7 (342) 236-90-70 (многоканальный)  
+7 (342) 236-90-64  
Office@new-ground.ru  
www.new-ground.ru

Москва (495) 643-78-54  
Ижевск (3412) 56-62-11  
Казань (843) 296-66-61  
Нижний Новгород (831) 410-68-66  
Уфа (917) 378-07-48  
Самара (912) 059-30-83  
Краснодар (861) 240-90-82

Ростов-на-дону (863) 311-36-36  
Крым (978) 939-38-33  
Санкт-Петербург (812) 923-48-15  
Тюмень (3452) 74-49-75  
Екатеринбург (912) 059-30-83  
Красноярск (391) 203-68-20  
Новосибирск (383) 286-12-83