



НАНОДОБАВКИ  
В НЕФТЕСЕРВИСЕ

• СТАНДАРТЫ  
СПГ

•  СИББУРМАШ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

# Neftgaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

4 [148] 2024

ШЕСТОЙ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ  
УКЛАД В НГК



Входит в перечень ВАК (К1)

# НОВЫЕ ПОДХОДЫ К БЕЗОПАСНОСТИ ТЭК



ВЗГЛЯД ИЗ КОСМОСА ↗



СИЗ ↗



↗ РОБОТЫ И  
БЕЗОПАСНОСТЬ



БПЛА: УГРОЗА И ЗАЩИТА ↗



↗ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ



↗ ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР



↗ ИИ (VR, AR), XR ↗



СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ  
СООРУЖЕНИЙ ↗



ЗАЩИТА ДАННЫХ ↗



НОВОСТИ ↗



ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ  
↗ СУВЕРЕНИТЕТ



ЗАЩИТА ПРОМЫШЛЕННОГО  
↗ ОБОРУДОВАНИЯ



[safety.neftegaz.ru](http://safety.neftegaz.ru)



Сибирская Сервисная Компания

## ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ



ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, В Т.Ч. ГОРИЗОНТАЛЬНОЕ



ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН



РАЗРАБОТКА И СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ПОДБОР РЕЦЕПТУР



ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН

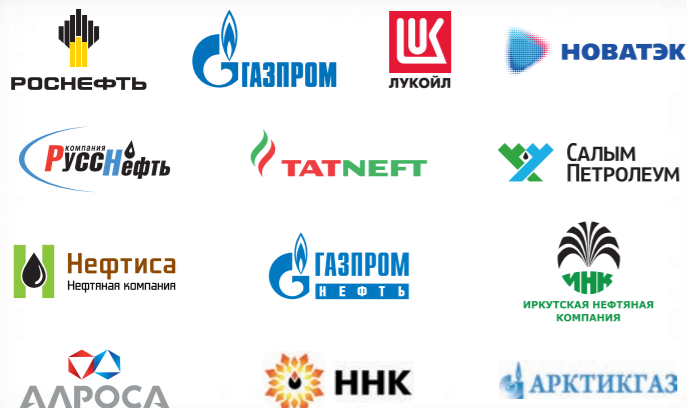


УСЛУГИ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ СОПРОВОЖДЕНИЮ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

## ГЕОГРАФИЯ



## ПАРТНЕРЫ



## ФИЛИАЛЫ

Нефтеюганский филиал:  
+7 (3463) 313-331

Томский филиал:  
+7 (3822) 90-95-96

Ямальский филиал:  
+7 (3494) 23-99-99

Управление  
цементирования скважин:  
+7 (3463) 313-334

ССК-Технологии:  
+7 (3463) 313-336

Ремонт скважин:  
+7 (3463) 313-340

➤ Надежность  
в партнерстве!

➤ Качество  
в работе!

➤ Уверенность  
в будущем!

Тел./факс:

+7 (495) 225-75-95



АО «Сибирская Сервисная Компания»

Адрес (исполнительный аппарат):

125284, г. Москва, Ленинградский пр-т, д. 31а, стр. 1, эт. 9

e-mail: cck@sibserv.com

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

Анализ работы добывающей скважины на неустановившемся режиме



20

Нефтевытесняющая композиция для увеличения нефтеотдачи пластов



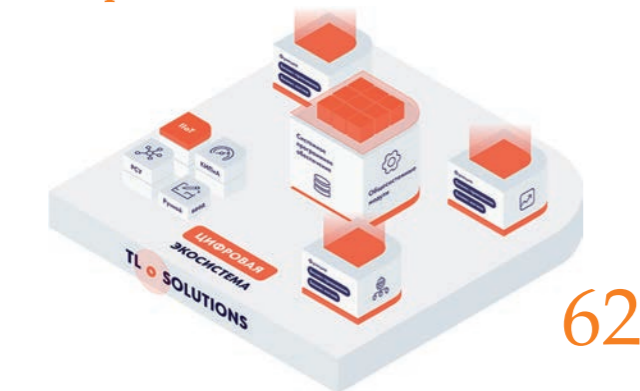
30

Прогнозирование акустического воздействия на скважину карбонатного коллектора



40

Цифровая экосистема решений ИБ и MES – новая ступень кибербезопасности



62

Эпохи НГК 6

РОССИЯ **Главное**

Санкции vs нефть 8

Импортозамещение в цифровизации: pro и contra 10

События 12

Первой строчкой 14

НЕФТЕСЕРВИС

Противопесочные гравийные фильтры: решение проблемы добычи нефти из слабосцементированных коллекторов пластов ПК 16

Анализ работы добывающей скважины на неустановившемся режиме 20

Развитие технологий и человекоцентричность. Как нефтесервисные компании строят бизнес в современных условиях 26

Нефтевытесняющая композиция для увеличения нефтеотдачи пластов 30

НЕФТЕСЕРВИС

Мастера своего дела. Буровая бригада ССК – снова одна из лучших 36

Прогнозирование акустического воздействия на скважину карбонатного коллектора 40

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Анализ нанодобавок для улучшения механических свойств цементного камня 44

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Обеспечение надежности магистральных трубопроводов: методики измерения на всех этапах изготовления и эксплуатации сварных соединений 50

Управление перевозками грузов в мультимодальной транспортной системе на основе информационных технологий 52

Positive Technologies: сегодня кибербезопасность ТЭК должна быть результативной 56

Календарь событий 59

Новости науки 60

Цифровая экосистема решений ИБ и MES – новая ступень кибербезопасности 62

Роль морских традиций в современном флоте нефтегазовой промышленности



66

Предложения по созданию программы стандартизации в области СПГ



80

ТЭО разработки Лыдушорского нефтяного месторождения



106

Функциональные производные дифенила и терфенила



112

СУДОСТРОЕНИЕ

Роль морских традиций в современном флоте нефтегазовой промышленности 66

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Ставка на технологический прорыв 70

АРКТИКА

Проектам освоения Штокмановского ГКМ исполнилось 35 лет 74

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ

Комплексный подход к энергосбережению потребителей – новый энергетический стандарт АО «ГТ Энерго» 78

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Предложения по созданию программы стандартизации в области СПГ 80

Архитектура и форматы данных в SMART-стандартах 86

Шестой технологический уклад в обеспечении экономически устойчивого развития НГК 90

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Мониторинг безопасности ГРП 100

MODUS VIVENDI

Бутик-отель «Родники» 102

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Чистота – залог эффективности и безопасности: техника Kärcher для предприятий ТЭК 104

ЭКОНОМИКА

ТЭО разработки Лыдушорского нефтяного месторождения 106

ПЕРЕРАБОТКА

Новое поколение промышленных смазочных материалов ЛУКОЙЛ 110

Функциональные производные дифенила и терфенила 112

Тепловизионные камеры: улучшенный мониторинг в нефтехимической промышленности 118

Крупнотоннажное производство технического углерода в России 120

Хронограф 125

Нефтегаз *Life* 126

Классификатор 128

Цитаты 132

## 201 год назад

В 1823 году Майкл Фарадей в ходе опыта заметил зеленоватые капельки на стенках пробирки, так впервые был получен сжиженный газ.

## 151 год назад

В 1873 году К. фон Линде, используя контрпотоковый теплообменник для сжижения кислорода, сконструировал первую компрессорную холодильную установку.

## 146 лет назад

В 1878 году по проекту В. Шухова построено первое в мире цилиндрическое нефтехранилище из стальных листов. Проект осуществлен по заказу нефтяной компании Нобель. До этого нефть хранилась на российских промыслах в прудах под открытым небом.

## 141 год назад

В 1883 году ученые З. Врублевский и К. Ольшевский, используя кипение этилена под низким давлением при температуре  $-150^{\circ}\text{C}$ , получили сжиженный метан, азот и кислород. Они же создали установку для сжижения газа в небольших объемах.

## 126 лет назад

В 1898 году Д. Дьюар получил жидкий водород, используя эффект Джоуля-Томпсона, а в 1899 году ученый получил водород в твердом состоянии. Позднее Дьюар создал сосуд, названный его именем, который до сих пор используется для хранения криогенных жидкостей.

## 59 лет назад

В 1965 году недалеко от г. Нижневартовск было открыто крупнейшее месторождение нефти – Самотлор.

## 45 лет назад

В 1979 году введен в эксплуатацию самый большой нефтяной танкер в истории – Knock Nevis, на постройку которого ушло 5 лет.

## 34 года назад

В 1990 году в Персидском заливе открыто крупнейшее в мире месторождение природного газа – Южный Парс, право собственности разделено между Ираном и Катаром.

## 15 лет назад

В 2009 году запущен нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан».

## 13 лет назад

В 2011 году на месторождении Чайво пробурена самая глубокая в мире нефтяная скважина, ее глубина составила 12 345 метров. Ранее самой глубокой скважиной была Кольская сверхглубокая, пробуренная в 1970 году на глубину 12 268 метров.

Издательство Neftegaz.RU

### РЕДАКЦИЯ

**Главный редактор**  
Ольга Бахтина

**Шеф-редактор**  
Анна Павлихина

**Редактор**  
Анастасия Никитина

**Аналитики**  
Анатолий Чижевский  
Дарья Беляева

**Журналисты**  
Анна Игнатьева  
Елена Алифирова  
Анастасия Гончаренко  
Анастасия Хасанова  
Анна Шевченко  
Полина Паршинова

**Дизайн и верстка**  
Елена Валетова

**Корректор**  
Виктор Блохин

### РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

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

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

**Гриценко Александр Иванович**  
д.т.н., профессор, академик РАН

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Издательство:  
ООО Информационное агентство  
Neftegaz.RU

**Директор**  
Ольга Бахтина

**Отдел рекламы**  
Дмитрий Аверьянов  
Валентина Горбунова  
Анна Егорова  
Марина Шевченко  
Галина Зуева  
Евгений Короленко

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

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

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

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

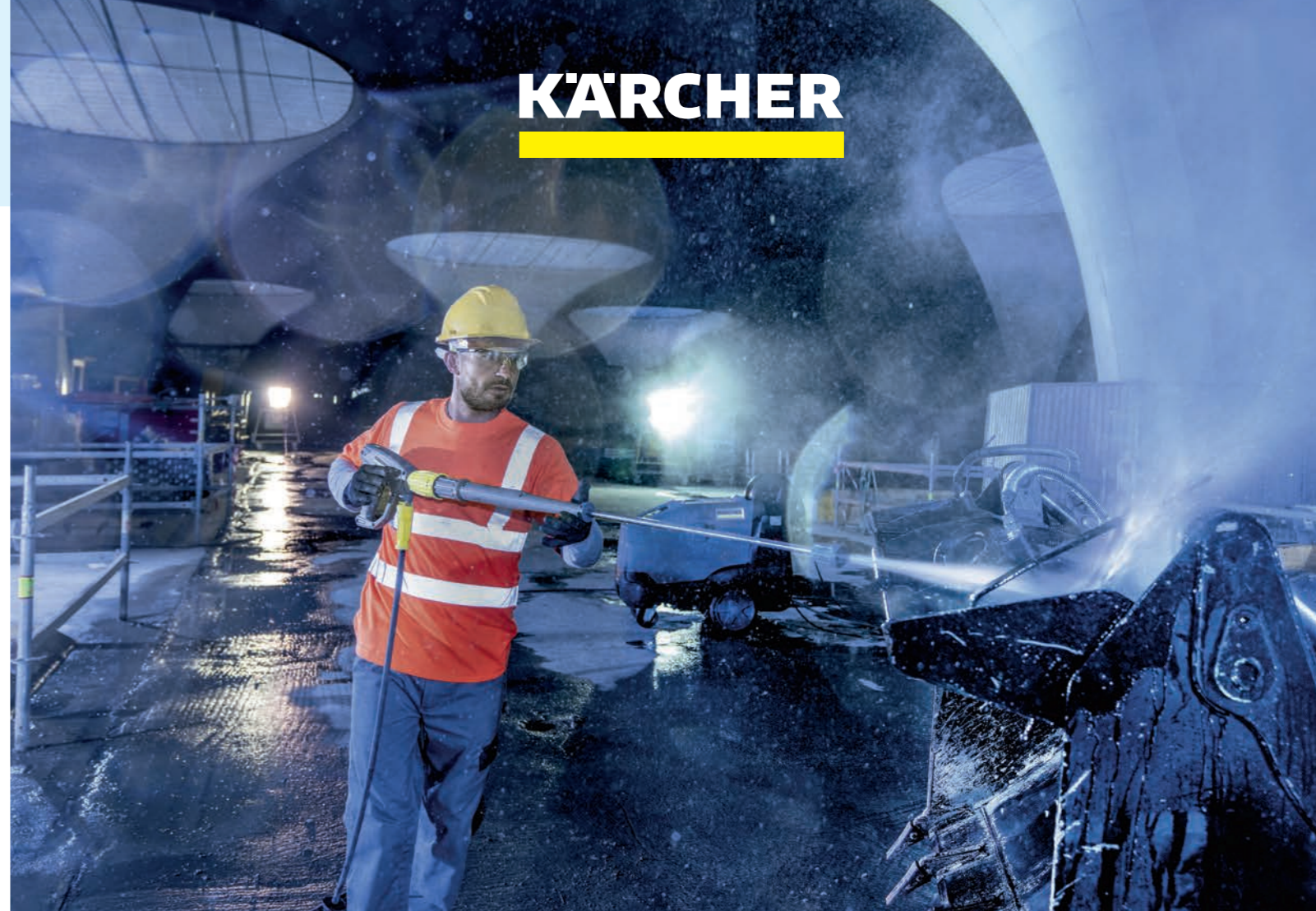
Заявленный тираж  
8000 экземпляров

**Служба технической поддержки**  
Сергей Прибыткин

**Выставки, конференции, распространение**  
Мария Короткова

**Отдел по работе с клиентами**  
Екатерина Данильчук

**Адрес редакции:**  
123001, г. Москва,  
Благовещенский пер., д. 3, с.1  
Тел.: +7 (495) 778-41-01  
www.neftgaz.ru  
e-mail: info@neftgaz.ru  
Подписной индекс Урал Пресс 013265



## HDS-Trailer

### Индустриальный аппарат сверхвысокого давления

Мобильный аппарат с широким спектром применений, давление **до 500 бар с подогревом воды.**

Аппарат смонтированный на автомобильном прицепе, гарантирует превосходную мобильность и максимальное удобство выполнения работ. Идеально удовлетворяет требованиям строительных компаний, коммунальных и промышленных предприятий.



- **Skid**  
Стационарная рама, без бака для воды, без кожуха
- **Cab**  
Стационарная рама, бак для воды, кожух
- **Trailer**  
На шасси прицепа, встроенный бак для воды (500 л), кожух, амортизаторы (опция)

В феврале экспорт  
российской нефти  
сократился  
на **140** тыс.  
барр. в сутки

Во втором квартале Россия  
совокупно снизит добычу  
и экспорт нефти  
на **471** тыс.  
барр. в сутки

Китай  
закупил  
**8** млн барр.  
норвежской нефти

Индия сократила закупку  
российской нефти  
на **420** тыс.  
барр. в сутки

## САНКЦИИ VS НЕФТЬ

Анна Павлихина

В феврале Россия сократила экспорт нефти, а в марте вице-премьер А. Новак заявил о дополнительном снижении уровня добычи и экспорта в общей сложности на 471 тыс. барр. в сутки. Согласно заявлению, снижение во втором квартале будет происходить поэтапно и вызвано необходимостью урегулирования цены на мировом рынке. В результате на уровне правительства и экспертов заговорили о возможной потере Россией доли нефтяного рынка.

Конечно, эти прогнозы строятся не только на снижении продаж. Аналитики Международного энергетического агентства в качестве основной причины называют ужесточение американских санкций, сделавших невозможной или слишком затруднительной покупку российской нефти и, как следствие, снижение спроса на нее со стороны ключевых импортеров. Такое предположение звучит вполне убедительно.

Во-первых, сокращение экспорта Россией и Саудовской Аравией ненамного уменьшает общее количество нефти на рынке, учитывая, что США в это же время наращивают добычу. Действуя противовесом, Америка в марте поставила европейским странам 2,2 млн барр. нефти. Рекордные объемы Европа получила в момент, когда ряд перерабатывающих мощностей по разным причинам был остановлен. Низкий спрос и низкие цены сыграли на руку китайцам, чем они не преминули воспользоваться. Торговая дочка Sinopec – Unipetec закупила 8 млн барр. нефти у норвежской Johan Svedrup. До 2023 г. компания активно сотрудничала с покупателями из КНР, но в результате обострившегося спроса в Европе экспорт в Азию был приостановлен и вот теперь, с изменением ситуации на европейском рынке, возобновился. Норвежская нефть обошлась китайцам дороже, чем российская, учитывая не только большой дисконт, с которым продается последняя, но и значительно более короткий маршрут доставки. Это прямое подтверждение того, что сокращение добычи российскими компаниями не только ведет к тому,



что они уступают свои позиции на рынке, но и снижает налогооблагаемую базу, в результате чего доходы бюджета от НДС могут уменьшиться на 10%.

Во-вторых, о том, что экспорт из России снизился не столько по причине необходимости урегулирования цены, сколько под влиянием санкций, говорит тот факт, что Индия – один из ключевых покупателей – сократил закупку российской нефти на 420 тыс. барр. в сутки. Уже два месяца индийцы не импортируют нефть сорта ESPO, а ранее уменьшили объем закупок сорта Sokol. Есть, правда, небольшая вероятность, что происходит это не из-за опасения индийских покупателей попасть под санкции, а по причине разногласий в цене и отказ от российской нефти – своеобразная форма торга. Глава индийского Министерства финансов Х. С. Пури прямо заявил, что как крупный покупатель Индия хотела бы покупать нефть дешевле.

В-третьих, санкции США блокируют работу танкеров и банков. Так, часть крупных банков ОАЭ, Индии и Китая отказываются проводить транзакции за поставки российской нефти. В том числе, платежи в национальных валютах. Что касается танкеров, то в связи с усилением со стороны США контроля за соблюдением потолка цен, под санкции попало большое количество судов, в частности, используемые Россией нефтеналивные танкеры не могут больше ходить под флагами Либерии и Маршалловых островов.

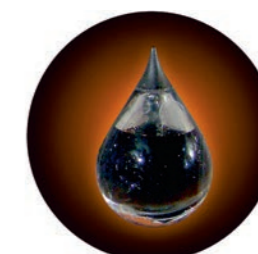
Среди других причин снижения российского экспорта называют сбой в работе портов, так, Bloomberg сообщил о ремонтных работах в порту Приморска и сильном ветре в порту Козьмино, помешавшем отправке судов с нефтью на борту. Что бы не послужило основным фактором снижения продаж,

существенную долю рынка страна вряд ли утратит. С подобной ситуацией российские нефтяные компании столкнулись, когда пришлось переориентироваться с европейского рынка на азиатский, на который Россия в 2023 г. поставила своих энергоресурсов на 187 млрд долл., что на 56 млрд долл. превышает сумму среднего экспорта в страны Европы до введения санкций.

Кроме того, аналитики Kpler полагают, что выпавшие объемы экспорта, в частности партии Sokol и ESPO, от которых отказалась Индия, заберет Китай. При этом они отмечают, что пока неясно, попадет ли нефть к покупателям или будет отправлена на хранение, ведь китайские банки нерешительно участвуют в торговле из-за санкций.

Практика показывает, что всегда найдется импортер, который за дисконт или обменом возьмет российскую нефть, особенно учитывая премиальные качества части ее сортов. Помимо традиционных покупателей, появляются и те, с кем торговлю нефтью нельзя назвать постоянной. Например, 715 тыс. барр. российской нефти отправлены потребителям на Кубу. Подготовку соглашения о поставках на 1,64 млн тонн в год начали готовить еще год назад, тогда аналитики прогнозировали, что в ближайшее время у России не будет необходимости и возможности поставить такой объем и продажа на бартерных условиях не интересна российским компаниям. Также российские нефтяные компании начали поставки в Венесуэлу. Ранее страны вели торговлю энергоносителями, однако после санкций США в отношении Венесуэлы поставки из России были приостановлены, но теперь возобновились.

Говоря о потере доли рынка одними странами, следует помнить, что это и потеря доли импорта для других стран. В этом случае кто-то должен компенсировать эту долю на тех же условиях, т.е. в том же объеме и по схожей цене и качеству. Учитывая объемы и условия, на которых Россия продает свою нефть, заменить ее сегодня могут немногие и не на длительный срок. ●



## ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В ЦИФРОВИЗАЦИИ: PRO И CONTRA

Анастасия Хасанова

Правительство РФ утвердило обновленную стратегию в области цифровой трансформации ТЭК до 2030 г. В качестве стратегического направления обозначено достижение Россией технологической независимости от иностранного софта. В числе приоритетов: осуществление цифровой трансформации ТЭК на основе российских информационно-коммуникационных технологий, формирование единой отраслевой технической политики в области информационно-коммуникационных технологий, развитие единых подходов к построению отдельных компонентов архитектуры информационных систем, введение единых стандартов обмена информацией между участниками отрасли, автоматизация процессов их взаимодействия с органами власти.

Решать поставленные задачи предполагается за счет поддержки разработки и внедрения отечественных сквозных технологий, применимых в энергетике, формирования отраслевого заказа на их внедрение, развития отраслевых образовательных программ в области информационно-коммуникационных технологий с апробированием новых механизмов практического обучения, а также перехода организаций ТЭК на широкое применение облачных вычислений.

По данным издания Коммерсант, глава «Газпром нефти» А. Дюков, который также возглавляет индустриальный центр компетенций «Нефтегаз, нефтехимия и недропользование» в письме премьер-министру попросил повлиять на слишком частое изменение требований по цифровизации. Компании жалуются, что новые условия от Минцифры всякий раз считаются обязательными, при этом им приходится постоянно актуализировать и заново принимать стратегии в трехмесячный срок. Кроме того, в ряде случаев выполнить задачи по переходу на российский софт технически невозможно. Например, от отрасли в целом требуют отказаться от применения операционной системы Windows уже с 2025 года, замещать специальное программное обеспечение, аналогов которого в России нет, а если оно и появится, то ему предстоит длительное тестирование на функциональность и совместимость с системами. Авторы требований не учитывают такую специфику добычи и переработки нефти, как непрерывность производственных процессов и приоритетность обеспечения потребителей, отмечает А. Дюков. ●

## Рейтинги Neftegaz.RU

Руководитель Роскосмоса Ю. Борисов заявил, что Россия и Китай планируют к 2035 году установить ядерную энергетическую установку на Луне. После этого одни встревоженно заговорили о размещении ядерного оружия на спутнике Земли, другие с энтузиазмом – о масштабном научном проекте. Насколько разумна и безопасна эта затея?

### Надо ли размещать ядерные энергетические установки на Луне?

17%

Да, прогресс всегда вызывает опасения у консервативно настроенной части населения

23%

Нет, сложные условия и недостаточная степень изученности говорят в пользу того, что строить там ядерную энергетику рано

27%

Да, американцы собираются ввести в эксплуатацию ядерный модуль на Луне, а британцы разрабатывают программу по созданию атомного микрореактора для лунной базы к 2039 году, нельзя отставать от мировых держав в вопросе освоения космоса

10%

Нет, российские технологии не достигли нужного уровня, свидетельство тому прошлогодняя неудача со станцией Луна-25

23%

Да, это не только отличный способ создать долговечную электросистему для применения в космосе, но и площадку для научных исследований

Один из крупнейших импортеров российской нефти Индия уже два месяца не покупает российскую нефть премиального сорта ESPO, который отгружается из порта Козьмино, а ранее она сократила закупки сорта Sokol с месторождений проекта Сахалин-1. Что послужило причиной отказа от российской нефти?

### Почему Индия перестала покупать российскую нефть?

34%

Индийские покупатели опасаются санкций: США ужесточили меры по контролю за соблюдением потолка цен и ограничения для судоходных компаний

29%

Роснефть и Indian Oil Cor не могут договориться о валюте платежа

7%

Компании-импортеры получили более выгодное предложение

30%

Отказ от российской нефти – это форма ведения торга, чтобы получить дополнительную скидку



BUILT BY NATURE



## НОВАЯ ЭРА РОСКОШИ

дизайнерские дома | мировые архитекторы | стильные интерьеры

LUMI POLAR

финская архитектурно-строительная компания

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



lumipolar.ru

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

Второй венка ВСТО  
Богучанская ТЭС запущена  
Южный поток  
Северный поток достроили  
Продажа квот  
Цены на газ  
Дошли руки до Арктики

## Интеллектуальная лаборатория

В Санкт-Петербурге открылась интеллектуальная лаборатория цифровых сетей, которая будет заниматься научными исследованиями в области энергетики, а также испытаниями и сертификацией энергооборудования. Также здесь будут созданы условия для обучения студентов и организации практик, проведения экскурсий и лекций для детей. Инвестиции в проект составили более 3 млрд руб. Лаборатория оборудована мощным комплексом моделирования энергосистем в реальном времени, превосходящим зарубежные аналоги.

Также в распоряжении исследователей находится испытательная сеть 0,4–35 кВ и четырехквadrантный усилитель мощностью 120 кВА для имитации работы с энергосистемой. Лаборатория включает специализированные центры для изучения технологий распределенной энергетики, климатических и электромагнитных исследований, тестирования оборудования связи и работ в сфере кибербезопасности.

## Бразильский завод ЕвроХима

ЕвроХим ввел в эксплуатацию новое предприятие по производству фосфорных удобрений в сельскохозяйственном штате Минас-

**Китайская нефтегазовая компания Sinopec начала добычу на месторождении природного газа West Sichuan в провинции Сычуань на юго-западе КНР. Доказанные запасы превышают 100 млрд м<sup>3</sup>, годовой объем добычи составит 2 млрд м<sup>3</sup> природного газа и 130 000 т серы**

Жерайс на юго-востоке Бразилии. Мощность Mineroinustrial Complexo de Serra do Salitre – 1 млн т в год, с его запуском общие мощности ЕвроХима по производству фосфатных удобрений достигли 6 млн т в год. Комплекс объединяет всю производственную цепочку – от добычи фосфата до производства гранулированных удобрений. Помимо удобрений, завод будет производить серную и фосфорную кислоту в объеме 1 млн т в год и 240 тыс. т в год соответственно, а также побочные продукты, используемые в производстве удобрений. Предприятие оснащено закрытым водным контуром с низким расходом воды и системой производства экологически чистой энергии за счет использования собственного пара, способной генерировать 40% энергии всего комплекса. На новый завод будет приходиться 15% фосфорных удобрений, производимых в Бразилии. Вся продукция комплекса будет направлена на внутренний рынок этой страны. Инвестиции составили порядка 1 млрд долл. Соглашение о приобретении фосфатного проекта Serra do Salitre у норвежской компании Yara International ASA ЕвроХим подписал в августе

2021 г. Проект включает в себя карьер и предприятие по добыче и переработке руды мощностью 350 млн т в год.

## Ленинградская АЭС прирастает мощностями

Началось строительство седьмого энергоблока Ленинградской АЭС, расположенной в г. Сосновый бор Ленинградской области. В настоящее время на станции ведется строительство замещающих энергоблоков, которые приходят на смену остановленным энергоблокам предыдущего поколения. Сосновоборская атомная станция произвела 1,2 трлн кВт·ч электроэнергии, это абсолютный рекорд среди всех атомных станций России. Ленинградская АЭС – единственная, где действуют энергоблоки двух типов – каналные уран-графитовые и водо-водяные. Станция состоит из шести энергоблоков, четыре из которых действующие, совокупная установленная мощность – 4373 МВт. Седьмой и восьмой энергоблоки будут строиться на базе реакторов ВВЭР-1200. В 2029 г. и 2031 г. в реакторы этих энергоблоков будет загружено свежее ядерное топливо и осуществлен их физический пуск. Планируется, что они будут введены в работу в 2030 г. и 2032 г. и заменят третий и четвертый энергоблоки с реакторами РБМК-1000. Помимо Ленинградской АЭС, замещающие блоки планируют построить также на Смоленской и Кольской атомных станциях.

## Развитие Чонского кластера

Газпром нефть приступила к развитию Чонского кластера в Иркутской области и Республике Саха, включающего в себя Игнялинский, Тымпучиканский и Вакунайский участки недр. Реализация проекта ведется в условиях большой удаленности от крупных городов и центров логистики. При этом с логистикой углеводородов, добываемых на Чонском кластере, ситуация проще – активы находятся вблизи магистрального нефтепровода ВСТО и магистрального газопровода Сила Сибири-1. В рамках развития Чонского кластера в 2023 г. на Игнялинском месторождении была запущена первая скважина конструкции fishbone, а также расконсервированы пробуренные ранее скважины. Были задействованы мобильные комплексы освоения скважин – компактное легкосборное оборудование, позволяющее начать отгрузку углеводородов до запуска основной инфраструктуры, организована транспортировка добываемого сырья автотранспортом до установки подготовки нефти соседнего Чайндинского НГКМ, откуда углеводороды отгружаются в направлении ВСТО. На 2024 г. запланировано бурение двух нефтяных высокотехнологичных

**Китайская нефтегазовая корпорация обнаружила новое месторождение Kaiping South в Южно-Китайском море с запасами более 100 млн т нефтяного эквивалента. Основными нефтеносными пластами являются Чжухайская формация, Эньпинская формация и Вэньчанская формация палеогена. Скважина имеет потенциал добычи 7680 барр. нефти в сутки и 14 тыс. м<sup>3</sup> природного газа в сутки**

**Компания Harbour Energy обнаружила газовое месторождение в Северном море. Для подтверждения наличия нефти в породах-коллекторах среднеюрского и триасового возраста, а также оконтуривания ранее обнаруженных залежей в породах-коллекторах палеоценового возраста была пробурена разведочная скважина 15/9-25. Общий объем природного газа составляет 1–3 млн м<sup>3</sup>**

скважин на Игнялинском и шести газоконденсатных на Вакунайском и Тымпучиканском месторождениях.

## Новые ОЭЗ в Мордовии, Ростовской и Тверской областях

В России создаются три новые экономические зоны: в Мордовии, Ростовской и Тверской областях. Новая ОЭЗ «Система» будет располагаться в Саранске и на территории Лямбирского муниципального района в Мордовии, ОЭЗ «Ростовская» создадут в Новочеркасске, ОЭЗ «Эммаусс» появится в Калининском и Конаковском муниципальных районах Тверской области. В каждой из созданных ОЭЗ будут работать промышленные предприятия. Кроме того, расширятся две действующие ОЭЗ. В Калужской области включат площадки, расположенные в Бабынинском муниципальном районе, где планируют открыть три

фармацевтических производства. ОЭЗ «Липецк» также расширят за счет включения новой территории, где планируется создание производства сельхозмашин и прицепов на площадке бывшего тракторного завода, вся необходимая инфраструктура уже существует. Особые экономические зоны предоставляют ряд преимуществ для бизнеса, такие как налоговые льготы, таможенные преференции и сниженные арендные платежи для резидентов.

## Началось строительство нефтеналивного причала в порту Бухта Север

Компания РН-Ванкор в рамках реализации проекта Восток Ойл приступила к строительству нефтеналивного причала на терминале Порт Бухта Север в Енисейском заливе Карского моря. На данном этапе компания ведет дноуглубительные работы и укрепление береговой линии протяженностью 335 м на одном из двух нефтеналивных причалов. Для строящегося причала предстоит изготовить около 400 крупногабаритных свай диаметром свыше 2,5 м и общим весом более 100 тыс. т. В комплекс причальных сооружений войдут два нефтеналивных и два грузовых причала, а также причал для портового флота общей протяженностью почти 1,3 км. ●



**641**  
млрд  
рублей



составила чистая прибыль Газпром нефти в 2023 г.

На **54%**



СИБУР планирует увеличить инвестиции в 2024 г.  
К 2028 г. компания намерена увеличить производство продукции в **1,6 раза**

В **1,5** раза,  
до **2,137** млн т,  
Индия нарастила импорт СПГ в январе 2024 г.




SOCAR и КазМунайГаз подписали соглашение об увеличении ежегодного транзита казахстанской нефти по МНП БТД  
до **2,2** млн тонн



**2,8** млрд долл.  
инвестировал Иран в разработку 2 нефтяных месторождений с ожидаемой добычей **74 тыс. барр.** в сутки



**20** млн л  
дизельного топлива Россия безвозмездно передала Мали



На **4,6%**



упали поставки нефти по системе Транснефти в январе, общий экспорт российских нефтепродуктов вырос на **5%**

На **10,1%**



Германия сократила выбросы парниковых газов в 2023 году, что стало рекордом за 33 года

**1,7** трлн  
саудовских риалов составила доля ненефтяного сектора в экономике Саудовской Аравии в 2023 году




На **2%**, до **622,6** тыс. тонн,  
Чехия нарастила импорт азербайджанской нефти в январе 2024 г.



**1,34** млрд м<sup>3</sup> СПГ  
поставила Россия в Испанию в феврале 2024 г., став третьим по объемам поставщиком газа в эту страну



На **24%**



Petrobras снизила чистую прибыль в 4 квартале 2023 г.

На **10%**



Португалия увеличила импорт нефти из Азербайджана в январе 2024 г.  
В денежном выражении импорт вырос на **7,3%**

На **1,2%**



выросла чистая прибыль Татнефти по МСФО за 2023 г.  
Выручка компании увеличилась на **11,3%**

**232** тыс. т нефти  
экспортировал КазТрансОйл в январе-феврале по нефтепроводу Баку-Тбилиси-Джейхан



**1** трлн руб.  
превысила чистая прибыль ЛУКОЙЛа по МСФО в 2023 г.,  
выручка составила **7,928 трлн рублей**



**100** тыс. тонн  
казахстанской нефти поставил КазТрансОйл в ФРГ в феврале 2024 г.



Более **4,3** млн рублей  
штрафа выплатил Ачимгаз за выбросы в атмосферу



**550** тыс. т  
российского бензина купил Сенегал за 2 месяца 2024 года





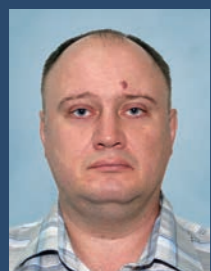
# ПРОТИВОПЕСОЧНЫЕ ГРАВИЙНЫЕ ФИЛЬТРЫ: решение проблемы добычи нефти из слабосцементированных коллекторов пластов ПК



**Стародубцев  
Дмитрий Витальевич**  
технический директор  
ООО «Русвельт»



**Иванова  
Екатерина Юрьевна**  
главный геолог  
ООО «ППН-СибБурМаш»



**Мироничев  
Вадим Геннадьевич**  
начальник отдела  
фундаментальных  
и прикладных исследований  
Института нефти и газа  
им. М.С. Гущериева,  
ФГБОУ ВО «Удмуртский  
государственный  
университет»

АВТОРЫ СТАТЬИ ДЕЛЯТСЯ ОПЫТОМ ПРИМЕНЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКОГО СПОСОБА КОНТРОЛЯ ЗА ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЕМ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ ПОСРЕДСТВОМ ФИЛЬТРОВ С ПРЕДУСТАНОВЛЕННОЙ ГРАВИЙНОЙ НАБИВКОЙ. РЕШЕНИЕ ИДЕАЛЬНО ПОДХОДИТ В СЛУЧАЯХ, КОГДА ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРАДИЦИОННОЙ ГРАВИЙНОЙ НАБИВКИ С РАСШИРЕНИЕМ ЗАБОЯ «FRAC PACK» НЕВОЗМОЖНО ИЛИ ЭКОНОМИЧЕСКИ НЕЦЕЛЕСООБРАЗНО. ГРАВИЙНЫЕ ФИЛЬТРЫ ОБЕСПЕЧИЛИ НАДЕЖНУЮ ЗАЩИТУ НАЗЕМНОГО И СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ ВЫНОСА МЕЛКОЗЕРНИСТОГО, ПЫЛЕВАТОГО ПЕСКА И СНИЖЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАСХОДОВ

*THE AUTHORS OF THE ARTICLE DISCLOSE THE EXPERIENCE OF USING A MECHANICAL METHOD FOR CONTROL OF SAND PRODUCTION DURING OIL PRODUCTION – FILTERS WITH PRE-INSTALLED GRAVEL PACKING (GRAVEL FILTERS). THE SOLUTION IS IDEAL IN CASES WHEN THE APPLICATION OF TRADITIONAL GRAVEL PACKING WITH FRAC PACK TECHNOLOGY IS IMPOSSIBLE OR IS NOT ECONOMICALLY. GRAVEL FILTERS PROVIDE RELIABLE PROTECTION OF SURFACE AND BOREHOLE EQUIPMENT AGAINST THE REMOVAL OF FINE-GRAINED, SILTY SAND AND REDUCED OPERATING COSTS*

**Ключевые слова:** *фильтр противопесочный, фильтр с предустановленной гравийной набивкой, гравийный фильтр, гравийная набивка, слабосцементированный песчаник, мелкодисперсное пескопроявление, frac pack.*

Существенная доля мировых запасов нефти и газа приходится на продуктивные пласты с низкими прочностными свойствами вскрываемого коллектора, которые подвержены разрушению при разработке. Основные проблемы, с которыми сталкивается недропользователь при разработке пластов группы ПК с низкими прочностными свойствами, является сам процесс строительства скважины и обеспечение длительного срока ее эксплуатации.

## Геологические условия

Разрез представлен покурской свитой (K<sub>1a2</sub>-K<sub>2al</sub>-s), сложен неравномерным переслаиванием песков, слабосцементированных песчаников,

глин от алевролитистых до алевроитовых, глинистых известняков. Накопление этой части свиты происходило в условиях морских и прибрежно-континентальных фаций. К покурской свите приурочена самая крупная нефтегазовая залежь ПК<sub>1,2</sub>. Толщина покурской свиты составляет 689–780 м. Гранулометрический состав представлен в большей степени мелкими фракциями 63,8% менее 44 мкм (рис. 1). Прибрежно-континентальный характер отложений пласта ПК<sub>1,2</sub> обуславливает высокую изменчивость его свойств:

1. Слабосцементированный продуктивный горизонт, представленный сложным геологическим разрезом с высоким содержанием взвешенных частиц в добываемом флюиде.

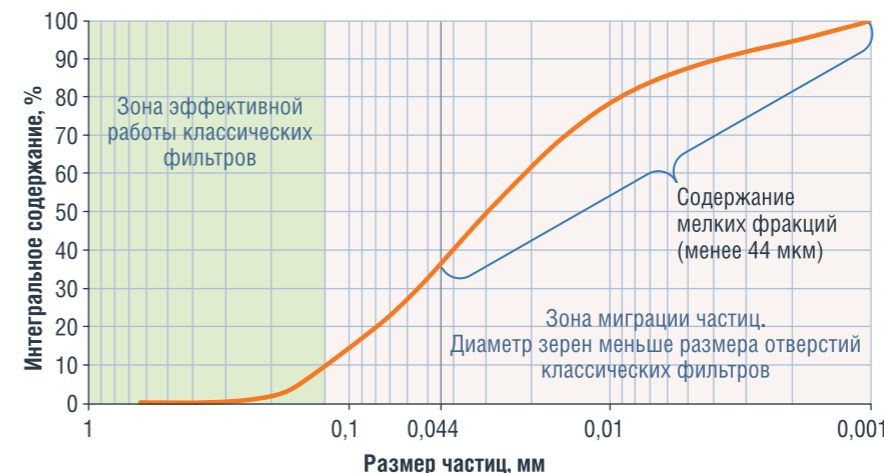


РИСУНОК 1. Кумулятивная кривая гранулометрического состава одного из месторождений пласта ПК<sub>1,2</sub>

2. Высокая вязкость нефти варьирует по площади от 80 до 823 сПз в зависимости от газосодержания проб.
3. Мощная газовая шапка.
4. Давление насыщения соответствует пластовому давлению на ГНК.
5. Недостаточная изученность залежи по площади.

Все вышеперечисленные факторы влияют на процессы строительства скважины, стоимость бурения, добычу нефти. Механические фильтры не могут обеспечить стабильность работы скважин – в процессе эксплуатации возникает вынос и накопление песка, эрозия наземного и подземного оборудования. При негативном сценарии происходит обрушение породы, потеря продуктивности и потеря скважины.

Наиболее сопоставимыми месторождениями являются Северо-Комсомольское, Восточно-Мессояхское, Ван-Еганское, Русское.

Заканчивание подобного рода осложненных скважин подразумевает под собой применение технологии гравийной набивки (матрица выбора типа заканчивания Тиффина – SPE 39437, D.Tiffin, 1998 г.), которая в условиях санкций и ухода иностранных компаний с рынка практически не реализуема, либо же строительство скважины нерентабельно. Альтернативным решением было предложено использование фильтров с предустановленной гравийной набивкой. Предполагается, что данное решение, в отличие от технологии гравийной набивки, позволит:

- Уменьшить цикл строительства скважин.
- Не ограничивать длину горизонта до 500 м.
- Осуществить сегментирование горизонтального участка набухающими пакерами.
- Отказаться от привлечения дополнительной техники (флотов ГРП).
- Увеличить межремонтный период подъемного оборудования.
- Сократить время по подготовке скважинной продукции.
- Снизить стоимость заканчивания скважины.
- Исключить вероятность «пустых» зон в гравийном слое.
- Минимизировать риски обрушения породы при установке.
- Увеличить коэффициент извлечения нефти.

## Проектирование

Типовые противопесочные фильтры используют принцип, при котором песок меньшего размера оседает на накопленном песке большего размера, что позволяет отделить пластовый флюид от песка, обеспечивая более чистую добычу (рис. 2).

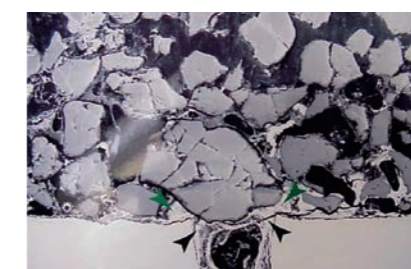


РИСУНОК 2. Формирование фильтрационной песчаной пачки на проволочном фильтре

Формирование такой системы фильтрации – это длительный и нестабильный процесс, на который влияют: изменение давления, изменение расхода, сопротивление течения жидкости. Во время каждой дестабилизации системы песок начинает двигаться вместе с добываемой жидкостью, разрушая фильтрующий элемент, что приводит к увеличению зазоров в фильтре и еще большей нестабильности системы (рис. 3).

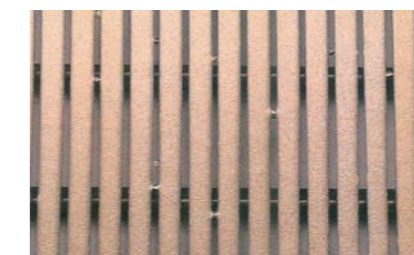


РИСУНОК 3. Эрозийный износ проволочного фильтрующего элемента

Типовые скважинные фильтры эффективно задерживают песок, но они крайне нестабильны в условиях меняющихся скважинных условиях, что ограничивает срок их службы. Для обеспечения стабильной работы фильтра в условиях изменения давления и расхода предложено установить дополнительный фильтрующий слой из гравия на заводе при изготовлении фильтра. Качественные характеристики гравийного слоя подобраны по специальной методике, разработанной на базе европейских стандартов таким образом, чтобы обеспечить оптимальное соотношение качества фильтрации и проницаемости фильтра в скважинных условиях.



РИСУНОК 4. Наполнитель гравийного фильтра

Наполнителем для гравийного фильтра могут служить пропант, подготовленный кварцевый песок или керамика с определенным набором свойств (рис. 4):

- размер и форма зерен;
- допустимое количество примесей;
- кислотная растворимость;
- выдерживаемое давление.

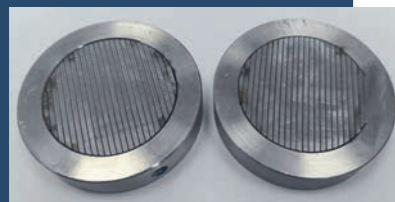


РИСУНОК 5  
Испытательные купоны  
составного гравийного фильтра



РИСУНОК 6  
Установка для оценки влияния  
технологических жидкостей  
на фильтрационные свойства  
призабойной зоны пласта

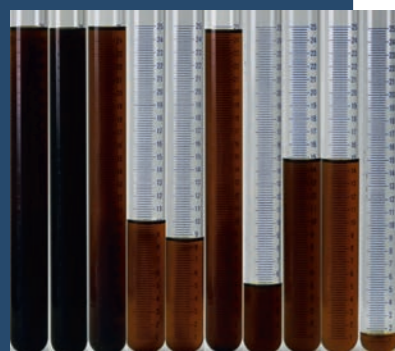


РИСУНОК 7  
Отобранные образцы  
профильтрованной жидкости  
через песчаную пачку  
и составной фильтр

РИСУНОК 9  
Результаты проведения  
экспериментов

Конструкция фильтра спроектирована таким образом, чтобы обеспечить прочностные свойства, гарантирующие дохождение оборудования до забоя в неизменном виде и сохранении характеристик в период всей эксплуатации скважины.

### Тестирование

Тестирование образцов фильтра (купонов, рис. 5) проводилось в Институте нефти и газа им. М.С. Гучериева на модифицированной установке для оценки влияния технологических жидкостей на фильтрационные свойства призабойной зоны пласта (рис. 6).

Условия эксперимента были максимально приближены к пластовым условиям. Эксперимент позволил выстроить зависимость изменения перепада давления и объемной скорости фильтрации от удельного объема прокачиваемой жидкости при фильтрации жидкости через песчаную пачку и составной фильтр (рис. 9).

После стабилизации системы видимый вынос частиц отсутствует (рис. 7).

В результате нескольких тестов с учетом дестабилизации системы общий вынос песка при испытаниях был значительно ниже, чем в существующих скважинах.

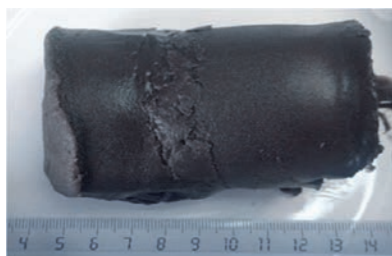
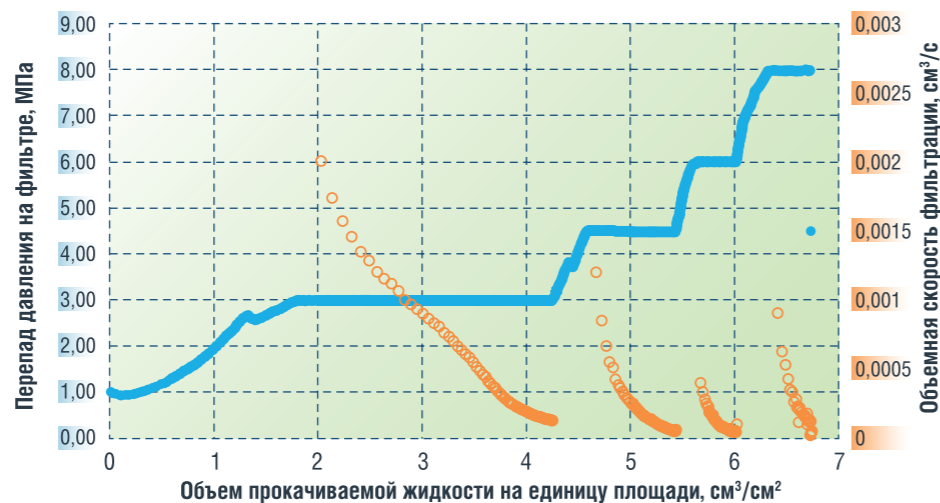


РИСУНОК 8. Вид песчаной пачки,  
извлеченной из рабочей камеры



Оптимальное значение перепада давления, при котором удельный объем прокачиваемой жидкости стабилизируется, составило 4–6 МПа. Значимого засорения фильтров не произошло.

### Изготовление

Многолетний опыт позволил компании ООО «Русвельт» эффективно наладить производство гравийных фильтров, что является сложным процессом, состоящим из нескольких ключевых этапов. Входной контроль и проверка качества исходных материалов являются первым шагом в этом процессе. Затем следует перфорация и очистка базовой трубы, которая служит основой для дальнейшего монтажа фильтрующих элементов.

На следующем этапе происходит намотка проволочного фильтрующего элемента, который будет играть ключевую роль в процессе фильтрации и удержании гравия. Далее следуют различные сборочно-сварочные работы, необходимые для создания надежной и прочной конструкции фильтра.

Важным этапом является засыпка гравийного слоя и его уплотнение, что обеспечивает долгий срок службы и эффективную фильтрацию добываемого флюида (рис. 10). В заключение выполняются дополнительные операции, такие как тестирование, консервация, упаковка и оформление документации, чтобы готовый продукт полностью соответствовал высоким стандартам качества ГОСТ Р ИСО 9001-2015 (ISO 9001:2015), СТО\_INTI\_S\_100\_23\_2022 (рис. 11).

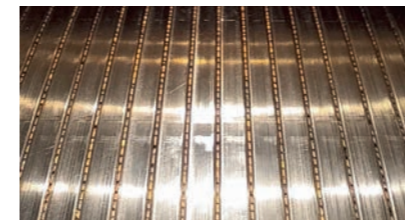


РИСУНОК 10. Крупный вид  
наружного фильтрующего элемента  
на гравийном фильтре



РИСУНОК 11. Готовая к отправке партия  
гравийных фильтров

### СПО и вывод на режим

Спуск гравийных фильтров в скважину осуществлялся компанией ООО «ППН «СибБурМаш» с полным комплектом оборудования заканчивания: пакер подвеска, система спуска УИФ (труба в трубе), набухающие пакеры (позволяющие разделить горизонт на зоны), башмак и др. На каждый фильтр предусмотрена установка двух центраторов для надежной центрации фильтров в горизонте.

В процессе спуска хвостовика с гравийными фильтрами необходимо уделить особое внимание буровому раствору и жидкости заканчивания. Буровой раствор не должен содержать крупные фракции и барит, которые могут забить гравийный фильтр.

Перед спуском хвостовик был переведен на раствор KCL. После спуска была закачана пачка брейкерного состава

для расколматации корки бурового фильтрата и произведена полная промывка.

Рекомендации по выводу скважины на режим ограничивались созданием плавной депрессии на пласт 0,2 МПа в сутки и не превышающей 5 МПа после ВНР.

### Результаты

Скважина работает более месяца после проведения двухнедельного ВНР. На сегодняшний день добыча нефти стабильна с КВЧ в рамках ожидаемого – до 450 мг/л (рис. 13).

Реализация данного проекта с использованием фильтров с предустановленной гравийной набивкой оказала положительное влияние на эффективность и стабильность работы скважины, обеспечивая долгосрочную экономию для предприятия:

1. Благодаря простоте крепления скважины с помощью фильтра удалось значительно сократить время строительства скважины и предотвратить обрушение породы при установке на длине горизонта более 1000 м.
2. Осуществлено сегментирование горизонтального участка набухающими пакерами.
3. Все операции заканчивания выполнены стандартными методами без задействования флота ГРП и насосных групп.
4. Существенно повысилась экономическая эффективность реализации проекта. Стоимость заканчивания скважины снижена на 20%.



РИСУНОК 12. Гравийные фильтры  
подготовлены к спуску на месторождении

5. В результате получен положительный вывод на режим скважины с минимальным выносом песка и фактического дебита при выводе на режим.

### Перспективы

- Сложная поровая структура гравийного фильтра способна отфильтровать широкий спектр механических частиц.
- Лабиринтная структура гравийного фильтра способствует снижению эрозийного эффекта и выравниванию профиля притока.
- Гравийный фильтр может быть оснащен устройствами контроля притока (ICD), обходными клапанами (IBV), автономными устройствами контроля притока (AICD, AICV) для выравнивания профиля притока скважины и ограничения нежелательного флюида.
- Оснащение индикаторами притока позволит проводить маркерные исследования работы скважины.

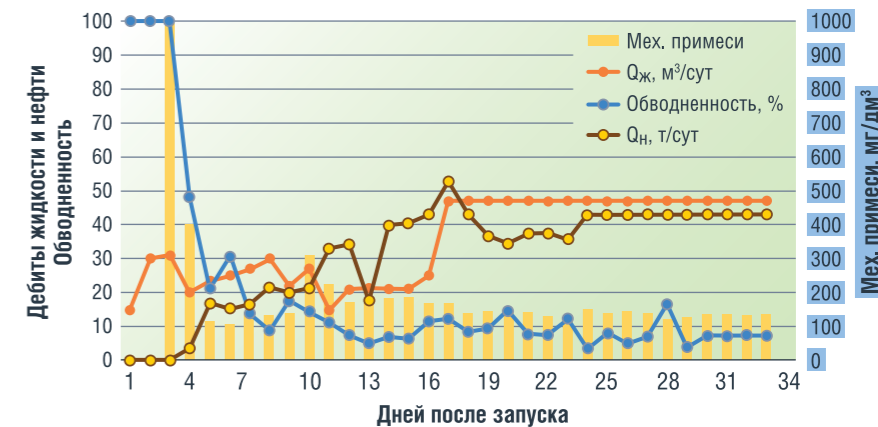


РИСУНОК 13. График работы скважины

KEYWORDS: anti-dust filter, filter with pre-installed gravel packing, gravel filter, gravel packing, lightly cemented sandstone, fine sand formation, frac pack.

# АНАЛИЗ РАБОТЫ НЕФТЯНОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ на неустановившемся режиме

**Автомонов Павел Юрьевич**  
магистр кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений

**Ватузов Сергей Максимович**  
студент кафедры физики

**Резанов Константин Сергеевич**  
магистр кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения

**Ванчугов Иван Михайлович**  
аспирант кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения

**Танасенко Максим Сергеевич**  
аспирант кафедры металловедения и неметаллических материалов

**Яицкая Оксана Витальевна**  
магистрант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений

**Шестаков Роман Алексеевич**  
доцент кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения

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

В СТАТЬЕ ОПИСАН СПОСОБ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ. ДАННЫЙ СПОСОБ МОДЕЛИРОВАНИЯ ВКЛЮЧАЕТ В СЕБЯ СЛЕДУЮЩИЕ МОДУЛИ: РАСЧЕТНЫЙ, КОТОРЫЙ ПОЗВОЛЯЕТ ПОЛУЧИТЬ ИНФОРМАЦИЮ О РАБОТЕ СКВАЖИНЫ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ СОСЕДНИХ СКВАЖИН, А ТАКЖЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ, АДАПТАЦИИ И ПРОГНОЗА РАБОТЫ КАЖДОЙ КОНКРЕТНОЙ СКВАЖИНЫ. В ОСНОВЕ ДАННОЙ РАБОТЫ ЛЕЖИТ МЕТОД СТОКОВ И ИСТОЧНИКОВ, КОТОРЫЙ ПОЗВОЛЯЕТ ПОЛУЧИТЬ ЗАВИСИМОСТИ ДАВЛЕНИЕ-ДЕБИТ ДЛЯ СКВАЖИН С РАЗЛИЧНЫМИ СИСТЕМАМИ ЗАКАНЧИВАНИЯ, РАБОТАЮЩИХ НА НЕУСТАНОВИВШЕМСЯ РЕЖИМЕ. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАЗРАБОТАННОГО ИНСТРУМЕНТА ПОЗВОЛЯЕТ ПОЛУЧИТЬ КАЧЕСТВЕННУЮ ИНФОРМАЦИЮ О РАБОТЕ СКВАЖИНЫ, А ТАКЖЕ ЗАНИМАЕТ МЕНЬШЕЕ ВРЕМЯ В СРАВНЕНИИ С ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМИ СИМУЛЯТОРАМИ

*IN THE ARTICLE, A TOOL FOR MODELING THE OPERATION OF THE WELL WAS DEVELOPED. THIS TOOL INCLUDES THE FOLLOWING MODULES: CALCULATION, WHICH ALLOWS YOU TO GET INFORMATION ABOUT THE OPERATION OF THE WELL, TAKING INTO ACCOUNT THE INFLUENCE OF NEIGHBORING WELLS, AS WELL AS MODELING, ADAPTATION AND PREDICTION OF THE OPERATION OF EACH SPECIFIC WELL. THIS WORK IS BASED ON THE METHOD OF SOURCES, WHICH ALLOWS US TO OBTAIN PRESSURE-FLOW DEPENDENCIES FOR WELLS WITH VARIOUS COMPLETION SYSTEMS OPERATING IN AN UNSTEADY MODE. USING THE DEVELOPED TOOL ALLOWS YOU TO GET HIGH-QUALITY INFORMATION ABOUT THE OPERATION OF THE WELL, AND ALSO TAKES LESS TIME, IN COMPARISON WITH HYDRODYNAMIC SIMULATORS*

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, полуаналитическая модель, неустановившаяся фильтрация, метод стоков и источников, эффективность геолого-технического мероприятия.

В настоящее время в связи с постепенным истощением запасов нефти возникает необходимость ввода в разработку трудноизвлекаемых запасов с низкопроницаемыми неоднородными коллекторами, что приводит к существенному увеличению рисков. В связи с чем требуется уменьшение допустимой ошибки в параметрах и результатах моделирования, что приводит к необходимости использования точных, но трудоемких методов. Гидродинамические

исследования скважин являются источником информации о пластах, но имеют ряд недостатков и ограничений при обработке исследования в низкопроницаемых коллекторах. Возникает необходимость в использовании моделей, которые учитывают дополнительные особенности, но при этом все еще остаются простыми и не занимают слишком много времени при реализации. К таким моделям относятся полуаналитические, полученные решением

аналитических зависимостей с применением численных методов. Баланс между учетом особенностей и затраченным временем становится основным фактором, определяющим использование модели.

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) в настоящее время является неотъемлемой частью методов контроля за разработкой нефтяных месторождений. Адекватная интерпретация данных ГДИС позволяет правильно оценить состояние призабойной зоны пласта и решить вопрос о проведении соответствующих геолого-технических мероприятий (ГТМ) [1].

Исследования распределения давления в любой точке пласта в произвольный момент времени, проведенные в данной работе, выполнены с применением методов математического моделирования, вычислительной математики, на основании которых была получена полуаналитическая модель. Программа основана на методе источников [2, 3, 4, 5, 6, 7]. Работа была проведена на языке программирования Python с использованием стандартных библиотек и с полным циклом, включая получение численных результатов.

Исследованиям с использованием метода стоков и источников посвящено немало работ, особое внимание уделено моделированию работы горизонтальной скважины [8, 9], трещинам гидроразрыва [10, 11], исследованию трещиноватого коллектора [12, 13], заводнению [14], подземному хранению газа [15], а также анализу дебита [16, 17].

## Модель «Скважина-пласт» для вертикального заканчивания скважин

Вычисления проводились в программном обеспечении, написанном с помощью языка программирования Python с использованием стандартных библиотек, таких как numpy, science special, sympy, matplotlib. Сравнение полученных результатов проводилось с использованием коммерческого симулятора KAPPA-Saphir.

Рассмотрим неустановившийся приток жидкости к вертикальной скважине, полностью вскрывшей бесконечный однородный пласт толщины  $h$  с начальным давлением  $p_i$ .

Запишем в радиальных координатах уравнение пьезопроводности, описывающее фильтрацию в пористой среде.

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left( r \cdot \frac{\partial \Delta p}{\partial r} \right) = \frac{1}{\eta} \cdot \frac{\partial \Delta p}{\partial t}, \quad (1)$$

$$\text{где } \Delta p = p_i - p. \quad (2)$$

Начальное условие для данной задачи имеет вид:

$$\Delta p(r, t = 0) = 0. \quad (3)$$

Внешнее граничное условие для бесконечного пласта имеет вид:

$$\Delta \bar{p}(r \rightarrow \infty, t) = 0. \quad (4)$$

Граничное условие в скважине зависит от условий на поверхности ствола скважины ( $r = r_w$ ). Предположим, что скважина работает с постоянным дебитом  $q$ .

$$\left( r \cdot \frac{\partial \Delta p}{\partial r} \right)_{r=r_w} = -\frac{q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}. \quad (5)$$

Тогда условие на скважине представляет собой непосредственно закон для расхода на поверхности ствола скважины. Данные уравнения определяют краевую задачу, которую необходимо решить, чтобы получить распределение неустановившегося давления для данной системы. Применив преобразования Лапласа [18], получим:

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left( r \cdot \frac{\partial \Delta p}{\partial r} \right) = \frac{1}{r} \cdot \frac{d \Delta \bar{p}}{dr} + \frac{d^2 \Delta \bar{p}}{dr^2} = \frac{s}{\eta} \cdot \Delta \bar{p}, \quad (6)$$

перегруппировав, получим:

$$\frac{1}{r} \cdot \frac{d \Delta \bar{p}}{dr} + \frac{d^2 \Delta \bar{p}}{dr^2} - \frac{s}{\eta} \cdot \Delta \bar{p} = 0. \quad (7)$$

Для получения правой части уравнения было использовано начальное условие. Также получаем уравнения:

$$\Delta \bar{p}(r \rightarrow \infty, t) = 0; \quad (8)$$

$$\left( r \cdot \frac{\partial \Delta p}{\partial r} \right)_{r=r_w} = -\frac{q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}. \quad (9)$$

Сравнив уравнения, обнаружим, что уравнение – модифицированное уравнение Бесселя нулевого порядка. Решение уравнения можно записать следующим образом:

$$\Delta \bar{p}(s) = C_1 \cdot I_0 \cdot \left( \sqrt{\frac{s}{\eta}} \cdot r \right) + C_2 \cdot K_0 \cdot \left( \sqrt{\frac{s}{\eta}} \cdot r \right); \quad (10)$$

$$\Delta \bar{p}(s) = C_2 \cdot K_0 \cdot \left( \sqrt{\frac{s}{\eta}} \cdot r \right); \quad (11)$$

$$\left( r \cdot \frac{\partial \Delta p}{\partial r} \right)_{r=r_w} = -C_2 \cdot \sqrt{\frac{s}{\eta}} \cdot r_w \cdot K_1 \cdot \left( \sqrt{\frac{s}{\eta}} \cdot r_w \right) = -\frac{q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}. \quad (12)$$

В результате получим:

$$C_2 = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \frac{1}{s \cdot \sqrt{\frac{s}{\eta}} \cdot r_w \cdot K_1 \cdot \left( \sqrt{\frac{s}{\eta}} \cdot r_w \right)}. \quad (13)$$

Тогда решение относительно распределения давления дается изображением по Лапласу и имеет вид:

$$\Delta \bar{p}(s) = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \frac{K_0 \cdot \left( \sqrt{\frac{s}{\eta}} \cdot r \right)}{s \cdot \sqrt{\frac{s}{\eta}} \cdot r_w \cdot K_1 \cdot \left( \sqrt{\frac{s}{\eta}} \cdot r_w \right)}, \quad (14)$$

Затем необходимо провести обратное преобразование Лапласа, однако такое преобразование невозможно осуществить через стандартные функции. Воспользуемся численным преобразованием. На рисунке 1 сплошными линиями показано решение, полученное по формуле (14).

Также можно воспользоваться приближенным решением. Одним из таких асимптотических случаев называется решение для линейного источника. Для получения данного решения допустим, что радиус ствола скважины мал по сравнению с характерными размерами пласта. Если допустить, что  $r_w \rightarrow 0$ , получим:

$$\lim_{r_w \rightarrow 0} \sqrt{\frac{s}{\eta}} \cdot r_w \cdot K_1 \cdot \left( \sqrt{\frac{s}{\eta}} \cdot r_w \right) = 1. \quad (15)$$

Получим изображение решения для линейного источника в виде:

$$\Delta \bar{p}(s) = \frac{q \cdot B \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \frac{K_0 \left( \sqrt{\frac{s}{\eta}} \cdot r \right)}{s} \quad (16)$$

Обратное преобразование уравнения можно выполнить с помощью таблицы преобразований Лапласа.

$$L^{-1}\{K_0(k\sqrt{s})\} = \frac{1}{2 \cdot t} \cdot \exp\left(-\frac{k^2}{4 \cdot t}\right) \text{ для } k > 0. \quad (17)$$

Получим искомую функцию:

$$\Delta p(r, t) = -\frac{q \cdot B \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \int_0^t \exp\left(-\frac{r^2}{4 \cdot \eta \cdot t'}\right) \cdot \frac{dt'}{t'} \quad (18)$$

Выполнив подстановку  $u = \frac{r^2}{4 \cdot \eta \cdot t'}$  и пользуясь

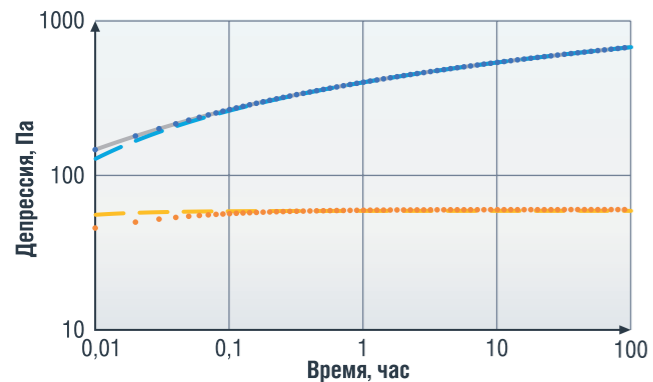
определением интегральной показательной функции  $E_i(x)$ , имеющей вид:

$$E_i(x) = -\int_{-x}^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} \cdot du. \quad (19)$$

Получаем решение для линейного источника [19]:

$$\Delta p(r, t) = -\frac{q \cdot B \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot E_i\left(-\frac{r^2}{4 \cdot \eta \cdot t}\right). \quad (20)$$

РИСУНОК 1. Кривая восстановления давления для вертикальной скважины



— Давление – конечный радиус  
 - - - Давление – асимптотическое решение  
 • Давление – коммерческий симулятор  
 - - - Производная – асимптотическое решение  
 • Производная – коммерческий симулятор

На рисунке 1 решение для асимптотического случая, полученного по формуле (20) представлено в виде пунктирной линии.

Рисунок 1 представляет собой диагностический график в log(log) координатах. Точками представлены результаты, полученные с помощью коммерческого симулятора Carra Engineering Saphir по исходным данным из таблицы 1.

Заметим, что влияние радиуса скважины наблюдается в первые секунды работы скважины (расхождение пунктирной и сплошной линий). Таким образом, в дальнейших расчетах примем, что радиус скважины мал по сравнению с масштабами пласта и будем пользоваться асимптотическим решением. Исходные данные для дальнейших моделей представлены в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Исходные данные для построения модели вертикальной скважины

Параметр	Размерность	Обозначение	Значение
Дебит	м³/сек	$q$	0,00092
Объемный коэффициент нефти	м³/м³	$B$	1,25
Проницаемость	мД	$k$	0,05
Толщина пласта	м	$h$	9,144
Сжимаемость породы	1/атм	$c$	1,47e-4
Радиус скважины	м	$r_w$	0,1524
Расстояние	м	$r$	0,1524
Вязкость нефти	мПа·с	$\mu$	3
Пористость		$\phi$	0,3

Дальнейшим этапом работы было улучшение полученной модели для учета динамики дебита во времени.

### Линейное изменение дебита, прогноз показателей работы скважины

Для линейно меняющегося дебита во времени (как и для любой другой зависимости) надо решение проинтегрировать по времени.

$$Q_D = dQ_D \cdot t_D; \quad (21)$$

$$p_D(r_D, t_D, dQ_D) = -\frac{dQ_D \cdot t_D}{2} \left[ \left(1 + \frac{r_D^2}{4t_D}\right) Ei\left(-\frac{r_D^2}{4t_D}\right) + e^{-\frac{r_D^2}{4t_D}} \right], \quad (22)$$

где  $dQ_D$  – скорость изменения дебита:

$$dQ_D = \frac{(Q_{D(i)} - Q_{D(i-1)})}{(t_{D(i)} - t_{D(i-1)})}. \quad (23)$$

Тогда, используя принцип суперпозиции, можем выписать выражение для изменения давления на скважине и вокруг нее для произвольного момента времени [20, 21].

$$P_{mr.D}(t_D, r_D) = \sum_i p_D(t_D - t_{D(i)}, r_D, Q_{D(i+1)} - Q_{D(i)}) \mathcal{H}(t_D - t_{D(i)}) \quad (24)$$

где  $i$  – индекс значения дебита в таблице изменения дебитов;

$dQ_{D(i)}$  – изменение безразмерного дебита относительно безразмерного времени;

$t_{D(i)}$  – безразмерный момент времени – включения дебита с номером  $i$ ;

$t_D$  – безразмерный момент времени для которого проводится расчет;

$\mathcal{H}$  – ступенчатая (функция Хевисайда);

$p_D(t)$  – зависимость безразмерного давления от времени – решение задачи запуска скважины с постоянным единичным дебитом;

$P_{mr.D}$  – безразмерное давление  $P_{mr.D}(t_D, r_D)$  учитывающее историю изменения дебитов скважины.

Следует обратить внимание: при суперпозиции скорость изменения дебита вычисляется как  $dQ_{D(i+1)} - dQ_{D(i)}$ . При реализации расчета необходимо предусмотреть, чтобы для первого и последнего шага расчет прошел корректно.

Для этого можно, например, добавить к массивам дебитов и времени дополнительные значения в начале и в конце массивов, соответствующие постоянным значениям дебита.

Также надо учитывать, что в приведенном выражении массивы должны начинаться со значений  $Q_D = 0$ .

Зависимость дебита от давления может быть получена из формулы (22) и имеет следующий вид:

$$Q_D = dQ_D \cdot t_D - \frac{2 \cdot p_D(r_D, t_D, dQ_D)}{\left[ \left(1 + \frac{r_D^2}{4t_D}\right) Ei\left(-\frac{r_D^2}{4t_D}\right) + e^{-\frac{r_D^2}{4t_D}} \right]}. \quad (25)$$

Зависимость (25) может быть использована для расчета прогнозных показателей работы скважины.

### Общая информация по месторождению X

Месторождение X располагается вблизи от границ нефтегазоносных районов Салымского и Ляминского и относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Месторождение, характеристики которого являются уникальными, располагает геологическими обоснованными запасами в пять миллиардов тонн. Из них к категории доказанных и извлекаемых относятся 2,4 миллиарда. По состоянию на 2013-й оценка извлекаемых запасов на месторождении X составляла свыше 820 млн тонн [21–24].

Месторождение отличается сложным геологическим строением, является многопластовым и низкопродуктивным. Для коллекторов продуктивных пластов характерны низкая проницаемость, низкая песчаность, повышенная глинистость, высокая расчлененность.

Основные геолого-физические характеристики:

- Залежи расположены на глубине 2,3–2,6 км.
- Плотность нефти 863–868 кг/м³, умеренное содержание парафинов (2,4–2,5%), содержание серы 1,2–1,3% (относится к классу сернистых, 2 класс нефти для НПЗ по ГОСТ 9965-76).
- Залежи литологически экранированные, естественный режим – упругий, замкнутый.
- Толщина пластов – 20–40 м.
- Начальное пластовое давление – 23,5–25 МПа.
- Пластовая температура – 88–90°C.
- Вязкость пластовой нефти – 1,4–1,6 мПа·с.
- Давление насыщения нефти – 9–11 МПа.
- Нефть нефтеносного ряда, парафинистая и малосмолистая.
- Начальный дебит действующих нефтяных скважин составляет от 35 т/сут до 180 т/сут. Расположение скважин кустовое. Коэффициент извлечения нефти – 0,35.

Сырая нефть содержит значительное количество растворенных в ней легких углеводородов, что требует ее стабилизации (выделение ПНГ).

### Анализ работы скважины

Рассмотрим полученную модель на данных месторождения X, представленных в таблице 2. История работы скважины представлена на рис. 2.

А также известны значения забойного давления, приведенные в таблице 3. С помощью полученной зависимости 1 получим динамику забойного давления.

ТАБЛИЦА 2. Геолого-физическая характеристика

Параметр	Размерность	Обозначение	Значение
Объемный коэффициент нефти	м³/м³	$B$	1,196
Проницаемость	мД	$k$	4,4
Толщина пласта	м	$h$	12
Сжимаемость породы	1/атм	$c$	9,9e-5
Радиус скважины	м	$r_w$	0,168
Вязкость нефти	мПа·с	$\mu$	1,42
Пористость		$\phi$	0,17
Пластовое давление	атм	$p_i$	250

ТАБЛИЦА 3. Данные работы скважины

Время, час	24	48	72	96	120	144
Давление, атм	90	92,4	87,4	90,4	86,8	86,1
Дебит, м³/сут	42	38	40	38	39	39

РИСУНОК 2. Динамика работы скважины



Проведем адаптацию модели, изменяя значения параметра гидропроводности для того, чтобы сравнить полученные значения с фактическими. Полученные результаты представлены на рис. 3.

Полученное значение проницаемости – 3,9 мД.

РИСУНОК 3. Динамика забойного давления

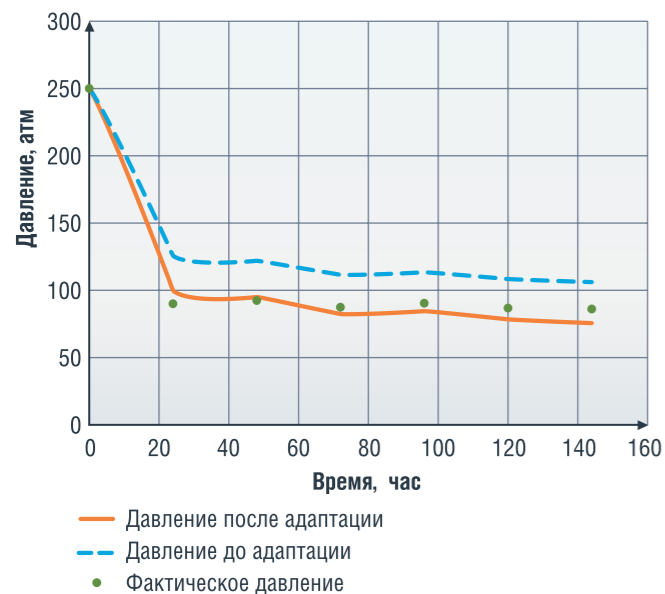


ТАБЛИЦА 4. Данные работы скважины после проведения ГТМ

Время, час	24	48	72	96	120	144
Дебит, м³/сут	44	44	43,8	43	42,5	41,5

Таким образом, зная динамику забойного давления, можем вернуть значения дебита в произвольный момент времени, а это позволяет нам составить прогноз по дебиту на ближайшее время. А также прогнозировать эффект от различных ГТМ. На данной скважине было принято решение изменить работу насоса, что позволило снизить забойное давление до 50 атм. Воспользуемся формулой (4) и определим дебит скважины. Результаты прогноза представлены на рис. 4. Фактические результаты работы скважины предоставлены в таблице 4.

На рис. 4 серыми треугольниками отмечены фактические дебиты работы скважины. Таким образом, полученные с помощью модели данные соответствуют фактическим замерам. Данная модель позволяет до проведения ГТМ произвести его экспресс-оценку,

РИСУНОК 5. Распределение давления вокруг скважины в моменты времени 1, 10, 100 часов соответственно

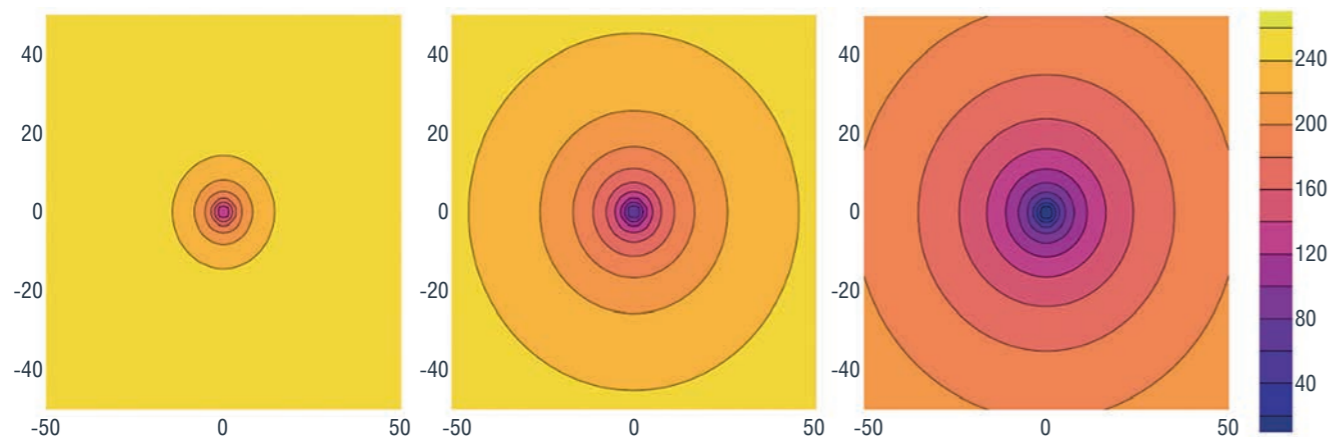
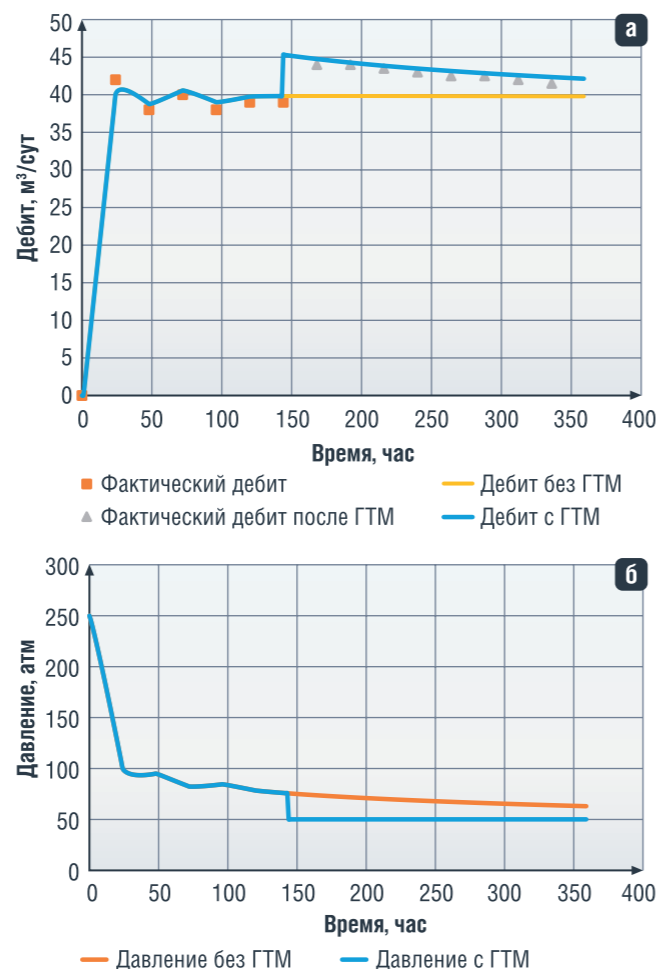


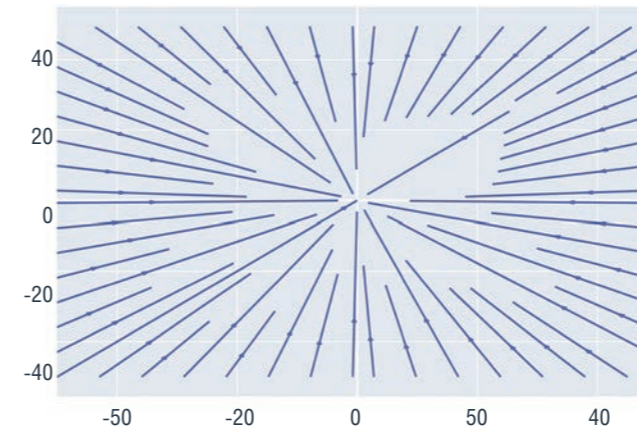
РИСУНОК 4. Прогноз работы скважины (а – изменение дебита скважины, м³/сут, б – изменение давления, атм)



то есть спрогнозировать по формуле (25) дебит скважины без проведения ГТМ и с ним, найти разницу полученных значений и получить значения дополнительной добычи нефти. В данном случае дополнительная добыча нефти за неделю работы составит – 38 м³.

Построим карты изменения давления в пласте при работе скважины по формуле (2). Полученные результаты представлены на рисунке 5.

РИСУНОК 6. Карта линий тока



Также, используя формулу (2), можно построить карту линий тока, которая представлена на рис. 6, где сама скважина располагается в точке (0,0).

### Заключение

При использовании данных по низкопроницаемым коллекторам возрастает необходимость в дополнительных и достоверных значениях параметров, которые позволяют добиться снижения экономических и технологических рисков. Полуаналитические модели, построенные с применением метода стоков и источников, позволяют получить необходимые данные и занимают меньшее время, чем работа симуляторов, при сохранении учета основных особенностей.

В данной работе была представлена модель добывающей вертикальной скважины, учитывающая динамику дебита и позволяющая производить прогноз показателей. Таким образом, модель можно использовать для обоснования ГТМ.

Полученная полуаналитическая модель демонстрирует высокую сходимость с результатами, полученными с помощью коммерческого симулятора, что демонстрируется на рис. 1, где проводится сравнение полученных результатов.

Данная работа, основанная на модели вертикальной скважины, как первого и базового из заканчиваний, показала возможность применения метода стоков и источников для решения задач моделирования работы скважин. Применение данной модели к скважине месторождения X после проведения адаптации показало совпадение данных с историческими, и после проведения ГТМ дополнительная добыча нефти за неделю работы скважины составляет 38 м³. Таким образом, планируется развитие данной тематики, построение моделей скважин с различными системами заканчивания на неустановившихся режимах с применением метода стоков и источников. ●

### Литература

1. Курочкин В.И. Теоретические основы и анализ гидродинамических исследований скважин / В.И. Курочкин, В.А. Санников. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. – 372 с.
2. Ozkan, E. and Raghavan, R.: "New Solutions for Well-Test-Analysis Problems: Part 1 – Analytical Considerations", SPEFE (September 1991) 359.
3. Ozkan, E. and Raghavan, R.: "New Solutions for Well-Test-Analysis Problems: Part 2 – Computational Considerations and Applications", SPEFE (September 1991) 369.
4. Raghavan, R. and Ozkan, E.: A Method for Computing Unsteady Flows in Porous Media, Longman Scientific & Technical, Essex, U. K. (1994).

5. Raghavan, R.: "The Method of Sources and Sinks – A Perspective", SPE Memorial Series, Richardson, Texas (1995) 1, 135.
6. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации: Монография: В 2 ч. / В.Н. Щелкачев. – Москва: Нефть и газ, 1995. – Ч. 1. – 586 с. (ред.).
7. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации: Монография: В 2 ч. / В.Н. Щелкачев. – Москва: Нефть и газ, 1995. – Ч. 2. – 493 с.
8. Al Qahtani, Abdullah M., and Bader A. Al Qahtan. "A New Application of Pressure Transient Analysis to Calculate Completion Efficiency in Long Horizontal Wells with Limited Entries: Flow Restrictions and Well Architecture". Paper presented at the ADIPEC, Abu Dhabi, UAE, October 2022. doi: <https://doi.org/10.2118/211564-MS>.
9. Zhang, Jiali, Liao, Xinwei, and Nai Cao. "Mathematical Model for Rate Transient Analysis with Additional Interface Skin for Fractured Horizontal Well With Weak Fluid Supply". Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dubai, UAE, September 2021. doi: <https://doi.org/10.2118/206169-MS>.
10. Murminacho, E., Sanchez, H., Lopez, M., Rachid, R. G., Maniere, J., and A. Milne. "Increasing Production and Reserves in a Mature Field with Hydraulic Fracturing by Combining Fracture Pressure Analysis, Pressure Transient Analysis, and Rate Transient Analysis". Paper presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Quito, Ecuador, November 2015. doi: <https://doi.org/10.2118/177027-MS>.
11. Mindyagaliyeva, B., Bekbosinov, N., and H. Kazemi. "Application of Fracture Injection Test, Rate Transient Analysis, and Pearson Correlation in Niobrara and Codell Formations to Evaluate Reservoir Performance in a Northern DJ Basin". Paper presented at the 56th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Santa Fe, New Mexico, USA, June 2022. doi: <https://doi.org/10.56952/ARMA-2022-0018>.
12. Li, Yong, Wang, Qi, Li, Baozhu, Deng, Xingliang, She, Zhicheng, and Zhiliang Liu. "Fracturing Evaluation for Fractured-Caved Carbonate Reservoirs through Pressure Transient Analysis and Rate Transient Analysis". Paper presented at the SPE Asia Pacific Hydraulic Fracturing Conference, Beijing, China, August 2016. doi: <https://doi.org/10.2118/181850-MS>.
13. Chen, Zhiming, and Wei Yu. "A Discrete Model for Pressure Transient Analysis in Discretely Fractured Reservoirs". SPE J. 27 (2022): 1708–1728. doi: <https://doi.org/10.2118/209214-PA>.
14. Wang, Zhipeng, Ning, Zhengfu, Guo, Wenting, and Qidi Cheng. "Pressure-Transient Analysis for Waterflooding with the Influence of Dynamic Induced Fracture in Tight Reservoir: Model and Case Studies". SPE Res Eval & Eng (2023); doi: <https://doi.org/10.2118/214321-PA>.
15. Amirlatif, Amin, Eckert, Andreas, and Runar Nygaard. "Estimation of Fluid Flow Boundary Conditions: The Role of Pressure Transient Analysis in Safe CO<sub>2</sub> Sequestration and Underground Storage". Paper presented at the 56th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, Santa Fe, New Mexico, USA, June 2022. doi: <https://doi.org/10.56952/ARMA-2022-0524>.
16. Ateei, Abdolrahim, Motaei, Eghbal, Yazdi, Mohammad Ebrahim, Masoudi, Rahim, and Aamir Bashir. "Rate Transient Analysis RTA and Its Application for Well Connectivity Analysis: An Integrated Production Driven Reservoir Characterization and a Case Study". Paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Australia, October 2018. doi: <https://doi.org/10.2118/192046-MS>.
17. Belyadi, Hoss, Yuyi, Silumesii, and Jean-Philippe Junca-Laplace. "Production Analysis Using Rate Transient Analysis". Paper presented at the SPE Eastern Regional Meeting, Morgantown, West Virginia, USA, October 2015. doi: <https://doi.org/10.2118/177293-MS>.
18. Van Everdingen AF, Hurst William [и др.]. The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs // Journal of Petroleum Technology. 1949. Т. 1, № 12. с. 305–324.
19. Houze O. The theory and Practice of Pressure Transient and Production Analysis & The Use of data from Permanent Downhole Gauges / O. Houze, D. Viturat, O. Fjaere. – KAPPA, 2008. – 354 с.
20. Lake L. Petroleum Engineering Handbook. Volume 1. General Engineering / L. Lake. – Texas: Society of petroleum engineers, 2006. – 871 с.
21. Анализ работы горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта в низкопроницаемых коллекторах / П.Ю. Автомонов, И.М. Ванчугов, С.М. Ватузов [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2023. – № 1. – С. 26–28.
22. Получение СПГ как метода утилизации ПНГ / И.М. Ванчугов, К.С. Резанов, С.М. Ватузов [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 2(134). – С. 70–75.
23. К вопросу о транспортировке сжиженного углекислого газа / Р.А. Шестаков, К.С. Резанов, И.М. Ванчугов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 8. – С. 123–131.
24. Основы улавливания, транспорта, хранения и использования углекислого газа / Р.А. Шестаков, И.М. Ванчугов, К.С. Резанов [и др.]. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2023. – 166 с. – ISBN 978-5-91961-506-4.

KEYWORDS: well testing, semi-analytical model, transient flow, method of sources, efficiency of geological and technical actions.

# РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ И ЧЕЛОВЕКОЦЕНТРИЧНОСТЬ

## Как нефтесервисные компании строят бизнес в современных условиях

В МАРТЕ ВИЦЕ-ПРЕМЬЕР РФ АЛЕКСАНДР НОВАК СООБЩИЛ, ЧТО СТРАНЫ ОПЕК+ ОБЪЯВИЛИ О ДОБРОВОЛЬНОМ ДОПОЛНИТЕЛЬНОМ СОКРАЩЕНИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ВО ВТОРОМ КВАРТАЛЕ 2024 Г. СОГЛАСНО ЭТОЙ ДОГОВОРЕННОСТИ, РОССИЯ СОКРАТИТ ДОБЫЧУ И ЭКСПОРТ НЕФТИ СОВОКУПНО НА 471 ТЫС. БАРР. В СУТКИ. КАК СОКРАЩЕНИЕ ДОБЫЧИ, САНКЦИИ И ОТСУТСТВИЕ ЗАПАДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ВЛИЯЮТ НА РАБОТУ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ? НА ЭТОТ И ДРУГИЕ ВОПРОСЫ ОТВЕЧАЕТ ПРЕДСЕДАТЕЛЬ СОВЕТА ДИРЕКТОРОВ КОМПАНИИ НАФТАГАЗ ТУРАЛ АРИФОВИЧ КЕРИМОВ

*IN MARCH, RUSSIAN DEPUTY PRIME MINISTER A. NOVAK ANNOUNCED THAT OPEC+ COUNTRIES ANNOUNCED A VOLUNTARY ADDITIONAL REDUCTION IN OIL PRODUCTION IN THE SECOND QUARTER OF 2024. ACCORDING TO THIS AGREEMENT, RUSSIA WILL REDUCE OIL PRODUCTION AND EXPORTS BY A TOTAL OF 471 THOUSAND BARRELS PER DAY. HOW DO PRODUCTION CUTS, SANCTIONS AND THE LACK OF WESTERN TECHNOLOGIES AFFECT THE WORK OF OIL SERVICE COMPANIES? CHAIRMAN OF THE BOARD OF DIRECTORS OF NAFTAGAZ TURAL ARIFOVICH KERIMOV ANSWERS THIS AND OTHER QUESTIONS*

Ключевые слова: нефтесервис, импортзамещение, бурение, кадры, добыча.



**Керимов Турал Арифович**  
председатель  
совета директоров  
НафтаГаз

ресурсов: для специалистов на всех уровнях открылись новые возможности, началась борьба за кадры. Бурение тут не исключение: развитие технологий и человекоцентричность бизнеса – две главные тенденции на сегодня.

**Важность нефтесервисных услуг для поддержания уровня добычи с каждым годом возрастает, а эффективность работы нефтесервисного предприятия зависит от новых технологий, модернизации оборудования, цифровизации производственных процессов. Какие инновации внедряются в компании НафтаГаз?**

– Все буровые установки нашей компании оснащены автоматическими комплексами бурения, разработанными нашим ИТ-дивизионом – предприятием «Цифровое бурение». По данному показателю в нефтесервисе мы первые. АКБ дает стабильный результат: в прошлом году среднее увеличение механической скорости проходки составило 10,5%, рейсовой скорости – 8,3%. Помимо основного функционала за последнее время разработано четыре инновационных модуля – «Автоудержание отклонителя», «Бурение от клиньев до клиньев», «Система мониторинга параметров бурового раствора» и «Система мониторинга бурового оборудования». Мы понимаем, что решение идти в цифровизацию

процесса бурения было абсолютно верным. Более того, сегодня «Цифровое бурение» уже имеет несколько контрактов с другими добывающими и нефтесервисными компаниями.

**Какие еще услуги добавились в портфеле НафтаГаза в 2023 году? На что направлены основные инвестиции компании?**

– Наше сервисное подразделение «Нафтагаз-Сервис» в прошлом году запустило в эксплуатацию Цех инспекции и ремонта бурильного инструмента. Это более 200 миллионов инвестиций на подготовку площадки, закупку новейшего автоматизированного комплекса российского и иностранного производства. Подобное оборудование позволяет провести полный цикл необходимых работ по обслуживанию трубы. Ориентировочная производительность составляет до 1800 труб в месяц. Мы закрываем не только свои потребности, но и единственные на Ямале предоставляем такую услугу другим организациям, которым ранее приходилось отвозить инструмент в ХМАО.

В целом на инвестпрограмму в 2023 году мы направили 2,6 млрд рублей в рамках стратегии ежегодного обновления бурового парка. Были приобретены две

буровые установки 3900/225 эк, другое оборудование и бурильный инструмент, специализированный и технологический транспорт.

**В 2022 г. объем рынка бурения вырос на 15,6%, в первом полугодии 2023 г. – еще на 8,6%, увеличивается проходка и количество новых скважин, с чем, на Ваш взгляд, это связано и соответствуют ли общепромышленному тренду показатели компании?**

– Проходка по итогам 2023 года у нас была рекордная с начала существования компании – более 1 млн метров в год, 100 тысяч метров ежемесячно. Соответствует ли это общепромышленному тренду? По моим данным, наш рост в процентном соотношении – один из самых высоких на рынке. Я бы даже назвал его – скачок. С одной стороны, это очень важная и приятная цифра, с другой стороны, такой резкий рост ведет к пересмотру многих управленческих и бизнес-процессов. У нас значительно поменялся руководящий состав, большая работа проведена по усилению системности и автоматизации производственных функций. Число бригад выросло на пять, при этом все равно остается большая потребность в рабочих специалистах.

Расширяется и наш портфель заказов: в этом году НафтаГаз начал сотрудничество с еще одним дочерним обществом нашего ключевого заказчика ПАО «НК «Роснефть» – АО «Тюменнефтегаз».

**Сегодня почти все компании, особенно производственные, говорят об острой нехватке специалистов рабочих профессий. На это же ссылаетесь и Вы. Что делают в НафтаГаза для решения проблемы?**

– Делаем все, что можем и даже больше. Но проблема в том, что существует серьезный разрыв в несколько десятилетий по подготовке производственников. Люди просто не шли учиться на буровиков, электриков или сварщиков. Всем известно, почему, не буду повторять эти причины. Наша стратегия по этому направлению состоит в подготовке кадров своими силами, улучшении социально-бытовых условий, создании возможностей для обучения и карьерного роста.

В нашем учебном центре «Нафтагаз-Развитие» открыта программа по подготовке по буровым специальностям малоопытных сотрудников и людей без специального профильного образования. После теории и работы на тренажерах обучающиеся продолжают освоение бурильных профессий в качестве стажеров на наших производственных объектах под контролем опытных наставников. Сроки стажировки от 3 до 6 месяцев. После завершения слушатели получают квалификационные удостоверения и готовы к трудоустройству в буровые бригады НафтаГаза. Таким образом, мы надеемся сформировать устойчивый, квалифицированный кадровый резерв.

Мы в принципе развитию нашего учебного центра уделяем повышенное внимание: в прошлом году он переехал в отдельное здание, расширились аудиторные площади, началось обучение на тренажере, имитирующем процесс строительства скважин, открыты полигоны для работы на высоте «Ветлан» в комплекте с VR-тренажером и виртуальным классом, полигоны бурового оборудования, защитного и зимнего вождения. Много программ в центре осуществляется при сотрудничестве с нашим стратегическим партнером – компанией «Газпром нефть». В Ноябрьске это единственный учебный комплекс такого уровня.

Для создания благоприятных условий для новых работников создана система адаптации. Для карьерного роста – разработаны понятные критерии и последовательность действий. Кстати, одна из интересных возможностей перейти на более высокую ступень – победа в конкурсе по итогам Научно-технической конференции.

Мы прекрасно понимаем, что люди должны работать за достойную зарплату, на качественном оборудовании и в комфортных условиях. И нацелены на их соблюдение. За 2023 год в НафтаГаза вложено более 500 миллионов рублей в улучшение социально-бытовых условий вахтового персонала: внедрились ДМС, бесплатное питание, оплата багажа на авиатранспорте. В эту сумму входят и различная материальная помощь, включающая санаторно-курортное лечение, ремонт и закупка

РЕКЛАМА





новых вагонов-домов, в том числе самых современных мобильных жилых вахтовых комплексов, и многое другое.

**Как мы заметили, НафтаГаз в рамках социальной ответственности вкладывается не только в персонал компании, но и оказывает поддержку различным проектам в области культуры и не только...**

– Да. Мы с вами общаемся как раз в дни открытия IV конкурса предметного дизайна «Придумано и сделано в России», который проходит по инициативе Всероссийского музея декоративного искусства и при поддержке нашей компании. Это масштабный серьезный проект, направленный на развитие российского дизайна, открытия новых имен.

НафтаГаз сотрудничает с Музеем уже несколько лет не только в рамках конкурса, но и по выставочным проектам. В прошлом году оказали помощь созданию постоянной экспозиции об истории отечественного дизайна – «Вещь! Ре/Конструкция». Мы, как производственная компания, рады внести свой вклад в создание живого пространства для

вдохновения современных авторов, стимула для развития российской школы дизайна. Ценность этого, безусловно, выразится в повышении эффективности малого и среднего бизнеса, а развитие промышленного дизайна повлияет на стратегические проекты страны, то есть окажет влияние на все сферы нашей жизни. Это очень интересное сочетание – музея, хранителя прошлого, и будущего.

В 2023 году мы подписали соглашение о сотрудничестве с первым в России национальным Фондом поддержки и развития экологических инициатив «КОМПАС», которое подразумевает совместные мероприятия, направленные на системную поддержку и развитие экологических инициатив, в том числе по защите популяций редких, исчезающих видов растений и животных. Мы уже стали партнером Фонда в программе мониторинга и сохранения каспийского тюленя.

Проект реализуется с начала 2023 года совместно с Институтом экологии и устойчивого развития Дагестанского госуниверситета. Ученые работают над выявлением причин сокращения популяции этого краснокнижного животного, играющего важную роль в экосистеме Каспия.

Продолжаем активную работу с администрацией ЯНАО и мэрией Ноябрьска, стараемся активно поддерживать инициативы руководства по развитию нашего уникального округа.

**Каковы планы компании на ближайшую перспективу и есть ли поводы для оптимистичного взгляда в будущее?**

– За последние два года структура компании значительно изменилась. От бурового предприятия мы постепенно совершили переход к цифровой экосистеме с дополнительными сервисами, собственным учебным центром очень высокого уровня. Это все требует дальнейшего развития, высококвалифицированных специалистов. Поэтому впереди очень много работы, с которой мы справимся непременно. Есть ли повод для оптимизма? Мы с вами живем в великой стране, где люди умеют мобилизоваться в самые тяжелые времена и совершать невозможное. Так что с оптимизмом все в порядке, не сомневайтесь. Тем более, слоган нашей компании, НафтаГаза, – «Сильнее с каждым днем!» ●

KEYWORDS: *oilfield services, import substitution, drilling, personnel, production.*



РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

# НЕФТЕГАЗ

23-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ  
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

15–18.04.2024

Подробности на сайте  
[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)

Реклама 12+





# НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩАЯ КОМПОЗИЦИЯ для увеличения нефтеотдачи пластов

В РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ СИНТЕЗА И ИССЛЕДОВАНИЙ БИНАРНЫХ И ТРОЙНОЙ СИСТЕМ ГЛУБОКИХ ЭВТЕКТИЧЕСКИХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ НА ОСНОВЕ ПЕНТАЭРИТРИТА, ХЛОРИДА ХОЛИНА И КАРБАМИДА. НА ОСНОВЕ ТРОЙНОЙ СИСТЕМЫ ГЭР БЫЛ ПРИГОТОВЛЕН ВОДНЫЙ РАСТВОР С КОНЦЕНТРАЦИЕЙ 26% МАС. И ОПРЕДЕЛЕН ЕГО ВОДОРОДНЫЙ ПОКАЗАТЕЛЬ PH: ПРИ КОМНАТНОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ СОСТАВЛЯЕТ 6,6–7,1, А ПОСЛЕ ТЕРМОСТАТИРОВАНИЯ ПРИ 150 °С – УВЕЛИЧИВАЕТСЯ ДО 9,2 ЗА СЧЕТ ГИДРОЛИЗА КАРБАМИДА С ОБРАЗОВАНИЕМ CO<sub>2</sub> И АММИАКА. ОБРАЗОВАВШИЙСЯ УГЛЕКИСЛЫЙ ГАЗ, РАСТВОРЯЯСЬ ПРЕИМУЩЕСТВЕННО В НЕФТИ, БУДЕТ ПРИВОДИТЬ К СНИЖЕНИЮ ЕЕ ВЯЗКОСТИ, С ОДНОЙ СТОРОНЫ, И СФОРМИРОВАННАЯ ЩЕЛОЧНАЯ СРЕДА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНАЯ ДЛЯ РАБОТЫ ПАВ ЗА СЧЕТ СНИЖЕНИЯ МЕЖФАЗНОГО НАТЯЖЕНИЯ, РАЗЖИЖЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКИХ СЛОЕВ ИЛИ ПЛЕНОК НА ГРАНИЦАХ НЕФТЬ–ВОДА–ПОРОДА, С ДРУГОЙ, ПОЗВОЛЯТ ЭФФЕКТИВНО ПРИМЕНЯТЬ ТАКУЮ СИСТЕМУ ДЛЯ НЕФТЕВЫТЕСНЕНИЯ

*THE PAPER PRESENTS THE RESULTS OF THE SYNTHESIS AND STUDIES OF BINARY AND TERNARY SYSTEMS OF DEEP EUTECTIC SOLVENTS BASED ON PENTAERYTHRITOL, CHOLINE CHLORIDE AND UREA. BASED ON THE TERNARY DES SYSTEM, AN AQUEOUS SOLUTION WITH A CONCENTRATION OF 26 WT. % WAS PREPARED AND ITS PH VALUE WAS DETERMINED: AT ROOM TEMPERATURE IT IS 6.6–7.1, AND AFTER THERMOSTATING AT 150 °C IT INCREASES TO 9.2 DUE TO THE HYDROLYSIS OF UREA WITH THE FORMATION OF CO<sub>2</sub> AND AMMONIA. THE RESULTING CARBON DIOXIDE, DISSOLVING PREDOMINANTLY IN OIL, WILL LEAD TO A DECREASE IN ITS VISCOSITY, ON THE ONE HAND, AND THE FORMED ALKALINE ENVIRONMENT, WHICH IS MOST FAVORABLE FOR THE OPERATION OF SURFACTANTS DUE TO A DECREASE IN INTERFACIAL TENSION, LIQUEFACTION OF HIGH-VISCOSITY LAYERS OR FILMS AT THE OIL-WATER-ROCK BOUNDARIES, WITH THE OTHER WILL MAKE IT POSSIBLE TO EFFECTIVELY USE SUCH A SYSTEM FOR OIL DISPLACEMENT*

Ключевые слова: глубокие эвтектические растворители, увеличение нефтеотдачи, композиции ПАВ, коэффициент вытеснения нефти, фазовое равновесие.

**Сайденцаль Анастасия Романовна**  
младший научный сотрудник,  
аспирант лаборатории  
коллоидной химии нефти

**Шолидодов Мехроб Рустамбекович**  
научный сотрудник, к.х.н.

**Алтунина Любовь Константиновна**  
профессор, заслуженный  
деятель науки РФ,  
главный научный сотрудник,  
заведующая лабораторией  
коллоидной химии нефти,  
д.т.н.

**Козлов Владимир Валерьевич**  
старший научный сотрудник,  
к.х.н.

Федеральное государственное  
бюджетное учреждение  
науки Институт химии нефти  
Сибирского отделения  
Российской академии наук  
(ИХН СО РАН)

Неуклонно растущие потребности мировой экономики в углеводородах, согласно прогнозным оценкам, будут удовлетворяться освоением ресурсов новых нефтедобывающих регионов, преимущественно в Арктической зоне, а также за счет разработки месторождений тяжелой, высоковязкой нефти и битумов, запасы которых в мире оцениваются примерно в 1 трлн тонн. Для эффективного освоения запасов тяжелой, высоковязкой нефти и дальнейшего увеличения ее добычи необходимо создание и широкомасштабное применение новых комплексных технологий увеличения нефтеотдачи, сочетающих базовое воздействие на пласт закачки воды (или водяного пара) с физико-химическими методами, увеличивающими охват пласта и коэффициент нефтевытеснения при одновременной интенсификации разработки [1–11].

Перспективна тенденция создания максимально автономных систем увеличения нефтеотдачи, базирующихся на использовании

«smart»-композиций химических реагентов, неприхотливых как к климатическим условиям, так и к транспортировке и хранению. Такие реагенты не требуют дополнительной подготовки к использованию на промысле и способны после закачки в пласт сохранять длительное время высокую нефтевытесняющую активность, а также увеличивать

ТАБЛИЦА 1. Состав и физико-химические характеристики двухкомпонентных систем ГЭР: ГЭР<sub>1</sub>, ГЭР<sub>2</sub> и ГЭР<sub>3</sub>

ГЭР	Состав ГЭР вещества	Соотношение компонентов, % мол.	Молекулярная масса, г/моль	Температура плавления, °С	Плотность, г/см <sup>3</sup>
ГЭР <sub>1</sub>	ПЭР : ХХ	50 : 50	275,5	98	1,2458
ГЭР <sub>2</sub>	ХХ : КА	33 : 67	201,5	18	1,2158
ГЭР <sub>3</sub>	ПЭР : КА	40 : 60	198,0	96	1,2346

Примечание: ПЭР – пентаэритрит, КА – карбамид и ХХ – хлорид холина.

степень охвата пласта заводнением или иным активным воздействием.

В последнее время в литературе сообщается о применении глубоких эвтектических растворителей (ГЭР) в качестве «зеленой» альтернативы ПАВ в обычных химических методах увеличения нефтеотдачи. ГЭР имеют более низкую температуру плавления по сравнению с точками плавления отдельных компонентов за счет комплексообразования и делокализации заряда, происходящих посредством водородных связей. Один из компонентов выступает в роли акцептора водородных связей, другой компонент ГЭР – донор водородных связей [12–20].

В данной работе представлены результаты синтеза и исследований ГЭР на основе четырехатомного спирта, карбамида и соли четвертичного аммониевого основания как будущей основы новой нефтевытесняющей композиции.

## Объекты и методы

Все химические вещества, используемые в экспериментальной работе, соответствовали классу чистоты «ч.д.а.» и применялись без дополнительной очистки.

Для синтеза трех двухкомпонентных и одной трехкомпонентной систем ГЭР, лежащих в основе будущей нефтевытесняющей композиции, использовали следующие вещества: четырехатомный спирт (пентаэритрит), диамид угольной кислоты (карбамид), соль четвертичного аммониевого основания (хлорид холина) (табл. 1).

Синтез бинарных систем ГЭР («пентаэритрит – хлорид холина» (ГЭР<sub>1</sub>); «пентаэритрит – карбамид» (ГЭР<sub>2</sub>); «хлорид холина – карбамид» (ГЭР<sub>3</sub>)) осуществляли следующим образом: в ступке растирали предварительно взвешенные на аналитических весах навески компонентов двухкомпонентных систем ГЭР в различных мольных соотношениях (от 1:10 до 10:1 мольных долей) до полной однородности. Полученные смеси засыпали в чистые сухие колбы и нагревали на песчаной бане

при постоянном перемешивании до образования прозрачных расплавов. Колбы с расплавами помещали в термостат, нагретый до температуры 80 °С на 4–6 часов, а затем охлаждали до комнатной температуры.

Для определения температуры кристаллизации в диапазоне от комнатной температуры до минус 30 °С образцы помещали в термостат (криостат), заполненный охлаждающей смесью с температурой на 3–5 °С ниже ожидаемой температуры кристаллизации.

Растворимость тройной системы ГЭР<sub>4</sub> измеряли путем растворения ГЭР в воде до его выпадения в осадок, с дальнейшим выдерживанием водного раствора при определенной температуре, отделением осадка и определением количества растворившегося вещества.

Плотность растворов композиций и пластовых флюидов определяли пикнометрическим методом и плотномером EASY D40.

Определение значений водородного показателя pH проводили с использованием микропроцессорного лабораторного pH-метра производства HANNA Instruments.

## Результаты и обсуждение

Для получения трех двухкомпонентных и одной трехкомпонентной систем ГЭР, лежащих в основе будущей нефтевытесняющей композиции, использовали следующие вещества: четырехатомный спирт

УДК 622.276.4



РИСУНОК 1. Предполагаемая схема донорно-акцепторного взаимодействия четырехатомного спирта и соли четвертичного аммониевого основания

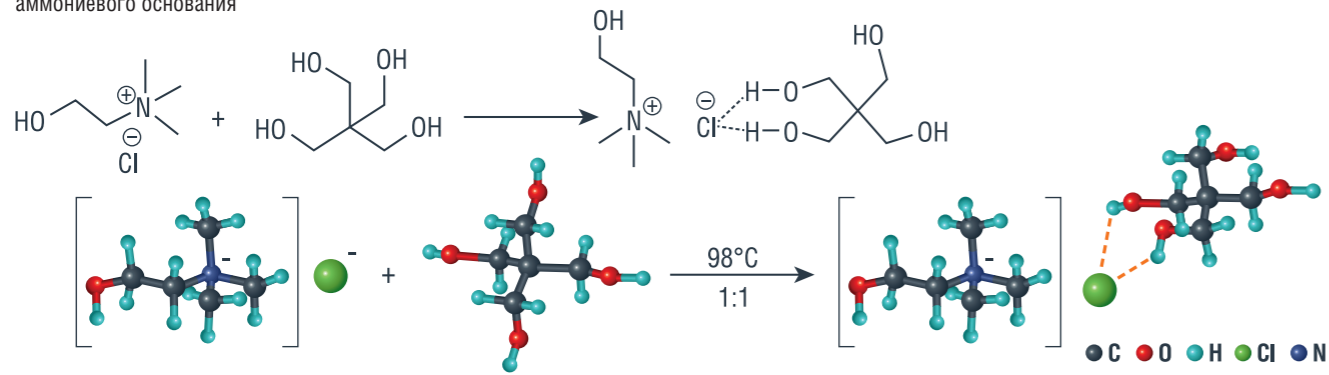
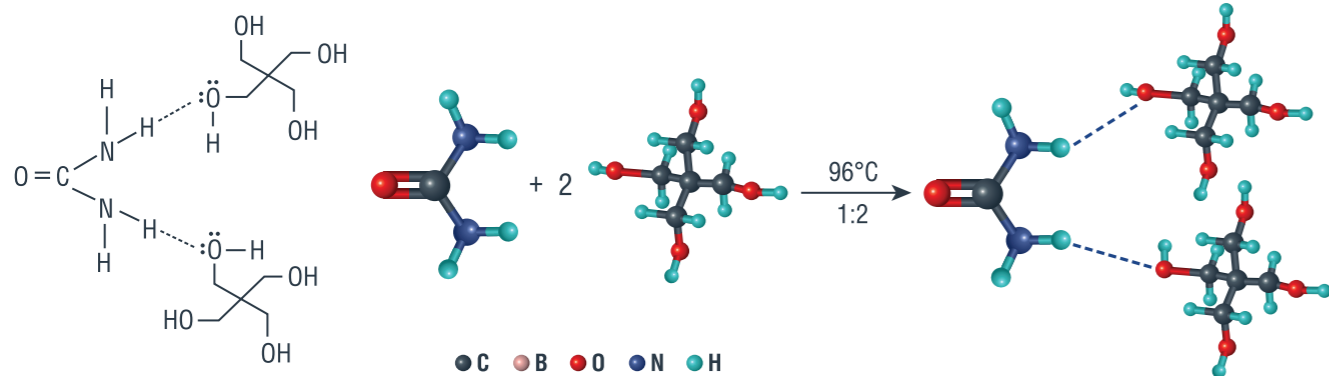


РИСУНОК 2. Предполагаемая схема донорно-акцепторного взаимодействия компонентов ГЭР<sub>2</sub>



(пентаэритрит), карбамид и соль четвертичного аммониевого основания (хлорид холина).

Для исследования были приготовлены двухкомпонентные смеси с различным мольным соотношением компонентов: пентаэритрит и хлорид холина (ГЭР<sub>1</sub>), хлорид холина и карбамид (ГЭР<sub>2</sub>), пентаэритрит и карбамид (ГЭР<sub>3</sub>). На основе анализа ранее построенных диаграмм фазового равновесия были установлены координаты эвтектических точек: температура эвтектики и мольное соотношение компонентов (таблица 1).

Из таблицы 1 видно, что для каждой системы (ГЭР<sub>1</sub>, ГЭР<sub>2</sub> и ГЭР<sub>3</sub>) характерна одна точка эвтектики при определенном соотношении компонентов: ГЭР<sub>1</sub> – 50% мол. пентаэритрита и 50% мол. хлорида холина; ГЭР<sub>2</sub> – 33% мол. хлорида холина и 67% мол. карбамида; ГЭР<sub>3</sub> – 40% мол. пентаэритрита и 60% мол. карбамида.

Температуры плавления/ кристаллизации эвтектического состава в точке эвтектики составили 98, 18 и 96 °С для ГЭР<sub>1</sub>, ГЭР<sub>2</sub> и ГЭР<sub>3</sub> соответственно. Наличие одной точки эвтектики и отсутствие других экстремумов на

линии солидуса свидетельствует об отсутствии образования химических соединений: система существует в виде смеси компонентов с донорно-акцепторным взаимодействием. В результате донорно-акцепторного взаимодействия компонентов ГЭР<sub>1</sub> образуется молекулярный комплекс, в котором хлорид холина является акцептором, а пентаэритрит – донором водородных связей (рисунок 1).

Донорно-акцепторное взаимодействие компонентов ГЭР<sub>2</sub> приводит к образованию комплексного соединения, в котором карбамид является

РИСУНОК 3. Предполагаемая схема донорно-акцепторного взаимодействия компонентов ГЭР<sub>3</sub>

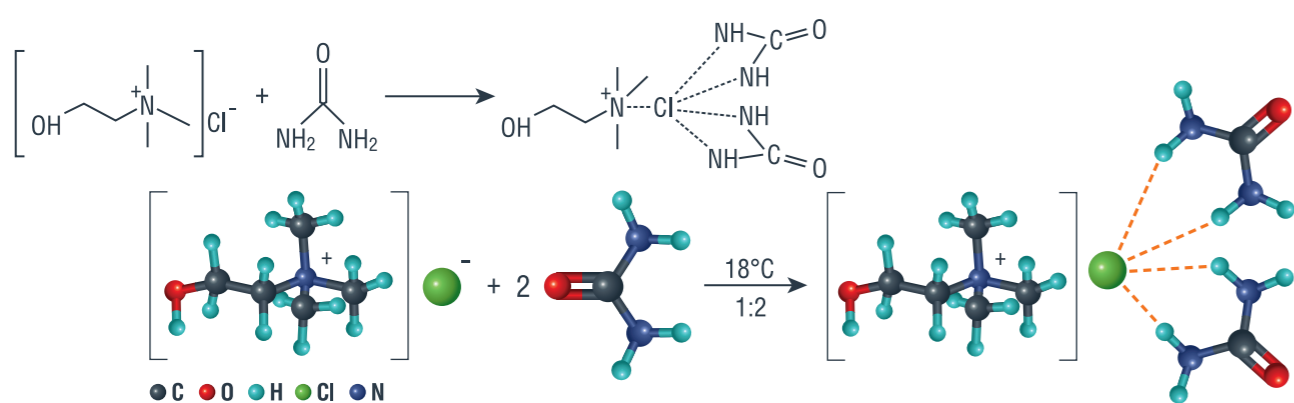
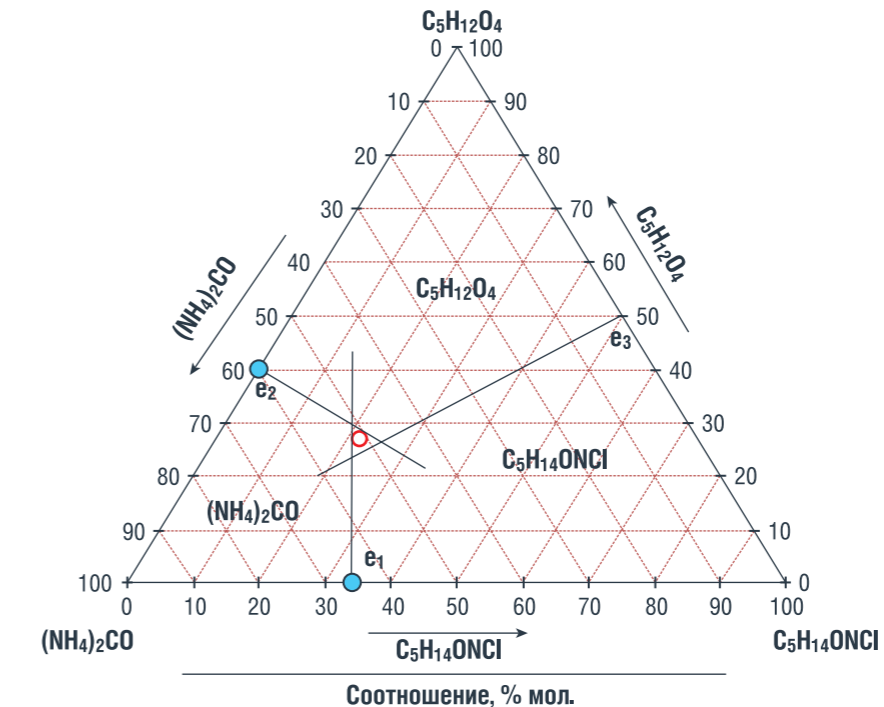


РИСУНОК 4. Фазовая диаграмма системы ГЭР<sub>4</sub>



акцептором, а пентаэритрит – донором водородных связей (рисунок 2).

В ГЭР<sub>3</sub> за счет донорно-акцепторного взаимодействия образуется комплексное соединение – карбамида и соли четвертичного аммониевого основания. В ГЭР<sub>3</sub> хлорид холина является акцептором, а карбамид – донором водородных связей (рисунок 3).

В таблице 2 представлены физико-химические характеристики двойных систем ГЭР: ГЭР<sub>1</sub>, ГЭР<sub>2</sub> и ГЭР<sub>3</sub>.

На основе данных бинарных систем ГЭР<sub>1</sub>, ГЭР<sub>2</sub>, ГЭР<sub>3</sub> и теоретически рассчитанном содержании компонентов смеси эвтектического

состава была синтезирована трехкомпонентная система ГЭР<sub>4</sub>. Эвтектическая точка тройной системы ГЭР<sub>4</sub> характеризуется более низкой температурой застывания (плавления), чем эвтектические смеси бинарных систем, из которых приготовлена трехкомпонентная система.

Температура застывания ГЭР<sub>4</sub> при соотношении компонентов 27,0% мол. пентаэритрита, 21,5% мол. хлорида холина и 51,5% мол. карбамида составляет минус 14 °С (рисунок 4).

На рисунке 4 представлена диаграмма фазового равновесия трехкомпонентной системы ГЭР<sub>4</sub>.

В ГЭР<sub>4</sub> соль аммониевого основания является акцептором водородных

связей по отношению к донорам – карбамиду и четырехатомному спирту. На рисунке 5 представлен механизм донорно-акцепторного взаимодействия компонентов ГЭР<sub>4</sub>.

На основе эвтектического состава смеси ГЭР<sub>4</sub> был приготовлен ряд водных растворов с различным его содержанием, от 5% мас. до 26% мас. Растворимость ГЭР<sub>4</sub> в воде при комнатной температуре 25 °С составляет 35.1 г на 100 г H<sub>2</sub>O.

По мере увеличения концентрации ГЭР<sub>4</sub> в водном растворе значение водородного показателя pH увеличивается от 6,6 (при концентрации 5% мас.) до 7,1 (при концентрации 26% мас.) (рис. 6, а). Водородный показатель pH среды водных растворов ГЭР<sub>4</sub> при комнатной температуре составляет 6,6–7,1, а после выдерживания в течение 6 часов при 150 °С – увеличивается до 9,2 (рис. 6, б) за счет гидролиза карбамида. При использовании щелочной нефтewытесняющей композиции на основе ГЭР<sub>4</sub> непосредственно в пласте, под действием температуры или закачиваемого теплоносителя, в результате гидролиза карбамида образуется CO<sub>2</sub> и аммиачная буферная система с максимальной буферной емкостью в интервале pH 9–10, что является оптимальным условием для нефтewытеснения за счет снижения межфазного натяжения, разжижения высоковязких слоев или пленок на границах нефть – вода – порода. При растворении CO<sub>2</sub> вязкость нефти снижается в 2–6 раз, что способствует увеличению степени извлечения нефти. Это свойство будет использовано при создании на основе эвтектической смеси ГЭР<sub>4</sub> щелочной нефтewытесняющей композиции.

РИСУНОК 5. Предполагаемая схема донорно-акцепторного взаимодействия компонентов ГЭР<sub>4</sub>

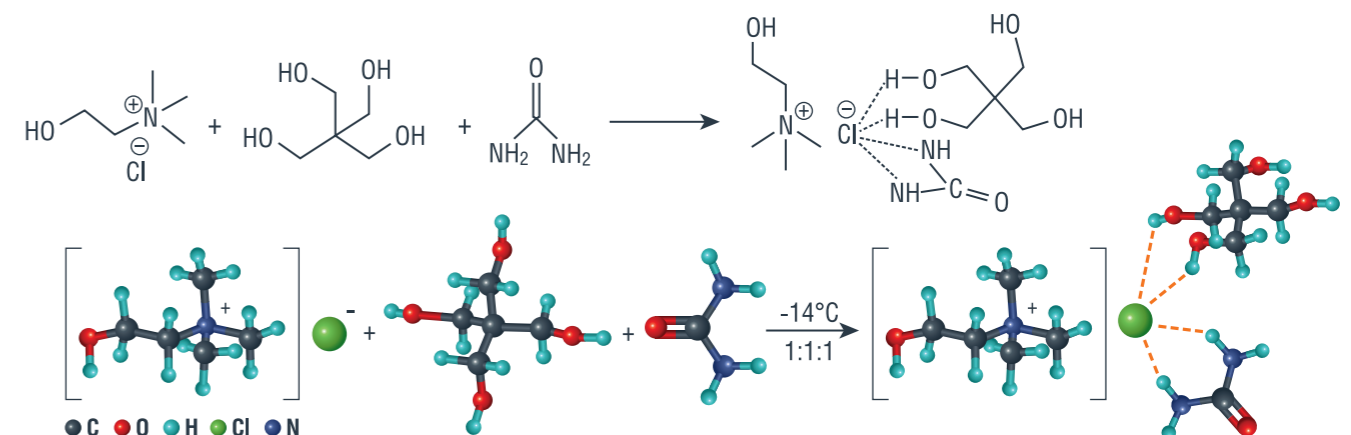
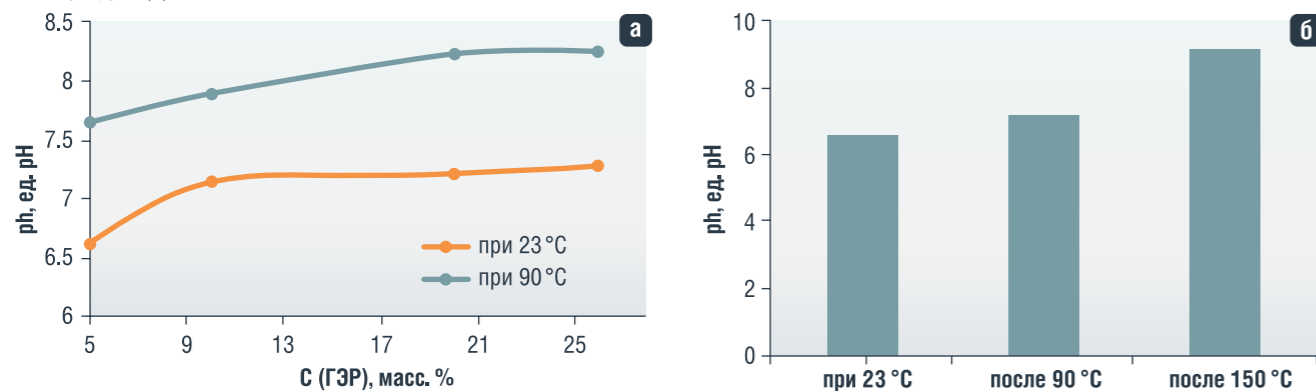


РИСУНОК 6. Зависимость pH от концентрации ГЭР<sub>4</sub> (а); изменение pH до и после термостатирования 26%-ного раствора ГЭР<sub>4</sub> при различных температурах (б)



### Заключение

Таким образом, в работе синтезированы и исследованы бинарные системы ГЭР «пентаэритрит – хлорид холина» (ГЭР<sub>1</sub>), «пентаэритрит – карбамид» (ГЭР<sub>2</sub>), «хлорид холина – карбамид» (ГЭР<sub>3</sub>) с различным мольным соотношением компонентов, определенными температуры их кристаллизации (плавления) и построены диаграммы фазового состояния. Установлено, что самую низкую температуру застывания эвтектической смеси среди синтезированных бинарных систем, равную 18 °С, имеет ГЭР<sub>3</sub> при соотношении компонентов 33% мол. соли четвертичного аммониевого основания и 67% мол. карбамида.

На основе результатов исследования бинарных систем была построена диаграмма фазового равновесия трехкомпонентной системы ГЭР<sub>4</sub> «пентаэритрит – хлорид холина – карбамид» и определена эвтектическая точка. Теоретически рассчитанное компонентное содержание позволило синтезировать смесь ГЭР<sub>4</sub> эвтектического состава. Установлено, что тройная система характеризуется более низкой температурой застывания, минус 14 °С, чем эвтектические составы бинарных систем.

Результаты исследований бинарных и тройной систем ГЭР показали, что снижение температуры плавления связано с образованием в ГЭР межмолекулярных донорно-акцепторных связей. Изменение соотношения компонентов позволит в будущем создать нефтewытесняющие композиции с регулируемой температурой застывания, что является актуальным для работы

в условиях северных регионов и Арктической зоны РФ. Гидролиз карбамида, входящего в состав смеси ГЭР<sub>4</sub>, с образованием углекислого газа и аммиачной буферной системы при высоких температурах, позволит создать композицию, эволюционирующую непосредственно в пласте и способную работать в широком интервале pH. ●

Исследование выполнено в рамках проекта «Проведение инициативных исследований молодыми учеными» Президентской программы исследовательских проектов, реализуемых ведущими учеными, в том числе молодыми учеными, финансируемого Российским научным фондом (РНФ № 23-73-01045).

### Литература

- Алтунина Л.К. Кислотная нефтewытесняющая композиция пролонгированного действия на основе глубоких эвтектических растворителей / Л.К. Алтунина, Л.А. Стасьева, В.А. Кувшинов, М.Р. Шолитодов, В.В. Козлов, И.В. Кувшинов / Химия в интересах устойчивого развития. – 2023. – Т. 31. – № 2. – С. 140–152.
- Ружин Л.М., Морозюк О.А. Методы повышения нефтewотдачи пластов (теория и практика) [Текст]: Учебное пособие. Ухта: УГТУ. – 2014. – 127 с.
- Алтунина Л.К. Физико-химические методы увеличения нефтewотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов / Успехи химии. – 2007. – Т. 76. – № 10. – С. 1034–1052.
- Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтewотдачи пластов. М.: Недра. – 1985. – 308 с.
- Laboratory testing of acidic EOR oil-displacing compositions based on surfactants, inorganic acid adduct and polyols / M.R. Sholodov, V.V. Kozlov, L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov and L.A. Stas'eva / J.Sib. Fed. Univ. Chem. – 2022. – Vol. 15. – No 2. – P. 186–196.
- Surfactant-based compositions for enhanced oil recovery in arctic high-viscosity oil fields / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, I.V. Kuvshinov, L.A. Stasyeva / Petroleum Chemistry. – 2022. – Vol. 62. – No. 2. – P. 169–182.
- Romero-Zeron L. Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) – A Practical Overview. London: InTechOpen Limited. – 2016. – 200 p.
- Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oil sands reservoirs after steam injection (review) / X. Dong, H. Liu, Z. Chen, W. Kelu, L. Ning, Z. Qichen / Applied Energy. – 2019. – Vol. 239. – P. 1190–1211.
- Алтунина Л.К. Тенденции и перспективы развития физико-химических методов увеличения

нефтewотдачи месторождений тяжелой нефти (обзор) / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева, И.В. Кувшинов / Химия в интересах устойчивого развития. – 2018. – Т. 26. – № 3. – С. 261–277.

- Шолитодов М.Р. Низкозастывающая кислотная нефтewытесняющая композиция на основе ПАВ и глубоких эвтектических растворителей для Арктики / М.Р. Шолитодов, Л.К. Алтунина, В.В. Козлов, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева / Башкирский химический журнал. – 2023. – Т. 30. – № 1. – С. 22–30.
- Abbott A. P. Novel solvent properties of choline chloride/urea mixtures / A. P. Abbott, G. Capper, D. L. Davies, R. K. Rasheed, V. Tambyrajah / Chem. Commun. – 2003. – No 1. – P. 70–71.
- Li X. Preparation and Application of Porous Materials based on Deep Eutectic / X. Li, J. Choi, W.-S.S. Ahn, K. H. Row / Solvents/ Crit. Rev. Anal. Chem. – 2018. – Vol. 48. – No 1. – P. 73–85.
- Wang XiuLi. Novel low viscous hydrophobic deep eutectic solvents liquid-liquid microextraction combined with acid base induction for the determination of phthalate esters in the packed milk samples / XiuLi. Wang, Y. Lu, L. Shi, D. Yang, Y. Yang / Microchem. J. – 2020. – Vol. 159. 105332.
- Ghaedi H. Density and refractive index measurements of transition-temperature mixture (deep eutectic analogues) based on potassium carbonate with dual hydrogen bond donors for CO<sub>2</sub> capture / H. Ghaedi, Ayoub M., S. Sufian, A. M. Shariff, B. Lal, C. D. Wilfred / J. Chem. Thermodyn. – 2018. – Vol. 118. – P. 147–158.
- Ccancappa-Cartagena A. Simultaneous determination of pyrethroids and pyrethrins by dispersive liquid-liquid microextraction and liquid chromatography triple quadrupole mass spectrometry in environmental samples / A. Ccancappa-Cartagena, A. Masiá, Y. Picó / Anal. Bioanal. Chem. – 2017. – Vol. 409. – No 20. – P. 4787–4799.
- Sanati A. Utilization of ionic liquids and deep eutectic solvents in oil operations: Progress and challenges / A. Sanati, M. R. Malayeri, O. Busse, J. J. Weigand / J. of Molecular Liquids. – 2022. – Vol. 361. – 119641.
- Mandal A. Chemical flood enhanced oil recovery: a review // Int. J. Oil, Gas and Coal Technol. – 2015. – Vol. 9. – No 3. – P. 241–264.
- Martins M. A. R. Insights into the nature of eutectic and deep eutectic mixtures / M. A. R. Martins, S. P. Pinho, J. A. P. Coutinho / J. Solution Chem. – 2019. – Vol. 48. – P. 962–982.
- Kalhor P. Deep Eutectic Solvents for Pretreatment, Extraction, and Catalysis of Biomass and Food Waste / P. Kalhor, K. Ghandi / Molecules. – 2019. – Vol. 24. – No 22. – P. 4012.
- Abbott A. P. Deep eutectic solvents formed between choline chloride and carboxylic acids: versatile alternatives to ionic liquids / A.P. Abbott, D. Boothby, G. Capper, D.L. Davies, R.K. Rasheed / Journal of the American Chemical Society. – 2004. – Vol. 126. – No 29. – P. 9142–9147.

KEYWORDS: deep eutectic solvents, enhanced oil recovery, surfactant compositions, high-viscosity oil, oil displacement ratio, phase equilibrium.

## Ведущая технология защиты от избыточного давления с использованием аэрокосмических разработок



Переключающий клапан серии НТКН-В  
Размеры: 1"–18"  
Диапазон давления: 150–1500 фунтов  
Диапазон температур: -196° C~+538° C



Пружинный предохранительный клапан с прямой нагрузкой серии НТО/В НТДО/В  
Размеры: 1/2"–20" BB24"  
Диапазон давления: 150–2500 фунтов  
Диапазон температур: -196° C~+816° C



Линейная заглушка быстрого действия серии НТЛВ  
Размеры: 1/2"–48"  
Диапазон давления: 150–2500 фунтов  
Диапазон температур: -196° C~+650° C



Клапан сброса давления при гидроударе серии НТСЖ (сертифицирован Saudi Aramco)  
Размеры: 2"–16"  
Диапазон давления: 150–900 фунтов  
Диапазон температур: -40° C~+320° C



Пилотный предохранительный клапан модуляционного типа серии НТХД  
Размеры: 1"×2"–10"×14"  
Диапазон давления: 150–2500 фунтов  
Диапазон температур: -196° C~+538° C



Устройство сброса давления игольчатого разрушительного типа серии НТБР (сертифицировано Saudi Aramco)  
Размеры: 1"–78"  
Диапазон давления: 150–900 фунтов  
Диапазон температур: -196° C~+538° C



BAPTEEC LTD  
Beijing Aerospace Petrochemical Technology and Equipment Engineering Corporation Limited

Адрес: Китай, г. Пекин, район Дасин, Пекинская зона экономического и технического развития, третья улица Тайхэ, № 2  
Вебсайт: en.safetyvalvechina.com

e-mail: chenxy3@callt11.cn  
Тел.: +86-13811709811 +86-10 87094555  
Факс: +86-10 87094561  
Почтовый индекс: 100176



# БУРОВАЯ БРИГАДА ССК – СНОВА ОДНА ИЗ ЛУЧШИХ

В КОНКУРСЕ «ЛУЧШАЯ КОМАНДА ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ», ОРГАНИЗОВАННОМ ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС», ПО ИТОГАМ ВТОРОГО ПОЛУГОДИЯ 2023 ГОДА БУРОВАЯ БРИГАДА НЕФТЕЮГАНСКОГО ФИЛИАЛА АО «ССК» ЗАНЯЛА ПЕРВОЕ МЕСТО

## Валерия Белова

специалист по связям с общественностью, АО «ССК»

Коллектив буровой бригады «Пальяновцы» работает уже девять лет под руководством мастера Нефтеюганского филиала АО «ССК» Бабакова Романа Николаевича, а с 2023 года трудится на Южно-Приобском месторождении.

«За прошлый год мы успешно закончили 18 скважин, большая часть которых была завершена с опережением сроков по строительству скважины. За год мы пробурили 84 816 м горных пород. Это солидный результат

«Пальяновцы» побили свой же рекорд по скорости бурения горизонтальных скважин, которая составила **2,79 суток на 1000 м**

среди всех бригад бурения (нашего филиала), работающих на проекте «Газпромнефть-Хантос», – отмечает мастер буровой Нефтеюганского филиала Роман Николаевич. Среди 35 команд за отчетный период «Пальяновцы» на КП 134В установили рекорды по скорости бурения горизонтальных скважин: рекордный показатель – 3,04 суток на 1000 метров. Проходка по скважине составила 4212 м.

«Мы решительно настроены достичь сокращения сроков полного цикла строительства скважины за 9–10 дней. В феврале этого года мы улучшили свой показатель и побили свой же рекорд, который теперь составляет 2,79 суток на 1000 м», – с гордостью поделился мастер.

Буровая бригада не впервые отличается высокими результатами: в первом полугодии 2023 года команда заняла I место в данном конкурсе.

Эксплуатационное бурение в нефтесервисной отрасли – сложный процесс, требующий точности, навыков и координации

действий, и именно в этом команда проявила себя наилучшим образом.

«Только за счет слаженной работы персонала нам удалось достичь успеха. Каждый сотрудник команды отдает себя производству на все 100%, выкладываясь на полную. Мы планируем и анализируем работу со всеми участниками нашей вахты, решаем сложные задачи и совместно принимаем решение. Любой член команды имеет право высказать свое мнение, после чего мы приходим к общему выводу. Мы дополняем друг друга. В этом и заключаются основы достижения всех целей», – рассказал Роман Николаевич.

Как утверждает мастер буровой, конкурс «Лучшая команда эксплуатационного бурения» придает стимул всей команде и позволяет поднять мотивацию среди работников. «Мы благодарим коллег за здоровую конкуренцию! Желаем успехов всем участникам!», – поделился мастер Роман Николаевич.

**Блок ввода новых мощностей «Газпромнефть-Хантос» поздравил команду «Пальяновцы» с достижением выдающихся результатов и пожелал дальнейших побед. Директор Нефтеюганского филиала АО «ССК» Салават Гизатуллин обратился к буровой бригаде: «Благодарю всю команду за достижение высоких результатов, ваш профессионализм, усердие и безопасную работу! Желаю дальнейших успехов и побед!»**

# БУРОВУЮ БРИГАДУ НЕФТЕЮГАНСКОГО ФИЛИАЛА

## ПОБЛАГОДАРИЛА КОМПАНИЯ «САЛЫМ ПЕТРОЛЕУМ ДЕВЕЛОПМЕНТ»

«САЛЫМ ПЕТРОЛЕУМ ДЕВЕЛОПМЕНТ» ПОБЛАГОДАРИЛА БУРОВУЮ БРИГАДУ «СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ» (ССК) ЗА ДОСТИЖЕНИЕ ОТЛИЧНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПО ИТОГАМ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ В 2023 ГОДУ



Бригаде буровой установки № 12 удалось достичь скорости проходки 100 000 метров за 318 дней работы на Верхне-Салымском месторождении. Сотрудники ССК также поставили рекорд строительства горизонтальной скважины – за 8,89 суток. Это лучший показатель среди буровых бригад Салымского проекта в прошлом году. Благодарим партнеров за эффективный и безопасный труд!

Источник: Telegram: «Партнеры Газпром нефти»





## МАСТЕРА СВОЕГО ДЕЛА

КОЛЛЕКТИВ БУРОВОЙ БРИГАДЫ НЕФТЕЮГАНСКОГО ФИЛИАЛА АО «ССК» ЗАНЯЛ I МЕСТО В КОНКУРСЕ «ЛУЧШАЯ КОМАНДА ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ» ПРОЕКТА «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС» ЗА II ПОЛУГОДИЕ 2023 ГОДА

### Валерия Белова

специалист по связям с общественностью, АО «ССК»

В традиционном конкурсе, организованном Партнером «Газпромнефть-Хантос», по итогам второго полугодия 2023 года лучшей командой эксплуатационного бурения стала бригада мастера Дударя Александра Александровича под названием «ОРЕХИ». Команда «ОРЕХИ» стала первой среди 35 команд, участвующих в конкурсе за звание лучших из лучших. Коллектив успешно трудится на крупном Южно-Приобском месторождении, расположенном вблизи Ханты-Мансийска. Буровая бригада под руководством мастера Нефтеюганского филиала АО «ССК» Александра Дударя не первый год показывает отличные результаты, так за I полугодие 2022 года бригада заняла I место в данном конкурсе, а по итогам окружного ежегодного профессионального конкурса «Черное золото Югры» бригада Дударя А.А. стала лучшей буровой бригадой в 2022 году. «Для достижения успеха важна в первую очередь команда и подготовка бурового оборудования. Своевременное

совместное планирование работ, постановка задач коллективу и профессионализм – одни из важных составляющих в работе на производстве. Каждый работник вносит свой вклад, не забывая о безопасности, собственной и коллег», – рассказывает Александр Александрович.

В 2023 году команда «Орехи» на КП 484 скважины «48406ГС Р» установила рекорд по скорости бурения горизонтальных скважин: рекордный показатель – 3,49 суток на 1000 метров. Проходка по скважине составила – 6126 м. «За данный промежуток времени нашей бригаде удалось пробурить несколько скважин с рекордными показателями. В октябре мы выполнили целевое задание заказчика ООО «Газпромнефть-Хантос» и поставили новый отраслевой рекорд по суточной проходке – 2425 метров. Мы планируем и дальше улучшать показатели строительства скважин, а также оптимизировать производственные процессы путем внедрения новых методов выполнения целевых задач», – отметил А.А. Дударь.

По мнению мастера Александра Дударя, конкурс мотивирует не только его, но и весь коллектив. Соревновательный процесс

с коллегами по производству увеличивает здоровый интерес к работе и приносит много новых идей для достижения лучших результатов.

**Блок ввода новых мощностей «Газпромнефть-Хантос» поздравил команду «Орехи» с достижением выдающихся результатов и пожелал дальнейших побед. Директор Нефтеюганского филиала АО «ССК» Гизатуллин Салават Гафурович обратился к буровой бригаде победителей: «Выражаю благодарность каждому работнику бригады за целеустремленность, высокий профессионализм, отлично проделанную работу и достигнутые результаты, которые превзошли ожидания! Молодцы! Продолжайте в том же духе, коллеги!» ●**



РОССИЙСКИЙ  
МЕЖДУНАРОДНЫЙ  
**РМЭФ**  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ  
ФОРУМ

**24-26 АПРЕЛЯ 2024**

XXXI МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
**ЭНЕРГЕТИКА И  
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**

РЕКЛАМА

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПРАВИТЕЛЬСТВО  
САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

ПАРТНЕР



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР  
**ЭКСПОФОРУМ**  
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ENERGYFORUM.RU  
rief@expoforum.ru  
+7 (812) 240 40 40, доб.2626

**EXPOFORUM**

ENERGETIKA-RESTEC.RU  
main@restec.ru  
+7 (812) 320 6363



**@ENERGYFORUMSPB**  
САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ  
ИНФОРМАЦИЯ О РМЭФ  
В НАШЕМ TELEGRAM- КАНАЛЕ!



# ПРОГНОЗИРОВАНИЕ АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ на скважину карбонатного коллектора

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА АНАЛИЗУ ПРИМЕНЕНИЯ ВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА. В РАБОТЕ ПОДРОБНО РАССМОТРЕНЫ МЕТОДЫ АКУСТИЧЕСКОГО, УЛЬТРАЗВУКОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ. НА ОСНОВАНИИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ В УСЛОВИЯХ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА СПРОГНОЗИРОВАН ЭФФЕКТ ОТ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЯ В УСЛОВИЯХ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА АЛЕКСЕЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ВНЕДРЕНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОБРАБОТКИ СПОСОБСТВУЕТ НЕ ТОЛЬКО ПОВЫШЕНИЮ ДЕБИТА СКВАЖИНЫ, НО И СНИЖАЕТ ОБВОДНЕННОСТЬ ЕЕ ПРОДУКЦИИ НА 26 %. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОБРАБОТКИ ЗАВИСИТ ОТ ГРАМОТНОГО ПОДБОРА ПАРАМЕТРОВ ОБОРУДОВАНИЯ ПОД КОНКРЕТНЫЕ СКВАЖИНЫ, ОСНОВЫВАЯСЬ НА ХАРАКТЕРИСТИКАХ ЭТИХ СКВАЖИН И ИХ ПРОДУКЦИИ

THE ARTICLE IS DEVOTED TO THE ANALYSIS OF THE APPLICATION OF WAVE ACTION IN OIL AND GAS PRODUCTION. THE METHODS OF ACOUSTIC AND ULTRASONIC EXPOSURE ARE CONSIDERED IN DETAIL IN THE WORK. BASED ON THE EXISTING EXPERIENCE OF APPLYING THE TECHNOLOGY IN THE CONDITIONS OF A CARBONATE RESERVOIR, THE EFFECT OF HOLDING THE EVENT IN THE CONDITIONS OF THE BOBRIKOVSKY HORIZON OF THE ALEKSEEVSKY FIELD IS PREDICTED. THE INTRODUCTION OF ULTRASONIC TREATMENT CONTRIBUTES NOT ONLY TO AN INCREASE IN THE FLOW RATE OF THE WELL, BUT ALSO REDUCES THE WATER CONTENT OF ITS PRODUCTS BY 26%. THE EFFICIENCY OF PROCESSING DEPENDS ON THE PROPER SELECTION OF EQUIPMENT PARAMETERS FOR SPECIFIC WELLS, BASED ON THE CHARACTERISTICS OF THESE WELLS AND THEIR PRODUCTS

Ключевые слова: нефть, волновое воздействие, дебит, ультразвуковое воздействие.

**Семенов Данила Романович**  
магистрант

**Валиев Динар Зиннурович**  
старший научный сотрудник,  
старший преподаватель

**Кемалов Руслан Алимович**  
к.т.н.

**Кемалов Алим Фейзрахманович**  
д.т.н.

кафедра технологии нефти, газа  
и углеродных материалов,  
Институт геологии и нефтегазовых  
технологий,  
Казанский (Приволжский) федеральный  
университет

Создание новых комбинированных ресурсосберегающих и экологически безопасных технологий интенсификации добычи нефти остается актуальной задачей для РФ, учитывая стратегическое значение нефти для экономики нашей страны. Разработка таких технологий обеспечит существенную экономию материальных ресурсов, повышение экономической эффективности, снижение негативного воздействия на окружающую среду [1].

Методы волнового воздействия на пласт рассматриваются и как методы увеличения нефтеотдачи, и как методы интенсификации добычи нефти. Эти методы можно подразделить на:

- акустические (ультразвуковые и звуковые);
- импульсно-ударные;
- вибросейсмические;
- виброволновые;
- дилатационно-волновые.

Хоть в основе методов лежат близкие принципы действия, наиболее эргономичным является акустическое воздействие, несмотря на то что для его применения необходим спуск скважинного источника до уровня обрабатываемого горизонта.

УДК 622.276.6

К акустическим методам воздействия на призабойную зону пласта относятся две группы устройств воздействия упругими колебаниями:

- пьезокерамические, магнитострикционные преобразователи;
- высокочастотные гидродинамические генераторы кавитационного типа.

Первые излучают волны высокой частоты путем преобразования колебаний тока или электрического напряжения в механические колебания твердых компонентов излучателя. В случае со второй группой преобразования, с которыми сталкивается жидкость при прохождении по устройству, являются возбудителем колебаний. Очевидно, что вторая группа устройств в процессе эксплуатации подвержена сильному износу в связи с кавитационным воздействием, а потому основными источниками ультразвуковых колебаний являются устройства первой группы [2].

При внедрении акустического воздействия на месторождении следует внимательно подходить к выбору скважин, на которых оно будет наиболее эффективно. Для этой цели следует руководствоваться факторами допустимости применения акустического воздействия, выявленными при его применении.

К ним относятся:

- высокий скин-фактор;
- снижение пластового давления не ниже 25 % от первоначального;
- текущая обводненность не выше 80 %;
- наличие перемычек более 1 м, разделяющих интервал перфорации от водонасыщенного пласта;
- минимальная толщина продуктивного пласта 3 м;
- проницаемость более 0,25 мкм<sup>2</sup>;
- глинистость не более 15 %;
- динамическая вязкость в пластовых условиях не более 25 мПа·с;
- отсутствие заколонных перетоков;
- глубина скважины до 4000 м;
- пластовая температура до 120 °С;
- НКТ спущена не ниже интервала перфорации.

Проблеме ультразвукового (УЗ) воздействия на призабойную зону скважины с целью повышения их продуктивности посвящены работы многих российских и зарубежных ученых [3–9].

К настоящему времени накоплен значительный опыт по применению акустических методов с использованием магнитострикционных и пьезокерамических преобразователей. Обработано более 2000 скважин на месторождениях с различными геолого-физическими характеристиками.

В работе [10] проведены расчеты влияния акустического воздействия на истечение нефти в каналах коллектора ПЗС. Показано, что вынужденные колебания стенок пористой структуры пласта вызывают появление в вязкой жидкости течения с постоянной скоростью, которое можно интерпретировать как снижение сопротивления переносу жидкости, т.е. как уменьшение эффективной вязкости.

В работе [11] выявлено, что источник мощного ультразвука в рассмотренной скважине позволил увеличить добычу в полтора раза, а при комбинированном воздействии с химической обработкой может быть достигнуто среднее увеличение производительности почти в три раза.

Известно, что обработка ультразвуком эффективно разгазирует флюид, что находит подтверждение результатами физического моделирования в работе [12], причем чем выше газовый фактор, тем эффективнее этот процесс, а значит, и процесс несмешивающегося вытеснения нефти. В работе [13] экспериментально определены рациональные временные режимы обработки ПЗС.

В зависимости от условий месторождения модули устройств ультразвукового воздействия имеют три модификации:

- для работы на месторождениях легкой и средней нефти – потребляемая мощность 5–10 кВт;
- для работы на месторождениях тяжелой нефти – 20–30 кВт;
- для работы на горизонтальных скважинах – 60–100 кВт [14].

Экологичность акустического воздействия также является ключевым фактором при выборе методов добычи нефти и газа, учитывая его способность обеспечивать эффективность процессов без ущерба для окружающей среды и нефтяных структур [15, 16].

## Материалы и методы исследования

Опыт Самотлорского месторождения позволил смоделировать и прогнозировать эффективность применения метода ультразвукового воздействия на участке Алексеевского месторождения. Так для горизонта скважины 6062 (таблица 1).

ТАБЛИЦА 1. Параметры горизонта, разрабатываемого скважиной 6062

Параметры скважины 6062	Бобриковский горизонт
Глубина залегания, м	1453
Тип залежи	пластовая сводовая
Тип коллектора	терригенный
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	6,4
Пористость, %	18,6
Средняя нефтенасыщенность, д.ед.	0,76
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,408
Коэффициент расчлененности, д.ед.	1,1
Начальная пластовая температура, °С	23
Начальное пластовое давление, МПа	14,6

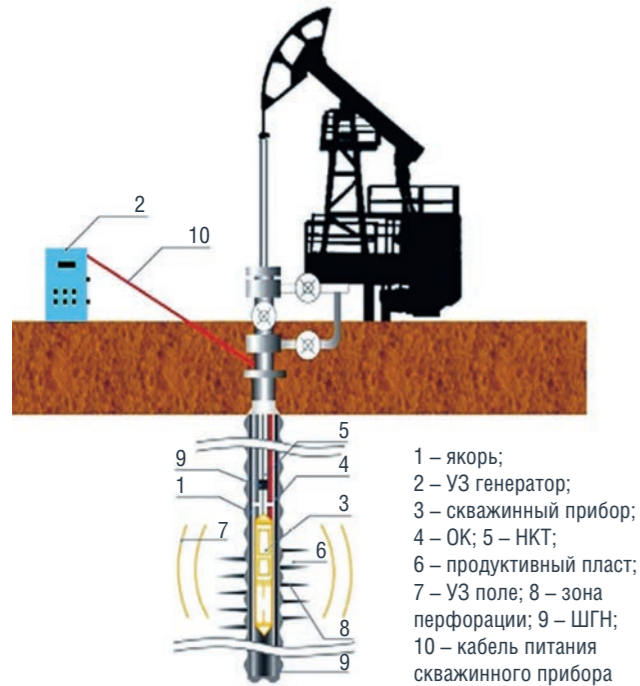
Оборудование при обработке скважины представлено на рисунке 1.

Прирост дебита скважины под воздействием акустического поля определяется решением уравнения:

$$Q = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T \left( -\frac{\pi}{2\mu} \cdot \left( \frac{R^4}{4} \cdot (\text{grad}P - F_{\text{ин}}) + \tau \cdot \frac{R^3}{6} \right) - \frac{\pi R^4}{4} \cdot (\text{grad}P - F_{\text{ин}}) \cdot \left( 1 - \frac{r_1}{R} \right)^2 \right) dt \quad (1)$$

где  $F_{\text{ин}}$  – параметр, характеризующий инерционные силы в жидкости;  $r_1$  – радиус твердой части капилляра;  $\tau$  – предельное напряжение сдвига флюида;  $\omega$  – круговая частота;  $\text{grad}P$  – градиент давления;  $R$  – средний капиллярный радиус;  $\mu$  – динамическая вязкость флюида;  $T$  – период колебаний.

РИСУНОК 1. Компоновка элементов при обработке призабойной зоны скважинным аппаратом СП-108/1410



Инерционные силы в жидкости:

$$F_{ин} = \rho \cdot V \cdot \omega \cdot \sin(\omega\tau), \quad (2)$$

где  $V$  – скорость движения флюида, м/с, которая определяет необходимую частоту воздействия:

$$\omega = F(\omega\tau) \cdot \frac{K \cdot P_{пл} \cdot (\rho_2 - \rho_1)}{V \cdot \rho_2 \cdot \rho_1}, \quad (3)$$

здесь

$$F(\omega\tau) = \frac{1 + \sqrt{2} \cdot (1-i) \cdot (ber_1(\sqrt{\omega\tau}) + i \cdot bei_1(\sqrt{\omega\tau}))}{\sqrt{\omega\tau} \cdot (ber_0(\sqrt{\omega\tau}) + i \cdot bei_0(\sqrt{\omega\tau}))}, \quad (4)$$

где  $F(\omega\tau)$  – функциональная зависимость частоты воздействия от инерциальных свойств среды, выраженная в неявном виде;  $\tau$  – величина, характеризующая время релаксации (является сложной функцией вязкоупругих констант скелета коллектора и насыщающего его флюида, а также градиента давления);  $K$  – волновое число, определяемое как отношение скорости звука в пласте к частоте;  $P_{пл}$  – пластовое давление;  $\rho_1$  и  $\rho_2$  – плотности соответственно флюида и скелета коллектора;  $ber_1$ ,  $ber_0$  и  $bei_1$ ,  $bei_0$  – действительные функции Томсона первого и нулевого порядков;  $i$  – мнимая единица.

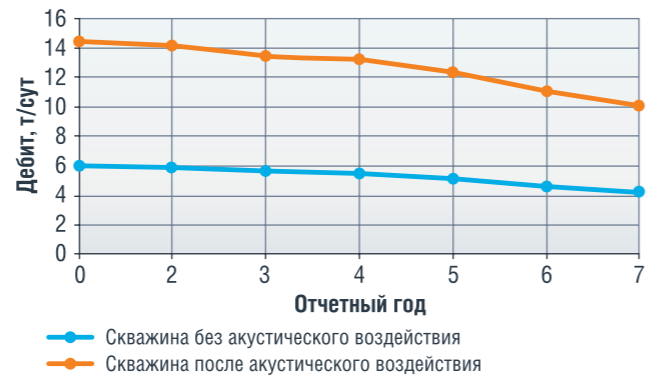
## Результаты

Следует ожидать снижение обводненности на 26% и изменение суточного дебита (рисунок 2).

Положительный эффект от применения акустического воздействия способен сохраняться от нескольких недель до двух и более лет. На механизированных скважинах воздействие совмещается с текущим или капитальным ремонтом. В условиях газлифтных и фонтанирующих скважин спуск излучателя на необходимую глубину проводится без подъема насосно-компрессорных труб.

Для экономически эффективного применения воздействия на данную скважину необходим дешевый генератор волн в достаточно большом диапазоне.

РИСУНОК 2. Динамика дебита скважины 6062



Радиус эффективного на призабойную зону в данном случае составляет около 20 м, при радиусе контура питания скважины в 757 м.

## Заключение

На основании проведенного анализа было выявлено, что применение ультразвукового воздействия в условиях карбонатного коллектора через скважины определенных характеристик является надежным методом повышения их производительности по нефти, поскольку с ростом дебита происходит снижение обводненности. ●

## Литература

1. Муллакаев М.С. Современные методы увеличения нефтедобычи: проблемы и практика применения. Современная научная мысль. 2015. № 5. – С. 98–111.
2. Кузнецов О.Л., Ефимова С. А. Применение ультразвука в нефтяной промышленности. М.: Недра, 1983. 192 с.
3. Abramov V.O., Ultrasonic technology for enhanced oil recovery from failing oil wells and the equipment for its implementation / Abramov V.O., Mullakaev M.S., Abramova A.V., Esipov I.B., Mason T.J. // Ultrasonics Sonochemistry. 2013. Т. 20. № 5. – С. 1289–1295.
4. Сургучев М.Л., Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Гидродинамическое, акустическое, тепловое циклическое воздействия на нефтяные пласты. М.: Недра, 1975. 320 с.
5. Сургучев М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Э.М. Физико-химические процессы микропроцессы в нефтегазоносных пластах. М.: Недра, 1984. 330 с.
6. Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Преобразование и взаимодействие геофизических полей в атмосфере. М.: Недра, 1990. 267 с.
7. Вахитов Г.Г., Симкин Э.М. Использование физических полей для извлечения нефти из пластов. М.: Недра, 1985. 231 с.
8. Муллакаев М.С. Ультразвуковая интенсификация добычи и переработки нефти. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. 168 с.
9. Муллакаев М.С. Ультразвуковая интенсификация технологических процессов добычи и переработки нефти, очистки нефтезагрязненных вод и грунтов: дис. ... д-ра техн. наук. М.: Московский государственный университет инженерной экологии, 2011. 391 с.
10. Прачкин В.Г., Муллакаев М.С., Асылбаев Д.Ф. Повышение продуктивности скважин методом акустического воздействия на высоковязкие нефти в каналах призабойной зоны скважины // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2014. № 9. С. 15–19.
11. Abramov V.O., Ultrasonic technology for enhanced oil recovery from failing oil wells and the equipment for its implementation / Abramov V.O., Mullakaev M.S., Abramova A.V., Esipov I.B., Mason T.J. // Ultrasonics Sonochemistry. 2013. Т. 20. № 5. С. 1289–1295.
12. Влияние ультразвуковых колебаний на процесс разгазирования нефти / Г.С. Степанова [и др.] // Бурение и нефть. 2003. № 7–8. С. 36–38.
13. Mousavi S.M.R., Najafi I., Ghazanfari M.H., Kharrat R., Ghotbi C. Quantitative analysis of ultrasonic wave radiation on reversibility and kinetics of asphaltene flocculation: сб. материалов 4-й Междунар. конф. «К новым открытиям через интеграцию наук». г. Санкт-Петербург, 5–8 апр. 2010. 140 с.
14. Отчет о результатах применения технологии АРС и П на месторождении «Ватъёганское» НГДУ «Ватъёганнефть» ТПП «Когалымнефтегаз». – Когалым, 2011.
15. Семенов Д.Р., Валиев Д.З. Экологичность волнового воздействия в нефтегазовой отрасли // Природные энергоносители и углеродные материалы & Natural energy sources and carbon materials. – 2023. – № 06. С. 10–23.
16. Valiev D.Z. Research on High-Viscosity Oil of the Zyuzeyevskoye Field to Select the Controlling Method for Asphaltene, Resin, and Paraffin Substances Deposition in Oil Production / D.Z. Valiev, R.A. Kemalov, A.F. Kemalov // Advances in Natural, Human-Made, and Coupled Human-Natural Systems Research. Lecture Notes in Networks and Systems, Springer, Cham. – 2023. Vol 252. – PP 55–62. https://doi.org/10.1007/978-3-030-78105-7\_6.

KEYWORDS: oil, wave action, flow rate, ultrasonic action.

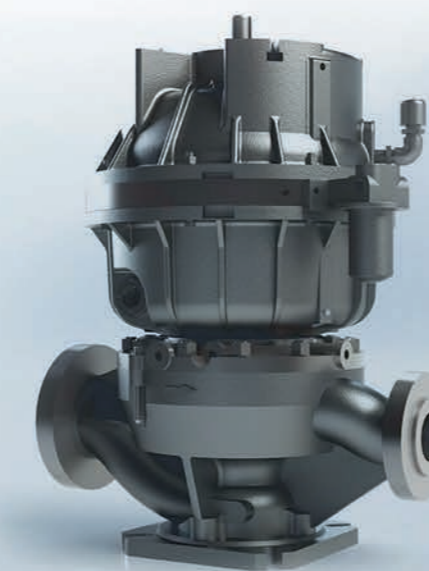


ВАРТЕЕС LTD

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



## Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



Вертикальный насос (ОН6)



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

## Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

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

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

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

www.calt11.com

# АНАЛИЗ НАНОДОБАВОК для улучшения механических свойств цементного камня

В СВЯЗИ С НЕКАЧЕСТВЕННЫМ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕМ ОБСАДНЫХ КОЛОНН ПРИ КРЕПЛЕНИИ СКВАЖИН ВОЗНИКАЕТ ПРОБЛЕМА МЕЖПЛАСТОВОЙ ИЗОЛЯЦИИ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА. ДОБАВКИ В ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРАХ СПОСОБСТВУЮТ УЛУЧШЕНИЮ ЕГО ТЕХНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И СНИЖАЮТ ВОЗДЕЙСТВИЕ АГРЕССИВНЫХ КОМПОНЕНТОВ, ПРИСУТСТВУЮЩИХ В ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРИВЕСТИ К КОРРОЗИИ И РАЗРУШЕНИЮ КАК САМОГО ЦЕМЕНТА, ТАК И МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ. ТАКИМ ОБРАЗОМ, РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ ИГРАЕТ ОПРЕДЕЛЯЮЩУЮ РОЛЬ В ОБЕСПЕЧЕНИИ НАДЕЖНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ ЦЕМЕНТНЫХ СТРУКТУР, ЧТО ЯВЛЯЕТСЯ КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫМ АСПЕКТОМ ДЛЯ УСПЕШНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

*DUE TO POOR-QUALITY CEMENTING OF CASING STRINGS WHEN CASING WELLS, THE PROBLEM OF INTERLAYER ISOLATION OF THE ANNULUS SPACE ARISES. ADDITIVES IN CEMENT SLURRIES HELP IMPROVE ITS TECHNICAL PROPERTIES AND REDUCE THE IMPACT OF AGGRESSIVE COMPONENTS PRESENT IN FORMATION FLUIDS, WHICH CAN LEAD TO CORROSION AND DESTRUCTION OF BOTH THE CEMENT ITSELF AND THE CASING STRING METAL PIPES. THUS, THE DEVELOPMENT OF CEMENT SLURRY COMPOSITIONS PLAYS A DECISIVE ROLE IN ENSURING THE RELIABILITY AND DURABILITY OF CEMENT STRUCTURES, WHICH IS A CRITICAL ASPECT FOR THE SUCCESSFUL OPERATION OF WELLS*

Ключевые слова: коррозия цементного камня, коррозионностойкий цемент, повышение прочности цементного камня, нанодобавки, нанокремнезем, наноцеллюлоза.

**Никишин Вячеслав Валерьевич**  
доцент кафедры бурения скважин, к.т.н.

**Блинов Павел Александрович**  
доцент кафедры бурения скважин, к.т.н.

**Гореликов Владимир Георгиевич**  
магистрант кафедры бурения скважин

**Волков Андрей Константинович**  
профессор кафедры механики, д.т.н.

**Чалых Виктория Павловна**  
студент кафедры бурения скважин

Санкт-Петербургский горный университет

Эффективная межпластовая изоляция в скважинах требует качественной связи цемента с обсадной колонной и горной породой. Плохая связь может привести к проникновению пластовых флюидов в межтрубное пространство, что может снизить работоспособность скважины.

Следует отметить, что цементирование скважин является необратимой операцией и любой ремонт или восстановительные работы связаны со значительными финансовыми и временными затратами. Нарушение технологии цементирования может привести к катастрофическим последствиям и огромным финансовым потерям для компаний, занимающихся разведкой и добычей углеводородов.

В данной статье рассматриваются способы повышения прочности цементного камня в газоконденсатных скважинах.

## Коррозия цементного камня

При увеличении глубины бурения возникают проблемы, связанные с надежностью крепления скважин. Эти проблемы вызваны не только повреждением целостности тампонажного камня и ухудшением его изоляционных свойств из-за высоких температур, но также

воздействием агрессивных ионов, содержащихся в пластовых жидкостях.

Процесс отвердевания связывающих материалов сопровождается сокращением объема, что называется контракцией. Когда цемент отвердевает в пространстве между обсадными колоннами, близко к непроницаемым породам, контракция может создать вакуум внутри цементного камня, что, в свою очередь, может вызвать сжатие материала. Это сжатие может достигать 3–5% от исходного объема цемента [1].

Когда цементный камень находится в контакте с агрессивной средой, контракция может привести к тому, что агрессивные ионы будут втягиваться внутрь камня на начальных стадиях отвердевания. Это особенно опасно, так как структура камня в этот момент еще не плотная и содержит большие поры и каналы, что может способствовать внутренней коррозии, которая является более разрушительной, чем внешняя [2].

Важно учитывать, что вредное воздействие не ограничивается только жидкостями; также следует учитывать газы, особенно кислотные газы, так как они могут инициировать химический процесс коррозии в материалах. Кроме того, различные физические факторы, такие как циклическое замораживание и оттаивание, периодическое увлажнение и высыхание цементного камня, способствуют ухудшению процессов коррозии и разрушения материалов, особенно в тех случаях, когда тампонажный камень постоянно подвергается воздействию агрессивных сред [3].

Поэтому при проектировании и эксплуатации конструкций и материалов важно учитывать как физические, так и химические факторы, которые могут влиять на их долговечность и устойчивость к коррозии.

## Коррозионностойкие цементы

Коррозионностойкими называются тампонажные растворы, в которых цементный камень обладает высокой устойчивостью к различным видам коррозии, и это достигается благодаря минимальному содержанию или отсутствию гидроксидов кальция в их составе [4].

Цементы, содержащие пуццолановые добавки с высокой гидравлической активностью, способны создавать цементный материал, который обладает повышенной устойчивостью к воздействию сульфатов. Эти добавки помогают удерживать гидроксид кальция, уменьшая его наличие в растворе и предотвращая образование гидросульфата алюмината кальция,

что может вызвать разрушение цементного материала. Среди таких добавок можно выделить природные материалы, такие как вулканические туфы, пемзу, осадочные породы с содержанием кремнезема, обожженные глинистые вещества и пылевидные золы, полученные из углей и сланцев. Пуццолановые цементы продемонстрировали свою эффективность в защите цементных материалов от сульфатной и выщелачивающей коррозии, особенно при низких и обычных температурах. Тем не менее при магнезиальной коррозии пуццолановые цементы, особенно с добавками кремнеземистых материалов, могут проявлять сниженную стойкость по сравнению с обычными портландцементами. Для предотвращения магнезиальной коррозии более предпочтительно использовать цементы, содержащие пылевидные золы [5].

Шлакопортландцемент проявляет выдающуюся устойчивость к воздействию сульфатов и магнезиальных агрессивных сред, опережая в этом обычный портландцемент. Однако при низких температурах ранняя прочность цементного раствора, содержащего большое количество шлака, остается низкой. Этот недостаток можно компенсировать, добавив небольшое количество хлорида кальция, силиката или карбоната натрия (1–2% от массы цемента) для ускорения процесса затвердевания. При повышении температуры процесс затвердевания шлакопортландцемента значительно ускоряется. Это свойство используется при разработке шлакоцементных смесей с различными составами в зависимости от условий эксплуатации. В «холодных» скважинах, характерных для низких температур, в смесь вводят не более 40% шлака. При более высоких температурах (70–75 °C) можно увеличить долю добавки шлака до 60–70% [6].

Магнезиальный цемент обладает высокой устойчивостью при воздействии кристаллических солей магния и представляет

собой вяжущее вещество, которое может использоваться в условиях, где другие цементы не могут обеспечить необходимую стойкость. Он получается из каустического магнетита или каустического доломита, подвергнутого обжигу и измельчению. Эти материалы обладают химической стойкостью в контакте с магниевыми солями. Магнезиальный цемент быстро твердеет при затворении на растворах магниевых солей, таких как хлорид магния. Этот процесс сопровождается реакциями, в результате которых образуются гидроксид магния и гидроксихлорид магния. Для улучшения водостойкости магнезиального цемента могут добавлять суперфосфат или обрабатывать металлургическими шлаками с использованием органических химических реагентов, устойчивых к кислым средам. Этот цемент обладает быстрым схватыванием, хорошей адгезией к различным материалам и не подвержен коррозии со стороны сероводорода. Однако он не способен связывать сероводород и может позволить ему проникнуть к другим элементам в системе, таким как металлы и обсадные трубы [7].

Особое внимание следует уделить магнезиальному цементу, поскольку исследованиями установлено, что наибольшей прочностью в сравнении с портландцементом и цементом с расширяющими добавками обладает магнезиальный цемент. Результаты лабораторных исследований прочностных свойств цементного камня приведены в таблице 1 [8].

Результаты данного исследования интересны также тем, что, в отличие от материалов на основе портландцементного клинкера, магнезиальные цементы имеют положительные объемные деформации цементной оболочки, которые обусловлены отсутствием свободного доступа влаги из окружающей среды.

## Способы повышения коррозионной устойчивости цементного камня

Если нет доступа к специализированным коррозионностойким цементам, то можно увеличить устойчивость цементного материала к агрессивным средам путем введения различных добавок.

УДК 622.24





ТАБЛИЦА 1. Результаты исследований прочностных свойств цементного камня [8]

Тип цементного материала	Прочность на изгиб, МПа			Прочность на сжатие, МПа		
	После 2 дней	После 3 дней	После 7 дней	После 2 дней	После 3 дней	После 7 дней
Портландцемент	4,20	4,88	5,68	10,25	15,65	17,25
Цемент с расширяющими добавками	3,60	5,20	6,55	10,10	16,00	16,90
Магнезиальный цемент	3,90	5,88	6,92	10,10	16,24	17,54

Сегодня все более важной становится необходимость утилизации промышленных отходов и снижение затрат в строительстве. Зола-уноса и шлак – это примеры таких отходов, которые образуются в больших количествах. Смеси на их основе, а также добавки природных пуццоланов могут обладать сходными прочностными свойствами с цементом, изготовленным из чистого ПЦТ, при этом себестоимость будет значительно ниже.

Зола-уноса с низким содержанием СаО, природные пуццоланы и микрокремнезем считаются пуццолановыми материалами. Они включают высокое количество оксида кремния SiO<sub>2</sub> и Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, а также низкое содержание СаО. В процессе гидратации они способствуют образованию гельцементных составов, включая C-S-H гель и алюминаты и алюмосиликаты кальция. В цементных смесях эти добавки, такие как зола-уноса и измельченные материалы, стимулируют гидратацию уже через первые сутки, действуя как центры начального образования гидратов силиката кальция [9].

Для улучшения устойчивости цементного материала в пресной воде можно влиять на его минеральный состав, уменьшая концентрацию алита, основного источника Са(ОН)<sub>2</sub>, образующегося в результате гидратации цемента [3].

Для улучшения устойчивости к сульфатам, можно произвести обработку портландцемента с использованием раствора сульфата натрия или других водорастворимых сульфатов с низкой концентрацией. Этот метод позволяет связать активные компоненты алюмоферритной фазы и уменьшить их количество, что помогает снизить внутренние напряжения в цементном материале, вызванные реакцией с сульфат-ионами [6].

Другим химическим методом, способствующим повышению

водостойкости цемента, является процесс пуццоланизации. В этом процессе активный кремнезем, присутствующий в пуццоланах, реагирует с известью, образуя гидросиликаты, которые характеризуются очень низкой растворимостью и не реагируют с сульфатами. Эти гидросиликаты, аналогичные компонентам цементного материала, укрепляют и уплотняют структуру цемента. Этот метод особенно эффективен при взаимодействии с пресными и сульфатными средами.

Важно отметить, что в кислых, углекислых и магнезиальных средах химические методы могут быть малоэффективными, и в таких случаях более эффективно снижать пористость материала и улучшать его водонепроницаемость.

Улучшение коррозионной стойкости цементного материала к различным агрессивным средам также может достигаться путем уменьшения проницаемости материала за счет заполнения его пор жидкими или твердыми гидрофобными веществами. Кроме того, позитивное воздействие на стойкость к коррозии оказывает обработка цемента органическими реагентами. Эти реагенты адсорбируются на поверхности кристаллов цемента и создают защитный слой, который затрудняет доступ агрессивных веществ к структурным элементам цемента. Важно, чтобы эти реагенты оставались стабильными при использовании цементных материалов и снижении содержания воды в цементном растворе [10].

### Использование перспективных добавок для улучшения характеристик цементов

Композиционный цемент – это гидравлический цемент, который включает в себя портландцемент (ПЦТ) и различные неорганические материалы. Неорганические

компоненты влияют на формирование гидратационных продуктов, исключая хлорид кальция СаСl<sub>2</sub>, который не участвует в этом процессе, но влияет на его скорость. Эти неорганические материалы, также называемые минеральными добавками, включают в себя летучую золу, доменный шлак, природные пуццоланы, такие как вулканический пепел, микрокремнезем и другие.

### Улучшение характеристик цементного камня введением нанодобавок

Механическая прочность цементного камня обусловлена его физической структурой, которая включает в себя концентрацию гидратированных твердых фаз и пористость материала. Высокая степень гидратации способствует повышению прочности, в то время как увеличение пористости приводит к снижению прочности.

Дисперсные минеральные добавки, введенные в состав цемента, применяются с целью улучшения свойств цемента благодаря большей площади поверхности, что способствует химическим реакциям и увеличивает степень гидратации, возможности частичной замены цемента другими веществами, а также для эффективной утилизации промышленных отходов. Несмотря на многообразие добавок, их оптимальное сочетание с цементом и оптимальное количество введенных добавок до сих пор требуют более глубокого изучения [11].

### Введение микрокремнезема в тампонажный раствор

Эффективное использование микрокремнезема стало известным с 60-х годов XX века и наиболее востребовано в современных условиях при использовании микрокремнезема с высокой удельной поверхностью.

Однако это значительно усложняет процесс приготовления тампонажного раствора, так как требуется дополнительное техническое оборудование для введения такого количества твердых, не растворимых в воде веществ в состав смеси.

Ультрадисперсный кремнезем (наносиликат, УДК) представляет собой высокоактивную добавку к цементу, содержащую ультрадисперсные частицы, основной компонент которых представлен аморфной модификацией диоксида кремния. Увеличение прочности материала объясняется мелким размером частиц и высокой пуццолановой активностью микрокремнезема, что способствует его взаимодействию с гидроксидом кальция и значительно уплотнению структуры материала. Этот процесс способствует увеличению механической прочности цементного материала, а микросферы заполняют пространство, освобождаясь в результате гидратации [12].

Более того, после введения микрокремнезема в цементный раствор исследователи отметили уменьшение времени осаждения как на ранней стадии, так и на заключительной стадии осаждения цементного порошка. Время затвердевания цемента сокращается с увеличением количества наночастиц микрокремнезема, что означает, что наноматериалы обладают более быстрой скоростью реакции гидратации по сравнению с цементом [13].

Особенность и уникальность ультрадисперсного кремнезема

РИСУНОК 2. Пористость цементного камня без добавки УДК [15]

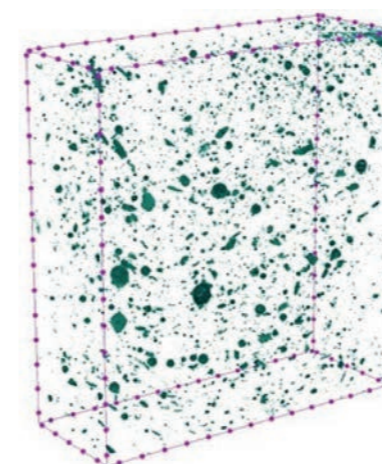
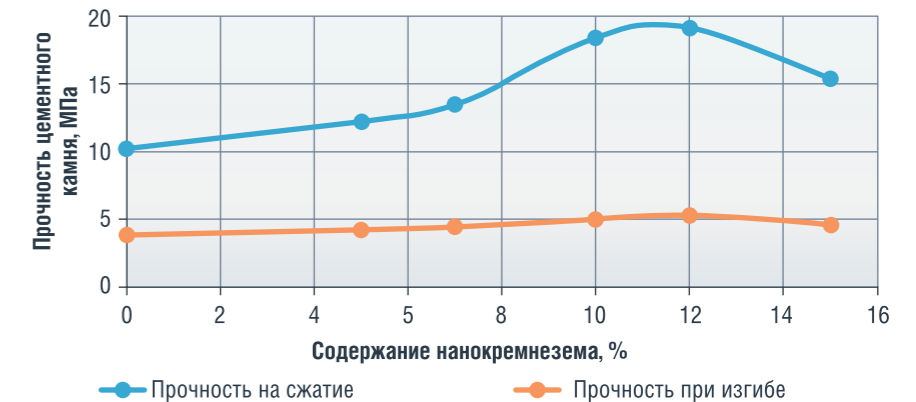


РИСУНОК 1. Значения прочности цементного камня в зависимости от количества внесенного микрокремнезема [15]



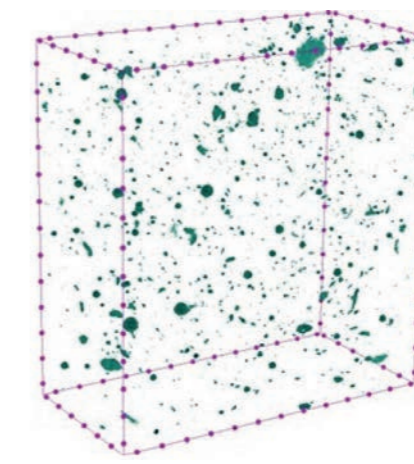
заключается в его выдающемся потенциале поверхности с ультрадисперсными частицами.

Это проявляется в достижении значительных положительных результатов, таких как достижение прочности на сжатие бетона на уровне 100–110 МПа при использовании в дозировке до 1% от массы цемента, вместо обычных 10% при использовании микрокремнезема [14].

Результаты тестов прочности цемента после добавления частиц микрокремнезема приведены на рисунке 1 [15].

Практика показала, что микрокремнезем в цементном растворе повышает прочность образцов цементного камня и снижает их пористость. Добавление 10% УДК в тампонажный раствор увеличивает прочность цементного камня, в то время как ~12% УДК или более – делают материал хрупким, что делает проведение дальнейших исследований нецелесообразным.

РИСУНОК 3. Пористость цементного камня с добавлением УДК [15]



Добавление УДК обеспечивает успешную начальную гидратацию портландцемента и приводит к относительно более однородной микроструктуре с уменьшенным объемом и размерами пор. Хорошо диспергированные частицы УДК в цементном растворе приводят к более плотной микроструктуре, что делает затвердевший цемент более прочным и стабильным.

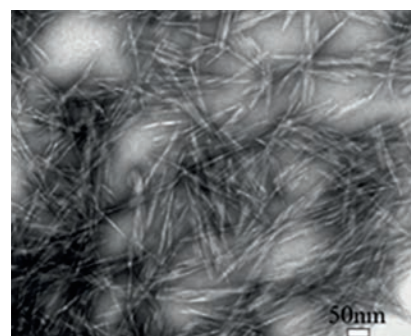
Проведенное Д.А. Зиминной исследование пористости образцов, выдержанных при нормальной температуре в течение двух дней, показало, что общая пористость оставалась практически постоянной. Эксперименты подтвердили теоретическое предположение о том, что ультрадисперсный агент, такой как УДК, уменьшает пористость. Как видно из рисунков 2–3, количество пор в образцах цементного камня различаются. Был использован образец цемента с УДК, заменяющим 10% цемента [15].

Таким образом, УДК, ранее считавшийся отходом металлургической промышленности, может быть использован в строительстве скважин, что сократит затраты на производство цементной смеси по сравнению с аналогами.

### Применение волокон микроцеллюлозы

Для обеспечения безопасного бурения и достижения необходимой прочности цементного камня добавляются новые частицы, и важно использовать экологически чистые и возобновляемые материалы. Микроцеллюлоза предоставляет альтернативу, которая может быть получена из многих источников целлюлозы, таких как растения, животные и бактерии. Благодаря своим

РИСУНОК 4. Изображение целлюлозных нанокристаллов (ЦНК) в электронном микроскопе с трансмиссией (ТЭМ) [17]



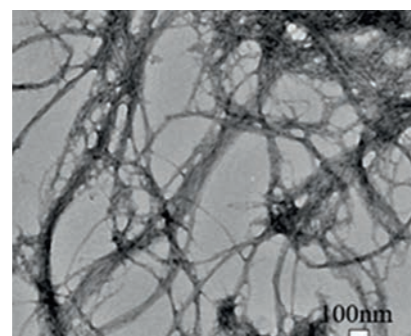
характеристикам прочная, легкая, возобновляемая и экологически безопасная наноцеллюлоза широко используется во многих областях, таких как пищевая промышленность, косметика и фармацевтика. До недавнего времени все больше исследователей начали расширять применение наноцеллюлозы в цементных материалах [16].

Наноцеллюлоза применяется в процессе цементирования для улучшения свойств цемента, таких как реология, долговечность, степень гидратации, предел текучести, снижение вязкости и др., что делает ее подходящим кандидатом для повышения устойчивости цемента.

В цементных материалах в основном используются четыре типа наноцеллюлозы, включая целлюлозные нанокристаллы (ЦНК, CNC), целлюлозные нановолокна (ЦНВ, CNF), бактериальную целлюлозу (БЦ, BC) и целлюлозную филаментную нить (ЦФ, CF). ЦНК, НЦ и ЦФ получают из растений. В то время как БЦ получается из бактерий (например, *Glucosacetobacter xylinus*). Несмотря на различия в происхождении и методах изоляции, у этих наноцеллюлоз есть схожие характеристики, такие как низкая плотность, большое отношение сторон, высокая прочность и большая площадь поверхности и т.д. Кроме того, наноцеллюлоза гидрофильна, с большим количеством гидроксильных групп на ее поверхности, и может поглощать воду при смешивании с цементными материалами [17].

Целлюлозные нанокристаллы (ЦНК) представляют собой один из видов наноматериалов на основе целлюлозы, имеющий форму стержней или волоконного вида, с шириной от 3 до 20 нм и длиной

РИСУНОК 5. Изображение целлюлозных нановолокон (ЦНВ) на трансмиссионном электронном микроскопе (ТЭМ) [17]



от 50 до 2000 нм, как показано на рисунке 4 [17].

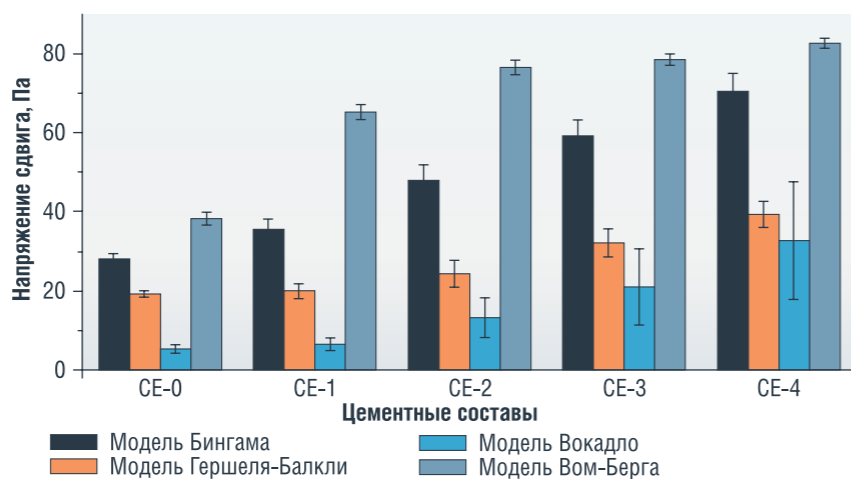
В составе ЦНК содержится от 64 до 98% целлюлозы. Обычно его можно получить с использованием различных методов, из которых наиболее распространено гидролизное воздействие минеральными кислотами, особенно серной кислотой (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>), а также фосфорной кислотой (H<sub>3</sub>PO<sub>4</sub>) и соляной кислотой (HCl) [17].

Целлюлозные нановолокна (ЦНВ) отличаются по форме, размеру и составу от целлюлозных нанокристаллов (ЦНК), как показано на рисунке 5 [17].

У них сложная, высоко переплетенная и паутиноподобная структура. Переплетение и проницаемость ЦНВ могут увеличить вероятность агломерации волокон по сравнению с ЦНК. ЦНВ обычно имеют ширину около 50 нм и длину менее 0,2 мм.

Эффект целлюлозных нановолокон (ЦНВ) на механические свойства цементных композитов был описан

РИСУНОК 6. Прогнозируемые напряжения текучести суспензий композитов с ЦНВ на основе различных реологических моделей [18]



в работе Ardanuy и др. (2012). Источником ЦНВ, использованным в исследовании, являются сизальские волокна, а ЦНВ были получены механической обработкой. Было обнаружено, что ЦНВ-цементный композит имеет увеличение предела прочности на изгиб на 40% и модуля изгиба вдвое по сравнению с сизальскими волокнами. С другой стороны, ударная вязкость композита из сизальских волокон вдвое превышает ЦНВ-цементный композит. Это связано с тем, что наноразмерные ЦНВ не обладают способностью заполнения трещин [18].

В другом исследовании изучали применение целлюлозных нановолокон (ЦНВ) в качестве модификатора реологии и улучшения механических свойств цемента для нефтяных скважин. Как и ожидалось, сдвиговые напряжения увеличивались с увеличением скорости сдвига и уровня нагрузки ЦНВ в матрице цемента для нефтяных скважин. Коэффициент сдвиговой вязкости и пластическая вязкость также следовали тому же тренду (рисунок 6). В таблице 2 приведены составы испытываемых цементов.

Анализ данных показал, что цемент для нефтяных скважин, укрепленный с использованием нанокристаллических целлюлозных волокон, как изображено на рисунке 7, обладает лучшими механическими и реологическими свойствами по сравнению с исходным цементом для нефтяных скважин благодаря улучшению связи матрицы, структурных элементов и структуры материала [19].

ТАБЛИЦА 2. Состав и степень гидратации композита из целлюлозных нановолокон (ЦНВ) и цемента для нефтяных скважин [18]

Марка	Состав цемента			Степень гидратации (%)
	Портландцемент	Вода	ЦНВ	
CE-0	100	38	0	41,57
CE-1	100	38	0,04	45,04
CE-2	100	38	0,12	53,43
CE-3	100	38	0,20	59,7
CE-4	100	38	0,28	60,13

РИСУНОК 7. Укрепление цемента для крепления скважин наноцеллюлозой



## Выводы

Правильный подбор типа тампонажного раствора и его рецептуры является ключевым условием успешного крепления скважины. Цементирование в условиях агрессивных сред пластовых флюидов связано с множеством осложнений. Разработано большое количество видов тампонажных смесей и добавок для борьбы с негативным влиянием агрессивных пластовых флюидов. Но так как технический прогресс не стоит на месте, в настоящее время разрабатываются добавки для повышения прочности и ускорения гидратации цементного камня, предлагаются наноматериалы для улучшения механических и реологических свойств тампонажного раствора.

В результате проведенного анализа научной литературы можно сделать следующие выводы:

1. Регулирование свойств тампонажных растворов позволяет адаптировать их к конкретным задачам, что является важным аспектом в бурении и эксплуатации скважин, где различные условия могут требовать различных характеристик цемента.
2. При обосновании состава тампонажного раствора необходимо рассматривать комплекс факторов, таких

- как характеристики пластов и вмещающих флюидов, наличие иных факторов, вызывающих коррозию и истощение цементного камня.
- 3. Применение минеральных добавок в тампонажный раствор может существенно изменить свойства как раствора, так и цементного камня.
- 4. Внедрение ультрадисперсного кремнезема в тампонажные растворы благоприятно сказывается на свойствах растворов, а также в положительную сторону изменяет механические характеристики цементного камня.
- 5. Широкое применение наноцеллюлозы обусловлено не только улучшением механических характеристик цементного камня, но и экологической чистотой данного продукта. ●

## Литература

1. Bogdanov, R.R., & Ibragimov, R. A. (2017). Process of hydration and structure formation of the modified self-compacting concrete. *Magazine of Civil Engineering*, 73(5). <https://doi.org/10.18720/MCE.73.2>.
2. Николаев Н.И., & Лю Х. (2017). Результаты исследования зоны контакта «цементный камень – горная порода». № 4 (226) (2017). <https://doi.org/10.25515/PMI.2017.4.428>.
3. Zhang, J., Wang, C., & Peng, Z. (2021). Corrosion integrity of oil cement modified by environment responsive microspheres for CO<sub>2</sub> geologic sequestration wells. *Cement and Concrete Research*, 143, 106397. <https://doi.org/10.1016/j.cemconres.2021.106397>.
4. De Belie, N., Verselder, H.J., De Blaere, B., Van Nieuwenburg, D., & Verschoore, R. (1996). Influence of

the cement type on the resistance of concrete to feed acids. *Cement and Concrete Research*, 26(11), 1717-1725. [https://doi.org/10.1016/S0008-8846\(96\)00155-X](https://doi.org/10.1016/S0008-8846(96)00155-X).

5. Zajac, M., Song, J., Ullrich, P., Skocek, J., Haha, M. B., & Skibsted, J. (2024). High early pozzolanic reactivity of alumina-silica gel: A study of the hydration of composite cements with carbonated recycled concrete paste. *Cement and Concrete Research*, 175, 107345. <https://doi.org/10.1016/j.cemconres.2023.107345>.
6. Seifu, M.N., Kim, G.M., Park, S., Son, H.M., & Park, S. (2023). Thermodynamic modeling of sulfate attack on carbonated Portland cement blended with blast furnace slag. *Developments in the Built Environment*, 15, 100205. <https://doi.org/10.1016/j.dibe.2023.100205>.
7. Peng, Y., & Unluer, C. (2023). Investigation of the viscoelastic evolution of reactive magnesia cement pastes with accelerated hydration mechanisms. *Cement and Concrete Composites*, 105191. <https://doi.org/10.1016/j.cemconcomp.2023.105191>.
8. Zimina, D.A., & Nutskova, M.V. (2019, October). Research of technological properties of cement slurries based on cements with expanding additives, portland and magnesia cement. In *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering* (Vol. 666, No 1, p. 012066). IOP Publishing. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/666/1/012066>.
9. Scherer, C., de Lima, L.F., & Zorzi, J.E. (2023). Effect of partial replacement of cement by fine powders on the corrosion resistance of concrete. *Construction and Building Materials*, 401, 132982. <https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2023.132982>.
10. Aslani, F., Zhang, Y., Manning, D., Valdez, L. C., & Manning, N. (2022). Additive and alternative materials to cement for well plugging and abandonment: A state-of-the-art review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 215, 110728. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110728>.
11. Hawileh, R.A., Al Rashed, A., Mhanna, H.H., & Abdalla, J.A. (2023). Properties of concrete with partial replacement of cement with different percentages of micro silica and nano silica. *Materials Today: Proceedings*. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2023.04.077>.
12. D. Munkhtuvshin, V. Balabanov, K. Putsenko, Experience of use of adds of micro- and nanosilica from the wastes of silicone production in concrete technologies. *Putsenko Proceedings of Universities. Investments. Construction. Real estate* 7(3) (2017) 107–115.
13. M Berra, F Carassiti, T Mangialardi, A Paolini, M Sebastiani, Effects of nanosilica addition on workability and compressive strength of Portland cement pastes. *Construction and Building Materials* 35 (2012) 666–675.
14. Vijayan, D.S., Devarajan, P., & Sivasuriyan, A. (2023). A review on eminent application and performance of nano based silica and silica fume in the cement concrete. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 56, 103105. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103105>.
15. D.A. Zimina, C.A. Zhapkhandaev, A.A. Petrov (2020). Analysis of the Effect of Nanosilicates on the Strength and Porosity of Cement Stone. *Key Engineering Materials*, Vol. 854 (175-181). <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/KEM.854.175>.
16. Balea, A.; Blanco, A.; Negro, C. Nanocelluloses: Natural-based materials for fiber-reinforced cement composites. A critical review. *Polymers* 2019, 11, 518. <https://doi.org/10.3390/polym11030518>.
17. Guo, A., Sun, Z., Sathitsuksanoh, N., & Feng, H. (2020). A review on the application of nanocellulose in cementitious materials. *Nanomaterials*, 10(12), 2476. <https://doi.org/10.3390/nano10122476>.
18. J. Ramasamy, M. Amanullah (2020) Nanocellulose for oil and gas field drilling and cementing applications, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol 184, 106292. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106292>.
19. Haddad Kolour, H., Ashraf, W., & Landis, E. N. (2021). Hydration and early age properties of cement pastes modified with cellulose nanofibrils. *Transportation Research Record*, 2675(9), 38–46. <https://doi.org/10.1177/0361198120945993>.

**KEYWORDS:** corrosion of cement stone, corrosion-resistant cement, increasing the strength of cement stone, nano-additives, nanosilica, nanocellulose.

# ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ:

## методики измерения на всех этапах изготовления и эксплуатации сварных соединений

В СВОЕЙ ЕЖЕДНЕВНОЙ ПРАКТИКЕ СПЕЦИАЛИСТЫ ЛАБОРАТОРИИ «СМСЛ» ПОСТОЯННО СТОЛКИВАЮТСЯ С КОНТРОЛЕМ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ДРУГИХ ПРОДУКТОВ НА БОЛЬШИЕ РАССТОЯНИЯ. ТАКИЕ ОБЪЕКТЫ ЯВЛЯЮТСЯ ЖИЗНЕННО ВАЖНОЙ ИНФРАСТРУКТУРОЙ, И ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИХ НАДЕЖНОЙ РАБОТЫ И БЕЗОПАСНОСТИ ЯВЛЯЕТСЯ ПЕРВОСТЕПЕННОЙ ЗАДАЧЕЙ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ. ПРИ ТЕКУЩЕМ РАЗВИТИИ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ОБЕСПЕЧИТЬ НАДЕЖНОСТЬ ТАКИХ ТРУБОПРОВОДОВ, НЕЗАВИСИМО ОТ ИХ ДАЛЬНОСТИ, ПРОТЯЖЕННОСТИ, СЛОЖНОСТИ И КОЛИЧЕСТВА СТЫКОВ, КОМПАНИИ ПОЗВОЛЯЕТ ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ СВАРКИ И КОНТРОЛЯ

*IN THEIR DAILY PRACTICE, SPECIALISTS OF THE SMSL LABORATORY ARE CONSTANTLY FACED WITH THE CONTROL OF MAIN PIPELINES FOR TRANSPORTING OIL, GAS AND OTHER PRODUCTS OVER LONG DISTANCES. SUCH FACILITIES ARE VITAL INFRASTRUCTURE, AND ENSURING THEIR RELIABLE OPERATION AND SAFETY IS A TOP PRIORITY FOR OIL AND GAS COMPANIES. WITH THE CURRENT DEVELOPMENT OF INDUSTRY, THE INTRODUCTION OF DIGITALIZATION OF WELDING AND CONTROL PROCESSES ALLOWS THE COMPANY TO ENSURE THE RELIABILITY OF SUCH PIPELINES, REGARDLESS OF THEIR DISTANCE, LENGTH, COMPLEXITY AND NUMBER OF JOINTS*

Ключевые слова: неразрушающий контроль, надежность трубопроводов, цифровые технологии, нефтегазовые компании, транспортировка.



**Марина Черемисина**

директор по развитию программных продуктов «Неразрушающий контроль»

Одной из важнейших задач цифровизации является повышение эффективности процессов, например, за счет автоматизации ряда операций, с помощью уменьшения времени, затрачиваемого на выполнение задач, и снижения вероятности ошибок. В частности, на подготовку исполнительной документации на проект, ведение журналов сварки и контроля, оформление заключений высококвалифицированные специалисты тратят от 50 до 70% своего рабочего времени. Поиск и оформление документации идет вручную, хотя большинство требуемых документов типовые. Это приводит к огромному количеству ошибок в документации и, соответственно, увеличению времени оформления. По нашим данным в среднем 30–40% документов требуют исправлений после первой редакции. В нашей лаборатории мы постарались максимально автоматизировать эти процессы, тем самым увеличили производительность и высвободили время для развития технологий, обучения сотрудников и оптимизации остальных бизнес-процессов.

Еще одной задачей цифровизации является отслеживание статуса работ в режиме реального времени. Часто у руководителей нет инструментария для мониторинга и анализа важнейших показателей производства работ. Данные, анализ которых мог бы существенно повысить производительность и качество, никак не фиксируются, решения часто принимаются без полной картины происходящего на объекте. Интегрировав в нашу общую отчетность информацию о проведенных работах, сотрудниках и их производительности, наработку оборудования, браке по сварке и возникающих дефектах, мы обеспечили в компании не только прозрачность данных, но и дали возможность руководителям лаборатории и отдельных участков контроля принимать более точные и обоснованные решения, позволяющие улучшить процесс и сократить сроки выполнения работ. Внедрение программного обеспечения позволило фиксировать и анализировать данные по каждому сотруднику, выявить показатели эффективности, необходимость обучения и мотивации конкретных



**Степан Костарев**

исполнительный директор ООО «СМСЛ» (входит в состав группы компаний «Неразрушающий контроль»)

РЕКЛАМА



Подготовка к проведению механизированного цифрового рентгеновского контроля

членов команды, что становится особенно актуальным в условиях дефицита кадров.

Хранение всей документации по объектам контроля в бумаге не обеспечивает должной сохранности и усложняет поиск необходимого документа. Это глобальная работа для любого предприятия при оформлении ежегодной отчетности, сдаче объектов контроля заказчику строительства, перекрестных проверках, экстренных ситуациях или авариях. Лаборатория «СМСЛ» в числе первых на практике начала применять цифровую радиографию, это позволило создать архив изображений, представляющий собой большой массив разнородных данных в цифровом виде.

«Мы можем интегрировать цифровую платформу в любую отрасль промышленности и обеспечить безопасность данных контроля на любых объектах»

М. Черемисина

Это серьезно облегчает многие процессы, экономит время и силы сотрудников. Однако, кроме хранения данных, необходима еще и их обработка. Система по цифровизации процессов может послужить хорошим базисом для развития и внедрения систем искусственного интеллекта в сфере анализа рентгеновских снимков и автоматизации расшифровки.

Использование цифровых платформ делает процессы более

«Благодаря внедренному ПО «iSet» наша лаборатория успешно оказывает услуги контроля объектов по всей территории России и странам ближнего зарубежья»

С. Костарев

гибкими и масштабируемыми за счет их универсализации, что соответственно приводит к уменьшению затрат, в том числе и на внедрение специалистов на новый объект, а встроенные алгоритмы нивелируют проблемы дублирования работ или их невыполнения по причине потери данных. Зная сложности и боли наших клиентов, сейчас мы можем интегрировать данную

- Учет и анализ состояния оборудования и расходных материалов;
- Управление сотрудниками и подрядчиками;
- Единая аналитическая система.

Реальные реализованные кейсы на ряде предприятий по цифровизации процессов позволяют нам вести контроль неограниченного количества объектов с любой географией в режиме реального времени и своевременно выдавать заключения. ●

KEYWORDS: non-destructive testing, pipeline reliability, digital technologies, oil and gas companies, transportation.



«Неразрушающий контроль»

г. Екатеринбург, ул. Фронтových Бригад, д. 29, офис 2 +7 343 227-333-7 info@ncontrol.ru

# УПРАВЛЕНИЕ ПЕРЕВОЗКАМИ ГРУЗОВ В МУЛЬТИМОДАЛЬНОЙ ТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЕ на основе информационных технологий



**Власов Владимир Михайлович**  
заведующий кафедрой «Транспортная телематика», ФГБОУ ВО «Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет (МАДИ)», профессор, д.т.н.



**Филиппова Надежда Анатольевна**  
профессор кафедры «Автомобильные перевозки», «Транспортная телематика», руководитель инновационно-исследовательского проекта «Развитие мультимодальной мобильности в условиях Арктической зоны России» Московского автомобильно-дорожного государственного технического университета (МАДИ), д.т.н.

СОГЛАСНО «СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ПЕРИОД ДО 2035 ГОДА», ОДНИМ ИЗ ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ЯВЛЯЕТСЯ КОМПЛЕКСНОЕ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ. В УСЛОВИЯХ СИЛЬНОЙ ЗАВИСИМОСТИ НАСЕЛЕНИЯ АЗРФ ОТ ЗАВОЗА ТОПЛИВА И ПРОДУКТОВ ПИТАНИЯ, ДЕЙСТВУЮЩАЯ СИСТЕМА ДОСТАВКИ ГРУЗОВ ОРИЕНТИРОВАНА В ОСНОВНОМ НА РЕШЕНИЕ ТЕКУЩИХ ЗАДАЧ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ РЕГИОНАЛЬНЫХ И РАЙОННЫХ ЦЕНТРОВ, ЧТО ЗАТРУДНЯЕТ СВОБОДНЫЙ ДОСТУП К ТРАНСПОРТУ НАСЕЛЕНИЯ, ПРОЖИВАЮЩЕГО В ОТДАЛЕННЫХ И ТРУДНОДОСТУПНЫХ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТАХ. ЭТА ПРОБЛЕМА ОСОБЕННО АКТУАЛЬНА ДЛЯ МАЛОНАСЕЛЕННЫХ ТЕРРИТОРИЙ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ АЗРФ, В ЧАСТНОСТИ – АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РЕСПУБЛИКИ САХА

ACCORDING TO THE "STRATEGY FOR THE DEVELOPMENT OF THE ARCTIC ZONE OF THE RUSSIAN FEDERATION AND ENSURING NATIONAL SECURITY FOR THE PERIOD UNTIL 2035," ONE OF THE PRIORITY AREAS FOR ENSURING NATIONAL SECURITY IS THE COMPREHENSIVE SOCIO-ECONOMIC DEVELOPMENT OF THE ARCTIC ZONE. IN THE CONTEXT OF THE STRONG DEPENDENCE OF THE RUSSIAN ARCTIC POPULATION ON THE IMPORT OF FUEL AND FOOD, THE CURRENT CARGO DELIVERY SYSTEM IS FOCUSED MAINLY ON SOLVING CURRENT PROBLEMS IN PROVIDING REGIONAL AND DISTRICT CENTERS, WHICH COMPLICATES FREE ACCESS TO TRANSPORT FOR THE POPULATION LIVING IN REMOTE AND HARD-TO-REACH AREAS. THIS PROBLEM IS ESPECIALLY RELEVANT FOR THE SPARSELY POPULATED TERRITORIES OF THE EASTERN PART OF THE RUSSIAN ARCTIC, IN PARTICULAR, THE ARCTIC ZONE OF THE SAKHA REPUBLIC

Ключевые слова: транспортная доступность, Арктическая зона, перевозка грузов, обеспечение национальной безопасности, информационные технологии.

Север России и Арктическая зона являются важным поставщиком стратегических материалов для нужд промышленности страны [1]. Анализ существующей мультимодальной транспортной системы для доставки грузов первой необходимости для населения позволил определить, что доставка грузов конечному

потребителю автомобильным транспортом осуществляется от перевалочных баз с использованием постоянных и временных путей доставки грузов в условиях жестких ограничений по срокам навигации, неопределенности начала и окончания ледовых явлений на судоходных участках рек, неопределенности состояния

УДК 004

РИСУНОК 1. Развитие автомобильных дорог в Арктической зоне РФ и на территории распространения многолетней (вечной) мерзлоты



участков временных путей, прокладываемых по территории вечной мерзлоты [2, 3, 4, 5, 11, 12, 13].

Востребованность планируемых результатов, касающихся теоретической оценки пропускной способности региональной транспортной сети в Арктической зоне Российской Федерации, включающей участки временных транспортных путей, объясняется тем обстоятельством, что отсутствие указанных методик не позволяет в процессе планирования перевозок осуществлять оценки рисков потери функциональности транспортных путей и технологий в процессе планирования перевозок, что ставит под угрозу эффективное, безаварийное, технологически и экологически безопасное функционирование транспортных процессов, может привести к снижению транспортной доступности, росту затрат на доставку грузов северного завоза, расположенных на этих территориях. Риск определяется опасностью (вероятностью развития процессов в природно-

технической системе) и ущербом, выраженным в рублях или других ценностных единицах [6, 7]. Опасность не имеет интегральных показателей, а описывается через отдельные пространственные и временные характеристики [8, 9, 10]. Пространственные характеристики включают в себя физико-механические и криолитологические особенности грунтов. Временные характеристики связаны с путями развития природно-технической системы, которые обусловлены будущими климатическими изменениями и техногенной нагрузкой. Это обуславливает необходимость использования геокриологического прогноза при планировании хозяйственной деятельности и планировании адаптационных мероприятий.

Отсутствие указанных методик не позволяет в процессе планирования перевозок осуществлять оценки рисков потери функциональности транспортных путей и технологий в процессе планирования перевозок, что ставит под угрозу эффективное, безаварийное,

технологически и экологически безопасное функционирование транспортных процессов, может привести к снижению транспортной доступности, росту затрат на доставку грузов северного завоза.

## Управление логистикой

Эффективность выполнения плана доставки груза надо рассматривать в рамках мультимодальной транспортно-технологической системы не на ограниченный срок, а на весь год, обеспечивая транспортную мобильность в условиях Арктики. Планирование объемов доставки грузов первой необходимости, завозимых в летний и зимний периоды, предусматривает оценку максимальной пропускной способности существующих элементов мультимодальной транспортной сети. На основе современных научных подходов разработана макромодель фрагмента транспортной сети Арктической зоны России, включающая участки временных транспортных путей. Методика оценки пропускной способности региональной транспортной сети разработана с использованием теоремы Форда-Фалкерсона, которая использует понятие остаточной пропускной способности дуги.

РИСУНОК 2. Модель пропускной способности фрагмента транспортной сети Арктической зоны России, включающая участки временных транспортных путей

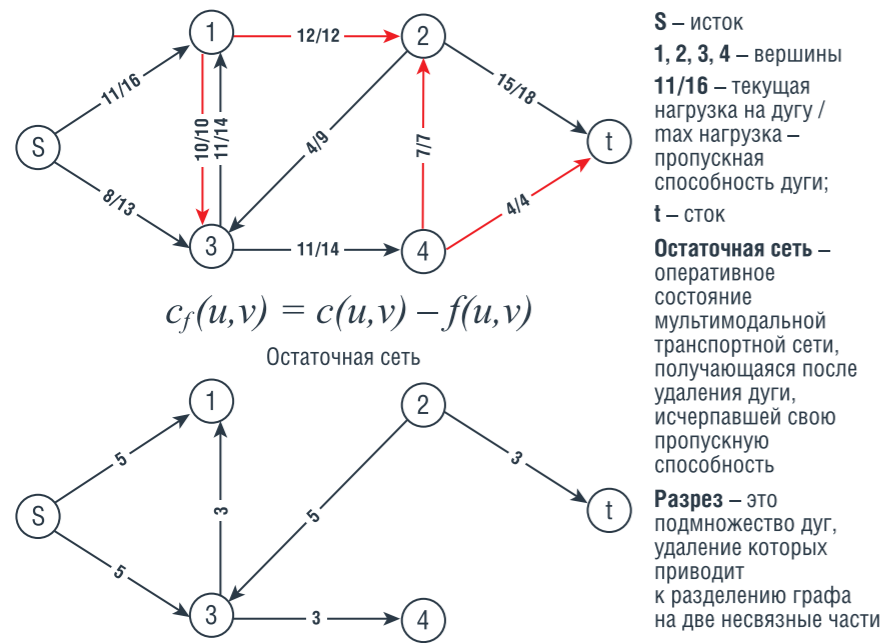


РИСУНОК 3. Схематическое отображение графа мультимодальной транспортно-технологической системы Республики Саха (Якутия) для зимнего периода



Пропускная способность каждого участка транспортной сети должна быть оценена:

- а) с учетом периода продолжительности действия каждого участка;
- б) с учетом несущей способности, зависящей от допустимой нагрузки на ось транспортных средств, проезжающих по участку.

Временные участки транспортной сети, состояние которых необходимо прогнозировать, для зимнего сезона эксплуатации включают:

- зимники, прокладываемые по руслу замерзших рек;
  - зимники, прокладываемые по территории вечной мерзлоты.
- Для летнего сезона необходимо прогнозировать периоды навигации на участках северных рек, которые используются как временные транспортные пути в транспортной сети в летний период навигации.

Рассмотрены методы прогнозирования зимников, прокладываемых по руслу замерзших рек, методы прогнозирования периодов навигации на участках

северных рек, а также подходы к прогнозированию состояния временных участков дорожной сети, проходящих в зоне вечной мерзлоты.

Важность данной тематики объясняется тем, что в последнее десятилетие отмечается ускорение процессов деформации постоянных и временных автомобильных дорог в зоне вечной мерзлоты. Это свидетельствует об изменении состояния многолетнемерзлых и сезонномерзлых грунтов, что требует анализа протекающих процессов на базе мониторинга их состояния в сочетании с расчетными методами.

Обсуждается необходимость организации мониторинга многолетнемерзлых грунтов в пределах прохождения трасс автодорог. Необходимость организации мониторинга обосновывается опытом строительства и эксплуатации автомобильных дорог и искусственных сооружений на них в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов, который показывает, что развитие инженерно-геокриологических процессов в полосе отвода автодороги, а также в непосредственной близости от нее может явиться причиной деформаций земляного полотна и недопустимого транспортно-эксплуатационного состояния автодороги. Основными деформациями земляного полотна являются: неконтролируемые просадки и неравномерные осадки оттаивания, расползание насыпи земляного полотна, оползание обочин и откосов, разрушение откосов под влиянием термозрозии.

Для недопущения указанных явлений или минимизации их влияния должны выполняться защитные и/или компенсационные мероприятия, обоснованные результатами специальных исследований. Для обоснования мероприятий необходима научная оценка состояния автомобильной дороги и дорожных сооружений, включая специальные мониторинговые стационарные посты и использование методов дистанционного наблюдения.

### Заключение

Необходимой базой реализации задач для развития транспортной системы Арктики и входящими в

РИСУНОК 4. Схематическое отображение графа мультимодальной транспортно-технологической системы Республики Саха (Якутия) для летнего периода



РИСУНОК 5. Граф мультимодальной транспортно-технологической системы Республики Саха (Якутия) для зимнего и летнего периода



цифровую экономику является повышение эффективности системы планирования и прогнозирования в условиях нестабильной транспортной сети и резких изменений метеорологической обстановки. В этих условиях насущной необходимостью является развитие новых научных подходов к разработке методов планирования доставки грузов северного завоза, основанных на оценке пропускной способности региональной транспортной сети, которая существенно зависит от сезона эксплуатации и климатических изменений. Данные методы планирования должны использовать алгоритмы математического моделирования, формирующие

прогнозы изменения состояния и функционирования отдельных временных участков региональных транспортных сетей. Указанные мероприятия позволят обеспечить предоставление государственным и коммерческим структурам достоверные прогнозные данные для планирования и последующего контроля выполнения графиков доставки грузов конечному потребителю в районы Севера России и Арктики. ●

### Литература

1. Алексеев Ю.П. Российский север: стратегическое качество управления / Ю.П. Алексеев, А.Н. Алисов. – М.: ООО «Тайдекс Ко», 2004. – 320 с.
2. Беляев В.М. Транспортировка в цепях поставок: учебное пособие / В.М. Беляев. – М.: ФГБОУ ВПО «РЭУ им. Г. В. Плеханова», 2011. – 156 с.

3. Бенсон Д. Транспорт и доставка грузов. / Д. Бенсон, Дж. Уайтхед. – М.: Транспорт, 1990. 280 с.
4. Валеев В.А. Совершенствование завоза грузов в Арктические районы Северо-востока России речным транспортом: дисс. ... канд. техн. наук. – Новосибирск, 2003. – 132 с.
5. Власов В.М., Байтулаев А.М., Богумил В.Н. Цифровая инфраструктура и телематические системы контроля работ по содержанию автомобильных дорог. Издательство: НИЦ ИНФРА-М, 2021. – 229 с.
6. Горев А.Э. Технология, организация и управление грузовыми автомобильными перевозками / А.Э. Горев, Л.О. Штерн – СПбГАСУ, 1999. – 288 с.
7. Грязнов М.В. Обеспечение надежности функционирования транспортных систем доставки автомобильным транспортом (на примере уральского региона): дисс. ... докт. техн. наук – Москва, 2014. – 289 с.
8. Кожин А.П. Математические методы в планировании и управлении грузовыми автомобильными перевозками / В.Н. Мезенцев М.: Транспорт, 1994. – 304 с.
9. Курганов В.М. Управление автомобильными перевозками на основе ситуационного подхода: дис. д-ра техн. наук: 05.22.08 / Курганов В.М. – М., 2004. – 436 с.
10. Ларин О.Н. Методология организации и функционирования транспортных систем / О.Н. Ларин. – Ч.: Издательство ЮУрГУ, 2007. 205 с.
11. Лебедев Е.А. Повышение эффективности эксплуатации грузового транспорта на основе реструктуризации транспортно-логистических систем. Дисс. ... докт. техн. наук: 05.22.10, Орел, 2012. – 318 с.
12. Интегрированная логистика накопительно-распределительных комплексов (склады, транспортные узлы, терминалы): Учебник для транспортных вузов / Под общ. ред. Л.Б. Миротина. – М.: Издательство «Экзамен», 2003. – 448 с.
13. Мостовой И.Ф. Совершенствования системы завоза грузов в районы Крайнего Севера: Дисс. ... докт. техн. наук / И.Ф. Мостовой – Н. Новгород, 1992. – 435 с.
14. Рассоха В.И. Повышение эффективности эксплуатации автомобильного транспорта на основе разработанных научно-технических, технологических и управленческих решений: дисс. ... д-ра техн. наук – Оренбург, 2010. – 289 с.
15. Филиппова Н.А. Транспортные системы и дорожная инфраструктура севера / Н.А. Филиппова // Наука и техника в дорожной отрасли. – 2022. – № 3. – С. 1–2.
16. Филиппова Н.А. Интеграция различных видов транспорта в единую систему перевозки грузов в условиях Севера / Н.А. Филиппова // Автоматизация и управление в технических системах. – 2014. – № 3. – С. 150–158.
17. Филиппова Н.А. Обеспечение эффективности транспортных процессов в районах Крайнего Севера / Н.А. Филиппова, Д.Б. Ефименко, А.А. Ледовский // Мир транспорта. – 2018. – № 4. – С. 150–159.
18. Филиппова Н.А. Перспективы развития транспортной доступности Арктических улусов Республики Саха (Якутия) / Н.А. Филиппова, А.Е. Иванова, А.М. Ишков // Мир транспорта и технологических машин. – 2023. – № 1–2 (80). – С. 50–56.
19. Филиппова Н.А. Обеспечение эффективной и надежной доставки грузов северного завоза для районов Крайнего Севера и Арктической зоны России / Н.А. Филиппова, В.М. Власов, В.Н. Богумил; под ред. В.М. Беляева, В.И. Сарбаева. – М., 2019. – 224 с.

KEYWORDS: transport accessibility, Arctic zone, cargo transportation, national security, information technology.

# POSITIVE TECHNOLOGIES:

## сегодня кибербезопасность ТЭК должна быть результативной



**Евгений Орлов**

руководитель направления информационной безопасности промышленных систем Positive Technologies

ЛЮБОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАБОТАЮЩЕЕ В СФЕРЕ ТЭК, НЕ МОЖЕТ ОБХОДИТЬСЯ БЕЗ ЦИФРОВЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ, ОТ КОТОРЫХ ЗАВИСЯТ БЕЗОПАСНОСТЬ, УСТОЙЧИВОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЕГО РАБОТЫ. ОДНАКО ПО МЕРЕ УСЛОЖНЕНИЯ ТАКИХ СИСТЕМ РАСТЕТ И НЕОБХОДИМОСТЬ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИХ ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ. ПОЧЕМУ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ ДОЛЖНА БЫТЬ РЕЗУЛЬТАТИВНОЙ, КАКИЕ СЕГОДНЯ ЕСТЬ ЗАДАЧИ В СОЗДАНИИ КИБЕРЗАЩИТЫ ПРЕДПРИЯТИЙ И КАКОВЫ ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ, А ТАКЖЕ ЗАЧЕМ НУЖНО УЧАСТВОВАТЬ В КИБЕРБИТВАХ, В ИНТЕРВЬЮ NEFTEGAZ.RU РАССКАЗАЛ РУКОВОДИТЕЛЬ НАПРАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ СИСТЕМ POSITIVE TECHNOLOGIES ЕВГЕНИЙ ОРЛОВ

*CURRENTLY, ANY ENTERPRISE, INCLUDING THOSE OPERATING IN THE FUEL AND ENERGY SECTOR, CANNOT DO WITHOUT DIGITAL CONTROL SYSTEMS, ON WHICH THE SAFETY, SUSTAINABILITY AND EFFICIENCY OF ITS OPERATION DEPEND. HOWEVER, AS SUCH SYSTEMS BECOME MORE COMPLEX, THE NEED TO ENSURE THEIR INFORMATION SECURITY ALSO GROWS. WHY CYBERSECURITY IN INDUSTRY SHOULD BE EFFECTIVE, WHAT ARE THE CHALLENGES IN CREATING CYBER PROTECTION FOR ENTERPRISES TODAY, AND WHAT ARE THE WAYS TO SOLVE THEM, AS WELL AS WHY IT IS NECESSARY TO PARTICIPATE IN CYBER BATTLES, EVGENIY ORLOV, HEAD OF INFORMATION SECURITY FOR INDUSTRIAL SYSTEMS AT POSITIVE TECHNOLOGIES, SAID IN AN INTERVIEW WITH NEFTEGAZ.RU*

Ключевые слова: кибербезопасность, цифровые технологии, информационные системы, безопасность топливно-энергетического комплекса, результативная кибербезопасность.

– Сегодня внимание к кибербезопасности сильно возросло. Одна из ключевых «точек уязвимости» – кибербезопасность. Какие элементы ИТ-систем предприятий Вы оцениваете как наиболее чувствительные к кибератакам?

Тема кибербезопасности беспокоит организации не только в ТЭК, но и в других отраслях промышленности. По данным ежегодного глобального отчета Allianz Risk Barometer, охватывающего тысячи компаний-респондентов в различных отраслях из разных стран, киберинциденты второй год подряд становятся основными вызовами для организаций. Если говорить применительно к нефтегазовым предприятиям, то остановка непрерывного производства в силу разных причин, в т.ч. из-за киберинцидентов, входит в топ-3 рисков. Количество инцидентов выросло с 21 до 30%.

Это подтверждают и данные по расследованиям, которые мы проводим в компании.

Киберрискам подвержены все системы, управляющие производственной деятельностью. Это системы, остановка или компрометация (получение несанкционированного доступа) которых могут привести к нарушению устойчивости бизнеса и производства. К таким системам можно отнести управление технологическими процессами, корпоративные системы, в т.ч. планирование ресурсов предприятия (ERP), управление производственными процессами (MES), управление логистическими цепочками, поставками сырья, отгрузками продукции. Все они являются частью предприятия, поэтому нарушение из-за атак их работоспособности или инфраструктуры компании может привести к полной остановке ее деятельности.

– Что подразумевает под собой понятие результативной кибербезопасности, что оно включает? Как эта система работает?

Результативная кибербезопасность базируется на стратегии, в которой для начала необходимо определить смысл, который бизнес вкладывает в понятие «результат». Для одних компаний соответствие требованиям нормативно-правовых актов, отраслевых или федеральных регуляторов тоже будет результатом. Или существует другой подход, когда результат может заключаться в том, что компания внедряет лучшие практики и продукты, использует бенчмарки. Наверное, такие организации будут лучше защищены, но гарантируют ли все эти меры невозможность взломать компанию – вопрос спорный.

Наш подход к построению кибербезопасности заключается в том, что необходимо в первую очередь определить, что для

компании недопустимо ни при каких условиях. И эти недопустимые события должны быть сформулированы не службой ИБ, не регулятором, не ИТ, даже не производственным персоналом. Они определяются с точки зрения бизнеса, акционеров, топ-менеджмента, руководителей. Например, остановка отгрузки продукции, розлив сырья или взрыв установки на НПЗ, кража денег со счетов компании, утечка интеллектуальной собственности – все это влечет за собой серьезные последствия для бизнеса.

И тут уже появляется вопрос, как выстроить такую защиту? В первую очередь применяются меры по усилению защищенности инфраструктуры, внедряются средства мониторинга и реагирования на события безопасности, в том числе в АСУ ТП. Далее нужны доказательства, что принятые меры эффективны. Для этого проводятся киберучения с привлечением третьей, независимой стороны – сильных исследователей, т.е. «белых хакеров».

Один раз прошли киберучения – хорошо, доказали, что недопустимые события не могут быть реализованы. Но действительной гарантией результата в построении результативной кибербезопасности становится постоянная проверка защищенности на платформе Bug Bounty, где «белые хакеры» в режиме 24/7 могут проверять киберзащищенность компании.

– Почему автоматизированную систему управления технологическим процессом и средства обеспечения ИБ необходимо рассматривать в комплексе? Важно ли проводить тестирование на совместимость и отсутствие влияния на системы АСУ ТП?

Средства защиты, которые используются предприятиями, могут быть встроенными или наложенными. Если выполняется проект по модернизации какой-либо установки, внедрения АСУ ТП, то чем раньше средства защиты будут спроектированы, апробированы, протестированы и внедрены, тем быстрее этот проект будет завершен. И тем ниже будет его стоимость с точки зрения затрат.

Если же система автоматизации уже внедрена и необходимо ее защитить, это может

привести к поиску наложенных средств. Их нужно тестировать, менять какие-то настройки в существующих компонентах АСУ ТП. Все это ведет к необходимости перепроектирования автоматизированной системы, траты ресурсов на тестирование этих наложенных средств, поиску технологических окон для выполнения работ, если это функционирующая система. Такой подход неэффективен.

Подход Positive Technologies заключается в том, чтобы наше решение PT Industrial Cybersecurity Suite (PT ICS), которое предназначено для защиты производственных систем, предлагалось клиентам уже протестированным с популярными производителями АСУ ТП на их типовой инфраструктуре. В этом случае вендор АСУ ТП может дать клиенту гарантии, что эти средства защиты совместимы с его системой и не имеют негативного влияния на нее.

– Зачем нужна экспертиза в продуктах для промышленной кибербезопасности и SCADA-систем? Каковы ее основные преимущества?

Обычно SCADA-системы спрятаны глубоко за периметром. Если проводить аналогию с физической защитой, то это высокий забор, благодаря которому попасть внутрь предприятия или вынести что-то с него проблематично. Такие же подходы применяются и для защиты корпоративных систем межсетевыми экранами. Ими же отделяют технологические системы от корпоративных сетей. Это позволяет защититься от внешних угроз, исходящих из Интернета, то есть от злоумышленников, которые пытаются добраться до АСУ ТП и остановить процесс каталитического крекинга на НПЗ, либо просто зашифровать всю ИТ-инфраструктуру, чтобы предприятие встало и понесло многомиллиардные убытки.

Но существуют угрозы, которые приходят не снаружи, а изнутри. На предприятии работает огромное количество персонала – оперативный и эксплуатирующий персонал, КИПовцы, подрядчики, и все они взаимодействуют с автоматизированными системами, контрольно-измерительным оборудованием, метрологически

значимыми системами и т.д. Часто мы видим, что администраторы настраивают себе какие-то непроецируемые каналы для удаленного управления системами. При этом с точки зрения аудита ИБ все защищено, сети изолированы, но инфраструктура АСУ ТП все равно уязвима. А кроме этого, есть факты фрода, т.е. кражи неучтенных остатков, манипуляций с метрологическими данными, удаления журналов SCADA, чтобы какую-то часть продукции нелегально вывезти и скрыть следы деятельности в системах контроля и учета.

Поэтому важно, с одной стороны, выстраивать систему эшелонированной защиты от внешних угроз. С другой же – вся техническая экспертиза (понимание технологического процесса, используемых в нем систем и их работоспособности, какие события фиксируются в журналах) должна быть доступна для анализа и выявления таких действий как, например, попытки остановить службу или заменить микропрограмму на ПЛК. Эти действия могут быть вполне законными в рамках эксплуатации системы, но они как минимум должны регистрироваться и выявляться, чтобы подразделение безопасности могло обратиться в службу эксплуатации АСУ ТП или метрологов и выяснить причины происходящего.

Без наличия промышленной экспертизы проанализировать это будет сложно. В наши продукты в составе PT ICS мы закладываем экспертизу для самых популярных систем автоматизации иностранных и российских вендоров. На проектах внедрения АСУ ТП она уже доступна «из коробки», это экономит время и ресурсы на реализацию проектов ИБ.

– Что делать в ситуации, если проникновение в корпоративную сеть все-таки произошло, как не допустить распространения угрозы на технологическую сеть?

Это как раз основа результативной кибербезопасности. Стратегия защиты должна изначально строиться исходя из понимания, что злоумышленник уже может находиться внутри. Наши исследования говорят о том, что, если нет событий безопасности, это не значит, что хакера нет внутри. На теневых форумах продается

РЕКЛАМА

доступ в инфраструктуру предприятий: одни ломают и остаются незамеченными, приходят другие и останавливают производство. Чтобы противостоять атакам нужно, с одной стороны, максимально удлинить время на атаку, усложнив хакеру работу по перемещению к цели. С другой – максимально сокращать время на реагирование, чтобы любое действие злоумышленника, малейшее передвижение или аномальное поведение в сети мгновенно определялись и доводились до соответствующих служб. Достичь такого можно с помощью внедрения средств мониторинга, которые найдут не только стандартные и известные угрозы, но и по аномальному поведению определяют неизвестные угрозы. Здесь нужно брать в расчет много факторов, в т.ч. и анализ внутреннего трафика, и событий прикладного уровня систем автоматизации.

**– В последнее время атаки через цепочку поставщиков или доверенных партнеров стали одной из серьезных проблем ИБ. Как можно справиться с этим вызовом?**

Компания может быть хорошо защищена, но при этом она работает с внешними контрагентами, чьи информационные системы интегрированы в нее, но уровень их ИБ может быть более низким. Поэтому взлом инфраструктуры партнера позволяет атаковать целевую систему компании.

В этой ситуации может помочь своеобразный due diligence, который часто используется в международной практике. Это требование со стороны компании на проверку соответствия корпоративным стандартам безопасности. Например, если вы подключаете газовый котел или дачу к электрической сети, то поставщик – газовая или электросетевая компания – выдает вам техусловия. Т.е. вы как заявитель обязаны выполнить различные технические мероприятия. Примерно такой же подход повысил бы киберустойчивость организации. Тут могут быть различные требования к техническим средствам защиты с повышенным контролем действий персонала, мониторингом событий и трафика внутри сети, к регламентам

организации рабочего процесса, обязательное обучение сотрудников и другие меры.

**– Как компаниям выбрать подходящий продукт для киберзащиты на рынке? Или это всегда несколько решений или все-таки возможна одна своеобразная «волшебная таблетка»?**

Волшебной таблетки от всего не существует. На рынке сегодня есть разные подходы. Например, некоторые компании намеренно делают выбор в пользу нескольких вендоров, что дает независимость от одного поставщика решений. Если это иностранные вендоры, то такой подход вполне оправдан. Мы же как российский производитель средств защиты готовы предлагать комплексное решение, которое закрывает целый ряд задач. Для клиента это выгодно, поскольку у него одна точка обращения за поддержкой, один источник гарантий на все решения, сотрудники предприятия обучаются у одного вендора, а все компоненты интегрированы. Мы готовы поддержать российские компании нефтегазовой отрасли и предложить им как комплексное решение PT ICS для построения СОИБ (систем обеспечения информационной безопасности), так и отдельные продукты, в том числе и по сервисной модели.

**– Целесообразно ли компаниям или предприятиям, относящимся к системообразующим отраслям экономики, привлекать к проверкам систем кибербезопасности сторонних специалистов?**

Обеспечение ИБ не является результатом или целью, это непрерывный процесс. Даже если средства защиты уже внедрены, команда безопасности обучена, ей нужен практический опыт и постоянное обучение, прокачивание навыков реагирования в реальных атаках. Именно поэтому и проводятся киберучения, которые представляют собой не просто анализ защищенности или тестирование на проникновение (пентест), а создание ситуации, приближенной к реальной. Для киберучений привлекается независимые исследователи, «белые хакеры», или «red team». Они используют современные инструменты и пытаются проникнуть

в ИТ-инфраструктуру, закрепиться и достичь целей, которые организация ставит перед ними. Команда безопасности, или «blue team», должна осуществлять мониторинг, обнаружение и реагирование. Это помогает получить необходимый опыт, который потом может пригодиться в реальной ситуации.

Киберучения на предприятиях ТЭК не новость, но часто они ограничиваются какими-либо целями внутри корпоративных систем. Но в последнее время мы видим интерес компаний в ТЭК к таким задачам, как добраться до ПЛК или сделать скрины SCADA-систем, чтобы доказать, что атаки на АСУ ТП тоже реальны.

**– Новшество последних лет – кибербитвы. Зачем они нужны компаниям не из ИТ-сектора и почему «синие» команды из сферы ТЭК должны участвовать в таких состязаниях?**

Кибербитвы – важный и полезный инструмент, к нему проявляют интерес компании ТЭК. Сейчас мы готовим наш майский киберфестиваль Positive Hack Days, на котором ежегодно происходит самая масштабная в России кибербитва Standoff. Мы видим активный спрос на участие команд из предприятий ТЭК, которые хотят повысить свою квалификацию. За четыре дня они знакомятся с таким количеством разнообразных атак, с которыми в реальной жизни сталкиваться не приходилось и, надеемся, не придется. Но даже если что-то подобное случится, команда безопасности будет готова к отражению атак.

Также мы призываем компании проверять свою инфраструктуру на киберполигоне с помощью вынесения ее копии, включая промышленные контроллеры, SCADA, информационные, MES-системы. Исследователи будут использовать различный инструментарий, позволяющий проверять эти системы на работоспособность и находить ранее незамеченные уязвимости, которые впоследствии обычно оперативно устраняются самими компаниями. На наш взгляд, это важно для повышения киберустойчивости всей отрасли, а не только отдельных предприятий. ●

KEYWORDS: *cybersecurity, digital technologies, effective cybersecurity, information systems, security of the fuel and energy complex.*





## Ученые снизили шум при транспортировке водорода

При транспортировке газа, в том числе и водорода, возникает повышенный шум на газораспределительных станциях. Он вредит органам слуха и негативно влияет на работу оборудования. Ученые Пермского Политеха провели исследование процессов распространения и гашения акустических волн в трубопроводе при использовании перегородок из разных материалов. Они разработали численную модель, в которую подставляются параметры материалов и определяется, с какой частотой и амплитудой будет колебаться перегородка и как будет изменяться давление. В одних случаях поток газа вызывает колебания перегородок и приводит к резонансу, то есть усилению шума, а в других – наоборот, ослабляет или даже гасит звуковую волну. На практике модель может работать так: предприятия будут подбирать материал для перегородок, их конструкцию, количество и способ расположения для конкретного случая, получая индивидуальный расчет по снижению шума.

## Альтернатива GPS от ученых НИУ «МЭИ»

Ученые «МЭИ» разработали программно-аппаратный комплекс, состоящий из радиопередатчиков, размещенных по периметру рабочей зоны, и радиометок, располагаемых на беспилотных летательных аппаратах. Радиометка содержит интерфейс передачи данных, при подключении к которому бортовой вычислитель получает доступ к собственным координатам в реальном времени. Комплекс может применяться для БПЛА и навигации автономных роботов в производственных цехах, автоматизированных складах и иных пространствах, где отсутствуют сигналы спутниковых радионавигационных систем. Он служит источником точных координат для реализации систем автопилотирования. На открытых пространствах комплекс может использоваться как альтернатива ГЛОНАСС и GPS в условиях недостаточной точности определения координат. Комплекс обеспечивает определение координат объектов в двумерном и трехмерном пространстве с дециметровой точностью, которая достигается за счет применения сверхширокополосных радиосигналов, обеспечивающих высокую точность оценки задержки распространения в условиях переотражений. Система, включающая четыре опорные точки, позволяет покрыть радионавигационным полем рабочую зону площадью 1 тыс. м<sup>2</sup>.

## Полимерный гель для эффективной добычи

При закачке воды в пласт зачастую происходит обводнение, что снижает эффективность добычи. Эту проблему можно решить, закачав в скважину полимеры. Ученые Пермского Политеха разработали эффективный полимерный гель, блокирующий трещины в горных породах. Важно определить оптимальный состав такой композиции. Он должен быть достаточно вязким, чтобы закупорить пористый пласт, но при этом жидким в начале закачки для лучшего проникновения в трещины породы. Сроки его гелеобразования или затвердевания также должны регулироваться. Полимерный раствор в процессе приготовления и транспортировки подвергается сильным нагрузкам, из-за чего разрушаются его макромолекулы и снижаются вязкоупругие свойства. Ученые подобрали компоненты новой гелевой композиции. В качестве основы выбрали полиакриламид, технические лигносульфонаты, соляную кислоту и хлорид магния. Полиакриламид марки ДП9-8177 обладает загущающим свойством, хорошей проницаемостью и адаптацией к среде. Соляная кислота в растворе вступает в реакцию с карбонатными породами, и происходит сшивка раствора в порах и трещинах. Хлорид магния позволяет регулировать вязкость и скорость гелеобразования для более глубокого проникновения состава в пласт. А лигносульфонаты используются для хорошего сцепления с горными породами. Гель на 99% закрывает поры и каналы у высокопористых образцов. Состав закупоривает трещины и неглубоко проникает в породу с низкой проницаемостью. В течение суток образовывается гелеобразная структура, которая блокирует движение пластовой воды по трещинам.

## Склеили электричеством

Ученые из Университета Мэриленда, США, продемонстрировали новый способ соединения материалов без использования скотча или клея. Метод основан на применении небольшого напряжения, которое позволяет надежно соединять твердые и мягкие материалы. Интересно, что для разъединения материалов достаточно просто изменить полярность напряжения. В некоторых случаях необходимо обратимое соединение, которое можно было бы легко разделить без повреждения материалов. Один из способов – электроадгезия. Принцип действия метода достаточно прост: через материалы пропускается электрический ток, который вызывает химическое взаимодействие между ними, в результате чего материалы надежно соединяются. В ходе экспериментов использовались два графитовых электрода и агарозный гель. При приложении небольшого напряжения в пять вольт гель надежно прилипал к положительно заряженному электроду. Интересно, что при попытке отделить гель от электрода силой, гель разрывался, не отделяясь от электрода. Однако при смене полярности электродов гель легко отделялся и переходил к другому, теперь уже положительно заряженному электроду. Исследования показали, что для успешной электроадгезии твердый материал должен проводить электроны, а мягкий содержать солевые ионы. Это открывает новые перспективы использования электроадгезии не только в сухой среде, но и под водой, что может привести к созданию новых технологий в таких областях, как разработка батарей, биогибридных роботов и биомедицинских имплантатов.

## Композиты для подшипников

Ученые НИТУ «МИСИС» разработали метод создания композитных материалов для производства подшипников без смазки. В различных композитных материалах, состоящих из нескольких компонентов, все чаще используют сверхвысокомолекулярный полиэтилен. Его называют полимером будущего за уникальные механические и функциональные свойства: биосовместимость, низкий коэффициент сухого трения, высокую износостойкость и химическую инертность. Благодаря такому набору свойств этот полимер применяется в промышленности для создания подшипников скольжения, облицовки металлургических ковшей, а также во многих других областях. Кроме того, композиты на основе такого полимера позволяют отказаться от смазочных материалов, загрязняющих окружающую среду. Ученые из Сеченовского университета и НИТУ «МИСИС» добились более качественного сцепления между слоями полимерных и металлических материалов, обработав первые кислотами и «пришив» к ним молекулы целлюлозы. Такой подход, по мнению исследователей, позволит создавать композитные материалы для различных изделий: от эндопротезов до элементов подвижных металлических конструкций, например автомобильных подшипников.

## Топливозаправщик для спутников

Ученые Самарского университета им. Королева разработали топливозаправщик для отечественных спутников с ионными двигателями. Установку упростили процесс заправки шар-баллонов – топливных баков космических аппаратов, а также обеспечит более высокий уровень чистоты закачиваемого ксенона и даст возможность в процессе заправки точно определять, сколько космического топлива уже закачано. «Ксенон-заправка» позволяет сократить сроки изготовления и передачи заказчиком готовых спутников. Сегодня в отечественной космической отрасли в основном применяются заправочные агрегаты, которые требуют снятия шар-баллонов с космического аппарата перед заправкой. Баллоны демонтируются с уже собранных и прошедших испытания спутников, транспортируются в стороннюю организацию, отвечающую за заправку ксеноном, а затем возвращаются заправленными на предприятие и вновь устанавливаются на космический аппарат. В установке применили особое конструктивное решение, позволяющее измерять массу закачиваемого ксенона непосредственно во время прохождения газа в основном тракте системы установки заправки. За один цикл установка способна перекачать до 50 кг ксенона вне зависимости от количества заправляемых баллонов. Конструкция установки позволяет перекачивать ксенон особой чистоты – 99,9999%, что важно для работы ионных двигателей: примеси других газов, снижают рабочие характеристики и ресурс двигателей такого типа.



# ЦИФРОВАЯ ЭКОСИСТЕМА РЕШЕНИЙ ИБ И MES – новая ступень кибербезопасности

**Половинко Вячеслав Владимирович**  
руководитель направления собственных продуктов АМТ-ГРУП

**Михалев Виктор Анатольевич**  
руководитель дирекции решений промышленного интернета, Терралинк Технолоджис

СЕГОДНЯ ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НЕМЫСЛИМЫ БЕЗ ИНТЕГРАЦИИ ЦИФРОВЫХ РЕШЕНИЙ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ПРОЦЕССЫ, ЧТО ДЕЛАЕТ АКТУАЛЬНОЙ ПРОБЛЕМУ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТИ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ СОВРЕМЕННЫЕ РАЗРАБОТЧИКИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭТОЙ ЗАДАЧИ?

TODAY, OIL AND GAS ENTERPRISES ARE UNTHINKABLE WITHOUT THE INTEGRATION OF DIGITAL SOLUTIONS INTO PRODUCTION PROCESSES, WHICH MAKES THE PROBLEM OF CYBERSECURITY RELEVANT. WHAT SOLUTIONS DO MODERN DEVELOPERS OFFER TO SOLVE THIS PROBLEM?

Ключевые слова: импортозамещение ПО, защита объектов КИИ, ОПО, БДРВ, однонаправленная передача данных, диод данных, InfoDiode, ТЕРРАЛИНК, ТЛТ, АМТ-ГРУП.

Современное экономически эффективное производство уже не может функционировать без поддержки информационно-управляющих систем, которые пронизывают его работу, начиная от конкретного оборудования, установок, цехов до самого верхнего уровня принятия решений. Основание этой «пирамиды» составляют автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП), работающие непосредственно в производственных зонах, уровнем выше идут информационные системы управления производственными процессами (Manufacturing Execution System, MES) и другие классы систем – QMS (Quality Management System, Warehouse Management System (WMS)). Непосредственно для производства ключевыми после АСУ ТП, безусловно, остаются MES-системы, интегрированность именно этой пары систем, эффективность и оперативность их взаимодействия позволяют своевременно реагировать на изменения в технологических процессах, прогнозировать и давать рекомендации по их оптимизации.

Для значимых объектов критической информационной инфраструктуры (КИИ) и опасных производственных объектов (ОПО), к которым в том числе относятся нефтегазовые, энергетические, горнодобывающие, химические и др. предприятия, сегодня особенно остро стоит вопрос перехода на российское ПО, поскольку использование ими любого иностранного ПО уже с начала 2025 г. запрещено законодательно. Российские MES-системы не первый год присутствуют на рынке, развивая свою экосистему решений. Одним из представителей, который предлагает такую экосистему для цифровизации промышленности под брендом TL.Solutions, является ТерраЛинк Технолоджис. В линейку решений TL.Solutions входят построенные по сервисной архитектуре модули, которые наподобие конструктора могут группироваться как в простые, так и в сложные решения для производственной автоматизации на уровнях MES и АСУ ТП.

Данные АСУ ТП несут в себе большой объем разнообразной информации. Информация/данные из систем АСУ ТП являются крайне полезными, их обработка и анализ MES-системами позволяют вести предиктивную аналитику, накапливать

данные в различных разрезах, повысить качество планирования и получить многие другие преимущества. Не использовать их для оптимизации производства уже практически невозможно, поскольку такой подход грозит простоями, издержками, ростом аварийности, ошибками планирования и так далее. Однако передача данных из АСУ ТП в MES означает, что данные выходят из технологической сети передачи данных (ТСПД), отвечающей за производственные процессы, в менее доверенную сеть, что несет в себе риски для информационной безопасности (ИБ). Отдельной проблемой является часто морально устаревшее или унаследованное ПО, используемое в ТСПД, которое во многом создавалось без учета требований ИБ. Например, ряд промышленных протоколов не предполагает аутентификацию, а аппаратные средства и сетевое оборудование не предполагают установки средств защиты информации в принципе.

Традиционный вариант организации ИБ в промышленности предполагает изоляцию ТСПД и менее доверенных сетевых сегментов, включая корпоративную сеть передачи данных (КСПД), создание т.н. воздушного зазора между этими системами. Однако активный обмен данными между АСУ ТП и MES означает, что воздушный зазор невозможен в принципе, так как не позволяет эффективно планировать производство и фактически ограничивает развитие предприятий и бизнеса в целом. Это очевидно для специалистов по планированию, четко понимается менеджментом, но на самих предприятиях подчас осознается не в полной мере. Другой классический вариант защиты – использование программных средств, прежде всего межсетевых экранов (Firewall) – в условиях усложняющихся киберугроз не всегда обеспечивает адекватную по уровню и времени реакции защиту. По сути, это приводит к «гонке снаряда и брони» между средствами нападения и защиты. Наложение средств защиты не всегда применимы, а увеличение числа слоев ведет к удорожанию защиты и ее усложнению, в то время как злоумышленники также совершенствуют свои методы организации атаки, проходя все более усложняющиеся системы.

## Эффективный тандем

Диод данных защищает критичные информационные системы, но одновременно способен передавать данные из систем, управляющих производственными процессами, в смежные системы. Для объектов КИИ, ОПО, к которым относится большинство объектов ТЭК, крайне важно, чтобы информация из АСУ ТП в MES доставлялась оперативно, корректно, надежно и, что наиболее важно, безопасно для самого источника информации.

Программные продукты TL.Solutions и InfoDiode образуют именно такой эффективный тандем. Чтобы это подтвердить, ТерраЛинк Технолоджис и АМТ-ГРУП провели всесторонние тесты ПО TL.Solutions в сетях передачи данных с разграничением доступа на базе InfoDiode. Компании изучали работу своих решений в сценарии при установке InfoDiode между серверами SCADA/OPC, выступающими в роли агрегатора промышленных

протоколов, которые, в свою очередь, являются источником производственных данных для TL.Solutions. По результатам успешного тестирования компании подписали официальное заявление о совместимости своих разработок, которым подтверждается возможность эффективного совместного использования ПО TL.Solutions и InfoDiode в рамках одной системы, их полную совместимость и соответствие требованиям кибербезопасности. Это означает, что связка решений TL.Solutions и InfoDiode может успешно применяться для безопасной работы с информацией на промышленных предприятиях различных отраслей (автоматизированные системы до класса 1Г, а также системы АСУ ТП (КИИ) до 1 класса включительно).

Комплексное использование указанных продуктов позволяет решать важные для ТЭК задачи:

- ✓ **защита и мониторинг** КИИ/ОПО за счет физической изоляции объекта наблюдения от сети наблюдателя при сохранении возможности в онлайн-режиме собирать данные от объекта;
- ✓ **агрегация данных** из нескольких SCADA-систем в MES-системы при полном исключении возможности обратного влияния, но с возможностью дальнейшей обработки и использования полученных данных для повышения операционной эффективности предприятия;
- ✓ **передача данных** в централизованные диспетчерские и ситуационные центры в рамках функционирующей в них MES-системы, что дает возможность обеспечить эти центры реальными онлайн-данными в условиях гарантированной изоляции объектов наблюдения.

## Экосистема и ее полнота

Если взглянуть на совместное использование TL.Solutions и InfoDiode более общо, то такая схема представляет комплексную экосистему защищенных MES-решений:

- ✓ **полнофункциональное решение** БДРВ с ранее недоступными функциями и опциями;
- ✓ **эффективно защищенное решение**, которое может масштабироваться и выступать интеграционным звеном для построения будущих решений по сбору и обработке технологических данных и данных с объектов.

KEYWORDS: SCADA, OPC, MES, QMS, WMS, Firewall, InfoDiode, TL.Solutions, RTDB.

## Диод данных – InfoDiode

В мире диоды данных стали популярным решением, они применяются на предприятиях атомной энергетики, на железных дорогах, в трубопроводном транспорте, системах водоснабжения и др. объектах, где наблюдается разделение киберфизических сред.

Уникальным для российского рынка решением является InfoDiode, разработанный АМТ-ГРУП.

Продуктовая линейка InfoDiode включает как аппаратные, так и аппаратно-программные комплексы. Реализуются решения в различных форм-факторах – настольном, для монтажа на DIN-рейку или в стойку. Все решения линейки последовательно развиваются, выпускаются обновления, имеется вся необходимая пользователю документация. Решения InfoDiode имеют сертификат ФСТЭК, удостоверяющий соответствие требованиям по безопасности информации по четвертому уровню доверия.

Эти возможности позволяют рассматривать InfoDiode как основу для построения комплексной системы защиты и обеспечения безопасности объектов КИИ, ОПО. InfoDiode используется в ТЭК, в т.ч. в нефтегазовых компаниях, на объектах добычи и транспортировки углеводородов, в крупных генерирующих холдингах, вертикально-интегрированных компаниях, имеющих в своем составе электроэнергетические подразделения, на производстве, например, химическом, на транспорте, а также в финансовых организациях и силовых ведомствах.

## InfoDiode: решения для однонаправленной передачи данных

На данный момент в линейке продуктов InfoDiode АМТ-ГРУП представлено три больших класса устройств, каждый из которых имеет сертификат ФСТЭК УД (4) и успешно решает свой набор задач:

- ✓ **InfoDiode** – аппаратное решение, гарантирующее защиту на аппаратном уровне и эффективно решающее задачу по передаче UDP, Syslog, SPAN трафика за пределы объектов КИИ/ОПО;
- ✓ **InfoDiode PRO** – решение для передачи значимых файловых потоков, дистрибутивов, реплик ВМ и баз данных, электронной почты, бэкапов и т.п. из доверенного сегмента вовне;
- ✓ **InfoDiode SMART** – решение для передачи за пределы периметра объектов КИИ/ОПО промышленных и специфических протоколов, в том числе видео, для интеграции SCADA систем, организации удаленных ситуационных центров за границей периметра, в условиях гарантированной изоляции объектов КИИ/ОПО.

### InfoDiode MINI

Базовое аппаратное решение для монтажа на DIN-рейку. Обеспечивает защиту на аппаратном уровне. Решает задачи по передаче UDP, Syslog, SPAN трафика потребителям за пределами доверенного сегмента, изолируя этот сегмент.



### InfoDiode PRO base

Базовое аппаратно-программное решение. Обеспечивает защиту на аппаратном уровне. Решает задачи по передаче файловых потоков, дистрибутивов, бэкапов баз данных, реплик виртуальных машин, электронной почты, видео и другого трафика за пределы доверенного сегмента целевым потребителям, изолируя этот сегмент.



### InfoDiode RACK double

Базовое аппаратное решение для монтажа в стойку (два «диода» в одном). Обеспечивает защиту на аппаратном уровне. Решает задачи по передаче UDP, Syslog, SPAN трафика потребителям за пределами доверенного сегмента, изолируя этот сегмент. Имеет резервирование по электропитанию.



### InfoDiode SMART

Аппаратно-программное решение для передачи промышленных протоколов. Обеспечивает интеграцию SCADA систем и организацию безопасного функционирования ситуационных центров, находящихся за границей периметра КИИ, в условиях его гарантированной изоляции.

Может передавать сразу несколько видов трафика (файлы, промышленные протоколы, видео). Имеет API для реализации передачи нетиповых протоколов.

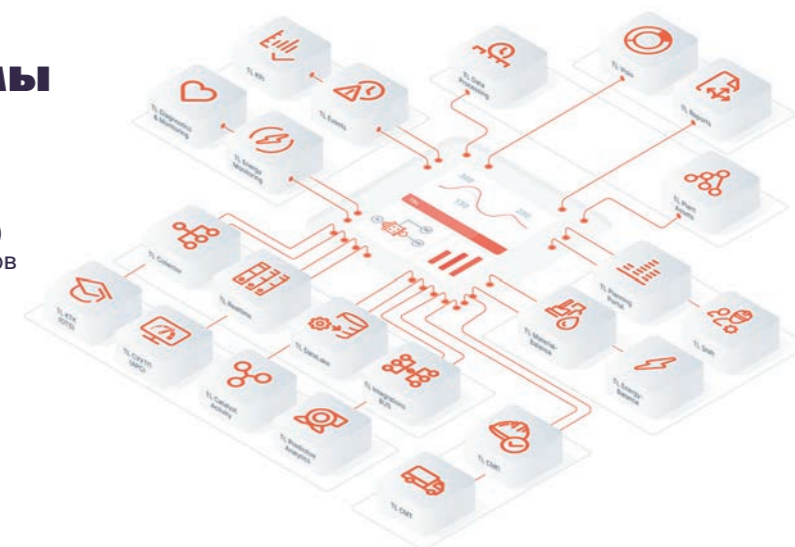


## Компоненты цифровой экосистемы TL.SOLUTIONS

Терралинк Технолоджис предлагает линейку программных модулей (**Экосистема TL.Solutions**) для автоматизации производственных процессов предприятия. Модули Экосистемы собираются воедино, могут сочетаться с решениями партнеров, и комплектуются в целостную информационную систему, обеспечивающую конкретные задачи клиента.

Предлагаемые модули в составе Экосистемы разработаны от текущих требований и реалий рынка, постоянно развиваются по запросам клиентов и позволяют решать следующие задачи:

- сбор и обработка данных от различных производственных устройств и датчиков в единое хранилище (БДРВ или Озеро данных), обработка, визуализация и предоставление производственного доступа к данным заинтересованным сторонам
- сбор и обработка данных с носимых устройств, мониторинг персонала для эффективного управления процессами промышленной безопасности и охраны труда
- сбор и обработка данных от автотранспорта, мониторинг для повышения безопасности и эффективности его эксплуатации
- создание и ведение объектной модели производственных активов, с указанием структуры, характеристик и связей с другими производственными объектами, включая синхронизация модели с другими мастер-источниками клиента
- расчет и мониторинг в реальном времени производственных показателей
- мониторинг и обработка событий на производственных объектах
- автоматизация процесса ведения смен (электронные журналы)
- предиктивная аналитика эксплуатационных характеристик технологического оборудования.

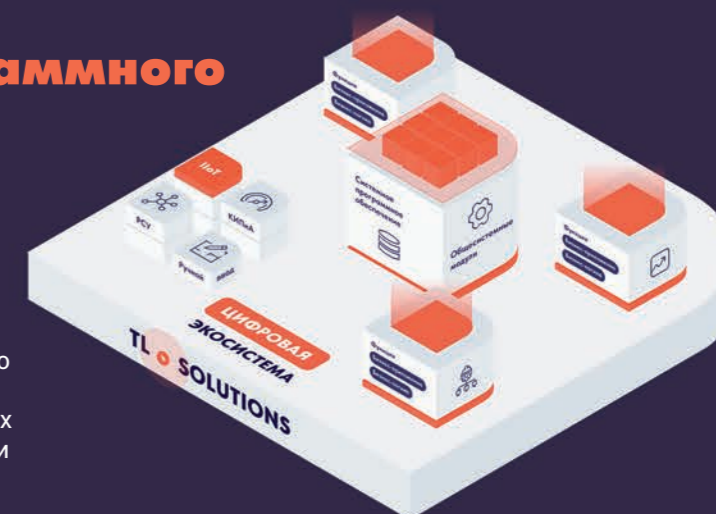


## Модульный подход к разработке программного обеспечения

Производственные задачи определяют набор требований и ограничений к архитектурным, функциональным и технологическим характеристикам программного обеспечения.

Модульный подход к разработке программного обеспечения, основанный на использовании распределенных, слабо связанных заменяемых компонентов, оснащенных унифицированными интерфейсами для взаимодействия, позволяет встраивать новые решения в ИТ инфраструктуру клиента и по-новому организовать бизнес-процессы с повышением эффективности управления производством.

Описанный подход создания решений по сути является конструктором, который применяется как в рамках проекта, так и при развитии внедренных ранее решений.



Экосистема TL.Solutions охватывает ключевые аспекты управления современным предприятием/холдингом, включает компоненты цифровизации производства с использованием промышленного интернета вещей, машинного обучения и искусственного интеллекта, реализуя концепцию Industry 4.0.

# РОЛЬ МОРСКИХ ТРАДИЦИЙ в современном флоте нефтегазовой промышленности

ИЗДАВНА ФЛОТСКИЕ ТРАДИЦИИ ИГРАЛИ ВАЖНЕЙШУЮ РОЛЬ В ФОРМИРОВАНИИ МОРСКОЙ КУЛЬТУРЫ. МНОГИЕ ОБЫЧАИ, ЦЕРЕМОНИИ И ПРИВЫЧКИ ПЕРЕКОЧЕВАЛИ В ОБЩЕГРАЖДАНСКУЮ ЖИЗНЬ, ВКЛЮЧАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФЛОТ. КЛЮЧЕВЫМ ЭЛЕМЕНТОМ ВОЗРОЖДЕНИЯ ТРАДИЦИЙ ЯВЛЯЮТСЯ ФЛОТСКИЕ СОРЕВНОВАНИЯ, КОТОРЫЕ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ КРУПНЕЙШИМИ КОМПАНИЯМИ, ЗАНЯТЫМИ В ОТРАСЛИ СУДОХОДСТВА. В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ТАКИХ МЕРОПРИЯТИЙ, ИХ ИСТОРИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ, ВЗАИМОСВЯЗЬ С СОВРЕМЕННЫМИ КОРПОРАТИВНЫМИ СТАНДАРТАМИ, А ТАКЖЕ РОЛЬ В РАЗВИТИИ ТРАДИЦИЙ И ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ФЛОТА

NAVAL TRADITIONS HAVE LONG PLAYED A VITAL ROLE IN THE FORMATION OF MARITIME CULTURE. MANY CUSTOMS, CEREMONIES AND HABITS MIGRATED INTO GENERAL CIVILIAN LIFE, INCLUDING THE SPECIALIZED OIL AND GAS FLEET. A KEY ELEMENT IN THE REVIVAL OF TRADITIONS ARE NAVAL COMPETITIONS, WHICH ARE USED BY THE LARGEST COMPANIES IN THE SHIPPING INDUSTRY. THIS ARTICLE DISCUSSES THE FEATURES OF SUCH EVENTS, THEIR HISTORICAL SIGNIFICANCE, RELATIONSHIP WITH MODERN CORPORATE STANDARDS, AS WELL AS THEIR ROLE IN THE DEVELOPMENT OF TRADITIONS AND INCREASING THE EFFICIENCY OF THE DOMESTIC FLEET

Ключевые слова: флотская традиция, нефтегазовый флот, судоходная компания, история флота, соревнования, технические суда.

## Лобанов Алексей Валериевич

начальник отдела обеспечения морской деятельности и эксплуатации морской техники, ПАО «Газпром», к.т.н.

## Петренко Вадим Евгеньевич

начальник Управления, ПАО «Газпром», к.т.н.

## Бесага Владислав Юрьевич

независимый эксперт в области связей с общественными организациями

## Морские традиции в современном флоте

История торгового флота России, наравне с предшественниками ВМФ СССР и Российским императорским флотом, является подлинным сосредоточением устоев, традиций, обычаев. Они формируют устойчивую морскую культуру, сохраняют преемственность, дисциплинируют экипажи.

В нынешних реалиях стремительного развития корпоративных стандартов многие компании-судовладельцы

специализированного флота уделяют особое внимание сохранению морских традиций, стирая незримую границу между коммерческим, государственным и ведомственным и военно-морским флотами. Знания традиций, сохранившихся в эпохальных хрониках и передающихся из поколения в поколение, позволяют придать дополнительный стимул для технического развития флота и повышения эффективности деятельности сотрудников.

Развитие, распространение и сохранение морских традиций, а также их последующая интеграция в рабочий процесс должны

УДК: 7.092, 395, 359

Ледокольное судно обеспечения «Андрей Вилькицкий» у нефтеналивного терминала «Ворота Арктики»  
Источник: ПАО «Газпром нефть» ©

стать важным направлением в деятельности судоходных компаний. Обладая крупнейшим специализированным флотом, российские компании могут, помимо своих ключевых функций, выполнять важные задачи: улучшение имиджа флота и престижа рабочих профессий на морском транспорте, создание новых отраслевых стандартов, включая стандарты организаций, повышение профессионального уровня подготовленности морских экипажей.

Важной вехой в истории развития современного технического флота стала организация и последующее проведение конкурса на приз председателя правления ПАО «Газпром» среди экипажей судов и плавучих буровых установок, работающих на проектах компаний<sup>1</sup>.

## Мировая практика сохранения флотских традиций

В истории современного отечественного и мирового флота есть множество примеров соревнований, состязаний, турниров и конкурсов, целями которых являются:

- соблюдение и увековечение традиций морского флота;
- формирование единого командного духа экипажей судов и сплочение коллектива;
- поддержание и развитие профессионального потенциала;
- укрепление дисциплины;
- повышение качества морской и боевой подготовки.

Ярким примером является российский флот с такими регулярными соревнованиями, как первенство на приз Главнокомандующего Военно-Морского флота России и международный конкурс «Кубок моря», проводимый в рамках Армейских международных игр. В рамках подобных мероприятий организуются состязания по различным видам боевой, общей и морской подготовки, направленные на повышение слаженности и воинской выучки.

В мировой флотской практике наиболее известным образцом морских соревнований является

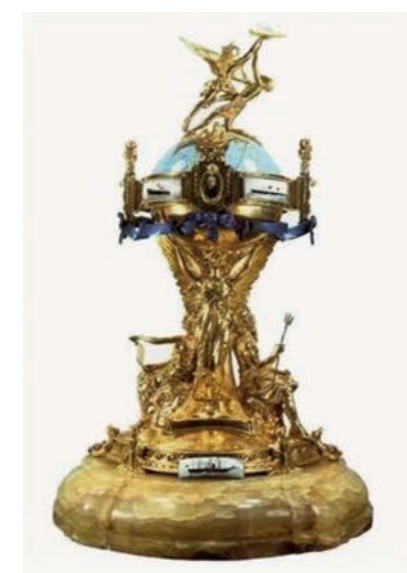
РИСУНОК 1. Приз Главнокомандующего Военно-Морским флотом Российской Федерации, 1999–2002 гг.



Источник: фото А.В. Лобанова

«Голубая лента Атлантики» – первенство за переходящий приз, присуждаемый океанским лайнерам за рекорд скорости при пересечении Северной Атлантики. Данное первенство оказало колоссальное влияние на развитие мирового судоходства: по задумке капитана лайнера «Колумбия», Джадкенса, учреждение такого приза позволило бы мотивировать экипаж на совершение трудовых подвигов, поддержку

РИСУНОК 2. Кубок Хейлза, учрежденный в 1935 году, и явившийся материальным воплощением ранее условного приза за победу в первенстве «Голубая лента Атлантики»



Источник: [6]

беспрекословной дисциплины, выработку наиболее высокой скорости во время пассажирских рейсов. Команда, завоевавшая «Голубую ленту», получала сам приз и денежное вознаграждение, а судно-победитель становилось популярным среди потенциальных пассажиров, тем самым увеличивая выручку судоходной компании.

РИСУНОК 3. Приз победителю одной из старейших яхтенных гонок «Kaiser's Cup»



Источник: [5]

В качестве примеров многолетнего сохранения традиций в области морского судоходства и навигации можно привести «Kaiser's Cup» и «The Ocean Race»: яхтенную гонку через Атлантику и командную кругосветную регату на парусных яхтах.

## Объединяя и сохраняя морские традиции

Актуальность идеи учреждения конкурса на приз Председателя Правления ПАО «Газпром» обусловлена неформальным подходом к развитию профессионального мастерства в области морской деятельности, а также повышенной

<sup>1</sup> Конкурс экипажей судов и плавучих буровых установок «Лучшее судно (плавучая буровая установка) ПАО «Газпром», проводимый в соответствии с приказом ПАО «Газпром» от 26.10.2022 № 438.

РИСУНОК 4. Приз Председателя Правления ПАО «Газпром»



Источник: ПАО «Газпром»

ответственностью экипажей и отдельных специалистов, занятых на плавучих буровых установках, судах обеспечения, специальной морской технике.

Результатом стал конкурс на звание лучшего судна (плавучей буровой установки) ПАО «Газпром», учрежденный в 2022 году. Конкурсанты из состава специализированного флота боролись за главный приз: бронзовую статуэтку, символизирующую розу ветров и плавучую буровую установку. Эскиз и последующее создание статуэтки выполнялось М.И. Пастуховым представителем Санкт-Петербургской Академии художеств имени Ильи Репина.

РИСУНОК 6. Вручение награды экипажу судна «Андрей Вилькицкий»



Источник: [8]

РИСУНОК 5. Ледокольное судно обеспечения «Андрей Вилькицкий» в Кольском заливе



Источник: ПАО «Газпром нефть»

Участники оценивались по следующим критериям:

- отсутствие нарушений трудовой дисциплины и соблюдение требований по промышленной безопасности и охране труда;
- своевременность и качество выполнения задач, результаты бурового сезона;
- результаты технических аудитов и инспекций;
- отсутствие замечаний со стороны федеральных надзорных органов;
- состояние аварийности и динамика показателей аварийности и инцидентов;
- оценка безопасности мореплавания;

- оценка подготовленности экипажа к борьбе за живучесть и пожарной безопасности;
- техническое состояние судна или плавучей буровой установки;
- показатели, отражающие опережение графика выполнения работы;
- показатели, отражающие результаты экономии материально-технических ресурсов;
- оценка участия в конкурсах «Лучший капитан» и «Лучший матрос»;
- участие в совместных учениях или тренировках;
- активность и степень участия экипажа в проффильных или общественно значимых мероприятиях;
- содержание жилых и бытовых помещений;
- общая морская культура;
- отсутствие дисциплинарных взысканий у командного состава.

Проведенный в 2023 году конкурс позволил определить победителя – экипаж дизель-электрического ледокольного судна обеспечения «Андрей Вилькицкий» (ПАО «Газпром нефть»). Названный в честь полярного исследователя, гидрографа-геодезиста, один из мощнейших многофункциональных ледоколов мирового флота стал настоящим образцом высокотехнологичного судна с профессиональным экипажем.

Дебют конкурса был ознаменован торжественной церемонией награждения, во время которой

экипажу судна «Андрей Вилькицкий» вручен переходящий приз Председателя Правления ПАО «Газпром» (рис. 6).

Проведение подобных мероприятий становится примером эффективной практики для развития отечественной морской культуры в военно-морском, специализированном и гражданском флоте. Распространение такого опыта позволит повысить конкурентоспособность коммерческих компаний или отдельных судов в рамках мирового судоходства и сформировать положительный имидж флота как важнейшего государственного направления. ●

Статья посвящается памяти главного морского инспектора ПАО «Газпром» капитана 1 ранга запаса Беаги Юрия Владимировича (1970–2023 гг.), принимавшего активное участие в разработке документов, связанных с созданием приза Председателя Правления ПАО «Газпром».

**Литература**

1. Bonsor, Noel North Atlantic Seaway: An Illustrated History of the Passenger Services Linking the Old World with the New, 1980 – pp. 1872–1876.
2. Chatterton, Edward Keble Sailing Ships: The story of their Development from the Earliest Times to the Present Day, 2018 – p. 330.
3. Kludas, Arnold Record Breakers of the North Atlantic, Blue Riband Liners 1838–1952, 2000 – p. 141.
4. Портал АО «ОСК» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.aosk.ru/press-center/news/vsz-peredal-zakazchiku-ledokolnoe-sudno-obespecheniya-andrey-vilkitskiy/>. (Дата обращения: 15.01.2024).
5. Портал Alamy [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.alamy.com/stock-photo/kaiser%E2%80%99s-cup.html>. (Дата обращения: 17.02.2024).
6. Смирнов В.Г. Арктические экспедиции Андрея Вилькицкого: монография / В.Г. Смирнов. – Москва: Паулсен, 2021. – 300 с. – ISBN 978-5-98797-274-8. – Текст: электронный. – URL: <https://znanium.com/catalog/product/1853458> (дата обращения: 12.02.2024). – Режим доступа: по подписке.
7. Портал Министерства обороны Российской Федерации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://function.mil.ru/news\\_page/country.htm](https://function.mil.ru/news_page/country.htm). (Дата обращения: 10.01.2024).
8. Портал ПАО «Газпром» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/press/news/2023/december/article570360/>. (Дата обращения: 11.01.2024).
9. Приказ от 26.10.2022 № 438 «Об утверждении Положения о проведении конкурса профессионального мастерства на приз Председателя Правления ПАО «Газпром» по итогам первенства судов и плавучих буровых установок.

KEYWORDS: naval tradition, oil and gas fleet, shipping company, fleet history, competitions, technical vessels.



Генерал-лейтенант А.И. Вилькицкий, 1910-е гг. Источник: [6]

**Андрей Ипполитович Вилькицкий (1858–1913 гг.)** – русский гидрограф, геодезист, исследователь Северного Ледовитого океана, генерал Корпуса гидрографов, начальник Главного гидрографического управления. Окончил Морской корпус (1878 г.), Николаевскую морскую академию (1880 г.). Проходил службу на мониторе «Смерч», плавучей батарее «Первенец», пароходе-фрегате «Смелый». Член Императорского русского географического общества (с 1882 г.). Участник экспедиции Гидрографического департамента Морского министерства по исследованию Онежского озера (1882–1887 гг.). Руководитель

Арктической гидрографической экспедиции (Хайпудырская губа, архипелаг Новая Земля, 1887 г.). Руководитель гидрографической экспедиции (побережье на участке от устья Печоры до Енисея, в Енисейском заливе и Обской губе, 1894–1896 гг.), исследовательской экспедиции устьев рек Печора, Енисей, южной части Карского моря (1898–1901 гг.). С 1907 года – начальник Главного гидрографического управления. Генерал-лейтенант, член Корпуса флотских штурманов (1909 г.). Организатор второй Международной морской конференции по обеспечению безопасности мореплавания (1912 г.). Инициатор учреждения особого Корпуса гидрографов (1912 г.), а также постройки специализированных гидрографических судов ледокольного типа «Вайгач» и «Таймыр». Член Корпуса гидрографов, гидрограф-геодезист, генерал (1913 г.). Награжден орденами святого Станислава I степени, святого Владимира III степени, святой Анны III степени. Благодаря деятельности А.И. Вилькицкого в российском флоте юридически закреплена специальность гидрографа, его работы способствовали повышению качества и эффективности навигационного обеспечения военного и транспортного флотов.

**Судно «Андрей Вилькицкий»** (рис. 5) является вторым судном «Газпром нефти» в рамках программы «Время Арктики», которое было построено в России на ПАО «Выборгский судостроительный завод» 21 декабря 2018 г., относится к ледокольным судам общего назначения. Имеет символ класса ледокола (Icebreaker 8), который позволяет выполнять ледокольные операции на прибрежных трассах Арктических морей в зимне-весеннюю навигацию при толщине льда до 3,0 метров и в летне-осеннюю навигацию – без ограничений. Способно продвигаться непрерывным ходом в сплошном ледовом поле толщиной до 2,0 метров благодаря конструктивным свойствам и параметрам: длина – 121,7 м, ширина – 26,0 м, высота борта – 11,5 м, суммарная мощность – 22 МВт, осадка – 8 м, экипаж – 21 человек.

ЛСО «Андрей Вилькицкий» выполняет работы по проводке танкеров и обеспечению бесперебойной и круглогодичной отгрузки нефти на терминале «Ворота Арктики» за полярным кругом при экстремальных температурах до -50 °С. Кроме того, судно задействовано в швартовых и погрузочных работах, спасательных операциях, буксировке судов, в операциях по ликвидации разливов нефти. Оснащено «умной» автоматикой, которая регулирует и запускает бортовые компьютеры, синхронизирует оборудование. Управление ледоколом осуществляется эргономичными джойстиком, судно имеет уникальную маневренность. За одну минуту ледокол способен повернуться вокруг своей оси. Суда проекта IBSV01 на сегодняшний день являются самыми мощными дизель-электрическими судами подобного класса в мире.

# СТАВКА НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОРЫВ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ НЕЗАВИСИМОСТЬ, БЕЗ ПРЕУВЕЛИЧЕНИЯ, ГЛАВНЫЙ ТРЕНД РАЗВИТИЯ РОССИЙСКИХ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ. СОВРЕМЕННЫЕ УСЛОВИЯ ДИКТУЮТ НЕОБХОДИМОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ НОВЫХ ПОДХОДОВ, НАУЧНЫХ МЕТОДОВ И ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ. ПРИ ЭТОМ ОБЯЗАТЕЛЬНО С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ. О ПУТЯХ К ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ СУВЕРЕНИТЕТУ МЫ ПОБЕСЕДОВАЛИ С ГЕНЕРАЛЬНЫМ ДИРЕКТОРОМ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ КОМПАНИИ ТНГ-ГРУПП ЯНОМ ШАРИПОВЫМ

*TECHNOLOGICAL INDEPENDENCE, WITHOUT EXAGGERATION, IS THE MAIN TREND IN THE DEVELOPMENT OF RUSSIAN OIL SERVICE COMPANIES. MODERN CONDITIONS DICTATE THE NEED TO INTRODUCE NEW APPROACHES, SCIENTIFIC METHODS AND INNOVATIVE TECHNOLOGIES FOR PROSPECTING AND EXPLORATION OF MINERALS. IN THIS CASE, IT IS NECESSARY TO USE DOMESTIC EQUIPMENT. WE TALKED ABOUT THE PATHS TO TECHNOLOGICAL SOVEREIGNTY WITH THE CEO OF THE GEOPHYSICAL COMPANY TNG-GROUP, YAN SHARIPOV*

Ключевые слова: геологоразведка, технологическая независимость, импортозамещение, отечественные технологии, нефтесервис.



**Шарипов  
Ян Галимович**  
генеральный директор  
ТНГ-Групп

– Ян Галимович, термин «импортозамещение» уходит в прошлое. На повестке дня – технологическая независимость. Перед компаниями ставится задача не просто заменить иностранный продукт, а создать что-то новое. У ТНГ-Групп это получается?

– Определенно. Дело в том, что мы начали создавать свое оборудование задолго до санкций. Еще в середине прошлого столетия. Сначала потому, что нужного оборудования просто не существовало в природе, и наши предшественники становились пионерами целых направлений, предлагая уникальные разработки. Позднее развивать технологии нам помогали научные и производственные мощности

предприятия. Сегодня мы активно занимаемся созданием инновационных продуктов, потому что знаем, что востребовано, и видим варианты решений.

– То есть уход с рынка иностранных производителей не стал для ТНГ-Групп ощутимой проблемой?

– Почему же? Конечно, стал. Мы не исключение. Также, как и другие компании, мы используем импортное оборудование. Было понятно, что придется решать вопрос с его обслуживанием, ремонтом, запчастями. Но это все решаемые задачи. К примеру, виброустановки, используемые в сейсморазведке, у нас от известного мирового производителя. Чтобы они всегда были на ходу, мы разработали

гусеничные модули. Это разработка увеличивает проходимость техники по пересеченной местности на дорогах как с твердым покрытием, так и на переувлажненных почвах и грунтах с различными типами почв.

Наши модули, кстати, совместимы не только с шасси виброустановок, но и для тракторной и специальной техники.

Совместно с предприятием «БЕЛГИДРАВЛИКА» (Республика Беларусь) мы изготовили гидропневматические источники на базе вездехода. Этот вид источника безопасен для человека и окружающей среды, его преимуществом является относительно небольшой вес: он в несколько раз легче источников, использующихся сегодня в установках возбуждения сейсмических сигналов. В 2024 году планируем их внедрить в промышленную эксплуатацию.

Надеемся, преимущества гидропневматического источника по достоинству оценят недропользователи, ведь с его помощью становится возможной более широкая разведка на сложных гидрогеологических поверхностях. Например, в тундре, изобилующей болотами.

– Любые разработки требуют инвестирования, особенно, когда речь идет о такой наукоемкой отрасли, как геофизика. У компании есть достаточно средств на НИОКР?

– Во-первых, мы всегда, на протяжении всей 70-летней истории компании, вкладывались в НИОКР. Даже в самые неблагоприятные для этого времена. Я убежден, что компания, делающая ставку на технологический прорыв сегодня, обеспечивает себе конкурентоспособность, динамичность и высокую доходность завтра.

Мы ищем и находим для этого средства и партнеров. Во-первых, государство. Министерства и ведомства Российской Федерации сегодня предлагают бизнесу участие в разнообразных программах, направленных на поддержку компаний, которые занимаются собственными разработками и реинжинирингом зарубежных технологий. ТНГ-Групп участвует в таких программах уже не один год. К примеру, постановление



Генеральный директор ТНГ-Групп Ян Шарипов и заместитель председателя правления ПАО «Газпром» Виталий Маркелов подписывают соглашение в присутствии генерального директора Холдинга «ТАГРАС» Ленера Назипова и председателя правления ПАО «Газпром» Алексея Миллера

№ 218 Правительства России. Его цель – стимулировать сотрудничество между российскими высшими учебными заведениями и бизнесом. Только в рамках этого постановления сегодня совместно с Уфимским университетом науки и технологий мы создаем интеллектуальную комплексную технологию для исследования и интерпретации данных промыслово-геофизических исследований скважин. В рамках этого проекта было разработано программное обеспечение ПО\_симулятор, которое позволяет оценивать температурные поля и определять фазовые расходы в вертикальных и горизонтальных скважинах. Также была создана экспериментальная установка для изучения тепло-массообменных процессов в стволе скважины при многофазных потоках с источниками тепла, изготовлен макет многодатчиковой аппаратуры активной термометрии. Эта технология поможет планировать и проводить работы на скважинах для оценки заколонных перетоков и профиля притока.

Она дает возможность оценивать температурные поля и определять фазовые расходы в скважинах, а также изучать тепло-массообменные процессы при многофазных потоках с источниками тепла, специалисты смогут более точно определять характеристики пластов и прогнозировать поведение скважин в различных условиях. В совокупности все это позволит улучшить эффективность добычи нефти и газа, снизить риски

возможных проблем на скважинах, а также оптимизировать процессы бурения и эксплуатации. Таким образом, технология может стать эффективным инструментом для улучшения производительности и безопасности работы на скважинах.

– Говоря о партнерстве, Вы имели в виду только высшую школу и научные центры?

– Не только. Сегодня нефтегазовые компании не просто декларируют свою заинтересованность в передовых отечественных разработках, но и сами инициируют их, создают возможности для их опытно-промышленной эксплуатации. Так, компания «Газпром» поддержала нашу разработку технологии донных кабельных систем для сейсмического 4D-мониторинга разработок шельфовых месторождений. Соответствующее соглашение было подписано на полях Петербургского международного газового форума-2023.

В настоящее время 4D сейсмический мониторинг является в мире одним из важных инструментов повышения эффективности разработок нефтегазовых месторождений. Он позволяет использовать наряду с активной сейсморазведкой весь арсенал методов пассивной сейсмологии. Особенно это актуально для шельфовых месторождений – сокращаются расходы на бурение, увеличиваются темпы добычи,

как результат повышается экономическая эффективность эксплуатации месторождений.

С учетом перспективности и востребованности этой технологии вместе с учеными Московского физико-технического института мы взяли за разработку первой отечественной системы 4D сейсмического мониторинга. Заинтересованность такой компании, как «Газпром», не только подтверждает актуальность разработки, но и задает новый вектор взаимодействия компаний для решения задач развития российской нефтегазовой отрасли.

Что касается государственных программ, то они также помогают находить больше точек взаимодействия с другими компаниями. Скажем, через Центр поддержки инжиниринга и инноваций осуществляется так называемая программа «доразвивания». В рамках этой программы ТНГ-Групп выиграла грант на разработку промышленного образца скважинного пластоиспытателя. Индустриальным партнером выступила компания «Газпром нефть», что подчеркивает важность и значимость данного проекта для отечественной нефтегазовой отрасли. Одним из ключевых условий предоставления гранта является выполнение коэффициента х5 по вырубке от суммы субсидии в течение четырех лет после завершения проекта. Это стимулирует нас к активной работе над внедрением новых технологий и дальнейшему развитию собственного производства.

В рамках другого правительственного постановления, направленного на стимулирование



разработки конструкторской документации (КД) для серийного выпуска критически важных комплектующих, ТНГ-Групп выиграла два гранта. По первому гранту ведется разработка конструкторской документации на привод буровой штанги для процесса гидравлического декокования. Установка применяется на нефтеперерабатывающих заводах. Второй грант получен для разработки подшипникового узла скольжения корректирующего и стабилизирующего роликов для донного барабана погружного оборудования линий оцинкования. Следует отметить, что данные разработки не связаны с основными направлениями деятельности компании и позволят расширить производственные возможности.

– Звучит обнадеживающе...

– Участие в программах софинансирования, на наш взгляд, действительно работающая схема и открывает новые перспективы для компании в развитии технологий.

В текущем году мы запланировали участие в программе софинансирования научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в соответствии с Постановлением № 1649 сразу по шести направлениям. Так, мы намерены расширить свои исследовательские возможности и разработать инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Кроме того, будем участвовать в программах софинансирования на разработку программных продуктов. В частности, планируется разработка программного продукта в области петроупругого моделирования. Этот проект предполагает создание инновационного программного обеспечения, способного моделировать поведение пород при различных условиях нагрузки и температуры, что позволит более точно прогнозировать поведение скважин и улучшить процессы бурения.

– Остается только пожелать компании успеха!

– Спасибо. ●

KEYWORDS: *exploration, technological independence, import substitution, domestic technologies, oilfield services.*



**MISTRAL**  
HOTEL & SPA

Московская область,  
г. Истра, д.Рождествено,  
Территория Строй Капитал,  
здание 3 п.6



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



# ПРОЕКТАМ ОСВОЕНИЯ ШТОКМАНОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИСПОЛНИЛОСЬ 35 лет



СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА ЭТАПАМ РАЗВИТИЯ ПРОЕКТА ОСВОЕНИЯ ШТОКМАНОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, КОТОРЫЙ В 90-Е ГОДЫ ПЕРВЫЙ ПРЕЗИДЕНТ РФ Б.Н. ЕЛЬЦИН НАЗЫВАЛ ПРОЕКТОМ ВЕКА. ПРАВДА, ТОГДА НИКТО НЕ ЗНАЛ О КАКОМ ВЕКЕ ИДЕТ РЕЧЬ – XX ИЛИ XXI ВЕКЕ. АВТОР, ЯВЛЯЮЩИЙСЯ УЧАСТНИКОМ ВСЕХ ЭТАПОВ ОСВОЕНИЯ ШТОКМАНОВСКОГО ГКМ, ПОДГОТОВИЛ МОНОГРАФИЮ, ПОСВЯЩЕННУЮ КОНЦЕПТУАЛЬНОМУ АНАЛИЗУ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЕКТОВ ПОСЛЕДНИХ 35 ЛЕТ. ОСНОВНАЯ ЦЕЛЬ МОНОГРАФИИ – ОСВЕТИТЬ ПОЗИЦИЮ АВТОРОВ, СЧИТАЮЩИХ ЦЕЛЕСООБРАЗНЫМ СДЕЛАТЬ ИСТОРИЧЕСКУЮ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ ИНФОРМАЦИЮ, ПОЛУЧЕННУЮ ЗА ПОСЛЕДНИЕ ТРИДЦАТЬ ПЯТЬ ЛЕТ, ДОСТУПНОЙ ВСЕМ СПЕЦИАЛИСТАМ, КАК В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ, ТАК И В БУДУЩЕМ ЗАДЕЙСТВОВАННЫМ В ПРОЕКТЕ ОСВОЕНИЯ ШГКМ, ЧТО ПОЗВОЛИТ СОКРАТИТЬ ЗАТРАТЫ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ПОВТОРНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ЗНАЧИТЕЛЬНОГО ОБЪЕМА ИНФОРМАЦИИ И ВОПРОСОВ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПЕРЕД НОВЫМИ УЧАСТНИКАМИ ПРОЕКТА. В ДАННОЙ ПУБЛИКАЦИИ ПРИВОДИТСЯ РЕФЕРАТИВНАЯ ВЕРСИЯ ОСНОВНЫХ ПРОЕКТОВ ОСВОЕНИЯ ШГКМ, В КОТОРЫХ БЫЛИ РАССМОТРЕНЫ ВАРИАНТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ РАЗРАБОТКИ И ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ОБСУЖДАЕМЫХ И В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ

THE ARTICLE IS DEVOTED TO THE DEVELOPMENT STAGES OF THE PROJECT FOR THE DEVELOPMENT OF THE SHOKMANOVSKOYE GAS CONDENSATE FIELD, WHICH WAS CALLED THE PROJECT OF THE CENTURY BY THE FIRST PRESIDENT OF THE RUSSIAN FEDERATION B.N. YELTSIN IN THE 90S, HOWEVER, THEN NO ONE KNEW WHAT CENTURY WE WERE TALKING ABOUT – THE 20TH OR 21ST CENTURY. THE AUTHOR WAS A PARTICIPANT IN THE DEVELOPMENT OF THE SHOKMANOVSKOYE GAS CONDENSATE FIELD AT ALL STAGES OF ITS DEVELOPMENT AND THE CREATOR OF A MONOGRAPH DEVOTED TO THE CONCEPTUAL ANALYSIS OF PROJECT INDICATORS OVER THE PAST 35 YEARS. THE MAIN GOAL OF THE MONOGRAPH IS TO HIGHLIGHT THE POSITION OF THE AUTHORS WHO CONSIDER IT EXPEDIENT TO MAKE HISTORICAL, TECHNICAL AND TECHNOLOGICAL INFORMATION OBTAINED OVER THE LAST THIRTY YEARS AVAILABLE TO ALL SPECIALISTS, INVOLVED IN THE SHOKMANOVSKOYE GAS CONDENSATE FIELD DEVELOPMENT PROJECT BOTH CURRENTLY AND IN THE FUTURE, WHICH WILL REDUCE COSTS AIMED AT RE-STUDYING THE SIGNIFICANT AMOUNT OF INFORMATION AND PROBLEMS THAT ARISE FOR NEW PROJECT PARTICIPANTS. THIS PUBLICATION PROVIDES AN ABSTRACT VERSION OF THE MAIN PROJECTS FOR THE DEVELOPMENT OF THE SHOKMANOVSKOYE GAS CONDENSATE FIELD, WHERE OPTIONS FOR TECHNOLOGICAL SCHEMES FOR THE DEVELOPMENT AND CONSTRUCTION OF THE FIELD, WHICH ARE CURRENTLY UNDER DISCUSSION, WERE CONSIDERED

Ключевые слова: Штокмановское газоконденсатное месторождение, геологическое строение, объем запасов, развитие проекта, технологии освоения месторождения.

**Мирзоев Дилижан Аллахверди оглы**

главный научный сотрудник КНТЦ освоения морских нефтегазовых ресурсов, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Штокмановская структура (вероятность существования месторождения) была выявлена в 1981 году в результате комплексных морских геофизических исследований, проведенных трестом

«Севморнефтегеофизика» с научно-исследовательского судна «Профессор Штокман» (построено в 1979 году в Финляндии для Института океанологии АН СССР), в связи с чем структура и получила свое название.

ТАБЛИЦА 1

Год	1991	1996	2006	2009
Газ, трлн м <sup>3</sup>	3,0	3,2	3,695	3,965
Конденсат, млн т	23,12	30,97	35,06	49,50

Тогда же было начато изучение геологического строения Штокмановской структуры. Площадь месторождения относится к III категории сложности, что обусловлено сложным геологическим строением разреза, расчлененным рельефом дна, а также многочисленными разрывными нарушениями мезозойских пород. В 1985 году структура была подготовлена к поисково-оценочному бурению. В 1988 году было начато строительство первой поисковой скважины проектной глубиной 4 500 метров, которое завершено 27 июля 1988 г. на глубине 3 153 метров. В результате ее испытания были открыты две залежи свободного газа с газовым конденсатом, и на Государственный баланс запасов по состоянию на 1 января 1989 г. впервые поставлены более 2,4 трлн м<sup>3</sup> свободного газа промышленными категориями. На месторождении были пробурены семь скважин, позволившие переутвердить данные о запасах. Само месторождение площадью 1400 км<sup>2</sup> имеет четыре продуктивных пласта (Ю<sub>0</sub>, Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>3</sub>) залегающих на глубине до 2300 м. На глубине 3153 м вскрыли горизонты Ю<sub>0</sub> и Ю<sub>1</sub>, с помощью бурения 1-й разведочной скважины, а запасы были утверждены в 1991 г. (см. табл. 1).

Штокмановское газоконденсатное месторождение расположено в центральной части российского сектора Баренцева моря приблизительно в 600 км от г. Мурманска (см. рис.1).

Сложности разработки проектов освоения ШГКМ были связаны с наличием ледовой обстановки, возможностью появления айсбергов, ветра, ветрового волнения, большой глубины (до 350 м) и значительной удаленностью от берега. Поэтому в 1981–2000 гг. Мурманское управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (МУГМС), Мурманский филиал Антарктического и Арктического научно-исследовательского

Штокмановское ГКМ по объему запасов УВ является одним из самых крупных морских месторождений в мировом океане, а в сочетании с природно-климатическими условиями арктического шельфа не имеет аналогов

института (МФ ААНИИ) и ААНИИ проводили регулярные экспедиционные исследования. В первой половине 90-х годов по заказу РАО «ГАЗПРОМ» совместно с участием специалистов из Финляндии, Норвегии и США и ААНИИ проводились комплексные экспедиционные исследования по изучению ледяного покрова и айсбергов в центральной и северной частях Баренцева моря. В 2010 году ОАО «ГНИНГИ» выполнило работу по теме: «Моделирование особых расчетных сценариев взаимодействия объектов обустройства с ледяными образованиями для условий Баренцева моря, Обской и Тазовской губ». Результатами этой работы стали:

- обобщенные сведения о современном состоянии проблемы айсберговой опасности в России и за рубежом;

- результаты анализа и обобщения параметров айсбергов в условиях Баренцева моря для построения вероятностных распределений;
- разработка математической модели взаимодействия айсбергов с плавучим заякоренным сооружением;
- результаты математического моделирования столкновения айсбергов с платформой для условий ШГКМ;
- теоретического анализа удара айсберга об инженерное сооружение.

Результаты этого исследования являлись и являются исходными данными для выполнения предпроектных и проектных работ по освоению ШГКМ.

Историю развития проектов освоения и изучения месторождения ШГКМ можно условно разделить на шесть этапов:

РИСУНОК 1. Расположение Штокмановского ГКМ в Баренцевом море

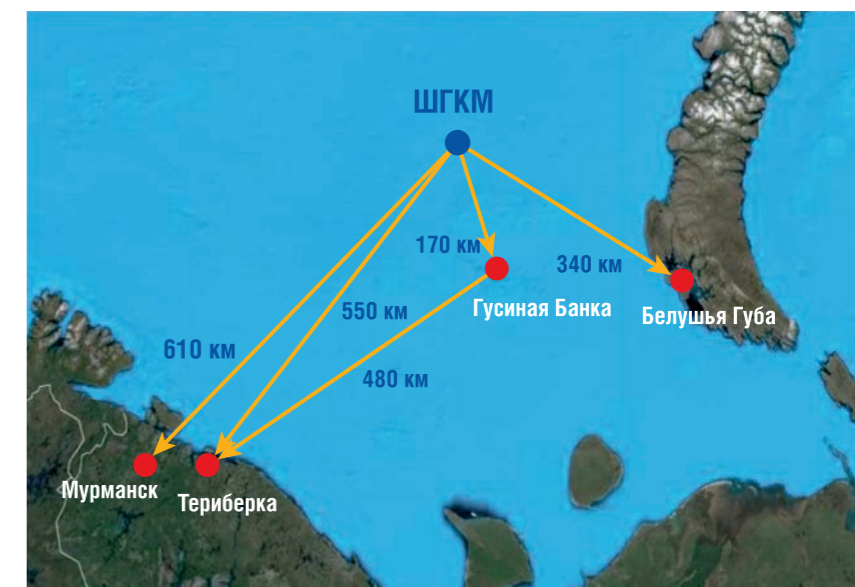
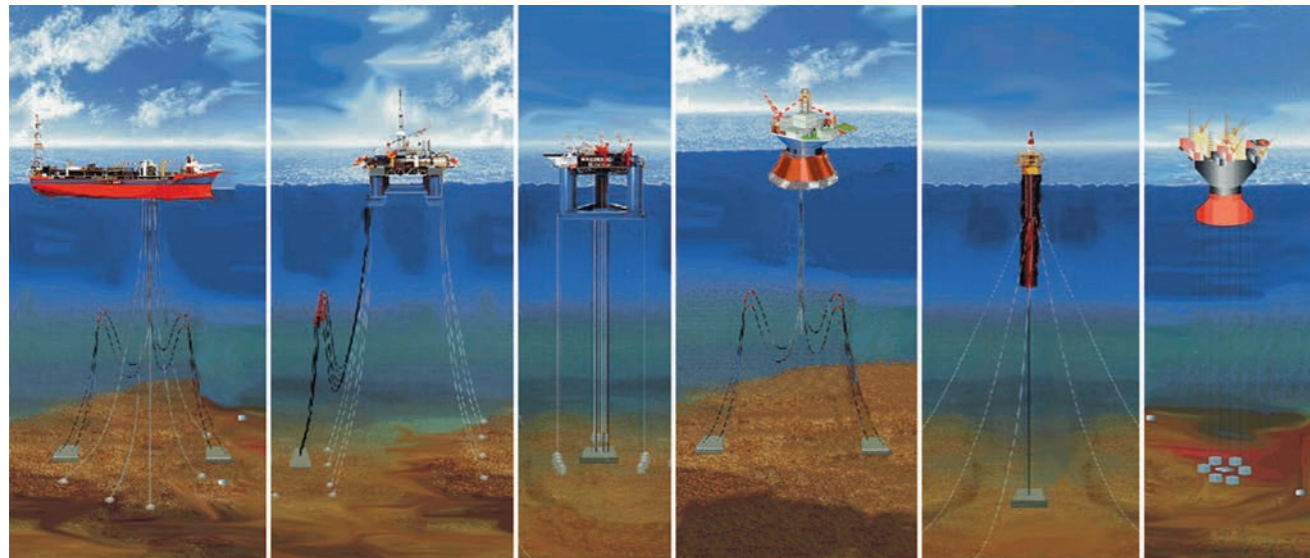


РИСУНОК 1. Варианты конструкций морских технологических платформ для освоения Штокмановского ГКМ



- 1989–1991 гг. недропользователем являлось ПО «Арктикоморнефтегазразведка», в системе Советского Союза;
- 1992–2002 гг. недропользователем являлось ЗАО «Росшельф», основной учредитель ОАО «Газпром»;
- 2002–2004 гг. недропользователем является ЗАО «Севморнефтегаз», основными учредителями которого были НК «Роснефть» и ОАО «Газпром»;
- 2004–2007 гг. недропользователем остается ЗАО «Севморнефтегаз», основным учредителем являлось ОАО «Газпром»;
- 2007–2013 гг. недропользователем остается ЗАО «Севморнефтегаз» (ООО «Газпромдобычашельф»), основным учредителем являлось ОАО «Газпром»;
- 2013 – н/в основным учредителем является ПАО «Газпром».

На всех шести лицензионных этапах проводилось значительное количество предпроектных, проектных, опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ, в которых участвовали ряд ведущих советских, российских организаций и предприятий, а также ведущие зарубежные нефтегазодобывающие компании.

В данной публикации ограничимся комментариями проектов, выполненных на трех этапах в 1989–1991, 1992–207,

2008–2013 гг., в которых рассмотрены все возможные варианты технико-технологических решений по обустройству, бурению, добыче, подготовке, хранению, отгрузке и транспорту к береговому технологическим комплексам газа и конденсата.

«Технико-экономическое обоснование разработки Штокмановского ГКМ и создания на территории СССР совместного предприятия», начатое в 1989-м со сроком окончания в 1991 г. является первым и основным проектом освоения ШГКМ. Основными участниками работы являлись ПО «Арктикоморнефтегазразведка»; ВНИПИшельф (СССР); Норск-Гидро (Норвегия), Вяртсиля, Несте, Иматран Вайма (Финляндия), Коноко, Дюпон сервис (США). Функция оператора выполнялась со стороны СССР – ПО «Арктикоморнефтегазразведка», а со стороны западных компаний – Норск Гидро. Проект назывался «Арктическая звезда».

В данном проекте принимались следующие показатели разработки:

- рабочие дебиты эксплуатационных скважин для пласта Ю<sub>0</sub> – 3 млн м<sup>3</sup>/сут и для пласта Ю<sub>1</sub> – 2 млн м<sup>3</sup>/сут;
- годовые уровни добычи при 25 109 м<sup>3</sup>/год, 32 основных фонда скважин и 8 резервных на четырех донных плитах;
- годовые уровни добычи при 50 109 м<sup>3</sup>/год, 64 основных фонда скважин и 16 резервных на 8 донных плитах.

Необходимо отметить, что при 32 скв. предполагалось пробурить 12 скв. на Ю<sub>0</sub>, а 20 скв. на Ю<sub>1</sub> и для варианта 64 скв. – 32 скв. Ю<sub>0</sub> и 32 скв. на Ю<sub>1</sub>.

В качестве объектов обустройства рассмотрены конструкции:

- стационарной платформы на свайном фундаменте;
- железобетонной гравитационной платформы;
- платформы на натяжных опорах;
- стационарной платформы комбинированного типа.

Все варианты конструкции платформ разработаны с учетом возможности их изготовления, транспортировки и установки на место эксплуатации. Массогабаритные характеристики верхних строений определены с учетом технологического назначения (бурение, добыча, сбор, подготовка и хранения), а также метода транспортировки (многофазном, однофазном и двухфазном состоянии) добываемой продукции.

Рассмотрены четыре варианта внешнего транспорта для потребителей:

- п. Териберка – г. Кола – Карельская АССР – г. Волхов и далее Центр и Западная Европа;
- п. Териберка – г. Кола – Карельская АССР – г. Волхов – г. Выборг – Южная Финляндия – Швеция – Германия;
- п. Териберка – г. Кола – Карельская АССР – г. Кондопога –

г. Выборг – Южная Финляндия – Швеция – Германия;

- п. Териберка – г. Кола – Северная Финляндия в направлении г. Савукоски – Швеция – г. Кондопога – г. Волхов – Германия. В районе г. Колы трасса должна была иметь отвод в направлении г. Кондалакша.

Перечисленные варианты транспортировки показывают, что реализация добываемой продукции была рассчитана на поставку зарубежным потребителям.

По результатам анализа основных проектных решений можно констатировать, что все проекты, разработанные после 1992 года, в разной степени детальности повторяют технико-технологические решения, предложенные в проекте 1989–1991 гг. Естественно, в последующие годы эти решения рассматривались с учетом уровня развития мирового опыта, соответствующего достигнутому за последние двадцатилетия.

С 1992 по 2007 годы были разработаны многочисленные проекты технологических схем разработки и их коррективы, ТЭО, Бизнес-план, Обоснование инвестиций по заказам недропользователей, которые проходили соответствующие экспертизы.

### Реализация технико-технологических решений более чем на 85% была рассчитана на зарубежное производство и поставки

Существенные отличия этих проектов заключались в том, что в технологических схемах разработки ШГКМ рассматривались четыре фазы разработки:

- отбора газа для варианта на 71 млрд м<sup>3</sup>/год в трех фазах;
- для варианта разработки на 94,6 млрд м<sup>3</sup>/год в четырех фазах;
- были рассмотрены различные схемы и объекты обустройства, включая подводные добычные комплексы, плавучие технологические платформы, морские трубопроводы, танкеры для перевозки конденсата, а также береговые сооружения, завод по производству СПГ и сухопутные трубопроводы.

Основные типы конструкций морских нефтегазопромысловых сооружений показаны на рисунке 2.

Основным преимуществом проектов, разработанных с 1992 по 2007 годы, являлось то, что реализация значительной части технико-технологических решений по освоению ШГКМ была рассчитана на промышленно-производственной мощности РФ.

### Комплексность освоения Штокмановского ГКМ должна заключаться в единых взаимосвязанных технико-технологических решениях для всех фаз разработки месторождения

Необходимо отметить, что экономические показатели проектов с 1995 по 2005 годы определялись в рамках закона № 255 от 30 декабря 1995 года «Соглашение о разделе продукции (СРП)». В 2004 году он был отменен, и все дальнейшие проекты разрабатывались без учета положений СРП.

Особый интерес вызывают проекты, разработанные компаниями Штокман Девелопмент (далее – ШДАГ) и ООО «Газпром добыча шельф» (далее – ГДШ), в которых ШДАГ разрабатывает первую фазу, а ГДШ – вторую и третью фазы. Авторы проекта по первой фазе предлагают одни технико-

технологические решения, а авторы второй и третьей фазы предлагают другую технико-технологическую схему добычи, подготовки и транспорта газа и конденсата.

Существенный недостаток этих проектов заключается в том, что ШДАГ и ГДШ свои проекты называют комплексным освоением ШГКМ, а для первой фазы одна технология подготовки и транспорта, а для второй и третьей фазы другая, т.е. для одного месторождения предлагаются различные технологические решения. Возникает вопрос: в чем заключается комплексность освоения месторождения, состоящего из трех фаз? Комплексность освоения Штокмановского ГКМ должна заключаться в единых

взаимосвязанных технико-технологических решениях для всех фаз разработки месторождения.

Общий концептуальный анализ этих проектов показывает, что реализация технико-технологических решений более чем на 85% была рассчитана на зарубежное производство и поставки. С учетом геополитической ситуации нет необходимости

в глубоком анализе в данной статье предлагаемых технических решений. Вместе с тем в вышеупомянутой монографии приводится более глубокий анализ этих проектов для будущих участников проекта освоения Штокмановского ГКМ.

В заключение отметим, что Штокмановское ГКМ по объему запасов УВ является одним из самых крупных морских месторождений в Мировом океане, а в сочетании с природно-климатическими условиями арктического шельфа не имеет аналогов в мировой практике. По количеству проектов освоения, выполненных за прошедшие 35 лет, Штокмановское ГКМ превосходит даже эксплуатируемые в настоящее время крупные морские проекты за рубежом.

В проектах освоения ШГКМ принимали участие самые известные зарубежные нефтегазовые компании (Норвегия, США, Англия, Япония, Франция, Финляндия, Япония, Италия, Германия, Южная Корея и др.), имеющие большой опыт в данной области. На всех этапах предлагаемые технико-технологические решения оценивались как с экономической, так и с геополитической точки зрения.

Дальнейшее развитие проектов освоения Штокмановского ГКМ должно происходить с разработкой технико-технологических решений, направленных на значительное снижение объемов участия зарубежных компаний. ●

KEYWORDS: *Shtokman gas condensate field, geological structure, volume of reserves, project development, field development technologies.*





# КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЮ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ – новый энергетический стандарт АО «ГТ Энерго»

ИЗМЕНЕНИЕ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПАРАДИГМЫ ЗАДАЕТ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМУ КОМПЛЕКСУ НЕ ТОЛЬКО НОВЫЙ ВЕКТОР РАЗВИТИЯ, НО И СТАВИТ НОВУЮ ЗАДАЧУ, ПРЕВРАЩАЯ ЭНЕРГЕТИКУ В ОТРАСЛЬ, СТИМУЛИРУЮЩУЮ РАЗВИТИЕ ЭКОНОМИКИ В ЦЕЛОМ. РОСТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УРОВНЯ НЕВОЗМОЖЕН БЕЗ ИННОВАЦИОННЫХ ПОДХОДОВ В СФЕРЕ АВТОНОМНОЙ ЭНЕРГОГЕНЕРАЦИИ. ОТ НАДЕЖНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ, СПОСОБНОГО ОБЕСПЕЧИТЬ ЛОКАЛЬНОЕ ДОСТУПНОЕ И ЭФФЕКТИВНОЕ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ, ЗАВИСИТ БЕЗОПАСНОСТЬ И БЕСПЕРЕБОЙНОСТЬ РАБОТЫ ПРЕДПРИЯТИЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА. КАКИЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ЭНЕРГОГЕНЕРАЦИИ ПРЕДЛАГАЮТ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ?

THE CHANGE IN THE GLOBAL ENERGY PARADIGM SETS NOT ONLY A NEW VECTOR OF DEVELOPMENT FOR THE FUEL AND ENERGY COMPLEX, BUT ALSO POSES A NEW TASK, TURNING ENERGY INTO AN INDUSTRY THAT STIMULATES THE DEVELOPMENT OF THE ECONOMY AS A WHOLE. THE GROWTH OF THE TECHNOLOGICAL LEVEL IS IMPOSSIBLE WITHOUT INNOVATIVE APPROACHES IN THE FIELD OF AUTONOMOUS ENERGY GENERATION. THE SAFETY AND UNINTERRUPTED OPERATION OF ENTERPRISES IN THE FUEL AND ENERGY COMPLEX DEPENDS ON THE RELIABILITY OF EQUIPMENT CAPABLE OF PROVIDING LOCAL, AFFORDABLE AND EFFICIENT ENERGY SUPPLY. WHAT SOLUTIONS IN THE FIELD OF ENERGY GENERATION DO DOMESTIC PRODUCERS OFFER?

Ключевые слова: энергоснабжение, предприятия топливно-энергетического комплекса, энергоэффективность, генерация, импортозамещение.

**Рамазанов Анвар Флюрович**  
заместитель генерального директора  
по стратегическому развитию, АО «ГТ Энерго»

## Рынок распределенной генерации: современные тенденции, проблемы и пути решения

Высокая потребность в автономной генерации определила наличие на рынке множества решений. Однако большинство из них не способны обеспечить потребителя надежным энерго- и теплоснабжением в силу самых разных причин – от несоответствия требованиям к работе с энергосетью до отсутствия качественного сервиса и высокой стоимости ремонта, что не обеспечивает инвестиционную эффективность по возврату вложений. Проблемы рынка становятся все более очевидными с ростом количества его участников: сложности с расходными материалами и сервисом, некорректная работа и непредвиденные отключения при выдаче мощности в сеть, дополнительные затраты

в процессе получения дополнительного количества тепловой энергии. Расходы на эти и другие, неочевидные на первый взгляд, моменты необходимо учитывать, планируя полный жизненный цикл проекта, как при создании новых станций, так и при модернизации оборудования на действующих энергоцентрах. При этом в силу сложившихся ограничений рынка из-за ухода иностранных производителей оборудования и санкций вопросы по сервису и модернизации оборудовании зарубежного производства диктуют выбор в пользу отечественных компаний-разработчиков решений на рынке распределенного производства энергии для ТЭК. Одна из таких компаний – АО «ГТ Энерго».

## АО «ГТ Энерго»: импортоопережение в сфере генерации

«ГТ Энерго» – отечественный разработчик технологических решений в области генерации энергии для предприятий нефтегазовой сектора и промышленности

РЕКЛАМА

Сегодня три региональных сервисных центра «ГТ Энерго», расположенные в Центральном, Южном и Уральском регионах, ведут управление 18 современными газотурбинными станциями (ГТЭС). Два инженеринговых центра компании обеспечивают полную техническую поддержку объектов.

ГТЭС производства «ГТ Энерго» более двадцати лет успешно работают на энергетическом рынке, в том числе на оптовом и розничном рынках электроэнергии и мощности, часть станций работает на монопотребителей.

### Комплексный подход

АО «ГТ Энерго» видит возможное решение в комплексном подходе. Основной принцип компании – внедрение собственных разработок и интегрированных решений, отвечающих запросам рынка, а также последовательное повышение качества предоставляемых услуг. «ГТ Энерго» предлагает не отдельную поставку газотурбинного оборудования, а комплексные решения по строительству ГТЭС «под ключ», в том числе за счет собственного финансирования, с последующим долгосрочным энергоснабжением выделенных потребителей.



Условия предоставления комплексной услуги:

- долгосрочный контракт – 20 лет;
- гарантированный объем потребления энергоресурсов;
- природный газ или ПНГ в качестве топлива;
- режим работы – автономный / параллельно с энергосистемой.

Основные преимущества комплексного решения компании «ГТ Энерго»:

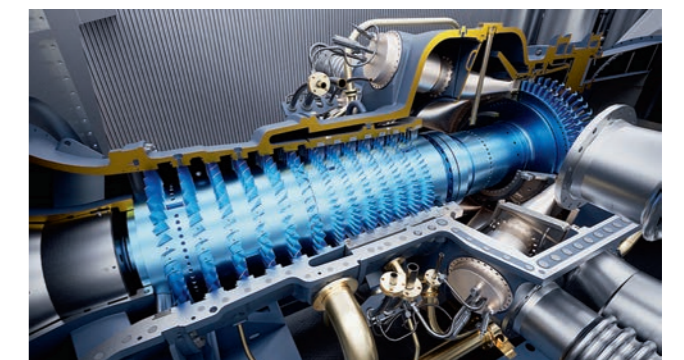
- применение отечественных технологий (локализация 100%);
- локальная ремонтпригодность и повышенный ресурс основного оборудования (200 тыс. часов);
- высокая надежность (наработка с 2003 года более 1,9 млн часов);
- большой опыт успешной эксплуатации (44 энергоблока в работе);
- полная автоматизация на базе АСУ ТП и САУ собственной разработки;
- возможность автономной работы в любых климатических условиях.

Компания «ГТ Энерго» прошла серьезный путь от разработки и строительства традиционных станций первого поколения до внедрения новейших технологий и создания компактных решений – станций четвертого поколения.

Энергоблок «ГТ Энерго» четвертого поколения в новой модификации ГТ-009GT – комплексная энергоустановка, предназначенная для производства тепло- и электроэнергии в режиме когенерации. В новой компоновке используются лучшие технические решения, применяемые на энергоблоках предыдущих поколений – 009, 009M и 009MЭ.

В энергоблоке ГТ-009GT реализована инновационная технология ГТ Энерго – система магнитного подвеса (СМП). Вращение ротора турбины, подвешенного в магнитном поле, осуществляется в состоянии левитации. Система успешно внедряется с 2008 года и показала высокую надежность и эффективность на объектах компании. При этом АСУ ТП, используемая на объектах АО «ГТ Энерго», включая систему автоматического управления газотурбинным двигателем, является полностью собственной разработкой компании.

Ключевым элементом энергоблока ГТ-009GT является стационарная энергетическая газовая турбина ГТ-009M(МЭ), также собственной разработки. Одновальный двигатель выполнен по регенеративному циклу, с утилизацией тепла уходящих газов для подогрева циклового воздуха после компрессора и его последующей подачи в камеру сгорания. Ротор устанавливается на магнитные подшипники. Турбина, выполненная в виде отдельного блока, устанавливается на своих опорах отдельно от турбогенератора. Двигатель имеет увеличенный ресурс – 200 тыс. часов. Одно из главных преимуществ, отличающих оборудование от аналогов, в том, что полный комплекс обслуживания и ремонта проводится на станции, без вывоза оборудования, в том числе капитальный ремонт.



3D-модель двигателя ГТ-009MЭ

## Будущее развитие

В период глобальной нестабильности и беспрецедентных санкций для Российской Федерации, в текущих условиях ограниченного доступа к технологиям, создание технологических партнерств может быть крайне полезным. Это позволит нефтегазовой отрасли и отечественной промышленности за счет объединения ресурсов, опыта и компетенций повышать свою конкурентоспособность при все более жестких внешних условиях.

Передовые решения и комплексные услуги компании «ГТ Энерго» открывают новые возможности для укрепления позиций российского энергетического комплекса и дают новый импульс для решения текущих и будущих вызовов. ●

KEYWORDS: energy supply, enterprises of the fuel and energy complex, energy efficiency, generation, import substitution.



# ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СОЗДАНИЮ ПРОГРАММЫ СТАНДАРТИЗАЦИИ В ОБЛАСТИ СПГ

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕН ВОПРОС СТАНДАРТИЗАЦИИ ОТРАСЛИ СПГ, КОТОРАЯ В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ ПОЛУЧИЛА АКТИВНОЕ РАЗВИТИЕ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. ПРОВЕДЕН СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ И ЗАРУБЕЖНОЙ НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ, НА ОСНОВЕ КОТОРОГО БЫЛ СДЕЛАН ВЫВОД О НЕОБХОДИМОСТИ РАЗРАБОТКИ ПРОГРАММЫ КОМПЛЕКСНОЙ СТАНДАРТИЗАЦИИ. РАССМОТРЕНЫ ДОКУМЕНТЫ, ОПИСЫВАЮЩИЕ ТЕПЛОБМЕННЫЕ АППАРАТЫ И ПРОЦЕСС БУНКЕРОВКИ ТАНКЕРОВ, ДАНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИХ ДОРАБОТКЕ

*THIS PAPER CONSIDERS THE ISSUE OF LNG INDUSTRY STANDARDIZATION, WHICH HAS BEEN ACTIVELY DEVELOPED IN THE RUSSIAN FEDERATION IN RECENT YEARS. A COMPARATIVE ANALYSIS OF THE DOMESTIC AND FOREIGN REGULATORY FRAMEWORK WAS MADE, BASED ON WHICH IT WAS CONCLUDED THAT IT IS NECESSARY TO DEVELOP A COMPREHENSIVE STANDARDIZATION. THE DOCUMENTS DESCRIBING HEAT EXCHANGERS AND TANKER BUNKERING PROCESS HAVE BEEN REVIEWED AND RECOMMENDATIONS FOR THEIR FINALIZATION HAVE BEEN GIVEN*

Ключевые слова: стандартизация, комплексная стандартизация, СПГ, теплообменное оборудование, бункеровка СПГ танкеров.

**Березняков  
Артем Алексеевич**  
магистрант

**Габдуллова  
Резеда Рафисовна**  
магистрант

**Ясашин  
Виталий Анатольевич**  
профессор, д.т.н.

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

Углеводороды являются одним из важнейших аспектов, определяющих экономику активно развивающейся страны, однако для России они имеют особое значение. В последние годы активное развитие получила отрасль сжиженного природного газа (СПГ), поскольку он является одним из самых экологичных для окружающей среды.

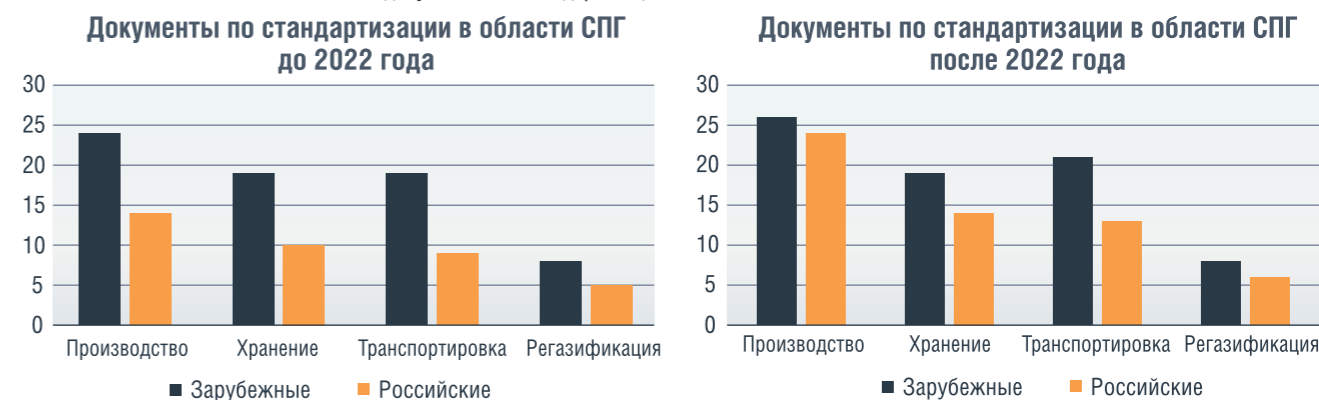
Актуальным преимуществом СПГ является то, что в ходе сжижения при температуре -162 °С (при атмосферном давлении),

он уменьшается в объеме в 600 раз, что дает возможность более мобильно транспортировать несравнимо больший объем топлива на любые расстояния, чем магистральный газ [1]. Развитие СПГ отрасли, в свою очередь, привело к увеличению требований ко всем этапам жизненного цикла по сжижению.

## Анализ документов

Анализ стандартов в области СПГ показал, что уровень их развития в Российской Федерации находился

РИСУНОК 1. Количественный анализ документов по стандартизации



не в самом лучшем положении вплоть до 2022 года. К примеру, на один-два стандарта и СТО в России приходилось порядка десятка иностранных стандартов (рис. 1).

Однако ввиду наложения санкций со стороны Запада, в последующие годы началось бурное развитие в части стандартизации для индустрии СПГ (таблица 1). Но не всегда разработка большого числа стандартов ведет к соблюдению и поддержанию должного качества российского СПГ и его конкурентоспособности. Российские стандарты должны быть сопоставимы с мировыми, чтобы обеспечить плавную интеграцию России в глобальные рынки.

По состоянию на 2022 год доля импортного оборудования для малотоннажного производства – около 5%, для среднетоннажного – около 40%, для крупнотоннажного же – более 80%.

Низкий темп импортозамещения напрямую связан с отсутствием документов по стандартизации, охватывающих отрасль сжиженного природного газа. В связи с этим остро встает вопрос о создании системы взаимосвязанных стандартов, регулирующих жизненный цикл сжиженного природного газа. Под разработкой комплекса мер подразумевается выявление наиболее значимых проблем для каждого этапа жизненного цикла СПГ и предложение по решению. К тому же хотелось бы отметить макроэкономический эффект от применения стандартизации в рассматриваемой области:

- от 0,8 до 1% в год вклад в ВВП;
- до 3,2% повышения продаж (вклад в экспорт, ежегодно);

ТАБЛИЦА 1. Межгосударственные и национальные стандарты России в области СПГ [2]

№ п/п	Номер стандарта	Название стандарта
<b>Свойства СПГ</b>		
1	ГОСТ Р 57431-2017 ISO 16903:2015 (MOD)	Газ природный сжиженный. Общие характеристики
2	ГОСТ Р 56835-2015	Газ природный сжиженный. Газ отпарной производства газа природного сжиженного. Определение компонентного состава методом газовой хроматографии
3	ГОСТ Р 56851-2016	Газ природный сжиженный. Метод расчета термодинамических свойств
4	ГОСТ Р 56719-2015	Газ горючий природный сжиженный. Отбор проб
5	ГОСТ Р 53521-2009	Переработка природного газа. Термины и определения
<b>Свойства СПГ в качестве топлива</b>		
6	ГОСТ 34894-2022 (вместо ГОСТ Р 56021-2014)	Газ природный сжиженный. Технические условия Liquefied natural gas. Specifications
<b>Проектирование и эксплуатация производственных комплексов СПГ</b>		
7	ГОСТ Р 56352-2015 NFPA 59A (NEQ)	Нефтяная и газовая промышленность. Производство, хранение и перекачка сжиженного природного газа. Общие требования безопасности (с поправкой от 2019 г.)
8	ГОСТ Р 55892-2013	Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа. Общие технические требования
9	ГОСТ Р 56400-2015 NEQ ABS:2004	Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация морских терминалов сжиженного природного газа. Общие требования
<b>Грузовые операции с СПГ</b>		
10	ГОСТ Р 59020-2020	Нефтяная и газовая промышленность. Грузовые операции и бункеровка сжиженным природным газом. Термины и определения. Общие требования.
11	ГОСТ Р 59021-2020	Нефтяная и газовая промышленность. Грузовые операции и бункеровка сжиженным природным газом. Общие требования
12	ГОСТ Р 59022-2020	Нефтяная и газовая промышленность. Грузовые операции и бункеровка сжиженным природным газом. Оборудование причалов
13	ГОСТ Р ИСО 28460-2018 (IDT)	Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения и оборудование для сжиженного природного газа. Порядок взаимодействия судно-берег и портовые операции

Продолжение таблицы 1 →

Продолжение таблицы 1

№ п/п	Номер стандарта	Название стандарта
<b>Оборудование для комплексов СПГ</b>		
14-18	ГОСТ Р 58027-2017/EN 14620-2006 Все части	Проектирование и производство на месте вертикальных цилиндрических стальных емкостей с плоским дном для хранения охлажденных сжиженных газов с рабочей температурой от 0 °С до -165 °С Часть 1. Общие положения Часть 2. Металлоконструкции Часть 3. Компоненты бетона Часть 4. Изоляционные компоненты Часть 5. Испытание, высушивание, очистка и охлаждение
19	ГОСТ Р 59531-2021	Комплексы для производства, хранения и отгрузки сжиженного природного газа. Насосы погружные для вертикальных цилиндрических резервуаров, охлажденных до криогенных температур сжиженных газов. Методы испытаний
20	ГОСТ 31843-2013	Нефтяная и газовая промышленность. Компрессоры поршневые. Общие технические требования
21	ГОСТ 32601-2022	Насосы центробежные для нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности. Общие технические требования
22	ГОСТ 31842-2012 (ИСО 16812:2007)	Нефтяная и газовая промышленность. Теплообменники кожухотрубчатые. Технические требования
23	ГОСТ 34347-2017	Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
24	ГОСТ ISO 13706-2011	Аппараты с воздушным охлаждением. Общие технические требования
25	ГОСТ ISO 3977-3-2017	Турбины газовые. Технические условия на закупку. Требования к проектированию
26	ГОСТ ISO 3977-5-2017	Турбины газовые. Технические условия на закупку. Часть 5. Применение в нефтяной и газовой промышленности
27	ГОСТ ISO 3977-8-2017	Турбины газовые. Технические условия на закупку. Часть 8. Контроль, испытания, монтаж и ввод в эксплуатацию
28	ГОСТ Р 53324-2009	Ограждения резервуаров. Требования пожарной безопасности
<b>Применение СПГ в качестве топлива РЖД</b>		
29	ГОСТ Р 56878-2016	Локомотивы, работающие на сжиженном природном газе. Требования к организации эксплуатации
30	ГОСТ Р 57026-2016	Локомотивы, работающие на сжиженном природном газе. Метод определения герметичности трубопроводов, соединений и затворной арматуры системы газоподготовки
31	ГОСТ Р 56286-2014	Локомотивы маневровые, работающие на сжиженном природном газе. Общие технические требования
32	ГОСТ Р 56287-2014	Газотурбовозы магистральные грузовые, работающие на сжиженном природном газе. Общие технические требования
<b>Применение СПГ в качестве топлива на автотранспорте</b>		
33	ГОСТ Р 56217-2014	Автомобильные транспортные средства, использующие газ в качестве моторного топлива. Общие технические требования к эксплуатации на сжиженном природном газе, техника безопасности и методы испытаний
34	ГОСТ Р 56218-2014	Автомобильные транспортные средства, работающие на сжиженном природном газе. Криогенные системы питания. Технические требования и методы испытаний

- 1,6% в год вклад в производительность труда;
- 0,26% от ВВП увеличение доли прибыли [3].

### Комплексная стандартизация

Комплексная стандартизация (КС) – стандартизация, осуществление которой обеспечивает наиболее полное и оптимальное удовлетворение требований заинтересованных организаций и предприятий согласованием показателей взаимосвязанных компонентов, входящих в объекты стандартизации, и увязкой сроков введения в действие стандартов [4].

Основной стратегией системного подхода к комплексной стандартизации является создание программ комплексной стандартизации (программ КС), представляющих собой комплексный документ, который включает в себя сроки выполнения, состав исполнителей и перечень взаимосвязанных работ. В свою очередь, программы включают в себя основные виды продукции и системы машин и оборудования совместного применения.

Основными задачами разработки программ комплексной стандартизации являются:

- улучшение качества внутризаводских стандартов путем внедрения результатов научно-исследовательских работ и опытно-конструкторских технологических разработок;
- обеспечение соответствия созданных стандартов и технических условий требованиям, как внешним, так и внутренним рыночным условиям;
- исследование опыта производства за определенный период времени и взаимосвязь между основными производственными показателями, условиями, стандартами, требованиями и методами, которые следует включить во внутризаводские стандарты и технические условия;
- создание перечня мероприятий, необходимых для внедрения комплексной стандартизации.

РИСУНОК 2. Взаимосвязь внедрения комплексной стандартизации и финансовых показателей

### Внедрение комплексной стандартизации



- Повышение требований к подготовке и организации производства
- Повышение требований к материалам, покупным и получаемым по кооперации
- Повышение требований к безопасности труда и охране окружающей среды
- Сборка и изготовление параметрических или типоразмерных рядов машин
- Разработка методик и средств испытаний, эксплуатации и ремонта машин



- Повышение коэффициента автономии предприятия
- Повышение коэффициента финансовой зависимости предприятия
- Снижение коэффициента финансового риска предприятия
- Повышение коэффициента инвестирования предприятия
- Сохранение в норме коэффициента обеспеченности запасов собственным капиталом

Разработка программ комплексной стандартизации осуществляется на основе следующих методов:

- применение системного подхода для решения задач комплексной стандартизации;
- развитие организации стандартизации и унификации;
- повышение эффективности комплексной стандартизации над затратами на разработку и внедрение программы стандартизации и унификации [5]. На рисунке 2 представлена взаимосвязь между внедрением комплексной стандартизации и финансовыми показателями.

### Современное состояние

Рассматривая жизненный цикл сжиженного природного газа по основным четырем позициям, можно выделить два «проседающих» этапа, в которых необходимо обновление стандартов и их разработка – проектирование и транспортировка. В части проектирования хотелось бы обратить внимание на «сердце» всего сжижения – теплообменный аппарат. На сегодняшний день не существует технической документации, регулирующей теплообменные аппараты для СПГ. Необходимо обновлять отечественные документы

по стандартизации, охватывающие область теплообменных аппаратов, работающих при температуре до -70 °С, с учетом передового опыта зарубежных компаний. Сравнительный анализ приведен в таблице 2.

Для решения проблемы использования кожухотрубчатых теплообменных аппаратов в области СПГ необходимо учесть специфику работы оборудования при низких критических температурах. Использование хладостойких материалов и их указание в стандарте позволит проектировать и производить данный вид оборудования согласно данному

ТАБЛИЦА 2. Сравнительный анализ зарубежных и отечественных документов по стандартизации в области теплообменных аппаратов

Зарубежный стандарт	Отечественный стандарт	Примечание
<b>Кожухотрубчатые теплообменные аппараты</b>		
API 660	ГОСТ 31842-2012 (ИСО 16812:2007) Нефтяная и газовая промышленность. Теплообменники кожухотрубчатые. Технические требования	В Зарубежном стандарте минимальная температура варьируется в зависимости от требований заказчика (7.1.1), в свою очередь в Российском ограничивается 70 градусами
<b>Спиральнолитые теплообменные аппараты</b>		
API 664	–	Отечественный стандарт не разработан, производство происходит по API, в котором заказчик сам указывает минимальную рабочую температуру (7.2.1)
<b>Ребристо-пластинчатые теплообменные аппараты</b>		
API 668	ГОСТ Р ИСО 15547-1-2009 Нефтяная и газовая промышленность. Пластинчатые теплообменники. Технические требования	Российский стандарт идентичен иностранному и допускает применение данного типа теплообменного оборудования в области СПГ, минимальная температура закладывается покупателем

ТАБЛИЦА 3. Национальные стандарты по транспортировке СПГ

№	Номер	Название
1	ПНСТ 305-2018	Подвижной состав, работающий на сжиженном природном газе. Методы взятия проб и анализа содержания масел и примесей в используемом сжиженном природном газе
2	ГОСТ Р 70618-2022	Суда и морские технологии. Бункеровка судов, работающих на сжиженном природном газе. Требования
3	ГОСТ Р 56878-2016	Локомотивы, работающие на сжиженном природном газе. Требования к организации эксплуатации
4	ГОСТ Р 56286-2014	Локомотивы маневровые, работающие на сжиженном природном газе. Общие технические требования
5	ГОСТ Р 56287-2014	Газотурбовозы магистральные грузовые, работающие на сжиженном природном газе. Общие технические требования
6	ГОСТ Р 59022-2020	Нефтяная и газовая промышленность. Грузовые операции и бункеровка сжиженным природным газом. Оборудование причалов
7	ГОСТ Р ИСО 28460-2018	Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения и оборудование для сжиженного природного газа. Порядок взаимодействия судно-берег и портовые операции
8	ГОСТ Р 59572-2021	Емкости бортовые криогенные для локомотивов, работающих на сжиженном природном газе. Общие технические условия
9	ГОСТ Р 57026-2016	Локомотивы, работающие на сжиженном природном газе. Метод определения герметичности трубопроводов, соединений и затворной арматуры системы газоподготовки
10	ГОСТ Р 59020-2020	Нефтяная и газовая промышленность. Грузовые операции и бункеровка сжиженным природным газом. Термины и определения
11	ГОСТ Р 59573-2021	Пункты экипировки локомотивов, работающих на сжиженном природном газе. Требования к техническому оснащению и выбору мест расположения
12	ГОСТ Р 59021-2020	Нефтяная и газовая промышленность. Грузовые операции и бункеровка сжиженным природным газом. Общие требования
13	ГОСТ Р 56400-2015	Нефтяная и газовая промышленность. Проектирование и эксплуатация морских терминалов сжиженного природного газа. Общие требования

стандарту ГОСТ 31842-2012 (ИСО 16812:2007) Нефтяная и газовая промышленность. Теплообменники кожухотрубчатые. Технические требования. Для обеспечения конкурентоспособности необходимо разрабатывать стандарты, которые были бы универсальны для каждого вида теплообменного аппарата. Необходимо также указывать методику расчета в зависимости от температуры рабочей среды [6].

Основным видом транспортировки СПГ является транспортировка судами-газовозами, оборудованных криоцистернами. В настоящее время существуют следующие стандарты, охватывающие судна, работающие на сжиженном природном газе и перевозящие его (таблица 3).

Существенного изменения требуют отечественные нормативные базы в части

внесения дополнений по учету бункеровки судов СПГ в следующие документы:

- Технический регламент о безопасности объектов морского транспорта (Постановление Правительства РФ от 12 августа 2010 г. № 620);
- РД 31.20.01-97 «Правила технической эксплуатации морских судов. Основное руководство»;
- «О правилах пожарной безопасности на судах морского флота» (Постановление Минтранса России № 10 от 31.10.2003);
- РД 31.81.10-91 «Правила техники безопасности на судах морского флота»;
- Обязательные постановления морских портов, принимающих суда, использующие СПГ в качестве топлива;

- Технический регламент о безопасности объектов внутреннего водного транспорта (Постановление Правительства РФ от 12 августа 2010 г. № 623);
- «Правила пожарной безопасности на судах внутреннего водного транспорта Российской Федерации (с изменениями и дополнениями)» (Приказ Минтранса № 158 от 24.12.2002 г. с изменениями от 22.04.2003 г.);
- РД 212.0182-02 «Руководство по технической эксплуатации судов внутреннего плавания».

Необходимо дополнить их разделами, включающими в себя бункеровку СПГ танкеров, учитывающие особенности СПГ, такие как взрывоопасность, влияние низких температур и др.

Кроме того, необходимо разработать следующие типовые инструкции/руководства:

ТАБЛИЦА 4. Сравнительный анализ документов по стандартизации в области бункеровки

Зарубежный стандарт	Требования	Национальный стандарт	Требования
ISO 28460:2010, Petroleum and natural gas industries – Installation and equipment for liquefied natural gas – Ship-to-shore interface and port operations	Настоящий стандарт устанавливает необходимые требования к морским операциям во время транспортирования и перекачки груза в порту и порядку взаимодействия судно-берег с учетом требований. рекомендаций Международной морской организации. Общества международных операторов газовых танкеров и терминалов. международной группы импортеров сжиженного природного газа, Международного морского форума нефтяных компаний и других организаций, перечисленных в библиографии	ГОСТ Р ИСО 28460-2018 Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения и оборудование для сжиженного природного газа. Порядок взаимодействия судно – берег и портовые операции	Данный стандарт идентичен стандарту ISO 28460:2010. В ходе анализа было выявлено следующее замечание: В Главе 4 «Общая характеристика СПГ и опасные факторы при работе с ним» ссылаются на международный стандарт ISO 10976, хотя в Российской Федерации с 2014 и 2017 года существует стандарт, регулирующий качественные характеристики СПГ. Хотя в ПНСТ 305-2018 Подвижной состав, работающий на сжиженном природном газе. Методы взятия проб и анализа содержания масел и примесей в используемом сжиженном природном газе ссылаются на качественные характеристики сжиженного природного газа, которые урегулированы национальным стандартом
IACS Rec 142 LNG bunkering guidelines	В пункте 3.2 «Примеры организации бункеровки судов» приводятся все виды бункеровки судна, что делает данное руководство универсальным	ГОСТ Р 70618-2022 Суда и морские технологии. Бункеровка судов, работающих на сжиженном природном газе. Требования	В национальном стандарте вовсе отсутствуют способы бункеровки, что, в свою очередь, впоследствии приведет к созданию дополнительных нормативных документов

- Руководство по бункеровке СПГ в портах, предназначенное для использования властями и администрациями портов, направленное на стандартизацию требований в российских портах и их соответствие международным стандартам. Оно должно включать в себя методические указания по разработке положений Руководств для конкретных портов;
- Типовая судовая инструкция по бункеровке СПГ, предназначенная для использования судоводными компаниями, как составная часть судовой системы управления безопасностью. Необходимо включить в нее рекомендации по формированию Инструкций для различных методов бункеровки и определенных категорий судов [7].

Разработка и актуализация указанных документов позволит добиться безопасной эксплуатации отечественных СПГ танкеров.

## Выводы

- В результате работы был произведен анализ отечественной и зарубежной нормативной

базы в области СПГ, выявлены аспекты, которые необходимо доработать;

- Проведенные исследования показали, что остро стоит вопрос о разработке комплексных мер по стандартизации, поскольку в настоящее время российские стандарты не обеспечивают достаточный уровень безопасности на всех этапах жизненного цикла СПГ;
- Стандарты, описывающие теплообменное оборудование, требуют доработки, для кожухотрубчатых необходимо расширение, учитывающее требование заказчика по минимальной рабочей температуре, в случае со спиральновитыми стандарт вовсе отсутствует, что говорит о необходимости его разработки;
- Изменений требуют нормативные базы, описывающие бункеровку СПГ-танкеров, в частности разработку дополнительных разделов, учитывающих особенности СПГ, а также разработку инструкций и руководств для определенных портов и категорий судов, что, в свою очередь, позволит безопасно использовать такой чистый вид топлива, как СПГ. ●

## Литература

1. Федорова Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: Технологии и оборудование / Монография – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011, 159 с.
2. Федорова Е.Б. Развитие системы стандартизации в российской индустрии сжиженного природного газа / Е.Б. Федорова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 4 (136). – С. 27–33. – DOI 10.33285/1999-6934-2023-4(136)-27-33.
3. СТИМУЛ [Электронный ресурс]. URL: <https://stimul.online/articles/interview/standarty-dlya-natsionalnykh-chempionov/> (дата обращения: 01.02.2024).
4. ГОСТ 1.0-68 Государственная система стандартизации. Основные положения.
5. Дектярева М.А. Стандартизация в машиностроении – гарантия Возрождения экономики / М.А. Дектярева, Т.Е. Кривина // Актуальные проблемы авиации и космонавтики. – 2012. – Т. 1, № 8. – С. 260–261.
6. Ясашин В.А. Импортозамещение в сфере сжиженного природного газа / В.А. Ясашин, Р.Р. Габдуллова // Сжиженный природный газ: проблемы и перспективы: Тезисы докладов II Всероссийской научно-практической конференции, Москва, 08–09 ноября 2022 года / Авторы-составители: Е.Б. Федорова, В.А. Федорова, Ю.С. Дубинов, О.Б. Дубинова, отв. ред. Е.Б. Федорова. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2023. – С. 170–172.
7. Буянов А.С. СПГ бункеровка. О необходимости актуализации системы российских стандартов / А.С. Буянов, В.Е. Семенов, А.А. Реуцкий // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2019. – № 5 (89). – С. 48–55.

KEYWORDS: *standardization, integrated standardization, LNG, heat exchange equipment, LNG bunkering of LNG tankers.*

# АРХИТЕКТУРА И ФОРМАТЫ ДАННЫХ в SMART-стандартах

ПРОЕКТ ПЕРВОЙ РЕДАКЦИИ ПНСТ «УМНЫЕ (SMART) СТАНДАРТЫ. АРХИТЕКТУРА И ФОРМАТЫ ДАННЫХ» ДО 4 МАЯ 2024 ГОДА НАХОДИТСЯ НА ПУБЛИЧНОМ ОБСУЖДЕНИИ. ЭКСПЕРТЫ КОНСОРЦИУМА «КОДЕКС» РАССКАЗЫВАЮТ, ПОЧЕМУ НА ДОКУМЕНТ СТОИТ ОБРАТИТЬ ВНИМАНИЕ

*DRAFT OF THE FIRST EDITION OF THE PRELIMINARY NATIONAL STANDARD (PNST) "SMART STANDARDS. ARCHITECTURE AND DATA FORMATS" IS UP FOR PUBLIC DISCUSSION UNTIL MAY 4, 2024. EXPERTS FROM THE KODEKS CONSORTIUM TELL US WHY THE DOCUMENT IS WORTH PAYING ATTENTION TO*

Ключевые слова: концепция умных стандартов, нормативные документы, цифровизация, национальный стандарт, архитектура и форматы данных.

Концепция SMART-стандартов отвечает на вопрос «Как должны выглядеть нормативные документы, чтобы не тормозить цифровизацию экономики, а подталкивать ее?». Представителям нефтегазового комплекса не нужно объяснять, зачем: вопрос, как автоматизировать выполнение и проверку нормативных требований, стоит для отрасли давно и остро.

В 2021 году был образован проектный технический комитет ПТК 711 «Умные (SMART) стандарты». На сегодня его членами разработано три проекта предварительных национальных стандартов (ПНСТ) одноименной серии. Первый – ПНСТ 864-2023 «Умные (SMART) стандарты. Общие положения» – уже вступил в силу. Второй, посвященный классификации объектов стандартизации, находится на доработке по результатам публичного обсуждения. Наконец, третий стандарт – «Умные (SMART) стандарты. Архитектура и форматы данных» – представлен на публичное обсуждение до 4 мая.

Поговорим о том, кому стоит ознакомиться с проектом документа и как подходить к его изучению.

## Цели и задачи документа

Стандарт разработан в развитие положений ПНСТ 864-2023. Он преследует три цели, которые зафиксированы во введении:

- спецификация единой объектной модели данных для предметной области серии стандартов «Умные (SMART) стандарты»;
- стандартизация и унификация формата данных при обмене SMART-стандартами между информационными системами;
- предоставление заинтересованным сторонам общих механизмов и рекомендаций, а также практических примеров для формирования машинопонимаемого и машиноинтерпретируемого содержания в SMART-формате на основе человекочитаемого текста или без него.

Также определены пять задач, для решения которых ПНСТ можно применять:

- разработка SMART-стандартов;
- разработка информационных

систем для создания SMART-стандартов и управления их жизненным циклом;

- разработка прикладных SMART-сервисов на основе SMART-данных (конструкторские системы, системы проектирования и моделирования, контроль соответствия и т.д.);
- использование SMART-стандартов в промышленности для разработки информационных систем, управляющих работой датчиков, машин, станков, оборудования;
- автоматизация проверки выполнения требований нормативных документов.

Разделим пользователей стандарта на несколько групп в соответствии с задачами и для каждой из них сформулируем контрольные вопросы.

## Разработчики SMART-стандартов

Первая группа – разработчики SMART-стандартов. Для того чтобы ее определить, предварительно ответим на три вопроса сами:

**SMART-стандарт** – это «совокупность данных, содержащихся в документе по стандартизации, представленных в машиночитаемом, машиноинтерпретируемом и машинопонимаемом форматах». Это значит, что любой документ по стандартизации может быть представлен в SMART-формате

что такое SMART-стандарты, кто и как будет их разрабатывать?

Согласно ПНСТ 864-2023, SMART-стандарт – «совокупность данных, содержащихся в документе по стандартизации, представленных в машиночитаемом, машиноинтерпретируемом и машинопонимаемом форматах». Это значит, что любой документ по стандартизации может быть представлен в SMART-формате.

Концепция SMART-стандартов не предполагает создания отдельной группы «SMART-стандартизаторов». Стандарты для каждой предметной области по-прежнему будут разрабатывать специалисты, лучше всех в ней разбирающиеся. Им нужно будет обучиться работе с новыми инструментами, но в конечном итоге создавать SMART-стандарты будут те же люди, что работают над стандартами сейчас.

Как разрабатывать SMART-стандарты? С помощью SMART-сервисов, которые будут описаны в одном из ближайших ПНСТ серии. Вручную размечать текст стандарта наборами тегов, приведенными в ПНСТ «Архитектура и форматы данных», не придется, хотя теоретически это возможно.

Стоит ли разработчику стандартов знакомиться с текстом ПНСТ, если для его применения нужны специализированные сервисы? Обязательно стоит, вооружившись вопросами:

1. Нужны ли в моей предметной области SMART-стандарты? Что они дадут пользователям, как помогут в решении их задач?
2. Какие стандарты следует разрабатывать в SMART-формате или конвертировать в него в первую очередь? Какие сервисы необходимо создавать на их базе? Какими SMART-данными нужно обогащать стандарты, чтобы эти сервисы заработали?

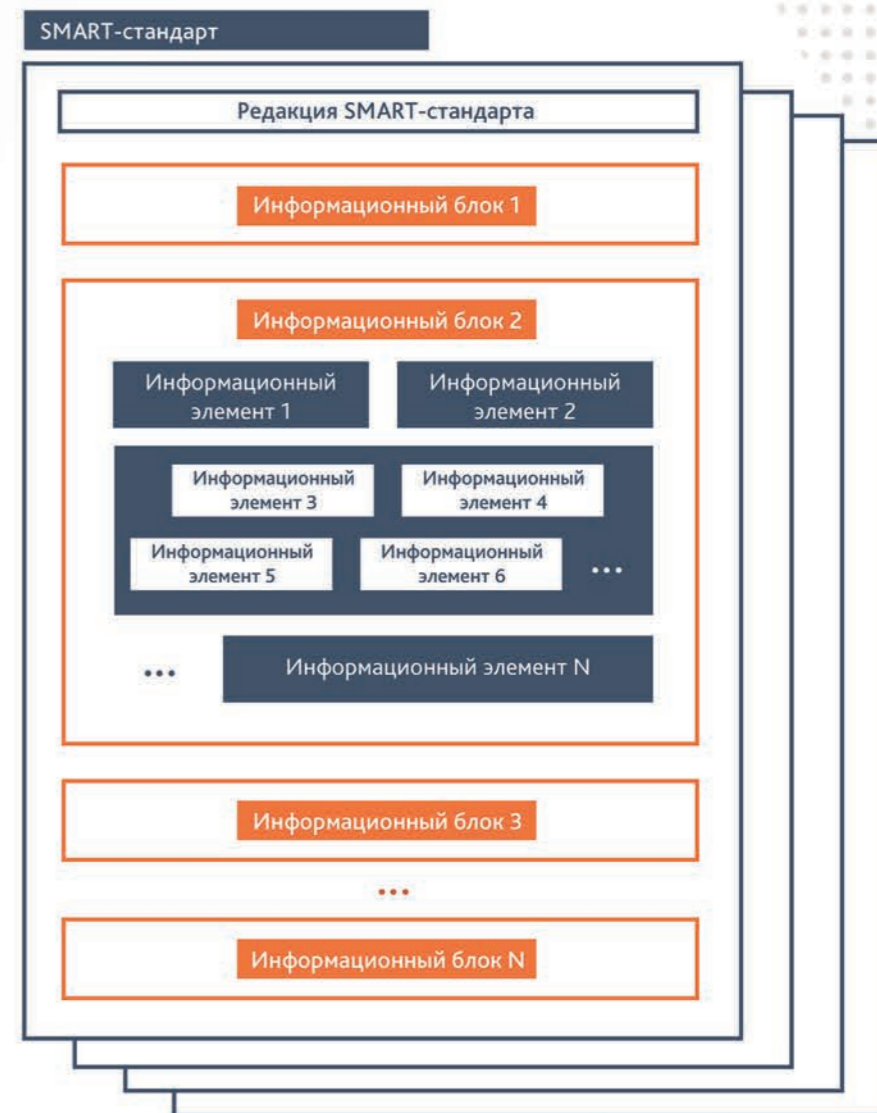
3. Как лучше оформлять текст стандартов для их автоматизированной разметки? Все ли части текста получаются соотносить со структурными элементами SMART-стандарта (см. рис. 1)?
4. Как должны выглядеть сервисы по разработке SMART-стандартов, чтобы вам было удобно в них работать?

По последнему пункту мнения наверняка разойдутся, и со временем рынок SMART-сервисов разовьется и предложит решения на любой вкус. Но для появления удобных вам сервисов нужно формулировать для рынка конкретные запросы.

## Разработчики SMART-систем

Согласно ПНСТ 864-2023, «информационной средой функционирования SMART-стандартов являются информационные системы». Информационную систему, способную обрабатывать SMART-стандарты, представлять их содержание в человекоосприимчивой форме,

РИСУНОК 1. Схема логической структуры SMART-стандарта из проекта ПНСТ «Умные (SMART) стандарты. Архитектура и форматы данных»



**SMART-система** – это информационная система, способная обрабатывать SMART-стандарты, представлять их содержание в человековоспринимаемой форме, а также предлагать пользователям основанные на обработке содержимого стандартов SMART-сервисы

а также предлагать пользователям основанные на обработке содержимого стандартов SMART-сервисы, можно назвать SMART-системой.

Полноценных SMART-систем сегодня на рынке нет, но есть системы, которые могут стать таковыми в ближайшем будущем. Разработчики всех видов систем для работы с нормативными документами – главная аудитория рассматриваемого ПНСТ. Для них знакомство с проектом документа – это возможность примерить содержимое SMART-стандартов к потребностям своих пользователей, соотнести представление документов в собственных системах с архитектурой и форматами данных в SMART-стандартах и решить, нужен ли им переход на SMART-формат. Если нужен, то глобально есть два пути:

1. Полностью перейти на SMART-формат представления документов в системе. Этот вариант сложен и подходит либо для радикальных новаторов, либо для молодых или только формирующихся систем.
2. Обеспечить SMART-совместимость своей системы. Разумный вариант, при котором система принимает на вход SMART-стандарт, конвертирует его в собственный формат и работает с ним как с внутренним документом. Однако следует помнить, что согласно ПНСТ 864-2023 содержимое SMART-стандарта не должно модифицироваться, иначе он потеряет свой легитимный статус.

### Разработчики SMART-сервисов и систем для автоматизации

Другая группа потенциальных пользователей ПНСТ «Архитектура и форматы данных» – разработчики

прикладных SMART-сервисов на основе SMART-данных. Такие сервисы можно использовать в CAD/PLM/PDM-системах, для контроля соответствия и т.д. Сюда же можно отнести системы, управляющие работой датчиков, машин, станков, оборудования

### Прикладывайте концепцию SMART-стандартов к своим бизнес-процессам, чтобы сформировать продуктивные модели их использования

и автоматизирующие проверку выполнения нормативных требований.

Главный вопрос для самопроверки: наш сервис использует данные из нормативных документов, актуализацию которых хотелось бы автоматизировать? Если да, то обязательно изучите проект ПНСТ и спросите себя:

1. Как необходимые данные представлены в SMART-стандарте, отвечает ли этот формат нашим целям, можем ли мы конвертировать его под себя?
2. Как обеспечить не только запрос и обработку SMART-данных, но и их проверку?

Пояснение ко второму пункту: у ручного переноса данных из текстовых документов при всех недостатках есть преимущество – это проверка человеческими компетентностью и житейской логикой. В программном коде и то и другое мы должны эмулировать с помощью проверок. SMART-стандарты позволяют выстроить цепочку защит от ошибок еще на уровне разработки и актуализации, но подстраховка не повредит.

### Общие рекомендации

Изучая текст ПНСТ «Архитектура и форматы данных», откройте любой документ по стандартизации. Продвигаясь по тексту ПНСТ,

примеряйте его положения к своему документу. Идентифицируйте информационные блоки и элементы, отмечайте те, которые определить не удалось. Встретив в своем документе важный элемент, найдите его представление в примерах XML-разметки, примерьте, как он выглядел бы «под капотом» SMART-стандарта и как вы могли бы его использовать. Так текст документа обретет практическое наполнение.

Также для погружения в тематику необходимо ознакомиться с ПНСТ 864-2023 и желательно – с ранее опубликованными статьями. А саму концепцию SMART-стандартов нужно постоянно прикладывать к своим бизнес-процессам – тогда начнут формироваться продуктивные модели их использования. ●

KEYWORDS: *the concept of smart standards, regulatory documents, digitalization, national standard, architecture and data formats.*



Узнать больше о работе ПТК 711, концепции SMART-стандартов и прикладном развитии SMART-технологий в рамках цифровой платформы «Техэксперт» можно по электронной почте [spp@kodeks.ru](mailto:spp@kodeks.ru) или телефону 8-800-505-78-25

### ТОТ, КТО ИЗБАВИЛСЯ ОТ ДОЛЛАРА, СТАНОВИТСЯ СИЛЬНЕЕ!



Россия стала страной, против которой было введено беспрецедентное количество санкций, однако она опередила США и Европу по уровню развития экономики. В результате санкций был остановлен импорт природного газа Европой, многие компании ушли из России. Но, вопреки ожиданиям, в 2023 году экономика России выросла на 3,6%. Доля России на рынках крупных европейских стран, таких как Германия, Великобритания, Италия, стала нулевой или значительно уменьшилась, но страна расширяет экспансию на азиатский рынок, прежде всего Китая и Индии, чтобы компенсировать потери. По трубопроводу «Сила Сибири» в Китай было отправлено 22,7 млрд м³ газа, в 2025 году этот объем достигнет 38 млрд м³ в год.



Доля российской нефти в импорте Индии увеличилась с 2 до 30% в прошлом году, таким образом Россия стала крупнейшим поставщиком нефти в эту страну. Еще одна причина роста экономики России, несмотря на санкции и особенно потерю европейского рынка, заключается в том, что она увеличила использование национальной валюты в торговле с Китаем и Индией. Доля юаня и рубля за два года выросла до 90%.

### «СИЛА СИБИРИ-2» СРЫВАЕТСЯ ИЗ-ЗА ЖАДНОСТИ КИТАЯ



Россия на фоне ухудшения отношений со странами Запада в последние несколько лет сильно сблизилась с Китаем. Стороны реализуют большое количество экономических проектов, сотрудничают в военной сфере, а также поддерживают друг друга на международной арене. Китайско-российские отношения становятся все более тесными, но не безоблачными, как может показаться на первый взгляд. Вот уже несколько лет Москва и Пекин обсуждают проект строительства газопровода «Сила Сибири-2». Некоторое время назад появилась информация, согласно которой Пекин выдвинул ряд требований и отказывается подписывать контракты, пока Москва их не выполнит. Прежде всего он требует большую скидку на газ, что вызывает недоумение у РФ, т.к. КНР и так получает российский газ по цене сильно ниже рыночной. Также Китай хочет, чтобы Россия взяла на себя расходы по строительству газопровода, в Москве считают требования Пекина чрезмерными. Китай намеренно выдвигает условия,



на которые РФ не согласится, так как его не устраивает концепция газопровода. Пекин не хочет, чтобы труба проходила через территорию Монголии, которая в последнее время сблизилась с западными странами. В КНР опасаются, что этот фактор может сыграть злую шутку с Москвой и Пекином.

### УВЕЛИЧЕНИЕ ДОЛИ ЮАНЯ В ТОРГОВЫХ РАСЧЕТАХ РОССИИ – ПРИЗНАК УСТОЙЧИВОГО ПРОГРЕССА В ИНТЕРНАЦИОНАЛИЗАЦИИ



Доля расчетов в китайских юанях в товарообороте России продолжала увеличиваться. По оценкам экспертов, такая тенденция свидетельствует об укреплении сотрудничества и устойчивом превращении юаня в альтернативную валюту для международных расчетов. Это также служит важным фактором для привлечения глобальных инвесторов. В первом месяце 2024 года на юань приходилось 40,8% расчетов по экспорту России и 38,5% расчетов по импорту. Суммы расчетов достигли 13,2 млрд долл. по экспорту и 9,1 млрд долл. по импорту в долларовом выражении.



Крупная и постоянно растущая экономика Китая обеспечила прочную основу для интернационализации юаня, а усиленная политическая поддержка страны для создания финансовой инфраструктуры и оптимизации механизма трансграничных расчетов в юанях создала благоприятную среду для содействия интернационализации юаня. Это остается важным фактором для глобальных инвесторов. Юань является четвертой по величине платежной валютой в мире. ●

# ШЕСТОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УКЛАД В ОБЕСПЕЧЕНИИ ЭКОНОМИЧЕСКИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ нефтегазового комплекса России

СОВРЕМЕННЫЕ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИЕ РЕАЛИИ ОБУСЛОВИЛИ НЕОБХОДИМОСТЬ РАЗРАБОТКИ ПРИНЦИПИАЛЬНО НОВЫХ ГОСУДАРСТВЕННЫХ ПОДХОДОВ К РАЗВИТИЮ ОТРАСЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА. ГОСУДАРСТВЕННОЕ СТИМУЛИРОВАНИЕ ВНЕДРЕНИЯ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ВО ВСЕ ЭТАПЫ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРЕДУСМАТРИВАЕТ ГИБКОСТЬ РЕГУЛЯТОРНОЙ ПРАКТИКИ, СООТВЕТСТВИЕ НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЙ БАЗЫ ТЕМПАМ ОСУЩЕСТВЛЯЕМЫХ ИЗМЕНЕНИЙ, СОДЕЙСТВИЕ ЦЕЛЯМ И ЗАДАЧАМ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ И НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА. В СТАТЬЕ ИССЛЕДОВАНЫ СПЕЦИФИКА И КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РЕАЛИЗАЦИИ ШЕСТОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УКЛАДА В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ РОССИИ, РАССМОТРЕНЫ ВОПРОСЫ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ФИНАНСОВО-ИНВЕСТИЦИОННОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ В УСЛОВИЯХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРАНСФОРМАЦИЙ. В ЦЕЛЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ДОСТИЖЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО СУВЕРЕНИТЕТА НАУЧНО ОБОСНОВАНА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОДДЕРЖКИ СВЯЗАННЫХ С НГК НАПРАВЛЕНИЙ ОПЕРЕЖАЮЩЕГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ. ПРЕДЛОЖЕНЫ ТЕОРЕТИКО-МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ГР НГК И КОМПЛЕКСНОМУ РАЗВИТИЮ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ, НАПРАВЛЕННЫХ НА УКРЕПЛЕНИЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПЛАТФОРМЫ, В РАМКАХ КОТОРОЙ ВОЗМОЖНЫ ПРОРЫВНЫЕ ТЕМПЫ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РОСТА

*MODERN MACROECONOMIC REALITIES HAVE NECESSITATED THE FORMATION OF FUNDAMENTALLY NEW GOVERNMENT APPROACHES TO THE DEVELOPMENT OF INDUSTRIAL PRODUCTION. STATE STIMULATION OF INTRODUCTION OF ADVANCED TECHNOLOGICAL SOLUTIONS IN ALL STAGES OF PRODUCTION PROCESSES PROVIDES FLEXIBILITY OF REGULATORY PRACTICE, COMPLIANCE OF REGULATORY FRAMEWORK WITH THE PACE OF CHANGES, ASSISTANCE TO GOALS AND OBJECTIVES OF SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF NATIONAL ECONOMY AND OIL AND GAS COMPLEX. IN ARTICLE ARE RESEARCHING SPECIFICS AND KEY AREAS OF IMPLEMENTATION OF THE SIXTH TECHNOLOGICAL PARADIGM IN RUSSIAN OIL AND GAS COMPLEX, ARE DISCUSSING THE ISSUES OF IMPROVING STABILITY OF FINANCIAL AND INVESTMENT POSITIONS OF OIL AND GAS COMPANIES IN THE CONTEXT OF TECHNOLOGICAL TRANSFORMATIONS. IN ORDER TO ENSURE NATIONAL SECURITY, ENERGY SUSTAINABILITY AND ACHIEVE TO TECHNOLOGICAL SOVEREIGNTY ARE SCIENTIFICALLY JUSTIFIED THE FEASIBILITY OF STATE SUPPORT ASSOCIATED WITH OIL AND GAS COMPLEX AREAS OF ADVANCED TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT. ARE POSSIBLE THE THEORETICAL AND METHODOLOGICAL RECOMMENDATIONS HAVE BEEN PROPOSED FOR FURTHER IMPROVEMENT THE PROPOSED MEASURES OF STATE REGULATION OF OIL AND GAS COMPLEX AND THE INTEGRATED DEVELOPMENT OF INSTITUTIONAL AND PRODUCTION INFRASTRUCTURE AIMED AT STRENGTHENING THE STATE PLATFORM, WITHIN THE FRAMEWORK OF WHICH BREAKTHROUGH ECONOMIC GROWTH RATES*

Ключевые слова: государственное регулирование, нефтегазовый комплекс, экономически устойчивое развитие, национальная безопасность, энергетическая безопасность, технологический суверенитет, шестой технологический уклад.

**Трофимов  
Сергей Евгеньевич**

профессор Академии военных наук,  
эксперт Совета по развитию  
цифровой экономики Совета  
Федерации ФС РФ,  
к.э.н.

Комплексное развитие НГК содействует улучшению социально-экономического положения регионов, условий функционирования предприятий, обеспечению роста промышленного производства в стратегической перспективе. Это предполагает

внедрение наиболее современных технологий в сегментах разведки, добычи и глубокой переработки углеводородов, последующий переход на цифровые решения четвертой промышленной революции и шестого технологического уклада на всех этапах производственных процессов.

Значительное повышение производительности труда в НГК в долгосрочном прогнозируемом горизонте способствует не только увеличению доходов государственного бюджета, но и улучшению финансового состояния, оздоровлению нефтегазовых компаний. В результате возможно сокращение их числа, корректировка доли государственного участия в отдельных из них, уменьшение коррупционных факторов, повышение эффективности задействования трудовых ресурсов, уровня профессиональной квалификации сотрудников, перераспределение полномочий между Федерацией и ее субъектами в регионах присутствия предприятий, ключевых проектах и направлениях функционирования НГК.

Государство как институт призвано укреплять и совершенствовать характер взаимодействий с энергетическими предприятиями, предоставлять им необходимые условия для выхода на зарубежные рынки, что выступает фактором улучшения инвестиционного климата. В условиях переплетения взаимодействий различных отраслей энергетики, постепенного увеличения глобального спроса и предложения на нефтегазовые ресурсы, перехода на цифровые технологии и экологизации всех направлений следует наращивать и укреплять производственные мощности, улучшать качественные характеристики производимой продукции, что высвобождает колоссальные финансовые средства, позволяет вкладывать их в дальнейшее развитие НГК. Особое внимание уделяется глубокой переработке углеводородов внутри страны, развитию межгосударственных взаимоотношений в нефтегазовой сфере, позволяющих заключать прагматичные долгосрочные контракты, обеспечивающие технологическую модернизацию действующих и строительство новых предприятий [10, 20].

Структура производства и потребления в НГК на внутреннем и мировых рынках претерпевает существенные изменения. Данный процесс коррелирует с основными трендами и экономическими циклами на глобальном и национальном уровнях. Это характерно проявлялось в экономическом спаде конца 1980–1990-х гг., последующем постепенном выходе на ключевые показатели функционирования отрасли середины 1980-х гг. РФСР, кризисных периодах 2008–2009, 2014–2015 и 2020–2021 гг. Соответственно, противодействием негативным макроэкономическим тенденциям от падения цены на нефть выступает развитие антициклической формы ГР.

Устаревшие производственные мощности в целом значительно более энергозатратны в расчете на единицу выпускаемой продукции. Соответственно, существенное повышение энергоэффективности содействует не только экономически устойчивому развитию НГК, но и позволяет уточнить прогноз спроса и предложения на углеводороды. Все качественные изменения изначально должны быть заложены в Энергетическую стратегию РФ; это возможно осуществить при корректировке действующих, разработке новых НПЗ. В частности, модернизация нефтегазовых предприятий основана на внедрении цифровых технологических решений, способствующих улучшению экологической ситуации, увеличению объемов производства и глубины переработки выпускаемой продукции.

Темпы роста национальной экономики и объемы потребления энергоресурсов взаимосвязаны,

в определенной степени взаимозависимы между собой. Устойчивое развитие НГК в значительной мере предопределяет макроэкономические показатели. На его темпы оказывает воздействие технологическое состояние, степень износа производственных мощностей во всех сегментах производства: их уровень по технико-экономическим и экологическим показателям должен существенно превосходить ведущие мировые аналоги, в т.ч. с целью дальнейшего наращивания экспорта производимой продукции. В условиях санкционной политики особую актуальность приобретают вопросы импортозамещения в нефтегазовой промышленности, развития сервисного сектора, а также более экологического газового рынка.

## Основные показатели шестого технологического уклада в нефтегазовом комплексе России

Модернизация производственного фонда, переход на цифровые экономические решения, вопросы энергоэффективности, экологии, обеспечения национальной и энергетической безопасности – важнейшие звенья одной цепи устойчивого развития НГК. Технологическое переоснащение способно существенно скорректировать качественные показатели его функционирования, при этом не должно быть искусственного

завышения ключевых индикаторов инвестиционных программ. По отдельным направлениям целесообразно применять не новейшие, а доказавшие на практике свою эффективность управленческие и технологические решения, что обусловлено снижением рисков. В целом комплексный охват государственных действий позволяет рационализировать производственные процессы, устранить деструктивные факторы.

В концепцию шестого технологического уклада включаются структурные преобразования в энергетике, связанные с инновационным и инфраструктурным развитием НГК и сопряженных отраслей производства. Комплексное внедрение новейших цифровых технологий продиктовано значимостью сохранения и укрепления позиций на глобальном энергетическом рынке. Изменение мирового порядка непосредственно отразилось на секторе промышленного производства, вызвало необходимость разработки принципиально новых отечественных технологических решений и продуктов, их последующего экспорта на рынки дружественных стран. Создание благоприятных экономических условий в НГК связано с углублением переработки углеводородов, развитием нефтегазовой инфраструктуры, сокращением производственных затрат, внедрением искусственного интеллекта, big data и иных технологий четвертой промышленной революции на предприятиях.

Ключевой задачей технологических изменений выступает обеспечение устойчивости и содействие внутреннему развитию НГК. Основные показатели его функционирования связаны с макроэкономической динамикой, объемами внешнего товарооборота. По данным Росстата и ФТС РФ, по итогам 2022 г. доля нефтегазового сектора в структуре ВВП составила 19,4%<sup>1</sup>, в объеме внешнего товарооборота – 45,4%<sup>2</sup>. Разработка передовых технологических решений позволяет оказывать экономическое и административное воздействие на зарубежные страны, проводить прагматичную региональную политику по отношению к приграничным государствам. Технологическая

составляющая НГК оказывает непосредственное влияние на надежность энергообеспечения, сопровождается установлением новых критериев промышленного производства, таких как уровень цифровизации, регуляторными изменениями, связанными с комплексным внедрением инновационных разработок и изменением организационных процессов на предприятиях. Это способствует повышению темпов цифровой трансформации предприятий и системы государственного управления.

**Концепция шестого технологического уклада включает структурные преобразования в энергетике, связанные с инновационным и инфраструктурным развитием НГК и сопряженных отраслей производства. Ключевой задачей технологических изменений выступает обеспечение устойчивости и содействие внутреннему развитию НГК**

Гибкость регуляторной практики также направлена на повышение устойчивости НГК, стимулирование внутреннего спроса на инновационные решения. Важным направлением их внедрения является рациональное производство и потребление ТЭР. Жесткость отдельных внутренних взаимосвязей энергетической системы государства в отдельных случаях выступает сдерживающим фактором комплексного внедрения цифровых разработок. В целом цифровизация обеспечивает синергетический эффект для сопряженных отраслей, оптимальную загрузку промышленного производства, является системным решением устойчивого развития национальной экономики, связности ее различных сегментов. Технологический потенциал отечественного НГК отвечает мировым стандартам, увязан с достижением ведущих производственных показателей, направлен на импортозамещение производства, содействие национальной и энергетической безопасности.

В рамках четвертой промышленной революции энергетическая система государства самостоятельно выявляет несоответствия, устраняет внутренние неисправности. Это связано с повышением конкурентоспособности отечественных производств на глобальном рынке, экспортными

ценами на товары, услуги и сервисные решения, их своевременной оплатой, созданием спроса на производимую продукцию глубокой переработки. Интеллектуальные производства в энергетике способны распространению технологических преобразований, внедрению передовых цифровых решений. Объединенная технологическая цифровая платформа позволит адаптировать применяемые меры ГР НГК к внутренним условиям, связана с производствами глубокой переработки, комплексным

задействованием технологического потенциала, следованием опережающему направлению экономического развития, расширением и укреплением отраслевых отношений между субъектами экономической системы, преодолением внутренних ограничений. Подобные разветвленные связи позволяют производить новые виды продукции с улучшенными качественными характеристиками [19].

Новые технологии подразумевают гибкость организационно-управленческой структуры на всех этапах производства и распределения энергии, концентрацию различных видов ресурсов. Шестой технологический уклад предполагает изменения в глобальном ТЭБ, увеличение доли природного газа в его структуре, комплексное развитие водородной энергетики и ВИЭ. Инновационные разработки определяют дальнейшее развитие НГК как ключевого сегмента отечественного производства. При этом инновационные процессы связаны

с циклическими колебаниями глобальной экономики [7], а фундаментальные технологические изменения оказывают непосредственное влияние на становление нового мирового порядка. Совокупность данных изменений и их практическое применение в воспроизводственных процессах обеспечивают переход на качественно новый уровень экономического развития [15].

Технологические уклады напрямую связаны с производством, переработкой, сбытом и потреблением энергии, обеспечением потребностей экономики, комплексным внедрением инноваций, строительством современных предприятий, трансформацией их организационно-управленческой структуры. Одной из основ нового технологического уклада выступают технологии четвертой промышленной революции, соответствующие им институциональные преобразования и изменения потребительских предпочтений. Цифровые технологии играют ключевую роль в развитии национальной экономики, ее устойчивости, целостности и связности в результате переориентирования технологических цепочек на новые направления. Смена технологических укладов свидетельствует о фундаментальных экономических преобразованиях. Связность субъектов экономической деятельности осуществляется в т.ч. посредством цифровых технологий, формированием отраслевых экосистем и кластеров, обеспечивает улучшение качества конечной продукции. Подобная информационная составляющая должна выступить важным конкурентным преимуществом. Так, роботизация производственных процессов обеспечивает высвобождение рабочей силы, которую следует переобучить и направить на перспективные проекты, испытывающие дефицит кадров.

Специфика нового технологического уклада определяет перспективы развития мировой и национальной экономики. Масштабирование наиболее эффективных технологий характеризует новую экономическую систему, позиции крупнейших предприятий, смену их долгосрочных приоритетов. Меры ГР НГК направлены на стимулирование инновационных процессов на

предприятиях, преодоление технологических разрывов в условиях санкционных ограничений. Таким образом, следует сосредоточиться на комплексном внедрении новейших цифровых технологий, содействующих практическому внедрению разработанных инноваций, импортозамещению производства, становлению новой модели государственного управления. Взаимодействия государственных ведомств, предприятий, научных организаций и институтов способствуют технологическому развитию экономики, обеспечению национальной безопасности, глубокой интеграции различных сегментов энергетического производства [6, 9].

### Особенности и ключевые тенденции шестого технологического уклада в отечественном НГК

Одним из аспектов энергетической безопасности государства выступает обеспечение в полном объеме населения и промышленности углеводородной продукцией, отвечающей современным экологическим требованиям, по экономически обоснованным ценам. В отдельных случаях могут применяться экстренные, жесточенные меры ГР, в частности в отношении многократного завышения внутренних цен на энергоносители, например в рамках северного завоза. Он предусматривает своевременное снабжение удаленных территорий и труднодоступных районов, отсутствие сбоев при поставках, ответственность поставщиков, профильных федеральных и региональных органов государственной власти за неисполнение взятых обязательств и соответствующих решений, оперативное и точечное реагирование на кризисные ситуации. В режиме реального времени осуществляется мониторинг уровня запасов в нефтегазохранилищах и терминалах, состояния внутренних и экспортных транспортных потоков углеводородов, причем не только основных, но и относительно небольших, продолжается планомерная газификация регионов. Следует рационализировать внутренний спрос на углеводородную продукцию,

который неразрывно связан с внешним спросом на энергоносители и выступает приоритетом при формировании государственной энергетической повестки.

Прогнозирование национального ТЭБ на долгосрочную перспективу учитывает комплексное развитие всех сегментов НГК, в т.ч. сервисного направления, значительное сокращение неэффективных финансовых расходов, изменение структуры промышленного производства и обновления производственных фондов, которые взаимосвязаны между собой [4, 11]. Законодательные и административные меры, направленные на повышение энергоэффективности, внедрение передовой зарубежной практики ГР НГК и технологических решений, позволяют корректировать взаимодействия государства и бизнеса, их соотношение в структуре капитала нефтегазовых компаний. В перспективе небольшие частные предприятия вполне могут эффективно разрабатывать относительно не крупные месторождения; постепенно изменится степень воздействия крупнейших нефтегазовых корпораций, которые могут претерпеть значительные изменения в части как органов управления, кадровых решений, так и структуры акционерного капитала, прекращения необоснованных выплат менеджменту за несуществующие критерии эффективности.

Экономически устойчивое развитие НГК предполагает введение в промышленную эксплуатацию новых месторождений и производств, опирающихся на передовые цифровые и технологические решения, корректировку планов стратегического развития, учитывающих требуемые объемы капиталовложений, изменение конъюнктуры и различные виды рисков. Наиболее значимые этапы следует проходить максимально быстро, в кратчайшие сроки во избежание задержек: важен темп осуществляемых изменений, планомерность в принятии регулирующих решений, обеспечивающих комплексное развитие национального производства. Отраслевые НПА должны органично сочетаться, дополнять друг друга, быть адаптированы к условиям трансформации экономической

<sup>1</sup> Национальные счета [Электронный ресурс]: Федеральная служба государственной статистики. – Режим доступа: <https://rosstat.gov.ru/statistics/accounts> (дата обращения: 14 марта 2023).

<sup>2</sup> Внешняя торговля Российской Федерации [Электронный ресурс]: Федеральная таможенная служба. – Режим доступа: <https://customs.gov.ru/statistic> (дата обращения: 14 марта 2023).



системы, направлены на повышение эффективности взаимодействий ведомств ГР НГК [16]; корпоративные документы стратегического развития – предусматривать пути решения возникающих вопросов, обосновывать необходимость изменений, системно подходить к учету различных, на первый взгляд не связанных между собой, аспектов.

Изменения в НПА способны находить отражение в механизме функционирования ГР НГК, его методах, формах и инструментах как на общегосударственном уровне, так и в разрезе субъектов Федерации. Они призваны обозначить стратегические ориентиры ГР, предусматривают платформу, на которой эти изменения будут сформированы и обеспечена их практическая реализация, когда все факторы воедино содействуют экономически устойчивому развитию НГК. Особая роль в стратегическом планировании и прогнозировании отводится крупнейшим нефтегазовым компаниям, чьи внутренние документы и программы развития должны быть сходными с общегосударственными, главным образом в силу наличия контрольного пакета акций государства в отдельных из них и того значения, которому НГК отводится в российской экономике [1, 5].

**Экономически устойчивое развитие НГК предполагает введение в промышленную эксплуатацию новых месторождений и производств, опирающихся на передовые цифровые и технологические решения, корректировку планов стратегического развития, учитывающих требуемые объемы капиталовложений, изменение конъюнктуры и различные виды рисков**

Государство как институт разрабатывает и координирует направления стратегического развития с учетом изменения конъюнктуры, применения различных методологических инструментов и рычагов влияния, регулирует происходящие процессы посредством принятия административных и экономических решений. В отдельных случаях следует подходить не только комплексно, но и оказывать точечное воздействие на компании, проекты или месторождения. Конкурентная составляющая в НГК не проявляется в полной мере:

фактически продолжают процессы монополизации предприятий, которые должны находиться в относительно равных условиях, в т.ч. в части доступа к МСБ. Одним из оснований для изменений законодательства также может служить развитие инфраструктуры в районах нефтегазодобычи.

По отдельным направлениям государственной энергетической политики прагматичным решением являлась монополизация отрасли, как в случае с формированием естественной монополии на газовом рынке в 1990-е гг., по другим – развитие конкурентной среды, в частности формирование вертикально интегрированных структур в нефтяной отрасли в результате происшедших в данный период экономических и политических преобразований. ВИНК предполагают полный производственный цикл, собранный в рамках одного предприятия, объединяющего в себе различные сегменты нефтегазового рынка, что делает данный тип компаний более эффективным, устойчивым, нецелесообразным к разделению на несколько более мелких предприятий, позволяет существенно уменьшить финансовые затраты, в т.ч. управленческие расходы. Вертикальная интеграция включает в себя как добычу и производство, так и реализацию конечной продукции

по мировым или приближенным к ним ценам на экспорт, и по более низким – для внутреннего рынка, призвана содействовать устойчивому росту связанных отраслей промышленности и социально-экономическому развитию регионов [2]. На современном этапе экономического развития процесс объединения различных сегментов нефтегазового рынка под единое управление в рамках одного предприятия не столь значим: непрофильные направления деятельности передаются на аутсорсинг, а сами предприятия –

концентрируются на выполнении собственной миссии, поставленных целей и задач, позволяющих им обеспечить необходимые экономические показатели и конкурентные преимущества. Многопрофильные предприятия показывают различные результаты по показателям эффективности: в отдельных случаях экономический эффект является ощутимым, в других – не наблюдается необходимой отдачи от их укрупнения. Выделение из более крупных компаний небольших, разделенных по отдельным сегментам, преимущественно не имеет под собой практических финансовых обоснований: ключевые направления развития связаны именно с комплексным развитием основных предприятий [3].

### Устойчивость финансово-инвестиционного положения нефтегазовых компаний в условиях технологических изменений

Финансовое состояние НГК характеризуется относительной устойчивостью, что связано с экономическими результатами крупнейших компаний: внутренней и экспортной выручкой, налоговыми отчислениями в государственный бюджет, поступлениями нефтегазовых доходов. Анализ их изменений характеризует тенденции внутреннего энергетического рынка, включая наращивание технологического потенциала и интенсификацию производств. В свою очередь, это содействует импортопережению в промышленности, обеспечению национальной и экономической безопасности. Финансовое состояние НГК зависит от индикаторов промышленного производства, ценовой конъюнктуры на энергоносители, заключения и исполнения контрактов. Его анализ в дальнейшем позволяет рассчитать экономический эффект от предлагаемых мер ГР.

Санкционные и иные внешние вызовы оказали воздействие на финансово-экономические показатели крупнейших предприятий, которые зависят от объемов добычи и экспорта, их динамики, внутренней конъюнктуры. Объемы добычи влияют на загрузку производств и объектов

системы хранения, баланс субъектов нефтегазового рынка. Своевременное реагирование на происходящие процессы, скоординированные меры ГР, снижение валютных рисков за счет отказа от долларовых расчетов и заключение контрактов в национальных денежных единицах позволяют обеспечить экономическую устойчивость энергетических производств. Это приобретает актуальность в условиях предоставления скидок на экспорт российской нефти, в отдельных случаях доходящих до 30%.

Торговая активность в НГК непосредственно воздействует на ценовую политику, экономические и золотовалютные резервы государства. При этом внешняя ценовая конъюнктура на энергоносители не должна существенно влиять на устойчивость финансового состояния небольших предприятий; это зависит главным образом от компетенций их управленческого персонала. Антимонопольное пресечение необоснованного завышения цен для внутреннего потребителя должно компенсироваться проведением прагматичной внешней энергетической политики. Это позволяет осуществлять воспроизводственные процессы, проводить дополнительные ГРР, принимать выверенные налоговые и таможенно-тарифные меры регулирования, включая обоснованное предоставление различных льгот, понижающих коэффициентов к ставкам НДС, экспортной пошлины, использовать иные инструменты государственной поддержки.

Устойчивость финансового состояния НГК должна достигаться в условиях постоянных изменений в глобальном ТЭК, волатильности биржевых котировок, проведения стимулирующей налоговой политики, баланса экономических и промышленных индикаторов, снижения валютных и денежно-кредитных рисков. Выручка нефтегазовых предприятий связана с объемом производства и реализации продукции, результативностью капиталовложений. Комплексное освоение ресурсной базы характеризуется повышением экономической эффективности предприятий, осуществлением гибкой налоговой политики, способствующей внедрению

инноваций [12, 14]. Например, по итогам 2020 г. поступления НДС в федеральный бюджет составили 149,0 млрд руб., т.е. 2,8% от нефтегазовых доходов. Изменение их структуры после введения бюджетного правила, а затем налогового маневра было призвано обеспечить дополнительные доходы государства, стабильное функционирование бюджетной системы в условиях волатильности нефтяных цен и внешнеэкономических вызовов.

На практике же возникла необходимость в дальнейшем совершенствовании налоговых мер, смягчении циклических колебаний, принятии решений, направленных на преодоление необоснованного завышения цен для населения и предприятий. Изменение методики расчета НДС, акцизов на нефть и нефтепродукты, включая перевод части выработанных залежей на режим НДС, предоставление льгот по экспортным пошлинам связано со снижением негативных экономических проявлений, нивелированием экономических последствий выпадающих доходов бюджета. Несмотря на то, что принятые меры направлены на развитие сектора глубокой переработки углеводородов, в результате изменения нефтяных цен и введения налогового маневра в 2019 г. нефтегазовые доходы бюджета уменьшились на 1094 млрд руб., а в 2020 г. еще на 2689 млрд руб. [13, с. 18–19].

Налоговый маневр в сочетании с расширением добычи в рамках режима НДС фактически способствовали сокращению доходов бюджета от НДС; при этом доля экспортной пошлины также имеет тенденцию к снижению. Введение НДС и отмена необоснованно предоставленных льгот позволило частично компенсировать недополученные доходы. В частности, в 2020 г. данный показатель уменьшился до 534 млрд руб., по сравнению в 2019 г. составил 839 млрд руб. [13, с. 22]. Помимо принятия выверенных бюджетно-налоговых решений, устойчивость экономики также характеризуется наличием финансовых резервов, динамикой промышленного производства, показателями переработки, экспортно-импортными операциями. В свою очередь, внешние поставки углеводородов определяются торгово-экономической политикой, ранее наблюдалась динамика их

снижения в общем объеме экспорта. Однако по итогам 2022 г. экспорт нефти и газа составил рекордные 383,7 млрд долл. или 64,9% от общего объема внешних поставок<sup>3</sup>. Это позволило увеличить доходы федерального бюджета до 27,77 трлн руб.,<sup>4</sup> при этом объем средств ФНБ сократился до 10,4 трлн руб.<sup>5</sup> Достоверность прогнозирования производственных и финансовых показателей нефтегазовых компаний определяется в т.ч. устойчивостью национальной денежной единицы, в которой осуществляются расчеты за поставки энергоносителей в недружественные страны<sup>6</sup>.

Для российской экономики характерны монополизация нефтегазового производства, которая сопровождается приростом экспортной выручки в результате увеличения цен на природный газ. В условиях санкционной политики предприятия стремятся сбалансировать и диверсифицировать структуру поставок, обеспечить интенсификацию производств за счет комплексного внедрения инноваций. Общее увеличение операционных затрат связано с усложнением условий добычи, прокладкой объектов инфраструктуры в осваиваемых регионах. Новые реалии повлияли на финансово-экономические результаты нефтегазовых компаний. Различия в организационной и производственной структуре отражаются на устойчивости их функционирования в период внешних вызовов, направлениях деятельности и поставках на рынки сбыта. Соответственно, различаются структуры затрат, налоговых отчислений и доходов.

<sup>3</sup> Внешняя торговля Российской Федерации [Электронный ресурс]: Федеральная таможенная служба. – Режим доступа: <https://customs.gov.ru/statistic> (дата обращения: 14 марта 2023).

<sup>4</sup> Доклад министра финансов А.Г. Силуанова об итогах исполнения федерального бюджета в 2022 г. [Электронный ресурс]: Правительство РФ. – Режим доступа: <https://government.ru/news/47509> (дата обращения: 14 марта 2023).

<sup>5</sup> Фонд национального благосостояния и резервный фонд [Электронный ресурс]: Министерство финансов РФ. – Режим доступа: <https://minfin.gov.ru/ru/performance/nationalwealthfund> (дата обращения: 14 марта 2023).

<sup>6</sup> О специальном порядке исполнения иностранными покупателями обязательств перед российскими поставщиками природного газа [Электронный ресурс]: Указ Президента РФ от 31 марта 2022 г. № 172 (в ред. от 30 дек. 2022 г.) // СПС «КонсультантПлюс».

Следует выделить инвестиционную политику «Лукойла», который занимается закупкой углеводородов у местных производителей, их реализацией на внешних рынках, а также приобретением различных зарубежных активов НГК. В отдельных случаях это позволяет контролировать полный производственный цикл от добычи углеводородного сырья до выпуска готовой продукции и ее продажи конечным потребителям. Подобную практику следует распространить и на другие нефтегазовые компании при освоении рынков сбыта азиатских стран.

Интернационализация хозяйственной деятельности отечественными предприятиями приводит к увеличению объемов производства и доходов. Следовательно, возрастают налоговые отчисления, часть которых через бюджеты различных уровней идет на развитие социальной сферы. В решении социальных вопросов включаются и сами нефтегазовые компании, особенно в районах с экстремальными условиями производства. За счет капитализации части прибыли они способны перейти на полный производственный цикл, что содействует дальнейшему развитию перерабатывающих и нефтегазохимических проектов. Размер налоговых отчислений определяется проводимой государственной политикой, конъюнктурой энергетического рынка, спецификой и устойчивостью налоговой системы, предоставлением льгот и иными показателями. Дальнейшему совершенствованию подлжет налогообложение газовой отрасли, в т.ч. в отношении операционных расходов предприятий. Экспортная пошлина является составной частью реализуемой на внешних рынках продукции. В рамках налогового маневра структура нефтегазовых доходов бюджета претерпела изменения: ее доля существенно сократилась, в то время как отчисления от НДС увеличились не столь значительно.

Динамика налоговых поступлений является труднопрогнозируемым процессом из-за воздействия экзогенных внешнеполитических факторов. В сложившихся условиях на особом контроле государства находятся финансово-экономические и производственные показатели крупнейших

налогоплательщиков, структура и изменения их налоговых выплат, проводимая дивидендная политика, осуществляемые в разрезе сегментов деятельности капиталовложения, соотношение собственных и привлеченных ресурсов [21]. Введение НДС носит стимулирующий характер, направлено на разработку месторождений в более сложных условиях, увеличение КИН. В целом эффективность нефтегазовых предприятий зависит от структуры операционных и инвестиционных затрат, поставленных на баланс запасов, производственных возможностей, направлений деятельности и сбыта продукции. Данные показатели существенно различаются в зависимости от компании, отражают устойчивость их функционирования. Это относится к рентабельности экспортеров и поставщиков на отечественный рынок, их фискальной нагрузке, стабильности налоговых режимов. В частности, эффективные показатели добычи углеводородов и капиталовложений характерны для ПАО «НОВАТЭК».

### Связанные направления опережающего технологического развития

ГР НГК должно осуществляться равномерно: предприятия, представляющие отдельный сегмент нефтегазового рынка – органично вписываться в национальную и региональные экономики, содействовать их устойчивому развитию, взаимодействовать с компаниями из других сегментов производства, обладать достаточным финансовым и ресурсно-сырьевым обеспечением. Фактически необходимо укрупнение предприятий при общем повышении конкуренции, формирование новых цепочек вертикальной интеграции, законодательное обеспечение принципов и инструментов ГЧП, увеличение объемов финансирования нефтегазовых проектов, обусловленное как инфляционной составляющей, так и естественными факторами удорожания ГРР и добычи в более сложных природно-климатических условиях, причем структура их соотношения в рамках некоторых проектов претерпит определенные изменения. Отдельные предприятия и месторождения продолжают оставаться подконтрольными государству, в других – сохранится

преобладающая доля частного финансового капитала. Данные процессы разнонаправлены, при этом взаимосвязаны друг с другом.

Выставление участков из нераспределенного фонда недр должно осуществляться, исходя из экономических принципов хозяйствования с учетом полного устранения коррупционной составляющей. Часть запасов может быть выставлена на приватизацию или являться предметом сделок по слияниям и поглощениям. Под государственным контролем остаются все этапы производственных процессов: отдельные решения принимаются и реализуются только на высшем государственном уровне. Крупнейшие нефтегазовые месторождения продолжают осваиваться совместными усилиями ряда предприятий, в т.ч. с привлечением иностранного капитала. По целому ряду направлений НГК вероятен его дополнительный приток: отсутствует разделение степени воздействия государства на внутренние процессы по отдельным сегментам за исключением транспортировки углеводородов с преобладающим влиянием ПАО «Транснефть».

Соответственно, совершенствование мер ГР происходит за счет создания необходимых институциональных условий под привлечение инвестиций и развитие частных и государственных производств в НГК.

Регулирующие НПА должны учитывать сочетание естественных монополий и конкурентной среды, а принимаемые меры административного и экономического характера в различных сегментах НГК – соответствовать проводимой государством экономической политике, ее концептуальным положениям, быть выстроены в единую линию отраслевого развития, направленную на достижение обозначенных целевых показателей, отражать глобальные изменения и их аспекты в национальном законодательстве, в т.ч. финансово-инвестиционного плана, сочетать в себе как монопольные, так и конкурентные факторы. Деятельность нефтегазовых компаний находится на контроле органов государственной власти, в частности Счетной палаты РФ и Федеральной службы по финансовому мониторингу, что позволяет пресекать

манипулирование финансовой отчетностью, оперативными и управленческими показателями, выявлять теневые потоки капитала и углеводородов; данными вопросами также занимаются собственные службы безопасности предприятий.

Значимым направлением повышения эффективности ГР НГК выступает прагматичное расходование нефтегазовых доходов бюджета, распределение средств ФНБ, финансовых и инвестиционных потоков, в частности на развитие производственной и институциональной инфраструктуры, укрепление государственной платформы, в рамках которой возможны прорывные темпы экономического роста. Конкуренция

**Государство должно сформировать институциональную платформу для функционирования и устойчивого развития предприятий НГК, реализации национальной энергетической политики и укрепления экономик субъектов, разработать методику эффективности проводимой тарифной политики и установить цены на углеводородную продукцию для населения и промышленности, не подрывающие их финансовые возможности**

призвана стимулировать внедрение передовых технологических решений, повысить устойчивость функционирования предприятий, сократить неэффективные расходы. Российский НГК в долгосрочной перспективе продолжит оставаться одним из наиболее привлекательных объектов капиталовложений в силу высокой рентабельности, принимаемых государством мер по улучшению инвестиционного климата, обеспечению стабильности законодательства, нормативно-правовой базы и налоговых режимов. Задачей контрольных органов и аудиторских компаний является обеспечение подотчетности и прозрачности деятельности нефтегазовых предприятий, а аналитических и консалтинговых структур – разработка рекомендаций и направлений дальнейшего развития с учетом передовой мировой практики.

К вопросу совершенствования ГР НГК следует подходить с позиций системно-функционального и комплексного подходов. Это позволяет наиболее полно учитывать все аспекты функционирования, предупреждать

и устранять риски, негативные проявления конъюнктуры и принимаемых решений, содействует органичному экономическому развитию, обеспечению национальной и энергетической безопасности, получению значительных конкурентных преимуществ.

Нефтегазовые предприятия должны быть заинтересованы в улучшении экономических результатов, что возможно при повышении конкуренции, возникновении большего количества частных компаний, обеспечении равных условий функционирования и возможностей экономического роста, введении налоговых льгот и иных мер стимулирующего характера. Это служит фактором

компетенций и прямой ответственности антимонопольных органов в различных сегментах НГК. Формируемый механизм ГР НГК должен объективно соответствовать текущему состоянию российской экономики, стратегическим направлениям развития, трансформироваться в соответствии с изменяющейся конъюнктурой на внутреннем и мировом рынке. Так, со временем некоторые частные компании будут развиваться более активными темпами по сравнению с государственными ввиду большей эффективности. Определенные негативные элементы рынка способны отрегулировать самостоятельно, привести себя в равновесное состояние при условии, что участники экономической деятельности соблюдают установленные законодательные нормы и требования, функционируют в рамках правового поля; в частности, это относится к вопросам ликвидации неэффективных производств. Другие, – как в случае с импортозамещением нефтегазового оборудования или, например, если данные производства являются

стратегически значимыми, – возможно осуществить только при прямом государственном участии. Предпочтение отдается отечественному производителю: например, должна быть обеспечена нагрузка производственных мощностей, выступающая целевым показателем эффективности НГК.

Задачами государства выступают формирование институциональной платформы, необходимой для функционирования и устойчивого развития нефтегазовых предприятий, в первую очередь относительно небольших, реализации национальной энергетической политики и укрепления экономик субъектов Федерации, разработка методики и критериев эффективности проводимой тарифной политики, установление цен на углеводородную продукцию для населения, промышленности и прочих отраслей производства, не подрывающих их финансовые возможности [14]. Внутренний рынок потребления частично уравнивается за счет более высоких экспортных цен. Стабильно функционирующая экономика является значимым фактором снижения внутренних цен и тарифов. В перспективе возможна корректировка методики перераспределения бюджетных трансфертов в части нефтегазовых доходов между федеральным центром и нефтегазодобывающими регионами.

Планируемые к реализации государственные реформы в НГК следует приводить к практической реализации без административных барьеров и временных разрывов между принятием регулирующих решений и их исполнением. Например, таможенно-тарифная политика и ценообразование на внутреннем рынке должны быть подчинены правовым нормам, за неисполнение которых предусматривается жесткая административная ответственность. Различные категории потребителей углеводородов существенно отличаются между собой, соответственно выработка единых правил функционирования предполагает разработку механизмов, средств и технологий регулирующего воздействия для участников нефтегазового рынка, в частности условий предоставления льгот. Крупномасштабные нефтегазовые проекты могут требовать привлечения средств

государственного бюджета и ФНБ. Устойчивость поставок российских углеводородов внутренним и внешнеторговым потребителям, закреплённая заключением долгосрочных контрактов, способствует получению неоспоримых конкурентных преимуществ по сравнению с другими поставщиками энергоносителей. Это благоприятно отражается в вопросах национальной безопасности, повышения прозрачности деятельности субъектов нефтегазового рынка, обеспечивает прагматизм и защиту государственных интересов. В свою очередь, экономические партнеры должны в полном объеме в установленные сроки соблюдать финансовые и иные условия заключенных соглашений.

Изменениям в ГР НГК сопутствуют необходимые предпосылки, причинно-следственные связи. НПА должны предвидеть дальнейшие изменения, быть реализованы на подготовленной под них экономической платформе, учитывать стратегические планы крупнейших нефтегазовых компаний, в т.ч. освоение значимых месторождений. Развитие рыночных принципов хозяйствования совместно с частичным государственным вмешательством по отдельным вопросам возможно при активном внедрении передовых мировых практик ГР с учетом региональной и местной специфики. Наиболее эффективные формы и инструменты могут получить дальнейшее развитие, применяться повсеместно или выборочно для конкретных предприятий или проектов, способствовать органичному функционированию российского нефтегазового рынка в глобальной энергетической конъюнктуре. Становление равных первоначальных условий осуществления деятельности для всех государственных и частных предприятий содействует улучшению макроэкономической ситуации.

Важно понимать механизмы воздействия на ведущие мировые торговые площадки, фондовые рынки и биржи в отношении нефтяных котировок. Цена на конечную продукцию может варьироваться в зависимости от региона, однако в пределах допустимого диапазона. Так, продолжается частичное бюджетное

субсидирование поставок бензина, мазута и иных видов углеводородной продукции для бесперебойного энергообеспечения отдаленных и труднодоступных районов. Финансовые затраты возможно сократить за счет становления новых предприятий, осуществляющих северный завоз. Взаимоотношения на договорной основе в столь значимом с позиций энергетической безопасности и энергоэффективности аспекте предусматривают дополнительную ответственность участников нефтегазовых отношений.

Вопросы повышения экологической эффективности на государственном уровне подразумевают значительное сокращение выбросов парниковых веществ в атмосферу, бережное отношение к окружающей среде в районах функционирования нефтегазовых компаний. Экология взаимосвязана с экономическими результатами деятельности предприятий, которые могут позволить вкладывать в данное направление дополнительные инвестиции и иные виды ресурсов. Аналогичное характерно в отношении макроэкономических циклов и производственных процессов: например, количественные показатели, связанные напрямую с объемами производства в целом, впоследствии позволяют улучшить качественные характеристики выпускаемой продукции. В данном направлении разрабатываются дополнительные меры государственной поддержки, в т.ч. в части субсидирования экологически эффективных проектов, направленных на глубокую переработку углеводородного сырья, планомерный переход на новые экологические стандарты топлива и источники энергии, в первую очередь – на природный газ. Должна быть прописана ответственность для органов государственной власти за неисполнение полномочий, их передачу между собой и срыв сроков, для предприятий и иных субъектов экономической деятельности – за несоблюдение принимаемых государственных мер и нарушение требований экологического законодательства.

Государственные экологические мероприятия предусматривают разработку поэтапной программы их реализации, дополнительные объемы финансирования, что способствует повышению инвестиционной привлекательности

национальной экономики и НГК. Экологическая ситуация напрямую связана с темпами экономического роста, проводимой промышленной политикой, технологическим состоянием производственных мощностей, привлечением финансовых ресурсов для их обновления, своевременным проведением общенациональных и точечных мероприятий по охране и защите окружающей среды. В целом промышленное производство, соотвествующее передовым экологическим стандартам, в долгосрочном периоде благоприятно влияет на производительность во всех сегментах НГК, взаимосвязано с уровнем и эффективностью финансовых затрат. Так, на законодательном уровне целесообразно проработать формы и инструменты ГР административного и экономического характера, стимулирующие нефтегазовые предприятия к бережному отношению к окружающей среде, внедрению наиболее современных экологических и энергосберегающих технологий.

Присоединение России к различным международным экологическим соглашениям также содействует стабилизации, постепенному улучшению сложившейся ситуации, в особенности в период расширения промышленных производств, направлено на декарбонизацию предприятий и достижение климатической нейтральности [8, 17]. Их ратификация позволяет систематизировать, привести в соответствие международное и российское законодательство, экономическую и экологическую государственную повестку, ужесточить ответственность предприятий-загрязнителей. Следует ориентироваться на ведущие мировые экологические показатели, однако не обременять дополнительными взятыми обязательствами, т.к. часть предприятий могут выйти за черту рентабельности производств, а отдельные НПА потребуют значительной переработки или отмены ввиду невозможности их реализации в изменившихся условиях. Объем поступающих иностранных инвестиций также связан с вопросами экологии, проводимой российскими предприятиями НГК политикой в данном направлении, что является фактором повышения

производительности. На конечные результаты оказывает воздействие прозрачность деятельности компаний, привлечение общественных движений к решению экологических вопросов.

## Выводы и рекомендации

Разрабатываемые формы и инструменты ГР должны быть реализуемы на практике, способны доказать собственную эффективность. Улучшение экологической ситуации в НГК возможно не только при сокращении, но и значительном наращивании производственных мощностей. В условиях становления шестого технологического уклада ускорение темпов экономического роста подразумевает уменьшение промышленных выбросов, минимизацию отрицательных экологических проявлений во всех сферах и отраслях; это должно находить подтверждение в НПА в качестве ключевого фактора устойчивого развития национальной экономики и НГК. Исполнение экологических требований и нормативов, опережающих ведущие мировые показатели, является одним из аспектов обеспечения энергетической безопасности государства.

Качественным показателем устойчивого развития национального НГК выступает постепенное сокращение потребления энергии в расчете на единицу выпускаемой продукции. Именуемые в распоряжении запасы характеризуют устойчивость НГК; для целей национальной экономики их следует расходовать максимально прагматично, задействовать передовые цифровые технологии для проведения в данной области аналитической работы в расчете на долгосрочную перспективу. Этим обуславливается дальнейшее повышение эффективности недропользования, добычи и потребления углеводородов, направлений и условий экспорта, т.е. фактически по всем показателям функционирования российского НГК, задачей которого является опережение ведущих мировых стандартов.

Результативность макроэкономической промышленной политики также зависит от увеличения объемов производимой продукции при существующем уровне добычи

углеводородов и потребления энергетических ресурсов, планомерного достижения поставленных целевых ориентиров и показателей. Совместные действия государства и нефтегазового бизнеса направлены на повышение энергоэффективности и улучшение экологической ситуации, в первую очередь за счет бережного отношения к окружающей среде, прагматизма в добыче и потреблении углеводородов, часть которых направляется на глубокую переработку для последующего экспорта с высокой добавленной стоимостью.

Увеличение поставок продукции глубокой переработки с улучшенными качественными характеристиками на зарубежные рынки должно стать более привлекательным для потребителей, способствует загрузке и строительству производственных мощностей, расширению промышленного потенциала развития. В стратегической перспективе повышение энергоэффективности и уменьшение энергоёмкости во всех сегментах НГК и прочих отраслей экономики, в т.ч. за счет применения новейших цифровых технологий, является одним из показателей экономически устойчивого развития: важное значение имеет скорость внедрения технологических инноваций. Бережное освоение разведанных запасов углеводородов предполагает высвобождение дополнительных финансовых и трудовых ресурсов, которые следует своевременно переориентировать, направить, например, на строительство инфраструктуры в труднодоступных районах. Комплексное развитие национального НГК обеспечивает значительный прирост ВВП, способствует планомерному переходу России из разряда «энергетической» к категориям «технологической» и «индустриальной» сверхдержавы в мировой экономике [18]. ●

## Литература

1. Башмаков И.А. Энергетика мира: мифы прошлого и уроки будущего / И.А. Башмаков // Вопросы экономики. – 2018. – № 4. – С. 49–75.
2. Богданов В.Л. Эффективность устойчивого развития нефтегазовой компании в условиях реформирования ТЭК России: дис. ... д-ра экон. наук: 08.00.05 / В.Л. Богданов. – СПб., 2005. – 327 с.
3. Брагинский О.Б. Экономика производства и использования углеводородного сырья: мировая практика и отечественный опыт / О.Б. Брагинский, К.Н. Миловидов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2018. – 424 с.

4. Бушуев В.В. Нефтяная промышленность России – сценарии сбалансированного развития / В.В. Бушуев [и др.]. – М.: Энергия, 2010. – 160 с.
5. Воропай Н.И. Методические основы стратегического планирования развития энергетики / Н.И. Воропай [и др.] // Энергетическая политика. – 2018. – № 3. – С. 35–44.
6. Глазьев С.Ю. Рынок в будущем. Россия в новых технологическом и мирохозяйственном укладах / С.Ю. Глазьев. – М.: Книжный мир, 2018. – 768 с.
7. Глазьев С.Ю. Теория долгосрочного технико-экономического развития / С.Ю. Глазьев. – М.: ВладДар, 1993. – 311 с.
8. Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России / под ред. Т.А. Митровой, И.В. Гайды. – М.: Центр энергетики Московской школы управления Сколково, 2021. – 158 с.
9. Кондратьев Н.Д. Большие циклы конъюнктуры и теория предвидения. Избранные труды / Н.Д. Кондратьев. – М.: Экономика, 2002. – 768 с.
10. Контарович А.Э. Стране нужна мощная программа реиндустриализации на новом технологическом уровне / А.Э. Контарович // Бурение и нефть. – 2017. – № 7–8. – С. 4–11.
11. Лисов С.В. Минерально-сырьевой комплекс России как объект национальной промышленной политики / С.В. Лисов // Российский экономический журнал. – 2017. – № 2. – С. 36–55.
12. Миловидов К.Н. Инновационные технологии в зарубежной нефтегазовой отрасли / К.Н. Миловидов // Neftgaz.ru. – 2021. – № 8. – С. 42–52.
13. Нефтегазовый комплекс России – 2020: в 4 ч. Ч. 3: Экономика нефтегазовой промышленности – 2020: долгосрочные тенденции и современное состояние / И.В. Филимонова [и др.]. – Новосибирск: НГУ, ИНГ СО РАН, 2022. – 75 с.
14. Пармон В.Н. Энергоресурсы Сибири – наука и институциональные инновации / В.Н. Пармон [и др.] // Энергетическая политика. – 2019. – № 1. – С. 22–39.
15. Платиткин Ю.А. Цикличность инновационно-технологических процессов в глобальной энергетике, фракталы технологического времени и их применение при прогнозировании отраслей ТЭК Мира и России / Ю.А. Платиткин. – М.: ИФЗ РАН, 2014. – 292 с.
16. Сечин И.И. Альтернативы мировой энергетики: трансформационные тренды и риски / И.И. Сечин // Мировая экономика и международные отношения. – 2021. – Т. 65. – № 10. – С. 33–44.
17. Телегина Е.А. Природный газ в условиях декарбонизации европейского энергетического рынка: факторы ограничения и меры адаптации / Е.А. Телегина, Д.О. Тыртышова // Нефть, газ и бизнес. – 2017. – № 11. – С. 38–43.
18. Трофимов С.Е. Совершенствование государственного регулирования нефтегазового комплекса России: проблемы теории и методологии / С.Е. Трофимов. – М.: ИНФРА-М, 2022. – 337 с.
19. Шваб К. Технологии четвертой промышленной революции / К. Шваб, Н. Дэвис. – М.: Эксмо, 2018. – 320 с.
20. Шмаль Г.И. Нефтегазовый комплекс как опора для модернизации экономики России / Г.И. Шмаль. – Федеральный справочник. Национальная безопасность России. – 2016. – Т. 3. – С. 325–331.
21. Эдер Л.В. Особенности фискальной политики в нефтегазовом комплексе / Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Г. Ларионов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2016. – № 6. – С. 13–22.

KEYWORDS: state regulation, oil and gas complex, economically sustainable development, national security, energy sustainability, technological sovereignty, Sixth technological paradigm.

# МОНИТОРИНГ БЕЗОПАСНОСТИ ГРП

ГЕОЛГОРАЗВЕДКА НЕФТИ, В СВЯЗИ С МАСШТАБНОСТЬЮ РАБОТ И СЛОЖНОСТЬЮ НЕПРЕРЫВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, ВСЕГДА СОПРЯЖЕНА С МНОГОЧИСЛЕННЫМИ УГРОЗАМИ БЕЗОПАСНОСТИ. ЛЮБАЯ ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ АВАРИЯ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СЕРЬЕЗНУЮ УГРОЗУ НЕ ТОЛЬКО ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ, НО И ЛИЧНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПЕРСОНАЛА, А ТАКЖЕ ВЛИЯЕТ НА ПРОИЗВОДСТВЕННУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕДПРИЯТИЯ. ПРИЧИНОЙ ТАКИХ АВАРИЙ ОБЫЧНО ЯВЛЯЮТСЯ АНОМАЛЬНЫЕ ТОЧКИ ВОСПЛАМЕНЕНИЯ НА ОБЪЕКТЕ. ТЕХНОЛОГИЯ ИНФРАКРАСНОГО ТЕПЛОВИДЕНИЯ ПОСЛЕ ОБРАБОТКИ МОЖЕТ ПРЕОБРАЗОВЫВАТЬ ЭНЕРГИЮ ТЕПЛООВОГО ИЗЛУЧЕНИЯ ИССЛЕДУЕМОГО ОБЪЕКТА В ИЗОБРАЖЕНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ, ОБЕСПЕЧИВАЯ ЭФФЕКТИВНЫЙ МОНИТОРИНГ ТЕМПЕРАТУРЫ И СВОЕВРЕМЕННОЕ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ

*OIL EXPLORATION ALWAYS INVOLVES NUMEROUS SAFETY HAZARDS DUE TO ITS LARGE SCALE, COMPLEX PROCESSES, AND THE NECESSITY FOR CONTINUOUS OPERATIONS. ANY PRODUCTION ACCIDENT, ONCE IT OCCURS, POSES A SERIOUS THREAT TO PERSONAL SAFETY AND AFFECTS THE PRODUCTION EFFICIENCY OF THE ENTERPRISE. SUCH ACCIDENTS ARE USUALLY TRIGGERED BY ABNORMAL FIRE POINTS ON-SITE. INFRARED THERMAL IMAGING TECHNOLOGY CAN CONVERT THE THERMAL RADIATION ENERGY OF THE TARGET INTO A TEMPERATURE DISTRIBUTION IMAGE AFTER PROCESSING, ENABLING EFFECTIVE TEMPERATURE MONITORING AND EARLY WARNING*

Ключевые слова: промышленная безопасность, камеры инфракрасного излучения, преобразование изображения, добыча нефти, геологоразведка.

Тепловизионное оборудование находит широкое применение на предприятиях топливно-энергетического комплекса.

Сфера применения тепловизионных камер:

1. Нефтяные месторождения обычно занимают обширные территории с крупными объектами и многочисленными скрытыми источниками пожара. Одних только неавтоматизированных плановых проверок недостаточно для выявления всех потенциальных угроз безопасности. Размещение инфракрасного тепловизионного оборудования на высотах позволяет осуществлять круглосуточный мониторинг точек возгорания, что улучшает возможности пожарной сигнализации и служит обеспечению личной безопасности.



**ООО «СЕБА ИНЖИНИРИНГ»** – инновационная производственно-коммерческая российская компания, поставщик качественного современного оборудования, разработчик и производитель передвижных электротехнических лабораторий и переносных приборов для испытания, диагностики и поиска мест повреждений в силовых кабелях среднего и высокого напряжения с любым типом изоляции, а также приборов и лабораторий для диагностики трансформаторов и подстанционного оборудования. Цель компании – обеспечение технологической независимости и безопасности России на рынке измерительного оборудования посредством создания конкурентной импортозамещающей продукции в данной сфере

2. Нефтеперекачивающие агрегаты, как основное оборудование при добыче нефти, часто работают в течение длительного времени, поэтому их основные детали подвержены износу и старению, что приводит к выходу оборудования из строя. Регулярно проверяя основные части нефтеперекачивающих агрегатов с помощью тепловизионных камер, операторы могут эффективно выявлять аномальные температуры, вызванные износом, и проводить своевременное техническое обслуживание, чтобы предотвратить влияние сбоев оборудования на производственные процессы.

3. Корпуса нефтяных скважин подвержены повреждениям

из-за аномальных температур, вызванных закачкой газа под высоким давлением или коррозией. Тепловизионные камеры могут оперативно обнаруживать аномальные температуры для своевременного устранения неполадок.

## Прикладная ценность инфракрасного тепловидения

### Безопасность

Инфракрасное тепловидение обеспечивает дистанционное, бесконтактное, понятное распознавание и быстрое обнаружение проблемных мест на большой площади, не влияя

на работающее оборудование, обеспечивая при этом личную безопасность персонала, занятого в процессе эксплуатации месторождения и в обслуживании оборудования.

### Функциональность

Инфракрасное тепловидение предоставляет такие опции, как контроль температуры оборудования в режиме реального времени, визуализация информации о температуре, автоматическое фиксирование точки самой высокой и самой низкой температуры на полном экране или в определенном месте, интуитивное наблюдение и точное нахождение дефектов, а также устранение причины неисправности.

### Эффективность

Сигналы тепловизионных камер позволяют получать различные формы тревожных предупреждений. Если температура достигает установленного диапазона, срабатывают сигналы тревоги, напоминающие операционному персоналу о конкретных местоположениях неполадок и предоставляют информацию о состоянии оборудования для их своевременного устранения.

### Экономичность

Инфракрасное тепловидение поддерживает сетевой мониторинг с помощью нескольких устройств. Система мониторинга, объединяющая измерение температуры, мониторинг, сигнализацию, связь и другие функции, может обеспечить не только видеомониторинг, но и термографический контроль безопасности, что эффективно снижает затраты на строительство.

## Рекомендуемые продукты



### Профессиональная портативная тепловизионная камера M620

- Разрешение детектора: 640x512;
- NETD 35мк и точность измерения температуры  $\pm 2^\circ\text{C}$  или  $\pm 2\%$  от показания (в зависимости от того, что больше);
- Диапазон измерения:  $-20^\circ\text{C} \sim +650^\circ\text{C}$  (1500 $^\circ\text{C}$  при необходимости);
- 3,5-дюймовый сенсорный экран, камера видимого света

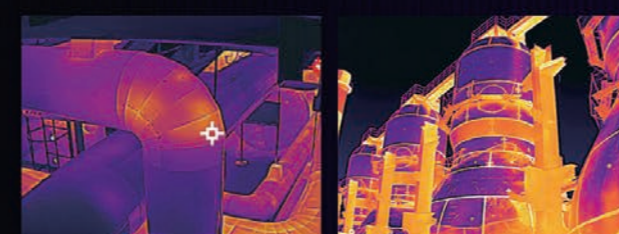
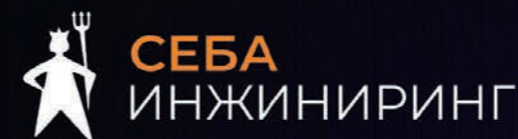
мощностью 500 Вт, ручная фокусировка, интеллектуальная съемка, анализ температурных изменений и другие функции.

## Двухспектральная PTZ-камера с малой нагрузкой для измерения температуры

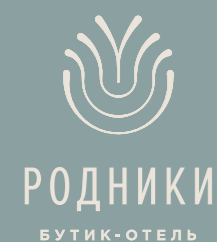


- Инфракрасное разрешение: 640x512;
- 4-мегапиксельная камера видимого света;
- Горизонтальное вращение PTZ на 360 $^\circ$  и вертикальное  $-90^\circ \sim +90^\circ$ ;
- Диапазон измерения:  $-20^\circ\text{C} \sim +150^\circ\text{C}$ ,  $0^\circ\text{C} \sim +550^\circ\text{C}$ , регулируемый;
- Обнаружение точки возгорания, заданная точка, поддержка проверки на месте. ●

KEYWORDS: industrial safety, infrared cameras, image conversion, oil production, geological exploration.



info@sebaeng.ru  
+7 499 683-02-50  
+7 985 810-31-74  
Москва, 2-й Кожуховский проезд, 29,  
корп. 2, стр. 2, этаж 4М



**Бутик-отель «Родники» расположен в одном из живописнейших мест Подмосковья. Объятый густым сосновым лесом, где слышно пение птиц, а воздух наполнен хвойным ароматом, он воплощает мечту об идеальном отдыхе на природе. От Москвы «Родники» отделяет всего 80 километров, а безупречный пятизвездочный сервис дает возможность полностью расслабиться, без оглядки на городские дела и заботы**

Главная особенность отеля, помимо близости к Москве и аромата сосен, – это номера в ассиметричных дизайнерских виллах с панорамными окнами, благодаря которым вид на природу открывается прямо из вашей спальни. Каждая из шести двухэтажных вилл поделена на два номера: одноэтажный люкс площадью 155 кв. метров с одной спальней и двухэтажный съют площадью 170 кв. метров с двумя спальнями. При желании их можно объединить и комфортно разместиться большой семьей или компанией.



Современные минималистичные интерьеры номеров с итальянской мебелью, обилием дерева и камня словно являются продолжением окружающего ландшафта. Гармоничное сочетание фактур, форм, узоров и цветов подчеркивает идею единения с природой. Уютные спальни с балконами, гостиные с живым камином и кухонной зоной, просторные гардеробные и ванные комнаты, а также индивидуальные для каждого номера террасы с видом на сад – все пространство номеров пронизано «заботливыми» деталями, начиная от теплых полов и заканчивая косметикой премиальных брендов.

На территории также есть уютный ресторан с высокими потолками и завораживающим видом на лес и фонтан. Здесь сервируют разнообразные завтраки со свежей выпечкой и продуктами от фермеров. На обед и ужин готовят любимые гостями блюда русской и международной кухни: пирожки и карпаччо, уху и ризотто, утиную грудку и каре барашка. Высокий уровень гастрономии поддерживает скрупулезно составленная винная карта, в которой можно найти даже 25-летнее Chateau Margaux и тосканскую Sassicaia.



Романтику загородного отдыха в «Родниках» продолжает банный комплекс с финской сауной и японской баней фурако, а также спа-центр, где гостям предлагают широкий выбор уходовых и расслабляющих процедур, включая парение в кедровой фитобочке, пилинг, обертывание и стоунтерапию с массажем горячими и холодными камнями.

Впрочем, инфраструктура отеля позволяет не только приезжать сюда на отдых, но и проводить в «Родниках» корпоративные мероприятия. В номерах могут комфортно разместиться до 36 человек. При этом все гости получают индивидуальную скидку 10% на проживание в отеле в течение следующего года. Также участникам деловых мероприятий предоставляется вместительная парковка и полностью оснащенная зона конференции с проектором.



Для компаний и гостей, предпочитающих активно проводить время, в «Родниках» есть тренажерный зал, инвентарь для скандинавской ходьбы, спортивные площадки для игр в футбол, баскетбол, волейбол, бадминтон, пинг-понг, хоккей, ледовый каток, а также все условия для занятий йогой и пилатесом, включая идеально подстриженные зеленые лужайки и тишину, прерываемую лишь пением лесных птиц.



Удачное расположение Бутик-отеля «Родники» обусловлено не только чарующей природой, но и непосредственной близостью к городам «Золотого кольца»: Сергиеву Посаду, Переславлю Залесскому, Ростову, Владимиру, Суздалию и Ярославлю. По любому из этих старинных городов по запросу отель организует экскурсию с трансфером и гидом. Гостям остается лишь наслаждаться увлекательным путешествием в сочетании с безмятежно счастливым отдыхом в Бутик-отеле «Родники», прекрасном в любое время года.



# ЧИСТОТА – ЗАЛОГ ЭФФЕКТИВНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ:

## техника Kärcher для предприятий ТЭК

ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ – ТЕХНОЛОГИЧЕСКИ СЛОЖНЫЕ ОБЪЕКТЫ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ РАБОТЫ КОТОРЫХ ЗАВИСИТ ОТ МНОГИХ ФАКТОРОВ. НЕ ПОСЛЕДНЮЮ РОЛЬ СРЕДИ НИХ ИГРАЕТ СВОЕВРЕМЕННОЕ ОЧИСТКА ОБОРУДОВАНИЯ И ПОДДЕРЖАНИЕ ЧИСТОТЫ НА ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПЛОЩАДКЕ, А УЧИТЫВАЯ, ЧТО РАБОТАТЬ ПРИХОДИТСЯ С АГРЕССИВНЫМИ СРЕДАМИ, ЭТА ЗАДАЧА ПРИОБРЕТАЕТ ОСОБУЮ АКТУАЛЬНОСТЬ И РАЗРЕШИТЬ ЕЕ ПОД СИЛУ ТОЛЬКО ПРОФЕССИОНАЛЬНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ РАБОТЫ ПРЕДПРИЯТИЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ПРЕДЛАГАЕТ ЛИДЕР РЫНКА УБОРОЧНОЙ ТЕХНИКИ – КОМПАНИЯ KÄRCHER

*OIL AND GAS INDUSTRY ENTERPRISES ARE TECHNOLOGICALLY COMPLEX OBJECTS, THE EFFICIENCY AND SAFETY OF WHICH DEPENDS ON MANY FACTORS. NOT THE LEAST IMPORTANT ROLE AMONG THEM IS PLAYED BY TIMELY CLEANING OF EQUIPMENT AND MAINTAINING CLEANLINESS AT THE PRODUCTION SITE. CONSIDERING THAT WE HAVE TO WORK WITH AGGRESSIVE ENVIRONMENTS, THIS TASK BECOMES ESPECIALLY URGENT AND CAN ONLY BE SOLVED WITH PROFESSIONAL EQUIPMENT. WHAT SOLUTIONS FOR THE EFFICIENT OPERATION OF ENTERPRISES IN THE FUEL AND ENERGY COMPLEX ARE OFFERED BY THE KÄRCHER COMPANY, THE MARKET LEADER IN CLEANING EQUIPMENT?*

Ключевые слова: очистка оборудования, уборка производственных площадей, нефтегазовое предприятие, трейлер, энергоэффективное оборудование.

На разных этапах производственного цикла оборудование нефтегазовых предприятий, будь то добыча, хранение или переработка углеводородов, подвергается воздействию агрессивных сред. В результате на стенках

образуется налет, который скапливаясь, приводит к преждевременному выводу из строя дорогостоящих элементов. Так, осадок, образующийся на стенках резервуаров, вызывает коррозию и влияет на качество

продукта, а солевые отложения, скапливающиеся в процессе работы внутри буровых труб, не только приводят к поломке оборудования и выводу его из строя раньше, чем будет выработан ресурс.

РЕКЛАМА



### Трейлер Kärcher: автономное решение для удаленного промысла

Справиться с этой задачей и вернуть оборудование в строй помогает профессиональная очистительная техника. В компании Kärcher разработали трейлер с рабочим давлением 500 бар и системой подогрева воды HDS 9/50 De Tr1. Это мобильное, высокопроизводительное оборудование предназначено для очистки станков, техники, машин и уборки строительных, промышленных и коммунальных площадок.

Нефтегазовые промыслы зачастую находятся на значительном удалении от инфраструктуры, поэтому задействованное на производстве оборудование должно обладать возможностью автономной работы. Трейлер работает на мощном дизельном двигателе производства компании Yanmar, обеспечивающем полную независимость от внешних источников электроэнергии. Аппарат оснащен прочным шасси, автоматической системой сброса давления и барабанами для шлангов высокого и низкого давления.

### Экономичный и экологичный

К несомненным преимуществам трейлера HDS 9/50 De Tr1 относится энергоэффективность и экологичность.

При помощи трейлера загрязнения удаляются не только посредством напора воды, но и за счет ее нагрева. Известно, что повышение

температуры на 20 °C в четыре раза увеличивает скорость эмульгирования масел и жиров. В HDS-трейлерах температура нагрева воды достигает 95 °C, а режим eco!efficiency позволяет рекуперировать тепло за счет использования температуры двигателя. Это, во-первых, способствует поддержанию чистоты окружающей среды, так как аппараты с подогревом воды в ряде случаев не требуют использования химии даже для удаления стойких загрязнений. А, во-вторых, уменьшает расходы на эксплуатацию оборудования и работу персонала, ведь таким образом сложные вещества – битум, смазочные материалы, масляно-жировые и сажевые загрязнения – можно удалять значительно быстрее.

Кроме того, трейлер HDS 9/50 De Tr1 невероятно удобен в обслуживании. Кожух больших размеров облегчает сервисным специалистам доступ к техническим компонентам – горелкам, насосам, электронным блокам управления, которые уже зарекомендовали себя в работе. Надежность компонентов гарантируется рядом инноваций, среди которых система защиты насоса от недостатка воды, система смягчения воды, препятствующая образованию известковых отложений в нагревательном змеевике, а также система защиты от замерзания, предотвращающая повреждение компонентов в зимнее время. Кроме того, хорошо продуманное сервисное программное обеспечение позволяет в самые короткие сроки диагностировать и починить любую неисправность.

### От стен до теплообменников

Аппараты высокого давления с подогревом воды отлично подходят для очистки самых разных поверхностей, включая очистку полов стен, перил, лестниц на производствах, спецтехники и промышленного оборудования, очистку дорожной техники, больших емкостей и резервуаров для хранения нефтепродуктов, очистку кожухотрубных теплообменников от застывших масел, нефтепродуктов и битума. Поэтому не удивительно, что оборудование Kärcher нашло самое широкое применение на предприятиях топливно-энергетического комплекса.

#### ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ модели HDS 9/50 De Tr1

Тип привода	Дизель
Производитель двигателя	Yanmar
Мощность двигателя (кВт/л.с.)	19 / 26
Производительность (л/ч)	500 – 900
Давление (бар/МПа)	150 – 500 / 15 – 50
Расход котельного топлива в режиме eco!efficiency (кг/ч)	7,5
Масса (с принадлежностями)	1388,405 кг

Простое управление, автономность в энергообеспечении, гибкая конфигурация, высокая эффективность и, конечно, испытанные высококачественные компоненты Kärcher сделали оборудование компании выбором номер один предприятий нефтегазового комплекса. ●

KEYWORDS: cleaning of equipment, cleaning of production areas, oil and gas enterprise, trailer, energy efficient equipment.

# ТЭО РАЗРАБОТКИ ЛЫДУШОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РАЗРАБОТКИ ЛЫДУШОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, НАХОДЯЩЕГОСЯ В НЕНЕЦКОМ АВТОНОМНОМ ОКРУГЕ. ПОКАЗАНО, ЧТО ОСОБУЮ ВАЖНОСТЬ ИМЕЕТ ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ, КОТОРЫЙ ПРОВОДИТСЯ НА СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ И СПОСОБСТВУЕТ ПРИНЯТИЮ РАЗУМНЫХ И ОБОСНОВАННЫХ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, КОТОРЫЕ ДОЛЖНЫ ПРИНИМАТЬСЯ В УСЛОВИЯХ, КОГДА ИМЕЕТСЯ РЯД АЛЬТЕРНАТИВНЫХ И ВЗАИМНО НЕЗАВИСИМЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ ЛЫДУШОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ПРИНЯТЫЕ ИНВЕСТИЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЮ РАССЧИТАНЫ НА ДЛИТЕЛЬНЫЕ ПЕРИОДЫ ВРЕМЕНИ И ОПИРАЮТСЯ НА ПРОГНОЗНЫЕ ОЦЕНКИ БУДУЩИХ ЗАТРАТ И ДОХОДОВ. ПРИ ЭТОМ БЫЛ СДЕЛАН ВЫБОР НАИБОЛЕЕ ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ ЛЫДУШОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ МАКСИМИЗАЦИИ ОСНОВНЫХ ОЦЕНОЧНЫХ КРИТЕРИЕВ

*THE ARTICLE DISCUSSES A TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF THE LYDUSHORSKOYE OIL FIELD DEVELOPMENT LOCATED IN THE NENETS AUTONOMOUS OKRUG. IT IS SHOWN THAT PRELIMINARY ANALYSIS, WHICH IS CARRIED OUT AT THE STAGE OF INVESTMENT PROJECTS DEVELOPMENT, IS OF PARTICULAR IMPORTANCE, WHICH CONTRIBUTES TO THE ADOPTION OF REASONABLE AND INFORMED DECISION-MAKING MANAGEMENT THAT MUST BE MADE IN CONDITIONS WHERE THERE ARE A NUMBER OF ALTERNATIVE AND MUTUALLY INDEPENDENT OPTIONS FOR THE LYDUSHORSKOYE FIELD DEVELOPMENT. THE INVESTMENT DECISIONS TAKEN FOR THE FIELD ARE DESIGNED FOR LONG PERIODS OF TIME AND ARE BASED ON FORECAST ESTIMATES OF FUTURE COSTS AND INCOME. AT THE SAME TIME, A CHOICE WAS MADE OF THE MOST COST-EFFECTIVE OPTION FOR DEVELOPING THE LYDUSHORSKOYE OIL FIELD BASED ON MAXIMIZING THE MAIN EVALUATION CRITERIA*

Ключевые слова: экономическая оценка, инвестиционный проект, нефтяное месторождение, прогнозные оценки, инвестиционный процесс, экономическая методика.

**Богаткина  
Юлия Геннадьевна**

ведущий научный сотрудник,  
Федеральное государственное  
бюджетное учреждение науки,  
Институт проблем нефти  
и газа Российской  
академии наук,  
к.т.н.

Лыдушорское нефтяное месторождение открыто в 1990 г. поисковой скв. № 300, где при испытании в эксплуатационной колонне получен фонтанный приток нефти дебитом 8,4 м<sup>3</sup>/сут через штуцер диаметром 3 мм. В 1993 г. была пробурена поисковая скв. № 301, где также был получен фонтанный приток нефти. Единственный объект разработки на месторождении – залежь нефти в рифогенных

порово-кавернозных известняках верхнего девона (D3). Залежь нефти массивная, сводовая. Продуктивными являются пласты фаменского яруса верхнего девона.

Средняя мощность залежи 10,5 м, эффективная толщина 15 м. Месторождение относится к мелким с трудноизвлекаемыми запасами. Структура месторождения имеет высокую расчлененность и неоднородность пластов. Также оно содержит небольшие продуктивные толщи. Его лицензионная площадь составляет 27,3 км<sup>2</sup> в зоне лесотундры в Печорской низменности.

Месторождение находится в 30 км южнее Мусюршорского и в 202 км к юго-востоку от г. Нарьян-Мара. Ближайшая железнодорожная станция – ст. Усинск, находится в 103 км к югу от месторождения. Расстояние до автодороги круглогодичного действия Харьга-Усинск 56 км. Месторождение находится в стадии пробной эксплуатации [1].

Рассмотрим экономическую оценку вариантов разработки и промышленных запасов Лыдушорского месторождения с выбором наиболее целесообразного варианта с учетом действующих законодательных актов РФ и основных международных положений [2–7].

В соответствии с техническим заданием на проектирование Лыдушорского месторождения были рассчитаны три технологических варианта с определением очередности ввода их в разработку на начало 2015 года.

- **Вариант 1.** Разработка залежей пласта текущим фондом скважин (6 скважин) и бурение трех скважин в пределах 500 м от существующих скважин; для варианта было сделано допущение, что система ППД (поддержки пластового давления) заводнением не вводится и месторождение эксплуатируется на режиме истощения.
- **Вариант 2.** Для варианта было сделано допущение, что на месторождении будет пробурено 18 нефтедобывающих скважин с кислотной обработкой и 10 водонагнетательных скважин. На месторождении также предусмотрен запуск системы ППД.
- **Вариант 3.** Для варианта было сделано допущение, что будет пробурено 9 горизонтальных добывающих скважин, 9 водонагнетательных скважин, одна вертикальная скважина из текущего фонда впоследствии переводится в нагнетательный фонд. На месторождении также предусмотрен запуск системы ППД.

Предлагаемые варианты разработки Лыдушорского месторождения основаны на утвержденных и представленных к конкурсу запасах нефти.

Методика оценки вариантов при проектировании разработки месторождения включает проведение расчетов по основным направлениям капитальных затрат: бурение скважин, оборудование, не входящее в сметы строок, и нефтепромысловое обустройство с последующей расшифровкой каждой группы по составляющим направлениям и объектам строительства [8].

Капитальные вложения в бурение скважин определяются по целям бурения отдельно для добывающих, нагнетательных и резервных скважин исходя из их количества и стоимости строительства.

Капитальные вложения в объекты нефтепромыслового строительства включают затраты: на оборудование скважин под эксплуатацию, комплекс сбора и транспорта нефти и газа, подготовку нефти, ППД, строительство баз, ЛЭП, КИП, промводоснабжение и канализацию, а также в резерв в другие неучтенные объекты и работы.

Капитальные вложения в оборудование, не входящие в сметы строок, рассчитываются отдельно для буровых организаций, нефтедобычи и прочих предприятий.

Эксплуатационные расходы определяются по однородным экономическим элементам в разрезе сметы затрат и разделяются на условно-постоянные и условно-переменные. Налоговые отчисления и платежи учитываются в составе себестоимости добычи нефти и цене продукции [6].

Экономическая оценка вариантов разработки месторождения определялась при реализации продукции нефти в объеме 60% на внутреннем рынке и 40% – на внешнем, по устойчивым ценам соответственно 36 и 50 долларов за баррель за лицензионный срок оценки проекта.

Расчет критериев эффективности вариантов разработки проводился с учетом коэффициента дисконтирования 10%.

Капитальные и эксплуатационные затраты были рассчитаны на основании полученных данных от ООО «НК «Северное Сияние».

В составе капитальных вложений были учтены затраты на бурение новых скважин и их обустройство.

Стоимость эксплуатационных и нагнетательных скважин была принята в размере 120 млн руб. Стоимость горизонтальных скважин составила 195 млн руб. Затраты на монтаж и запуск системы ППД составили 300 млн руб.

Также было сделано предположение, что для подготовки добытой продукции будет использована инфраструктура Мусюршорского месторождения. Таким образом, для организации транспортировки продукции с Лыдушорского на Мусюршорское месторождения потребуются:

- многофазная насосная станция – 249 млн руб.;
- трубопровод протяженностью 25 км – 375 млн руб.

При рассмотрении фиксированных эксплуатационных затрат было выявлено, что наибольшая часть приходится на Мусюршорское месторождение. Таким образом, учитывая существующую инфраструктуру Мусюршорского месторождения, его близость к Лыдушорскому участку недр, было сделано предположение, что при дальнейшей разработке последнего относимые на него фиксированные эксплуатационные затраты будут незначительными и составят 30 млн руб. в год. Переменные эксплуатационные затраты были приняты на уровне 120 руб. на одну тонну добытой нефти.

Налоговая система принималась с учетом Налогового кодекса РФ.

Сравнение вариантов проекта и выбор лучшего из них производились с использованием показателей экономической эффективности [6, 7]:

- чистый дисконтированный доход (ЧДД);
- индекс рентабельности (PI);
- внутренняя норма доходности (IRR);
- срок окупаемости.

Дополнительными показателями оценки вариантов были приняты [9]:

- Дополнительный выход продукции на рубль инвестиций;
- Снижение себестоимости продукции в расчете на рубль инвестиций;
- Увеличение прибыли в расчете на рубль инвестиций.

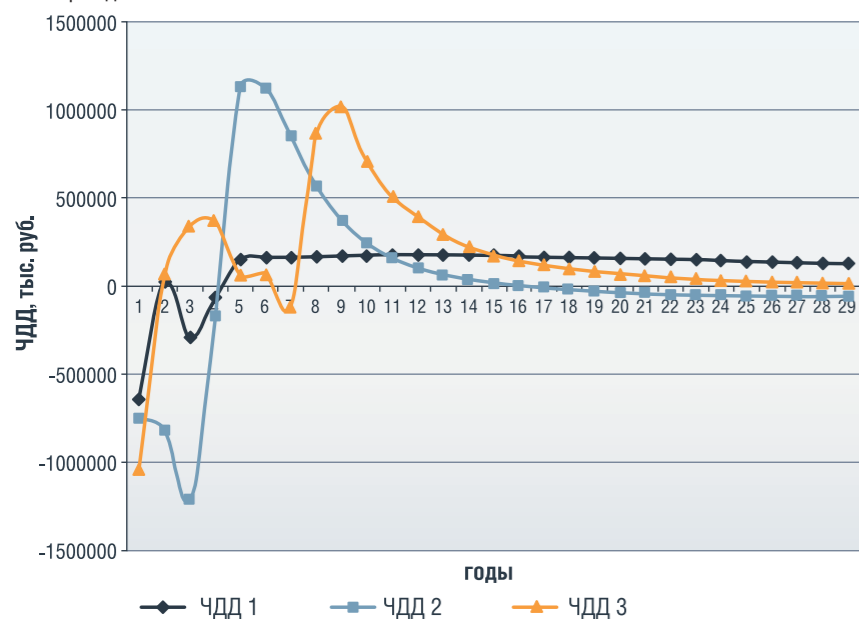
Рассмотрим три последних критерия подробнее.

УДК: 004.330.322.622.276

ТАБЛИЦА 1. Основные технико-экономические показатели по вариантам разработки Лыдушорского месторождения

Показатели	Вариант 1 (базовый)	Вариант 2	Вариант 3 (рекомендуемый)
Фонд добывающих скважин (шт.)	6	18	10
Фонд нагнетательных скважин (шт.)	0	10	10
Добыча нефти (тыс. т)	1213,4	2439,1	2640,9
Выручка от реализации продукции (млн руб.)	16593	33516	36299
Капитальные вложения (млн руб.)	1242,00	5760,01	4990,76
Эксплуатационные расходы без амортизации (млн руб.)	3230	8501	6631
В том числе:			
Условно-постоянные эксплуатационные расходы (млн руб.)	1027	3326	1593
Условно-переменные эксплуатационные расходы (млн руб.)	168	480	555
Налоги в составе себестоимости (млн руб.)	2035	4695	4483
Налоги вне себестоимости (млн руб.)	9194	18125	19956
Себестоимость (руб./т)	3327	5251	3952
Поток денежной наличности (млн руб.)	2916	1120	4712
Чистый дисконтированный доход (млн руб.)	191	-51	1493
Срок окупаемости (лет)	8	23	7
Внутренняя норма рентабельности (%)	21	10	26
Индекс доходности (ед.)	2,89	1,22	1,92
Доход государства (млн руб.)	11229	22819	24438
GP Дополнительный выход продукции (дол. ед.)		1,25	1,99
RP Снижение себестоимости продукции (%)		76	88
P Увеличение прибыли (%)		76	88

РИСУНОК 1. Динамика чистого дисконтированного дохода (ЧДД) по вариантам разработки месторождения



### Влияние внедрения предложенного варианта на объем добычи нефти

Для характеристики эффективности действия инвестиции на увеличение валового объема производства продукции применяют показатель «дополнительный выход продукции на рубль инвестиций».

Формула для расчета:

$$GP_i = \frac{(GP_{don} - GP_{ucx})}{I}, \quad (1)$$

где  $GP_i$  – дополнительный выход продукции на рубль инвестиций, долей единиц;

$GP_{ucx}$  – валовой объем производства продукции при исходных инвестициях по базовому варианту расчетов (вариант 1), рублей;

$GP_{don}$  – валовой объем производства продукции при дополнительных инвестициях в альтернативных вариантах (вариант 2 или вариант 3), рублей;

$I$  – сумма дополнительных инвестиций (разница между альтернативным вариантом и базовым), рублей.

### Влияние реализации варианта на себестоимость добычи нефти

Для характеристики эффективности действия инвестиции на снижение себестоимости применяют показатель «снижение себестоимости продукции в расчете на рубль инвестиций».

Формула для расчета:

$$RP_i = \frac{Q_{don} \cdot (C_{ucx} - C_{don})}{I}, \quad (2)$$

где  $RP_i$  – снижение себестоимости продукции в расчете на рубль инвестиций, долей единиц;

$C_{ucx}$  – себестоимость единицы продукции соответственно при исходных капитальных вложениях по базовому варианту (вариант 1), рублей;

$C_{don}$  – себестоимость единицы продукции соответственно при дополнительных капитальных вложениях в альтернативных вариантах (вариант 2 или вариант 3), рублей;

$Q_{don}$  – годовой объем производства продукции в натуральном выражении после дополнительных

РИСУНОК 2. Оценка риска по рекомендуемому варианту



инвестиций (разница между альтернативным вариантом и базовым), тонн;

$I$  – сумма дополнительных инвестиций (разница между альтернативным вариантом и базовым), рублей.

### Влияние реализации варианта на финансовые результаты деятельности предприятия

Для характеристики эффективности действия инвестиции на увеличение объема прибыли применяют показатель «увеличение прибыли в расчете на рубль инвестиций».

Формула для расчета:

$$P_i = \frac{Q_{don} \cdot (P_{don} - P_{ucx})}{I}, \quad (3)$$

где  $P_i$  – увеличение прибыли в расчете на рубль инвестиций, долей единиц;

$P_{ucx}$  – прибыль на единицу продукции до дополнительных инвестиций по базовому варианту расчетов (вариант 1), рублей;

$P_{don}$  – прибыль на единицу продукции после дополнительных инвестиций в альтернативных вариантах (вариант 2 или вариант 3), рублей;

$Q_{don}$  – годовой объем производства продукции в натуральном

выражении после дополнительных инвестиций (разница между альтернативным вариантом и базовым), тонн;

$I$  – сумма дополнительных инвестиций (разница между альтернативным вариантом и базовым).

Результаты экономических показателей приведены в таблице и отражены на графиках 1 и 2. Анализ результатов показывает, что вариант 2 неэффективен. Из трех представленных вариантов при принятых ценах 2015 года наиболее экономически эффективным является вариант 3. При этом величина чистого дисконтированного дохода является положительной и составляет 1493 млн рублей, IRR = 26%, индекс доходности составляет 1,92 ед., срок окупаемости равен 7 годам.

Оценка основных технико-экономических показателей разработки позволила рекомендовать к внедрению вариант 3. На рисунке 2 показан анализ чувствительности проектных показателей по рекомендуемому варианту [6]. Из анализа результатов следует, что наибольшее влияние на экономическую эффективность варианта оказывают изменение добычи нефти и изменение цен внутреннего и внешнего рынка, затем величина капитальных

вложений. Изменение эксплуатационных расходов (текущих затрат) оказывает наименьшее влияние.

Таким образом, принятые инвестиционные решения по месторождению рассчитаны на длительные периоды времени и опираются на прогнозные оценки будущих затрат и доходов. При этом по разработанной экономической методике был сделан выбор наиболее экономически эффективного варианта разработки рассматриваемого месторождения на основе максимизации основных оценочных критериев. ●

Статья подготовлена по результатам научных исследований, выполненных в рамках в рамках государственного задания по теме: «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)», № в РОСРИД 122022800270-0.

#### Литература

1. Лыдушорское месторождение [Электронный ресурс]. – <https://dic.academic.ru/dic.nsf/ruwiki/1549107?ysclid=ismx72b38n561736166>.
2. Пономарева, И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А., Лыдин В.Н. Методика формирования нормативов капитальных вложений в нефтегазовых инвестиционных проектах // ВНИИОЭНГ, Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом, № 2, 2019, с. 10–16.
3. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений / М.: Недра, 1986, 332 с.
4. Миловидов К.Н. Критерии и методы оценки эффективности воспроизводства запасов нефти и газа / М.: Недра, 1989, 222 с.
5. Андреев А.Ф. и др. Методические аспекты оценки инвестиционных проектов в нефтяной и газовой промышленности / М.: Полиграф, 1996, 70 с.
6. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. – М.: Экономика, 2000. – 421 с.
7. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах // М.: Наука, 2006 г., 134 с.
8. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Пресс, 2020. – 248 с.
9. Инвестиции [Электронный ресурс]. – <http://amac.md/Biblioteca/data/22/8/11/10.1/1.pdf>.

KEYWORDS: economic assessment, investment project, oil field, forecast estimates, investment process, economic methodology.



# Новое поколение индустриальных смазочных материалов ЛУКОЙЛ

ООО «ЛЛК-ИНТЕРНЕШНЛ», 100%-НОЕ ДОЧЕРНЕЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ПАО «ЛУКОЙЛ», ОДИН ИЗ ВЕДУЩИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ МАСЕЛ, СМАЗОК И ТЕХНИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ. ЛУКОЙЛ РАЗРАБАТЫВАЕТ, ПРОИЗВОДИТ И РЕАЛИЗУЕТ СМАЗОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ПОД БРЕНДОМ ЛУКОЙЛ. В ПОРТФЕЛЕ КОМПАНИИ НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ НАСЧИТЫВАЕТСЯ ОКОЛО 800 ПРОДУКТОВ

LLK INTERNATIONAL LLC IS A 100% SUBSIDIARY OF LUKOIL PJSC, ONE OF THE LEADING MANUFACTURERS OF OILS, LUBRICANTS AND TECHNICAL FLUIDS. LUKOIL DEVELOPS, PRODUCES AND MARKETS LUBRICANTS UNDER THE LUKOIL BRAND. THE COMPANY'S PORTFOLIO CURRENTLY INCLUDES ABOUT 800 PRODUCTS

Ключевые слова: *масло, смазка, технические жидкости, промышленные смазочные материалы, отраслевые стандарты.*



РЕКЛАМА

ЛУКОЙЛ сотрудничает с ведущими нефтегазовыми и сервисными компаниями, а также международными производителями техники. Поэтому вся продукция соответствует необходимым требованиям и отраслевым стандартам.

В ассортименте компании представлены как стандартные линейки смазочных материалов (моторные, гидравлические, трансмиссионные и энергетические масла), так и уникальная продукция, разработанная, например, для нефтегазовой отрасли, производство которой локализовано на территории РФ.

## ДЛЯ ГАЗОПОРШНЕВЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ (ГПД)

и генерации энергии на месторождениях – серия **ЛУКОЙЛ ЭФФОРСЕ**. Масла выпускаются на собственных базовых маслах и пакетах присадок. Они соответствуют требованиям ведущих мировых производителей ГПД, таких как INNIO Jenbacher, Waukesha, Caterpillar, MWM, Cummins и др., что позволяет успешно эксплуатировать их в данной технике. Для применения в мотор-компрессорах Ajax разработано **ЛУКОЙЛ ЭФФОРСЕ 15W-40** – новое всесезонное беззольное моторное масло, которое успешно эксплуатируется в Группе «ЛУКОЙЛ».

## ДЛЯ ГАЗОТУРБИНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

авиационного и судового типа в наземном исполнении – **ЛУКОЙЛ МГК-8гп** и **ЛУКОЙЛ ТОРНАДО GT**. В основе продуктов собственные синтетические базовые масла группы III+ и специализированные пакеты присадок. Продукты разработаны в соответствии с требованиями производителей газоперекачивающих агрегатов и с учетом особенностей их эксплуатации.

## ДЛЯ ТРУБОЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

создана новая серия гидравлических масел **ЛУКОЙЛ ГЕЙЗЕР А**. Гидравлическая жидкость превосходно защищает от износа и коррозии, совместима с материалами уплотнений. Масла применяются в оборудовании, работающем при температурах окружающей среды от минус 70 °С до плюс 50 °С.



## ЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИОННОЕ МАСЛО

для погружных насосов – **ЛУКОЙЛ ИНДУКТО ESP**. Масло предназначено для всесезонного применения в качестве электроизоляционного материала в закрытых системах электродвигателей погружных насосов.

## ЛИНЕЙКА КОМПРЕССОРНЫХ МАСЕЛ

**ЛУКОЙЛ СТАБИО** – в основе собственные высококачественные минеральные масла, **ЛУКОЙЛ СТАБИО SYNTH** – в основе ПАО, **ЛУКОЙЛ СТАБИО DGC** – на основе полиалкиленгликолей. Компрессорные масла ЛУКОЙЛ соответствуют по своим эксплуатационным свойствам ведущим зарубежным аналогам и значительно превосходят требования ГОСТ.

## ОСНОВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

**ЛУКОЙЛ I3 LA** предназначена для приготовления соответствующих растворов на углеводородной основе. Может использоваться в качестве растворов на углеводородной основе (РУО) при бурении скважин различной конструкции и сложности. Основа совместима с различными типами эмульгаторов, реагентов, понизителей фильтрации, смачивающими агентами и другими специализированными применяемыми в РУО реагентами. Низкое содержание ароматических углеводородов позволяет использовать основу и при бурении на шельфовых месторождениях.

Благодаря развитию собственных технологий, богатому опыту разработки и производства в России продукция ЛУКОЙЛ соответствует требованиям ведущих производителей техники и актуальным отраслевым стандартам, успешно применяется ведущими нефтегазовыми, горнодобывающими, металлургическими, энергетическими и другими предприятиями. ●

KEYWORDS: *oil, grease, technical fluids, industrial lubricants, industry standards.*

Более подробная информация о смазочных материалах ЛУКОЙЛ доступна на официальном сайте: [lukoil-masla.ru](http://lukoil-masla.ru)

# ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ПРОИЗВОДНЫЕ ДИФЕНИЛА И ТЕРФЕНИЛА – мономеры многоцелевого назначения

## Кошель Георгий Николаевич

профессор кафедры «Общая и физическая химия», ФГБОУ ВО «Ярославский государственный технический университет», д.х.н.

## Лебедева Нина Валентиновна

доцент кафедры «Общая и физическая химия», ФГБОУ ВО «Ярославский государственный технический университет», к.х.н.

## Кошель Сергей Георгиевич

профессор кафедры «Охрана труда и природы», ФГБОУ ВО «Ярославский государственный технический университет», д.х.н.

## Куличихин Валерий Григорьевич

заведующий лабораторией «Реология полимеров», Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН, член-корреспондент РАН, д.х.н.

## Курганова Екатерина Анатольевна

профессор кафедры «Общая и физическая химия», ФГБОУ ВО «Ярославский государственный технический университет», д.х.н.

Функциональные производные дифенила и терфенила, в структуре которых содержатся карбоксильные, гидроксильные группы и их сочетания, являясь мономерами многоцелевого назначения, находят широкое применение в производстве жидкокристаллических термотропных полимеров (ЖКТП) [1, 2], лаков и красок [3], лекарственных и биологически активных веществ [4]. Так, например, производство одного из наиболее распространенных ЖКТП Ксайдар (Сумикасупер LCP) базируется на

РАЗРАБОТАНЫ НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ ХИМИИ И ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ РАЗНООБРАЗНЫХ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ПРОИЗВОДНЫХ БИФЕНИЛА И ТЕРФЕНИЛА – ПЕРСПЕКТИВНЫХ МОНОМЕРОВ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ТЕРМОСТОЙКИХ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ, ЖИДКОКРИСТАЛЛИЧЕСКИХ КОМПОЗИЦИЙ, БИОЛОГИЧЕСКИ АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ. ПРЕДЛАГАЕМЫЙ МЕТОД БАЗИРУЕТСЯ НА ИСПОЛЬЗОВАНИИ ДОСТУПНОГО НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО СЫРЬЯ – АЛКИЛБЕНЗОЛОВ, АЛКИЛФЕНОЛОВ, ЦИКЛОГЕКСАНОЛА И ХОРОШО АПРОБИРОВАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ АЛКИЛИРОВАНИЯ, ДЕГИДРИРОВАНИЯ, ЖИДКОФАЗНОГО КАТАЛИТИЧЕСКОГО ОКИСЛЕНИЯ

THE SCIENTIFIC FOUNDATIONS OF CHEMISTRY AND TECHNOLOGY FOR THE PRODUCTION OF VARIOUS FUNCTIONAL DERIVATIVES OF BIPHENYL AND TERPHENYL PROMISING MONOMERS FOR THE PRODUCTION OF HEAT-RESISTANT POLYMER MATERIALS, LIQUID CRYSTAL COMPOSITIONS, AND BIOLOGICALLY ACTIVE SUBSTANCES HAVE BEEN DEVELOPED. THE PROPOSED METHOD IS BASED ON THE USE OF AVAILABLE PETROCHEMICAL RAW MATERIALS – ALKYL BENZENES, ALKYLPHENOLS, CYCLOHEXANOL AND WELL-PROVEN TECHNOLOGIES OF ALKYLATION, DEHYDROGENATION, AND LIQUID-PHASE CATALYTIC OXIDATION

Ключевые слова: гидроксид-, карбоксипроизводные бифенила и терфенила, алкилирование, дегидрирование, жидкофазное каталитическое окисление.

использовании терефталевой кислоты, 4,4'-дигидроксибифенила и 4-гидроксибензойной кислоты. Этот полимер обладает высокой термической стабильностью – температура разложения выше 450 °С, температура размягчения находится в пределах 240–355 °С [5], а его кислородный индекс (КИ) составляет 25. Установлено [6], что благодаря указанным выше свойствам эти полимеры нашли широкое применение в качестве конструкционных материалов в авиационной и космонавтике.

УДК 66.095.295.262.21

ТАБЛИЦА 1. Синтез циклогексилзамещенных метилбензолов и их физико-химические характеристики

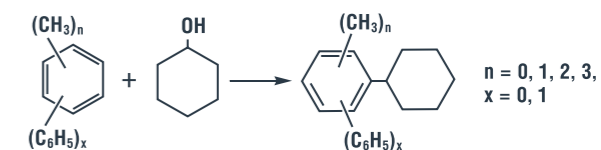
Ароматическое соединение	Наименование полученного ЦГЗМБ	Температура кипения, °С / мм рт. ст.	Показатель преломления, $n_D^{20}$	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Характеристика ИК-спектра, см <sup>-1</sup> (тип замещения в бензольном кольце)	Выход, %
Бензол	Циклогексилбензол	238		0,944	710 и 740	96–98
	л-Дициклогексилбензол	336			815 (1,4-)	
Толуол	о-Циклогексилтолуол	110–111/10 [111/70]	1,5321	0,939	725 и 750 (1,2-)	
	м-Циклогексилтолуол	112–114/10 [118/70]	1,5269	0,938	750 и 810 (1,3-)	
	п-Циклогексилтолуол	116–117/10 [117–123]	1,5245	0,943	815 (1,4-)	
	Смесь изомеров циклогексилтолуолов	110–118/10	1,5334	0,938	700, 720, 750, 780 и 810	75–80
п-Ксилол	Циклогексил-п-ксилол	160/43	1,5283	0,930	870 и 812 (1,2,4-)	75–80
	2,5-Дициклогексил-п-ксилол	160/15			870 (1,2,4,5-)	
о-Ксилол	3-Циклогексил-о-ксилол	–	–	–	870 (1,3,5-)	55–70
	4-Циклогексил-о-ксилол	141/8	1,5283	0,938	874 и 812 (1,2,4-)	
м-Ксилол	2-Циклогексил-м-ксилол	145/12	1,5269	0,931	772 и 710 (1,2,3-)	70–85
	4-Циклогексил-м-ксилол	130/10	1,5280	0,936	766 и 700 (1,2,3-)	
	5-Циклогексил-м-ксилол	138/10	1,5240	0,938	870 и 812 (1,2,4-)	

\* – температура плавления, [ ] – литературные данные. Наличие бензольного кольца характеризуется полосами 1610, 1570, 1500 см<sup>-1</sup>, циклогексильного кольца – 2917, 2846, 1446 см<sup>-1</sup>

Использование в качестве мономеров для получения ЖКТП аналогов функциональных гидроксид-, карбоксипроизводных бифенила и терфенила позволяет существенно повысить термическую стабильность этих полимеров снизить их горючесть и избежать возможных побочных процессов, сопровождающих гетерофазную поликонденсацию высокоплавкой терефталевой кислоты и 4,4'-дигидроксибифенила. Известные в настоящее время методы получения указанных мономеров базируются на использовании дефицитного и труднодоступного сырья, многостадийны, сопровождаются низкими выходами целевых продуктов, что в значительной степени сдерживало крупнотоннажное производство ЖКТП.

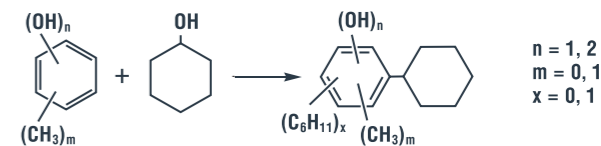
Характерной особенностью предложенных нами методов получения бифенила, терфенила и их производных является использование доступного нефтехимического сырья – алкилбензолов, алкилфенолов и циклогексанола, а также применение хорошо апробированных в технологии органического синтеза процессов жидкофазного каталитического алкилирования, ароматизации и окисления. Кроме того, в отличие от известных методов получения бифенила, терфенила и их производных, в разрабатываемых нами методах их синтеза удается сократить количество стадий, достигая высоких выходов целевых продуктов.

Для селективного получения бифенила, терфенила и их алкильных производных нами использована реакция ароматизации моноциклогексильных производных алкилбензолов, которые с высокой избирательностью могут быть синтезированы циклоалкилированием алкилбензола.



Циклоалкилирование алкилбензолов осуществляли при температуре 5–10 °С в присутствии концентрированной серной кислоты (молярное соотношение алкилбензол : серная кислота = 1 : 1) в течение 3–5 часов [7]. Выход полученных циклогексилбензолов и их физико-химические характеристики приведены в таблице 1.

Для получения гидроксипроизводных бифенила нами разработан метод их синтеза, включающий алкилирование фенола и его производных циклогексанолом с последующим дегидрированием циклогексилфенола в гидроксидифенил.



Алкилирование фенола проводили в интервале температур 110–130 °С в присутствии кислотных катализаторов в течение 3–5 часов. Установлено, что в этих условиях конверсия фенола составила 94–96%, а выход о- и п-изомеров циклогексилфенола 90–92% [8]. Циклоалкилирование дигидроксифенолов проводили в условиях аналогичных синтезу циклогексилфенола.

Характерной особенностью этих реакций являются практически полная конверсия исходных веществ, высокий (85–90%) выход целевых продуктов и достаточно мягкие условия их проведения.

ТАБЛИЦА 2. Физико-химические характеристики синтезированных циклогексилфенолов

Исходный фенол	Полученный циклогексилфенол	Температура плавления, °С	Характеристические полосы в ИК-спектре, см <sup>-1</sup> (тип замещения в бензольном кольце)	Химические сдвиги в спектрах ЯМР <sup>1</sup> H, м.д.
Фенол		46–47	755(1,2-) 3480 (ОН)	8,95 (s, 1H, OH) • 7,04 (dd, 1H, Y=8; 1,75 Гц) • 6,83 (t, 1H) • 6,75 (dd, 1H, Y=7,8; 1,8 Гц) • 6,70 (t, 1H) • 2,90–2,80 (m, 1H) • 1,85–1,70 (m, 5H) • 1,40–1,20 (m, 5H)
		126–128	821(1,4-) 3200 (ОН)	9,1 (s, 1H, OH) • 7,16 (d, 2H, H-2, J=8 Гц) • 7,98 (d, 2H, H-1, J=7,8 Гц) • 7,56-7,45 (m, 2H, H-3) • 7,30-7,22 (m, 3H, H-4 и H-5)
	Фенилциклогексильный эфир	T <sub>кип.</sub> = 128 °С/ 15 мм рт. ст.		
Гидрохинон		84–86	860 и 800 (1,2,5-) 3300–3470 (ОН)	8,30-8,56 (s, ОН) • 6,45 (d, 2H) • 6,37 (d, 3H) • 6,39 (s, 4H)
		119–121	800, 840, 870 (1,2,4-) 3300 (ОН)	8,00 (s, 1H, ОН) • 8,06 (s, 1H, ОН) • 3,06-2,58 (m, 1H, -CH<) • 6,32 (1H, H-6); 6,35 (1H, H-2) • 6,86 (1H, H-5) • J <sub>H5H6</sub> = 8,0, J <sub>H2H6</sub> = 2,4 Гц
Резорцин		64,6–65,5	710, 767 (1,2,3-) 3410 (ОН)	5,72 (s, 2H, ОН) • 3,28-2,84 (m, 1H, -CH<) • 6,16 (2H, H-4 и H-6, J=8,0 Гц) • 6,78 (t, 1H, H-5, J=8,0 Гц)
		102–103	810, 845, 870 (1,2,4-) 3340 (ОН)	8,40 (s, 1H, ОН) • 8,30 (s, 1H, ОН) • 6,60-6,50 (m, 3H) • 2,34-2,25 (m, 1H, -CH<) • 1,80-1,65 (m, 5H) • 1,40-1,20 (m, 5H)
Пирокатехин		138–139	720, 770 (1,2,3-) 3360, 3470 (ОН)	8,9 (s, 1H, ОН) • 7,7 (s, 1H, ОН) • 6,63...6,50 (m, 2H, H-1 и H-2) • 6,40 (d, 1H, H-3, Y=8 Гц) • 2,90-2,80 (m, 1H, -CH<) • 1,80-1,65 (m, 5H) • 1,40-1,20 (m, 5H)
		45–47	805–870 (1,2,4-) 3470 (ОН)	2,13 (s, CH <sub>3</sub> ); 8,87 (s, ОН) • 6,47 (d 3H); 6,73 (d, 4H) • 6,75 (s, 5H)

Наличие бензольного кольца в ИК-спектре характеризуется полосами 1610, 1570, 1500 см<sup>-1</sup>, циклогексильного кольца – 2917, 2846, 1446 см<sup>-1</sup>

Физико-химические характеристики полученных циклогексильных производных фенола приведены в таблице 2.

Синтез алкилбифенилов осуществляли жидкофазным дегидрированием (ароматизацией) циклоалкилароматических углеводородов проводили при температуре 240–300 °С в присутствии промышленных катализаторов ароматизации КПГ, АП-56, МА-15, Pd/C с массовой долей около 50% в течение 3 часов. При этом конверсия циклоалкилароматических углеводородов составляла 95–99%, а селективность образования алкилбифенилов достигала 94–98% [9]. В таблице 3 приведены физико-химические характеристики полученных алкилбензолов.

В тоже время при дегидрировании циклогексилзамещенных метилбензолов в газовой фазе (температура 400–580 °С, Pt- или Pd-содержащие промышленные катализаторы И 22101, АП-56) на ряду с метилбифенилами (I), с выходом от 40 до 80% образуются МЕТИЛФЛУОРЕНЫ (II).

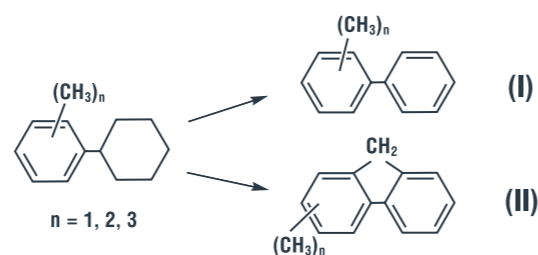


ТАБЛИЦА 3. Физико-химические характеристики синтезированных метилбифенилов

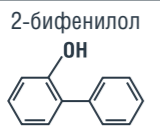
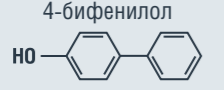
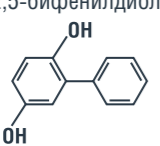
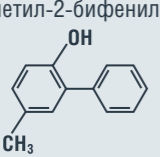
Исходный углеводород	Полученный метилбифенил	Температура кипения, °С/ мм. рт. ст. *плавления, °С	Показатель преломления n <sub>d</sub> <sup>20</sup>	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Характеристические полосы в ИК-спектре, м <sup>-1</sup>	Химические сдвиги в спектре ЯМР <sup>1</sup> H	Выход на прореагировавший ЦГЗМБ, %
п-Циклогексил-толуол	4-метилбифенил	270–272 [267–268] *41.5			735, 750, 770, 1010 1070		98–100
м-Циклогексил-толуол	3-метилбифенил	267–269 [272–277]	1,5965	1,015	760, 780, 1000, 1010		98–100
о-Циклогексил-толуол	2-метилбифенил	262–264 [261–264]*	1,5782	1,010	760, 840, 1000, 1010		98–100
Циклогексил-о-ксилол	2,3-диметил-бифенил	265-267		0,983	722, 786	2,00, 2,17 • 6,88–7,13	97–99
	3,4-диметил-бифенил	152 / 10 *25-26			826, 886	2,13, 2,15 • 6,90–7,60	
Циклогексил-п-ксилол	2,5-диметил-бифенил	268–270	1,5790		812, 888	2,42, 2,54 • 7,20–7,48	90–97
Циклогексил-м-ксилол	2,4-диметил-бифенил	270–275	1,5835				95–98
	2,6-диметил-бифенил	261–264			827, 885	2,05; 2,12 • 2,19 • 6,82–7,18	
	3,5-диметил-бифенил	281–283 *33.0	1,5980				
Циклогексил-псевдокумол	2,4,5-триметил-бифенил	278–280	1,5810		850; 760; 700	2,09, 2,14 • 2,18 • 6,83–7,16	96–98
Циклогексил-мезитилен	2,4,6-триметил-бифенил	275–277			870; 750; 690	2,10, 2,20 • 6,93–7,30	90–92
1,2,4,5-тетраметил-3-циклогексилбензол	2,3,5,6-тетраметил-бифенил	*43–44			870; 770; 700	1,76, 2,17 • 6,70–7,40	92–94
п-Дициклогексилбензол	п-терфенил	*212–213			838; 846		
2,5-диметил-п-дициклогексилбензол	2,5-диметил-п-терфенил				870		

[ ] – литературные данные.

ТАБЛИЦА 4. Условия дегидрирования метилзамещенных циклогексилбензолов в газовой фазе и физико-химические константы полученных метилфлуоренов

Углеводород	Катализатор	Температура, °С	Выход на прореагировавший углеводород, %		Свойства полученного флуорена		
			флуоренов	метилбифенилов	название	температура плавления, °С	химические сдвиги в спектрах ЯМР <sup>1</sup> H, м.д.
Циклогексил-о-ксилол	ИМ 22101	580	50	57	1-метилфлуорен	82–84	2,28; 3,64; 6,72–7,6
Циклогексил-п-ксилол	ИМ 22101	545	39,7	60,1	3-метилфлуорен	85–88	2,32; 3,64; 6,72–7,6
	АП-56	500	33,1	33,6			
	ДВ-ЗМ6	560	41,6	53,5			
	ДВ-ЗМ6	500	14,9	78,5			
Циклогексил-м-ксилол	Pd/C	450	23,3	69,9	2-метилфлуорен	96–97	2,28; 3,62; 6,9–7,6
	Pd/C	380	12,8	82,3			
циклогексил-псевдокумол (1,2,4-триметил-5-циклогексилбензол)	ИМ 22101	580	60,5	5,0	2,3-диметилфлуорен	117	2,20, 2,25; 3,52; 6,7–7,8

ТАБЛИЦА 5. Физико-химические характеристики синтезированных бифениолов

Исходный углеводород	Полученный бифениол	Температура плавления, °С	Характеристические полосы в ИК-спектре, см <sup>-1</sup> (тип замещения в бензольном кольце)	Химические сдвиги в спектрах ЯМР <sup>1</sup> H, м.д.
<i>o</i> -ЦГФ		60–62	755–700 (1,2-; 1-)	9,1 (s, 1H, OH) • 7,56-7,45 (m, 2H, H-3) • 7,30-7,22 (m, 3H, H-4 и H-5) • 7,16 (d, 2H, H-2, Y=8 Гц) • 7,98 (d, 2H, H-1, Y=7,8 Гц)
<i>p</i> -ЦГФ		158–160	750 (1-) 821(1,4-)	7,64 (m, 2H, 3H) • 7,47 (m, 4H, 5H) • 7,37 (m, 6H) • 7,52 (d 7H, 8H) • 6,91 (d 9H, 10H)
2-ЦГ-1,4-бензолдиол		91–93	745 (1-) 860 и 800 (1,2,5-)	7,64 (m, 2H, 3H) • 7,47 (m, 4H, 5H) • 7,37 (m, 6H); 6,67 (d, 7H) • 6,77 (d, 8H); 6,96 (s, 9H)
4-метил-2-ЦГФ		57–60	740–700 (1-) 870–805 (1,2,4-) 3470 (OH)	2,13 (s, CH <sub>3</sub> ); 8,87 (s, OH) • 6,47 (d 3H); 6,73 (d, 4H) • 6,75 (s, 5H)

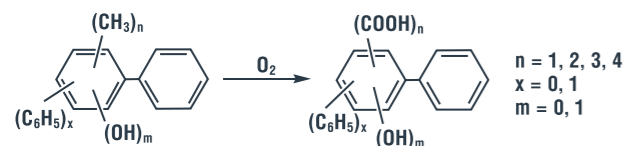
Наличие бензольного кольца в ИК-спектре характеризуется полосами 1610, 1570, 1500 см<sup>-1</sup>, гидроксильной группы – 3200 см<sup>-1</sup>

Флуорены, как известно, находят широкое применение в производстве сцинтилляторов и флуоресцентных красок. Физико-химические характеристики флуоренов и условия их полученных представлены в таблице 4.

Этот метод синтеза флуоренов в перспективе может стать альтернативным известным процессам их получения, в том числе и из каменноугольной смолы.

Синтез бифениолов осуществляли дегидрированием циклогексилфенолов в жидкой фазе при температуре 250–300 °С, в присутствии Pt- или Pd-содержащих катализаторов в течение 3 часов. При этом конверсия циклогексилфенолов достигала 90–98%, а селективность образования бифениолов составила 65–70% [10]. В качестве побочного продукта образовывался бифенил, выход которого составлял от 25 до 30%. Физико-химические характеристики синтезированных бифениолов приведены в таблице 5.

Заключительной стадией синтеза гидрокси-, карбоксипроизводных бифенила и терфенила является жидкофазное окисление метил(полиметил) производных бифенила и терфенила.



Окисление метильных производных бифенила и терфенила проводили при температуре 95–100 °С в присутствии кобальтового катализатора, активированного добавками бромистых соединений, в течение 5 часов. Выход карбоновых кислот составляет от 65 до 97% при 100% конверсии исходного углеводорода [11].

В аналогичных условиях окисление ацетоксипроизводных метилбензолов

и метилбифенилов позволяют получать гидроксибифенилкарбоновые кислоты с выходом 80–90% [12, 13].

Физико-химические характеристики полученных карбоновых кислот представлены в таблице 6.

Наибольший интерес среди них представляют 2,5- и 3,4-бифенилдикарбоновые, а также *p*-терфенил-2',5'-дикарбоновая кислоты – перспективные мономеры в производстве новых типов жидкокристаллических термостойких полимеров. Каталитическое окисление в жидкой фазе циклогексилпроизводных метилбензолов позволило решить проблему получения циклогексилбензойных кислот – эффективных заменителей нафтенных кислот.

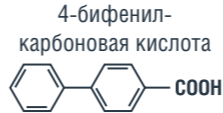
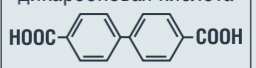
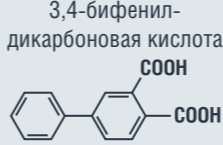
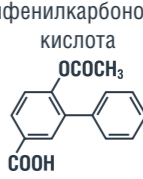
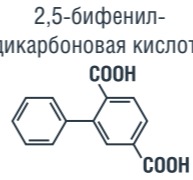
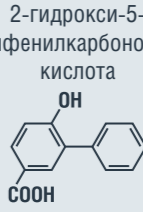
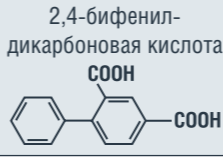
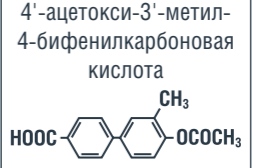
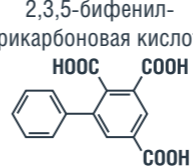
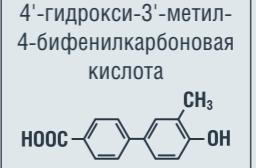
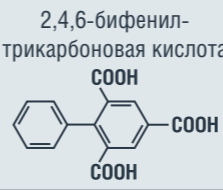
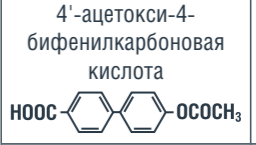
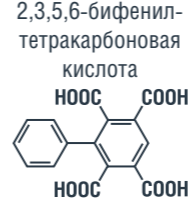
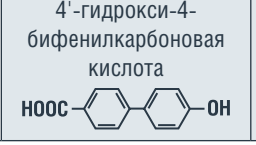
Установлено, что окислительный аммонолиз металльных производных бифенила является удобным в техническом отношении методом получения нитрилов бифенилкарбоновых кислот. Экспериментально доказана возможность получения с высокими выходами нитро- и аминопроизводных бифенила и бифенилкарбоновых кислот, алкилфлуоренов и других ценных продуктов органического синтеза.

Разработаны научные основы химии и технологии высокоселективного метода получения гидрокси- и карбокси-производных дифенила и терфенила – мономеров многоцелевого назначения. ●

**Литература**

- Sugantha M.M., Singh R.D. Synthesis and characterization of thermotropic liquid crystalline copolyesters with quasi-rigid cyclohexyl and biphenyl moieties // *International Journal of Chem Tech Research*. 2017. V. 10. № 10. P. 216–224.
- Михайлов П.А., Филатова М.П., Зуев К.В., Куличихин В.Г. Синтез полностью ароматических сополимеров на основе 4'-гидроксибифенил-3-карбоновой кислоты. Тез. докл. Восьмой Всероссийской Кургинской конференции «Полимеры в стратегии научно-технического развития РФ «Полимеры-2020». М.: Химический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова. 2020. С. 133.
- Степанов Б.И. Введение в химию и технологию органических красителей. – 3-е изд. перераб. и доп. М.: Химия, 1984. 592 с.

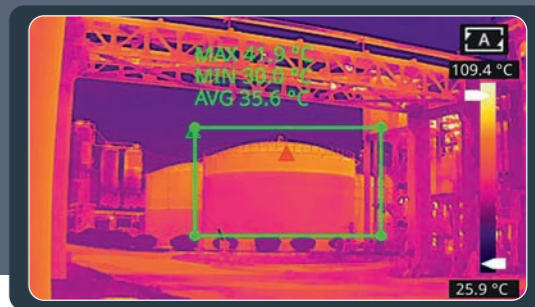
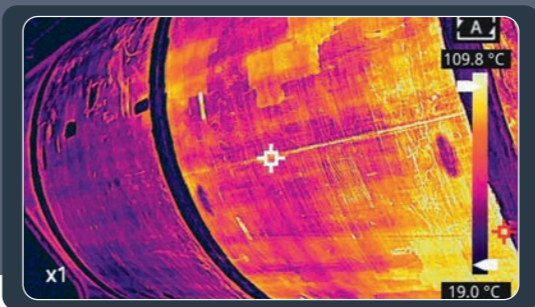
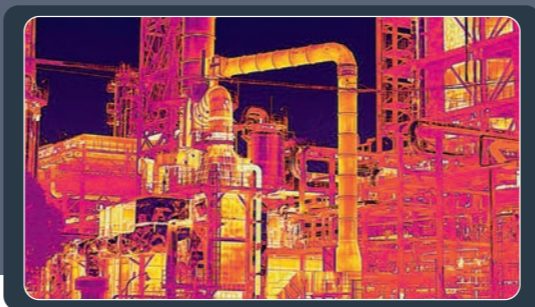
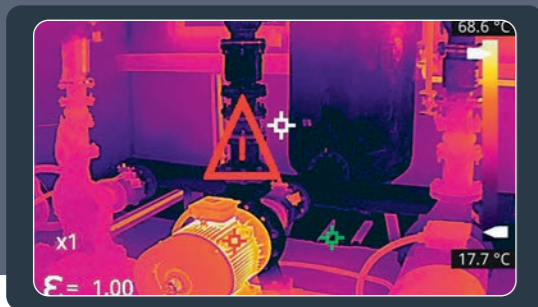
ТАБЛИЦА 6. Физико-химические характеристики бифенилкарбоновых кислот

Исходное соединение	Карбоновая кислота	Температура плавления, °С	Кислотное число, мг КОН вычислено/найдено	Выход, %	Исходное соединение	Карбоновая кислота	Температура плавления, °С	Кислотное число, мг КОН вычислено/найдено	Выход, %
4-метил-бифенил		196–198	280/274	97,0	4'-4-диметил-бифенил		не плав.	463/464	80,0
3,4-диметил-бифенил		199–200	463/469	97,0	5-метил-2-бифенилол		176–179	218/219	85–87
2,5-диметил-бифенил		277–277.5	463/469	72,0			205–207	263/262	
2,4-диметил-бифенил		246–246.5	463/469	75,0	3,4'-диметил-4-бифенилол		227–228	206/207	78
2,3,5-триметил-бифенил		225–226	588/591	73,0			238–240	247/246	
2,4,6-триметил-бифенил		302–304 (разл.)	588/592	68,0	4'-метил-4-бифенилол		267,5–269	217/219	81
2,3,5,6-тетраметил-бифенил		281–283 (разл.)	680/685	65,0			295–297	260/262	

- Лукманова А.Л., Хлебникова Т.Д., Тюрин А.А., Тюрина Л.А., Колбин А.М., Кантор Е.А. Поиск потенциально гербицидно-активных соединений в ряду арилокси- и гетерилорксикарбоновых кислот и их производных // *Изв. вузов. Химия и хим. технология*. 2002. Т. 45. Вып. 6. С. 58–63.
- Sumikasuper LCP Technical Note / Sumitomo Chemical <https://www.sumi-tomo-chem.co.jp/sep/english/products/lcp/>.
- Mikhaylov P.A., Kalita A.G., Kulichikhin V.G. Synthesis of New Thermotropic Fully Aromatic Copolyesters from Hydroxybenzoic and Hydroxybiphenylcarboxylic Acids // *Polym. Sci. Ser. B*. 2022. V. 64. № 4. P. 393–401.
- Кошель С.Г., Лебедева Н.В., Кошель Г.Н., Рутковский Э.К., Крестинина Т.Б., Постнова М.В. Синтез циклогексилзамещенных моно- и полиметилбензолов // *Изв. вузов Химия и хим. технология*. 1996. Т. 39. Вып. 4–5. С. 172–176.
- Постнова М.В., Кошель С.Г., Лебедева Н.В., Кузнецова Е.А., Кошель Г.Н. Синтез циклогексилфенолов // *Журн. орган. химии*. 2003. Т. 39. Вып. 10. С. 1487–1489.
- Кошель С.Г., Лебедева Н.В., Кошель Г.Н., Рутковский Э.К., Крестинина Т.Б., Постнова М.В. Каталитическое дегидрирование циклогексилзамещенных моно- и полиметилбензолов // *Изв. вузов Химия и хим. технология*. 1996. Т. 39. Вып. 3. С. 100.

- Кузнецова Е.А., Постнова М.В., Кошель С.Г., Лебедева Н.В., Юнькова Т.А., Кошель Г.Н. Синтез гидроксибифенилов // *Журн. орган. химии*. 2004. Т. 40. Вып. 9. С. 1337–1339.
- Кошель Г.Н., Кошель С.Г., Лебедева Н.В., Кузнецова Е.А., Бельшева М.С., Юнькова Т.А. Жидкофазное каталитическое окисление метильных производных бифенила // *Кинетика и катализ*. 2004. Т. 45. № 6. С. 872–876.
- Кошель Г.Н., Кошель С.Г., Рутковский Э.К., Лебедева Н.В., Буданов Н.А., Крестинина Т.Б. Изучение реакции жидкофазного каталитического окисления 3,4'-диметил-4-гидроксибифенила // *Журн. орган. химии*. 1998. Т. 34. Вып. 2. С. 254–257.
- Лебедева Н.В., Кошель С.Г., Хлебникова Т.Д. Синтез функциональных производных бифенилкарбоновых кислот // *Башкирский хим. журн.* 2018. Т. 25. № 2. С. 3–9.

KEYWORDS: hydroxy-, carboxyl derivatives of biphenyl and terphenyl, alkylation, dehydrogenation, liquid-phase catalytic oxidation.



# ТЕПЛОВИЗИОННЫЕ КАМЕРЫ

## Улучшенный мониторинг в нефтехимической промышленности

ЭФФЕКТИВНЫЙ МОНИТОРИНГ ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВОЙ БЕЗОПАСНОГО И БЕЗАВАРИЙНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО ПРЕДПРИЯТИЯ. ТЕПЛОВИЗИОННЫЕ КАМЕРЫ С ИХ ПЕРЕДОВЫМИ ФУНКЦИЯМИ ИЗМЕНИЛИ ПОДХОДЫ К МОНИТОРИНГУ И ОБСЛУЖИВАНИЮ КРИТИЧЕСКИ ВАЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ЭТИ КАМЕРЫ НЕ ТОЛЬКО РАСШИРЯЮТ ВОЗМОЖНОСТИ ОБНАРУЖЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ, НО ТАКЖЕ ВНОСЯТ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЙ ВКЛАД В ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПРЕДПРИЯТИЯ

*EFFECTIVE SURVEILLANCE IS THE BACKBONE OF A SECURE AND EFFICIENT PETROCHEMICAL FACILITY. THERMAL CAMERAS, WITH THEIR CUTTING-EDGE CAPABILITIES, HAVE REDEFINED THE WAY WE MONITOR AND MAINTAIN CRITICAL EQUIPMENT. THESE CAMERAS NOT ONLY ENHANCE DETECTION CAPABILITIES BUT ALSO CONTRIBUTE SIGNIFICANTLY TO SAFETY AND COST-EFFECTIVENESS*

Ключевые слова: тепловизионная камера, обеспечение безопасности, мониторинг, нефтехимическая промышленность, инфракрасное излучение.

### Преимущества тепловизионных камер при контроле за нефтехимическим оборудованием

#### Улучшенные возможности обнаружения

Одно из ключевых преимуществ тепловизионных камер заключается в их способности обнаруживать аномальные и потенциальные проблемы, которые могут остаться незамеченными при использовании традиционных методов наблюдения. Такие камеры работают по принципу улавливания инфракрасного излучения, что позволяет им определять изменения температуры. Это оказывается неоценимым преимуществом при выявлении перегрева элементов или других нарушений, которые могут

привести к выходу оборудования из строя. Более того, высокая чувствительность тепловизионных камер позволяет на ранней стадии обнаруживать потенциальные проблемы, обеспечивая своевременное вмешательство и профилактическое обслуживание. Такой упреждающий подход сводит к минимуму риск неожиданных поломок, что в конечном итоге повышает надежность нефтехимических процессов.

#### Повышенная безопасность

Безопасность имеет первостепенное значение на нефтехимических заводах, где опасные материалы и сложные процессы являются обычным явлением. Тепловизионные камеры играют решающую роль в выявлении угроз безопасности, обнаруживая аномальные температурные режимы. Такое раннее обнаружение перегрева оборудования или

утечек предоставляет операторам предприятий информацию, необходимую для быстрого решения проблем, уменьшения потенциальных аварий и обеспечения безопасных условий труда.

#### Экономическая эффективность

Помимо повышения безопасности, тепловизионные камеры способствуют экономической эффективности нефтехимических процессов. Выявляя проблемы на ранней стадии, они помогают предотвратить сбои в работе оборудования, приводящие к дорогостоящим ремонтам и простоям оборудования. Инвестиции в технологию теплового наблюдения оказываются разумными, поскольку они позволяют существенно экономить на затратах, связанных с техническим обслуживанием, и уменьшают необходимость экстренного ремонта.

РЕКЛАМА

### Технические характеристики тепловизионных камер

#### Визуализация высокого разрешения

Эффективность тепловизионных камер во многом зависит от их возможностей получения изображения. Изображения высокого разрешения позволяют осуществлять четкий и детальный мониторинг оборудования. Это особенно полезно в нефтехимической промышленности, где точность важна для выявления мельчайших изменений температуры и потенциальных проблем.

#### Чувствительность к температуре

Способность тепловизионных камер обнаруживать изменения температуры является важнейшей особенностью наблюдения в нефтехимической промышленности. Независимо от того, контролируете ли вы теплообменники, трубопроводы или резервуары для хранения, температурная чувствительность этих камер гарантирует, что будут зафиксированы даже малейшие отклонения. Эта возможность играет важную роль в поддержании оптимальных условий эксплуатации и предотвращении сбоев оборудования.

#### Интеграция с системами мониторинга

Полная интеграция с существующими системами мониторинга – еще одна особенность тепловизионных камер. Эти камеры можно легко внедрить в общую инфраструктуру наблюдения нефтехимического предприятия. Такая интеграция повышает общую эффективность наблюдения, позволяя операторам получать доступ к тепловым данным наряду с другими важными параметрами мониторинга.

### Примеры применения

На нефтеперерабатывающем заводе для наблюдения за теплообменниками использовались тепловизионные камеры. Камеры зафиксировали незначительное повышение температуры в одном из агрегатов, что привело к выявлению засора в трубке. Проблема была решена оперативно, что позволило предотвратить потенциальную поломку и сэкономить значительные затраты на техническое обслуживание.

На складе тепловизионные камеры обнаружили горячую точку в резервуаре для хранения, что указывало на потенциальную проблему с изоляцией. Своевременное вмешательство предотвратило более серьезную проблему, продемонстрировав превентивную силу теплового наблюдения.

### Рекомендации по применению

Внедрение тепловизионных камер для наблюдения за нефтехимическим оборудованием требует особого внимания.

#### Рекомендации по установке

Правильная установка имеет решающее значение для максимизации эффективности тепловизионных камер. Стратегическое размещение, охватывающее критически важные места, и регулярные проверки являются важными этапами процесса установки.

#### Техническое обслуживание и калибровка

Регулярное техническое обслуживание и калибровка необходимы для поддержания тепловизионных камер в отличном состоянии. Сюда входит очистка линз, проверка на наличие физических повреждений и калибровка камер для обеспечения

точности. Интеграция тепловизионных камер в системы наблюдения за нефтехимическим оборудованием – это преобразующий шаг на пути к повышению безопасности, эффективности и экономичности. Способность обнаруживать аномальные отклонения на ранней стадии в сочетании с полной интеграцией и получением изображений с высоким разрешением делает тепловизионные камеры незаменимыми в современных нефтехимических процессах.

Поскольку в отрасли продолжают внедрять передовые технологии наблюдения, тепловизионные камеры становятся надежным и эффективным решением. Их влияние на улучшение контроля за работой нефтехимического оборудования неоспоримо и открывает новую эру в профилактическом обслуживании и безопасности. ●

KEYWORDS: thermal imaging camera, security, monitoring, petrochemical industry, infrared radiation.



ООО «СЕБА ИНЖИНИРИНГ» – инновационная производственно-коммерческая российская компания, поставщик качественного современного оборудования, разработчик и производитель передвижных электротехнических лабораторий и переносных приборов для испытания, диагностики и поиска мест повреждений в силовых кабелях среднего и высокого напряжения с любым типом изоляции, а также приборов и лабораторий для диагностики трансформаторов и подстанционного оборудования. Цель компании – обеспечение технологической независимости и безопасности России на рынке измерительного оборудования посредством создания конкурентной импортзамещающей продукции в данной сфере.

info@sebaeng.ru  
+7 499 683-02-50 • +7 985 810-31-74  
Москва, 2-й Кожуховский проезд, 29, корп. 2, стр. 2, этаж 4М

# КРУПНОТОННАЖНОЕ ПРОИЗВОДСТВО ТЕХНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА В РОССИИ: современное состояние и основные технологии



ТЕХНИЧЕСКИЙ УГЛЕРОД ЯВЛЯЕТСЯ КРУПНОТОННАЖНЫМ НЕФТЕХИМИЧЕСКИМ ПРОДУКТОМ. ОСНОВНЫМИ ОБЛАСТЯМИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА ЯВЛЯЮТСЯ ПРОИЗВОДСТВО РЕЗИНОТЕХНИЧЕСКИХ ИЗДЕЛИЙ, ЛАКОКРАСОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ И ПР. НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ В РОССИИ НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫМ МЕТОДОМ ПРОИЗВОДСТВА ТЕХНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА ЯВЛЯЕТСЯ ПЕЧНОЙ, НА НЕКОТОРЫХ ПРЕДПРИЯТИЯХ ТАКЖЕ ПРИМЕНЯЕТСЯ ТЕРМИЧЕСКИЙ МЕТОД. В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ СПОСОБЫ ПОЛУЧЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА, ДЛЯ НАИБОЛЕЕ КРУПНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ВИДЫ ПРИМЕНЯЕМОГО СЫРЬЯ И ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА ТЕХНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА. ТАКЖЕ В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНА ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ МОЩНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ ПО ВЫПУСКУ ТЕХНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА ЗА ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ

CARBON BLACK IS A LARGE-TONNAGE PETROCHEMICAL PRODUCT. THE MAIN APPLICATIONS AREA OF CARBON BLACK IS THE PRODUCTION OF RUBBER PRODUCTS, PAINT MATERIALS, ETC. THE MAIN METHOD OF CARBON BLACK PRODUCTION IS THE FURNACE METHOD IN RUSSIA NOW, BUT SOME PLANTS ALSO USE THERMAL METHOD. THIS ARTICLE PROVIDES INFORMATION OF THE MAIN METHODS OF OBTAINING CARBON BLACK, FOR THE LARGEST PLANTS ARE PRESENTED THE TYPES OF RAW MATERIALS USED AND THE MAIN TECHNOLOGIES FOR THE PRODUCTION OF CARBON BLACK. THE ARTICLE ALSO PRESENTS THE DYNAMICS OF CHANGES IN THE PRODUCTION CAPACITY OF CARBON BLACK PLANTS IN LAST YEARS

Ключевые слова: технический углерод, технологии производства технического углерода, сырье для производства технического углерода, технический углерод в России, заводы по производству технического углерода.

**Бельков Тимофей Михайлович**  
лаборант кафедры газохимии, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Технический углерод представляет из себя полидисперсные мелкие частицы углерода, образующиеся при неполном сгорании углеводородного сырья. Технический углерод является крупнотоннажным

нефтехимическим продуктом, его мировое производство составляет более 13 млн тонн/год [1]. Основной областью применения технического углерода является производство резинотехнических изделий.

УДК: 661.666.41

РИСУНОК 1. Соотношение видов используемого сырья для производства технического углерода (в тыс. тонн/год) по данным на 2022 год



К прочим областям применения можно отнести производство пластмасс, лакокрасочных материалов, бумаги и различных покрытий. Использование технического углерода в качестве наполнителя в реакциях вулканизации каучука позволяет на порядок увеличить прочность резинотехнических изделий.

Ввиду высоких затрат на транспортировку технического углерода из-за низкого объемного веса целесообразно размещать заводы-производители в непосредственной близости к заводам-потребителям.

Сырьем для производства технического углерода служат высокоароматизированные продукты переработки нефти и каменного угля и природный газ. Соотношение видов используемого

сырья на нижеперечисленных в статье предприятиях по данным за 2022 год представлено на рисунке 1.

На крупных российских предприятиях применяются две основные технологии производства технического углерода, которые отличаются друг от друга типом сырья, способом разложения углеводородов и организацией процесса.

На сегодняшний день основным методом производства технического углерода в России является процесс, проходящий в непрерывном турбулентном пламени в реакторах проточного типа при температуре 1000–1500 °С. Жидкие углеводороды форсунками впрыскиваются в поток газов полного сгорания топлива и разлагаются в результате термоокислительного воздействия.

Реакционную смесь подвергают охлаждению впрыском воды, а технический углерод улавливают в циклонах, на рукавных фильтрах или электрофильтрах.

Принципиальная технологическая схема производства технического углерода печным методом представлена на рисунке 2.

Сырье через подогреватель 10 проходит в трубчатую печь 1, где нагревается до 350–500 °С. Образующийся при нагревании кокс отделяется на коксовом фильтре 2. Воздух высокого давления и сырье смешиваются и подаются в циклонный реактор 3, где в течение 0,02–0,04 с при температуре 1250–1500 °С происходит термоокислительное разложение сырья. Для снижения доли сгорающего сырья в реактор 3 также подается топливный газ и воздух низкого давления через воздухоподогреватель 11. Реакционная смесь охлаждается водой на выходе из реактора и в холодильнике-оросителе 4, технический углерод отделяется сначала в циклонах 5, 8 и 9, а затем на рукавных фильтрах 6 и 7, после чего направляется на грануляцию. Отходящие газы проходят ступени очистки и утилизации.

Термический процесс получения технического углерода основан на разложении природного газа в нескольких переменном работающих реакторах. В один из реакторов подают воздух в смеси с природным газом, где за счет его горения разогревается поверхность футеровки, а во второй

РИСУНОК 2. Принципиальная технологическая схема производства технического углерода печным методом

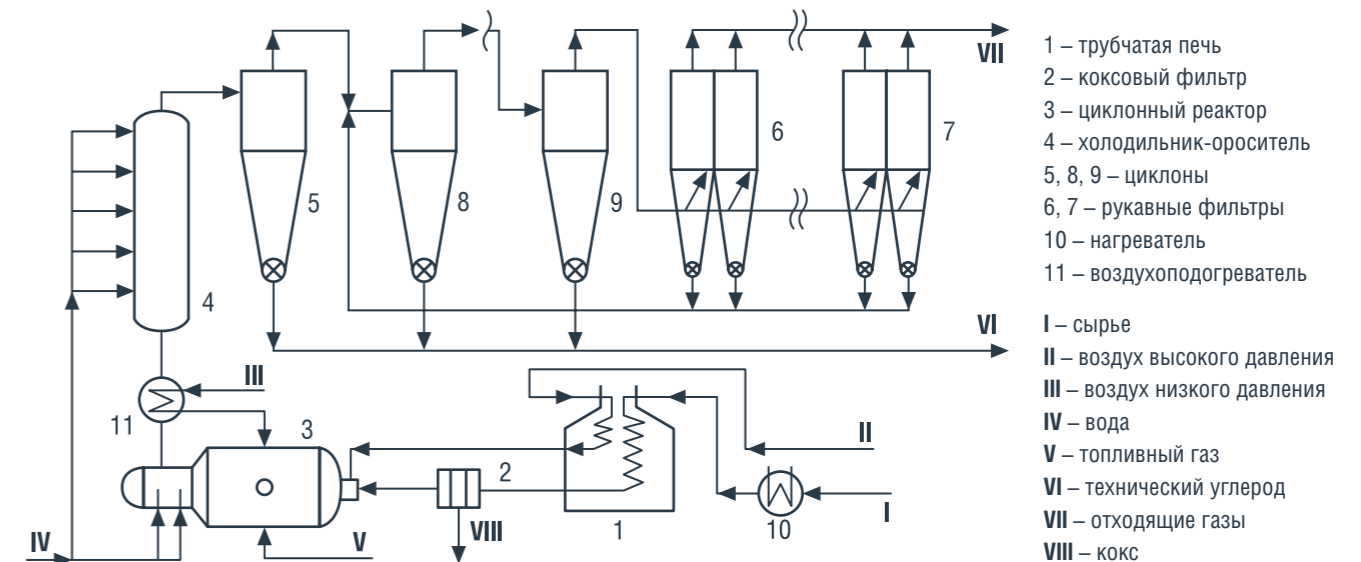
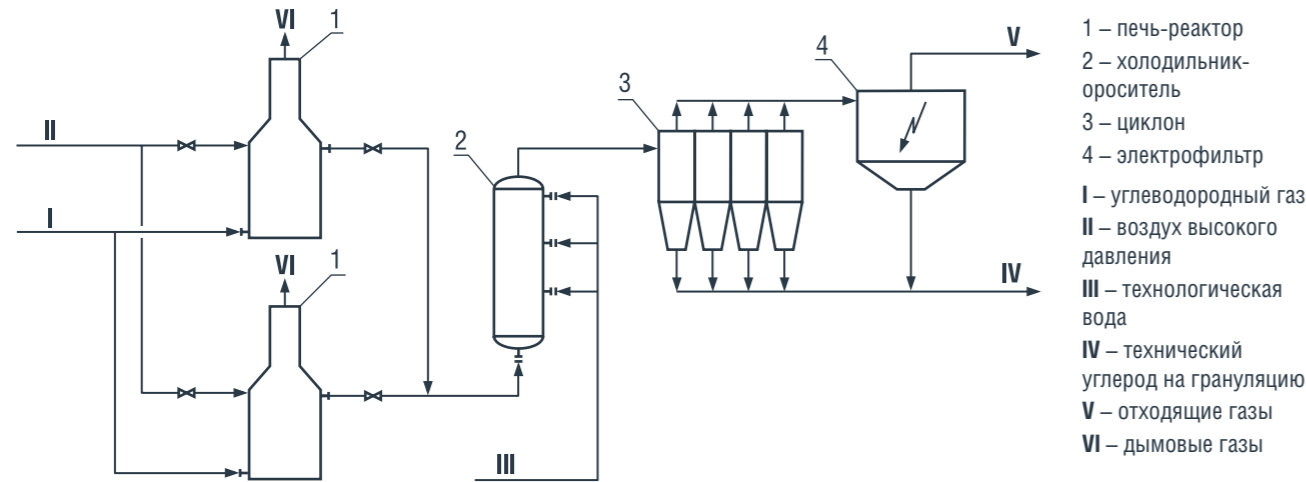


РИСУНОК 3. Принципиальная технологическая схема производства технического углерода термическим методом



предварительно разогретый реактор подается природный газ, который при термическом разложении образует технический углерод.

Принципиальная технологическая схема производства технического углерода термическим методом представлена на рисунке 3.

Процесс проходит в печных реакторах 1 и состоит из двух циклов по 5–8 минут каждый: во время цикла нагрева газ сгорает и разогревает огнеупорную футеровку, представляющую собой решетчатую систему из огнеупорных кирпичей для увеличения поверхности нагрева, до температуры около 1600 °С, при достижении которой подача воздуха в реактор прекращается, а продукты сгорания удаляются, во время цикла разложения в реактор вводится сырье и водород, в ходе эндотермической

реакции футеровка реактора остывает до температуры около 1200 °С и потоки переключаются. Реакционная смесь охлаждается в холодильнике-оросителе 2, полученную сажу отделяют в циклоне 3 и электрофильтре 4, после чего отходящие газы направляются на очистку и утилизацию, а технический углерод – на грануляцию [2].

Также для получения особо чистого технического углерода применяется термическое разложение ацетилена, которое является экзотермической реакцией, вследствие этого ацетиленовый метод не требует подвода тепла, и после инициации процесс проходит непрерывно [3].

На сегодняшний день основными крупнотоннажными предприятиями, осуществляющими производство ТУ, являются:

- АО «ЯТУ имени В.Ю. Орлова»,
- ООО «Омсктехуглерод»,
- АО «Нижнекамсктехуглерод»,
- ОАО «Волгоградский завод технического углерода»,
- ОАО «Туймазыхимуглерод»,
- Сосногорский газоперерабатывающий завод (рисунок 4).

### «Ярославский технический углерод имени В.Ю. Орлова»

Предприятие АО «ЯТУ имени В.Ю. Орлова» выпускает 23 марки технического углерода «N» и «П» мощностью более 310 тыс. тонн/год.

В качестве сырья для производства технического углерода применяются антраценовое масло, тяжелый газойль каталитического крекинга, мазут, тяжелая смола пиролиза, поставляемые ПАО «Славнефть-ЯНОС», смешиваемые в определенных соотношениях.

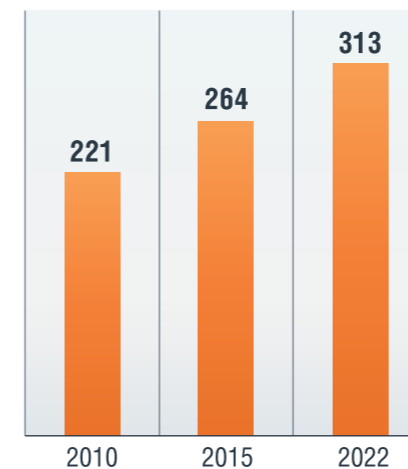
Предприятие реализует печной способ производства с разложением сырья в присутствии кислорода воздуха в реакторе при температуре 1400–1800 °С. Улавливание образовавшегося технического углерода проходит при помощи рукавных фильтров. Грануляцию продукта осуществляют мокрым методом с последующей сушкой в сушильных барабанах.

С 2010 года мощность предприятия по выпуску технического углерода возросла с 220,8 тыс. тонн до 312,6 тыс. тонн в 2022 году (рисунок 5) [4].

РИСУНОК 4. Соотношение мощностей (в тыс. тонн/год) основных производителей технического углерода в России



РИСУНОК 5. Производственная мощность (в тыс. тонн/год) ЯТУ имени В.Ю. Орлова



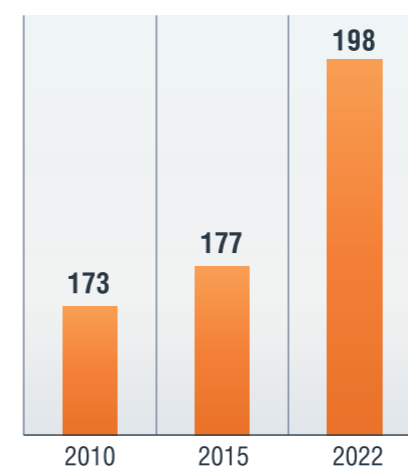
### «Омсктехуглерод»

ООО «Омсктехуглерод» – одно из крупнейших предприятий по производству технического углерода мощностью более 280 тыс. тонн технического углерода в год, ассортимент продукции представлен более чем 30 марками технического углерода «N» и «П» для производства резинотехнических изделий. С 2010 года предприятие также выпускает марки специального назначения «OMCARB» для производства лакокрасочных материалов, пластиков и пигментов.

В качестве сырья для производства технического углерода применяются тяжелая смола пиролиза, тяжелый газойль каталитического крекинга, поставляемые АО «Газпромнефть-ОНПЗ», и коксохимическое сырье.

Получение технического углерода осуществляется в прямоточных

РИСУНОК 6. Производственная мощность (в тыс. тонн/год) Омсктехуглерода



цилиндрических реакторах за счет разложения смеси нефтяного и коксохимического сырья в потоке дымовых газов. Для прекращения реакции разложения в поток углеродно-газовой смеси выпрыскивается вода. Улавливание образовавшегося технического углерода проходит при помощи рукавных фильтров с последующим гранулированием и сушкой.

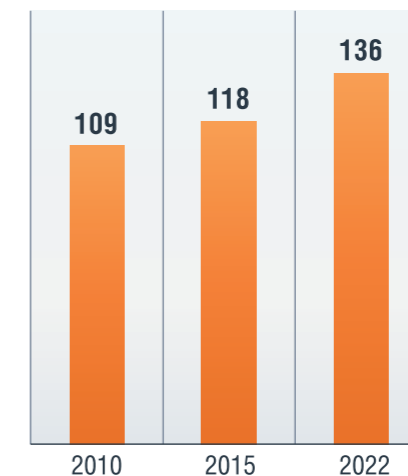
С 2010 года мощность предприятия по выпуску технического углерода возросла со 172,8 тыс. тонн/год до 197,7 тыс. тонн в 2022 году (рисунок 6).

### «Нижнекамсктехуглерод»

АО «Нижнекамсктехуглерод» – нефтехимический актив ПАО «Татнефть» производительностью более 135 тыс. тонн технического углерода в год.

Ассортимент продукции представлен 14 марками технического углерода «N» и «П».

РИСУНОК 7. Производственная мощность (в тыс. тонн/год) Нижнекамсктехуглерода



В качестве сырья для производства технического углерода применяются тяжелая смола пиролиза, тяжелый газойль каталитического крекинга, поставляемые АО «ТАНЕКО» и АО «ТАИФ», и коксохимическое сырье.

Технический углерод на АО «Нижнекамсктехуглерод» получают печным способом.

Получение технического углерода осуществляется печным способом в цилиндрическом реакторе при температуре 1300–1800 °С.

Для прекращения реакции и сохранения необходимых свойств технического углерода производится охлаждение аэрозоля путем впрыска технологической воды.

Образовавшаяся углеродно-газовая смесь поступает в блок улавливания для выделения технического углерода при помощи циклона-концентратора и рукавного фильтра. Выделенный технический углерод поступает в блок обработки, где происходит процесс уплотнения технического углерода в смесителе-грануляторе мокрым способом. Мокрые гранулы технического углерода поступают в сушильный барабан и далее на узел распределения готовой продукции.

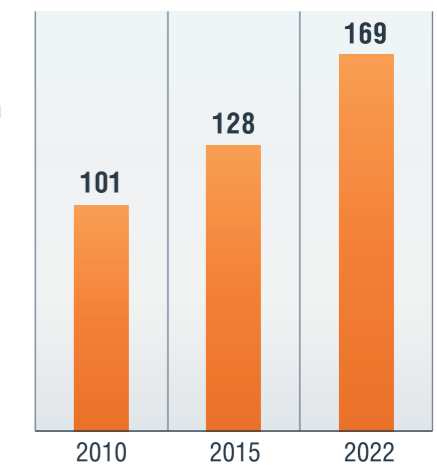
С 2010 года мощность предприятия по выпуску технического углерода возросла со 109,2 тыс. тонн до 135,6 тыс. тонн в 2022 году (рисунок 7).

### «Волгоградский филиал Омсктехуглерод»

ОАО «Волгоградский завод технического углерода» с 2005 года входит в состав ООО «Омсктехуглерод» и производит те же марки технического углерода резинотехнического и специального назначения мощностью более 169 тыс. тонн в год из аналогичного сырья и по схожим технологиям.

С 2010 года мощность предприятия по выпуску технического углерода возросла со 101,3 тыс. тонн/год до 169,2 тыс. тонн в 2022 году (рисунок 8).

РИСУНОК 8. Производственная мощность (в тыс. тонн/год) Волгоградского завода технического углерода



### «Туймазытехуглерод»

ОАО «Туймазытехуглерод» производит технический углерод марок «П» и «Т» мощностью более 31 тыс. тонн/год.

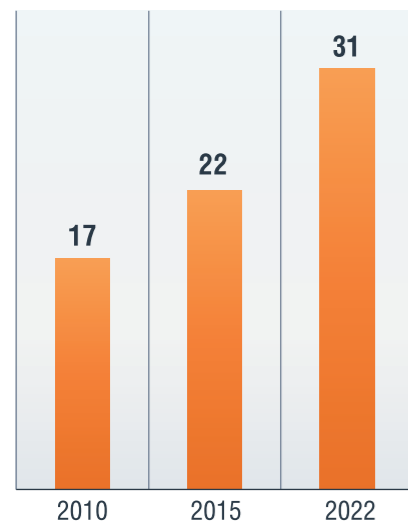
В качестве сырья для производства технического углерода применяются антраценовое масло, мазут, каменноугольная смола, природный газ.

Получение печного технического углерода производится путем окислительного разложения сырья при температуре 1100–1300 °С, достигаемой сжиганием природного газа в топочной части реактора. Для прекращения реакции в реакционную смесь впрыскивается технологическая вода. Образовавшийся технический углерод осаждается на электрофильтрах.

Получение термического технического углерода производится в двух реакторах периодического действия при температуре более 1100 °С. Углеродно-газовая смесь охлаждается в водяном холодильнике.

Технический углерод улавливается в циклонах и на рукавных фильтрах.

РИСУНОК 9. Производственная мощность (в тыс. тонн/год) Туймазытехуглерода



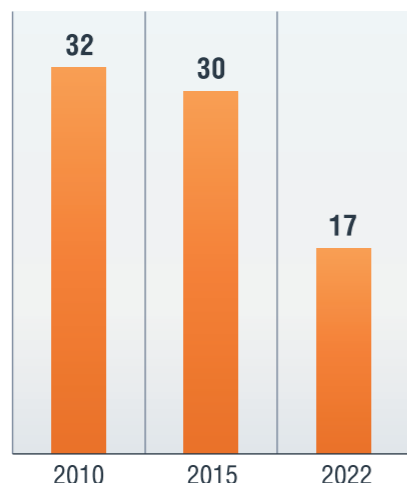
С 2010 года мощность предприятия по выпуску технического углерода возросла с 17,2 тыс. тонн до 31,3 тыс. тонн в 2022 году (рисунок 9).

### Сосногорский газоперерабатывающий завод

Сосногорский газоперерабатывающий завод принадлежит компании ООО «Газпром переработка» и производит технический углерод марок «П» мощностью более 11 тыс. тонн/год и «Т» мощностью более 5 тыс. тонн/год.

В качестве сырья для производства технического углерода применяются сухой отбензиненный газ и газ стабилизации газового конденсата непосредственно с Сосногорского ГПЗ.

РИСУНОК 10. Производственная мощность (в тыс. тонн/год) Сосногорского ГПЗ



Получение печного технического углерода производится путем неполного сгорания сырья, вводимого в реактор при температуре 1180–1300 °С. Охлаждение углеродно-газовой смеси происходит путем впрыска технологической воды. Технический углерод улавливается на электрофильтрах.

Получение термического технического углерода производится в цилиндрических реакторах периодического действия при температуре 1200–1500 °С. Охлаждение углеродно-газовой смеси и улавливание технического углерода осуществляется в скруббере Вентури.

С 2010 года мощность предприятия по выпуску термического технического углерода снизилась с 31,6 тыс. тонн до 16,9 тыс. тонн в 2022 году (рисунок 10) [5].

В настоящее время большая часть технического углерода в России производится по печной технологии, имеющей высокую технологическую гибкость и не требующей высокой степени автоматизации. Термические марки технического углерода из газового сырья производят два предприятия: Туймазытехуглерод и Сосногорский ГПЗ. В связи с низким выходом целевого продукта и низкими показателями экологической безопасности с 2013 году технический углерод по канальной технологии в России не производится. Вследствие низкого спроса на ацетиленовую сажу (узкие области применения) и высокой стоимости сырья доля технического углерода, получаемого из ацетилена, в российском производстве невелика.

В связи с резким снижением экспорта технического углерода производительность некоторых предприятий в 2022 году была снижена. Рост внутреннего спроса на резинотехнические изделия обуславливает прирост производительности некоторых предприятий по производству стандартных марок технического углерода. Рост внутреннего спроса на лакокрасочные материалы обуславливает резкий рост производительности предприятий по производству специальных марок технического углерода (Омсктехуглерод и Волгоградский завод технического углерода). ●

#### Литература

1. Исследование влияния технического углерода на свойства изопреновых эластомеров/ Макаров И.С. [и др.] // Ползуновский вестник. – 2022. – № 1. – С. 154–163.
2. Гюльмисарян Т.Г., Левенберг И.П. Технический углерод в предстоящие годы // Макрохим. – 2018. – № 3. – С. 3–8.
3. Раздьяконова Г.И., Кохановская О.А. Состояние и перспективы развития производства технического углерода (обзор) // Каучук и резина. – 2013. – № 3. – С. 10–15.
4. Денисова Е.С., Зиновьева О.О. Оценка экологической безопасности предприятий по производству технического углерода // Динамика систем, механизмов и машин. – 2014. – № 4. – С. 208–211.
5. Голубева И.А., Родина Е.В. Сосногорский газоперерабатывающий завод (ООО «Газпром переработка») // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2015. – № 1. – С. 26–33.

KEYWORDS: carbon black, carbon black production technologies, raw materials for the production of carbon black, carbon black in Russia, carbon black production plants.

## О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

### Газпром и Роснефть готовы вести экспорт в рублях

Крупнейшие российские экспортеры готовы переводить расчеты по поставкам в рубли, тем самым уменьшив зависимость экономики России от долларов, заявил глава ВТБ А. Костин в апреле 2014 года, подчеркнув, что «компаниям просто нужно дать соответствующий механизм».



### Комментарий Neftegaz.RU

В апреле 2022 года Газпром начал отправлять контрагентам сообщения, что платежи за поставки российского газа на экспорт будут осуществляться по правилам РФ, т.е. в рублях, а в сентябре Роснефть объявила, что «планово переходит» на расчеты в национальных валютах во внешней торговле. В мае 2023 года доля рубля в экспортных расчетах в Европу и Азию составляла 49,8 и 36,3% соответственно. В сентябре общая доля рубля и «дружественных» валют впервые превысила доллары и евро. Сокращение доли последних стало результатом санкционной политики.

### Газпром в первом квартале 2014 г. увеличил экспорт газа в Европу на 2,4%

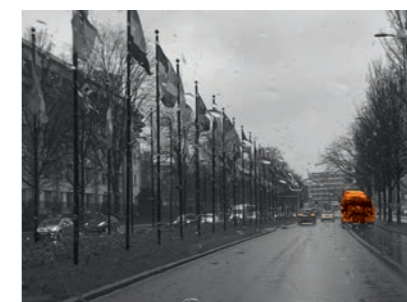
Газпром увеличил в первом квартале 2014 г. экспорт газа в дальнее зарубежье на 2,4% по сравнению



с аналогичным периодом 2013 г. – до 43 млрд м<sup>3</sup>. Объем реализации на рынке Великобритании более чем на треть превысил аналогичный показатель 2013 г. Основной потребитель, Германия, увеличила импорт до 10,4 млрд м<sup>3</sup>, Турция – до 7,76 млрд м<sup>3</sup>, Италия – до 7,32 млрд м<sup>3</sup>.

### Комментарий Neftegaz.RU

В 2023 г. объемы поставок газа в Европу и Турцию составили 45 млрд м<sup>3</sup> по сравнению с 85 млрд м<sup>3</sup> в 2022 г. и 175 млрд м<sup>3</sup> в 2021 г. С мая 2022 Украина отклоняет заявки Газпрома на транзит газа через газоизмерительную станцию Сохрановка, а Газпром заявляет, что перенаправление выпавших объемов невозможно в связи с изменениями в российской потоковой схеме. Еще один маршрут, МГП «Ямал – Европа», недоступен в связи с введением российских контрсанкций. Таким образом, Газпрому доступны два маршрута



поставок газа в Европу – через ГИС Суджа посредством ГТС и по сухопутному продолжению второй нитки МГП «Турецкий поток».

Текущий транзитный контракт с Украиной завершается в конце 2024 г., но формат, в котором он будет продолжаться, неясен.

### Газпром и CNPC готовят контракт на поставку газа к подписанию в мае 2014 г.

29 апреля 2014 г. состоялась рабочая встреча А. Миллера и председателя совета директоров CNPC Ч. Цзипина. Стороны обсудили ход подготовки контракта на поставку российского трубопроводного газа в Китай по «восточному маршруту». Газпром очень рассчитывает в мае заключить 30-летний контракт на поставку газа в объеме 38 млрд м<sup>3</sup> в год.

### Комментарий Neftegaz.RU

Договор был подписан в мае 2014 г. Через год Газпром и CNPC подписали Соглашение об основных условиях трубопроводных поставок газа с месторождений Западной Сибири в Китай по «западному» маршруту («Сила Сибири-2»), в декабре 2017 года – Соглашение об условиях поставок газа с Дальнего Востока России в Китай.

Первые трубопроводные поставки российского газа в Китай по МГП «Сила Сибири» начались в декабре 2019 года. В феврале 2022 года Газпром и CNPC подписали контракт на поставку газа по «дальневосточному» маршруту. После выхода проекта на полную мощность объем поставок российского трубопроводного газа в Китай увеличится на 10 млрд м<sup>3</sup> и достигнет 48 млрд м<sup>3</sup> в год. ●





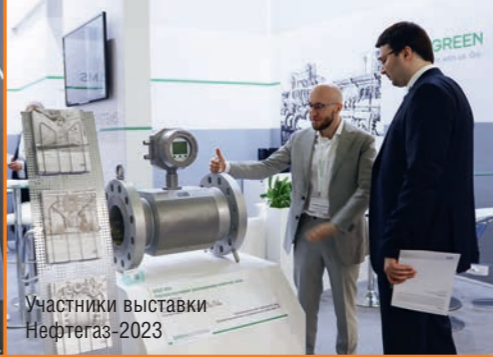
Участники выставки Нефтегаз-2023



Участники выставки Нефтегаз-2023



Участники выставки Нефтегаз-2023



Участники выставки Нефтегаз-2023



Стенд U-Tair на выставке Нефтегаз-2023



Участники выставки Нефтегаз-2023



Участники выставки Cabex-2024



Посетитель выставки Нефтегаз-2023



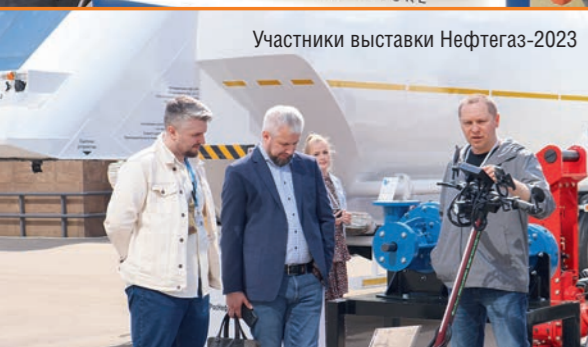
Стенд компании Пульсар на выставке Нефтегаз-2023



Посетители выставки Нефтегаз-2023



Участники выставки Нефтегаз-2023



Участники выставки Нефтегаз-2023



Стенд компании Эмис на выставке Нефтегаз-2023



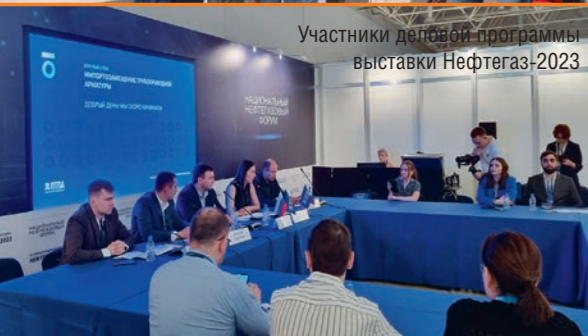
Стенд Ассоциации Электромонтажников на выставке Cabex-2024



Стенд компании Ривалком на выставке Нефтегаз-2023



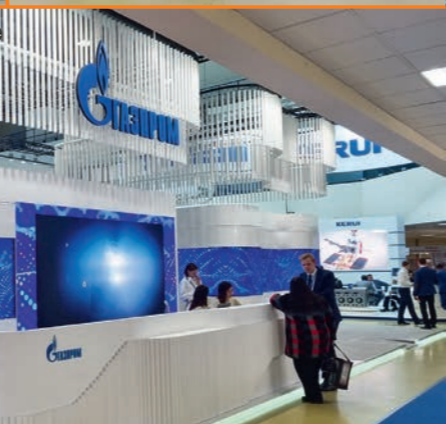
Открытие выставки Нефтегаз-2023



Участники деловой программы выставки Нефтегаз-2023



Стенд компании Газпром на выставке Нефтегаз-2023



Стенд компании Атомик Софт на выставке Нефтегаз-2023



Участники выставки Нефтегаз-2023



Спикеры деловой программы выставки Нефтегаз-2023



Стенд компании Транснефть на выставке Нефтегаз-2023



Экспонат на выставке Нефтегаз-2023



Экспонат на выставке Нефтегаз-2023

# БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

- **Оборудование и инструмент в НГК**
- **Оборудование для добычи нефти и газа**
- **Буровое оборудование и инструмент**
- **Буровые установки и их узлы**

## Основные особенности выпускаемых буровых установок

- Установки выполнены в блочно-модульном исполнении, транспортирование ведется мелкими блоками на трейлерах и агрегатами – на транспорте общего назначения.
- Электрические установки оборудованы полностью регулируемым приводом переменного тока с частотным регулированием.
- Питание приводных электродвигателей переменного

тока производится через комплектное тиристорное устройство в контейнерном исполнении от дизель-электрических станций и/или от ЛЭП.

- Установки комплектуются кабиной бурильщика, оборудованной системой вентиляции и кондиционирования воздуха.
- Установки комплектуются одно- или двухскоростной буровой лебедкой.
- Конструкция установок позволяет до минимума уменьшить отрицательное влияние на окружающую среду.

- Вышки буровых установок адаптированы к установке системы верхнего привода любого производителя.
- Сервис при поставке:
  - контрольная сборка;
  - шефмонтаж и пусконаладочные работы;
  - техническая диагностика машин и механизмов;
  - гарантийное и послегарантийное сервисное обслуживание и ремонт;
  - обеспечение запасными частями. ●

## МОБИЛЬНЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	МБУ 2500/160 Д (к)	МБУ 3200/200 Д (к)	МБУ 3200/200 ДЭР
Грузоподъемность	160 тс	200 тс	200 тс
Глубина бурения	2500 м	3200 м	3200 м
Привод	дизельный	дизельный	дизель-электрический
Высота основания	6,5 м	6,5 м	7,8 м
Талевый канат	28 мм	28 мм	28 мм
Буровая лебедка	600 кВт	600 кВт	670 кВт
Буровые насосы	2 x 600 кВт	2 x 600 кВт	2 x 1180 кВт

Мобильные буровые установки грузоподъемностью от 160 до 200 тонн с условной глубиной бурения от 2500 до 3200 метров. Мобильные буровые установки могут иметь самоходный или полуприцепной вариант исполнения вышечно-лебедочного блока. Основные модули установок включают встроенные транспортные устройства. Все оборудование установок встроено в сертифицированные полуприцепы и транспортируется седельными тягачами. Установки оснащаются двухсекционной мачтой с открытой передней гранью с безъякорными растяжками. Установки изготавливаются



с дизельным, дизель-электрическим или электрическим регулируемым приводом основных механизмов с системой управления с пульта бурильщика. В зависимости от требований заказчика мобильные буровые установки оснащаются циркуляционной системой объемом от 120 до 250 куб. м и различными наборами вспомогательного и очистного оборудования. ●

## БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-2,5А



Установка разведочного бурения смонтирована на автомобиле КамАЗ-4310 и включает мачту 3 с кронблоком 1 и вертлюгом 2, буровой насос 4, гидравлический домкрат подъема мачты 5, электрооборудование 6, пневмосистему 7, главную трансмиссию, механизм подачи, устройство для шнекового бурения, коробку передач, лебедку, устройство для развинчивания труб, ротор и систему управления.

## БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-30

Предназначена для структурно-поискового бурения на нефть и газ роторным способом в породах мягкой и средней твердости с прямой промывкой

Состоит из следующих мачты телескопической, двухсекционной с открытой передней гранью; лебедки с коробкой перемены передач с приводом от тягового двигателя автомобиля; трансмиссии для передачи вращательного движения от коробки отбора мощности автомобиля к раздаточному редуктору для бурового насоса и генератора, к коробке перемены передач лебедки, гидронасосам; талевого блока; ограничителя высоты подъема талевого блока; ограничителя грузоподъемности; гидродомкратов для нивелировки агрегата с прибором для

контроля; гидropневосистем и электрооборудования для обеспечения производства работ и вспомогательных операций; устройства для отвода выхлопных газов оснащенного искрогасителем; электронного индикатора веса ИВЭ-50; устройства для фиксации талевого блока и защиты мачты от повреждений при передвижении; устройства аварийного отключения двигателя; кронблока; манифольда с прибором контроля давления и соединением БРС; трансформатора с выпрямителем постоянного тока на 24 В; вертлюг 30 т; поста бурильщика для проведения технологических операций при бурении; основания (фундаментные балки) передние и задние для установки гидродомкратов; рабочей площадки с укрытием;

звукового сигнала на посту бурильщика; гидрораскрепителя; пневмосистемы, оснащенной осушителем воздуха; ротора Р410; насоса буровой НБ 50; генератора ГС 250 (30 кВт); балкона верхового рабочего; подсвечника; лебедки вспомогательной гидравлической.



## БУРОВАЯ УСТАНОВКА УШ-2Т4/2Т4В



Предназначена для бурения поисково-оценочных и сейсморазведочных скважин; бурения скважин различного назначения при выполнении строительных работ.

Установка монтируется на шасси гусеничного трактора Т10Б2121, что позволяет применять установку на грунтах с малой несущей способностью (болота, снежный покров, оттаявший мерзлый грунт). Привод установки осуществляется от двигателя трактора. Механический привод подвижного

вращателя дает возможность совместить стабильно высокие значения крутящего момента с возможностью создания высоких осевых нагрузок на породоразрушающий инструмент уже на первых метрах бурения. Конструкция вращателя установки обеспечивает возможность его отвода в сторону от оси скважины, для выполнения спуска и подъема бурильных труб.

Для удобства управления и повышения безопасности работ установка комплектуется съемной площадкой оператора бурения. ●

# ОСУШИТЕЛЬ ГАЗА. БЛОК ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

#### 1.1.3. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа



### Блоки осушки для очистки и осушки природного газа

Блоки осушки природного газа (БОПГ) предназначены для очистки и осушки природного газа, подаваемого в газоиспользующее оборудование, в том числе и в компрессорные установки автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС).

БОПГ (блок осушки природного газа) предварительно очищает газ от механических примесей и капельной влаги, затем осушает его с помощью адсорбента, находящегося в адсорберах.

### Конструкция

Схема блока осушки состоит из двух адсорберов. Первый адсорбер поглощает влагу из природного

газа в поверхность адсорбента, в то время как другой находится в процессе регенерации (десорбции), адсорбция и десорбция проходят поочередно. В результате, данное оборудование может непрерывно выпускать чистый и сухой природный газ.

Регенерация адсорбента осуществляется в закрытом контуре, тем самым снижается потребление газа на регенерацию до минимального уровня. Переключение режима осуществляется системой автоматического управления (CAU) по мере насыщения адсорбента влагой.

Эта система обеспечивает работу блока в автоматическом либо в полуавтоматическом режиме, предусмотрена возможность ее

подключения к CAU АГНКС или к CAU высшего уровня.

Блоки осушки природного газа рассчитаны на работу с газом, имеющим 100% влажность при температуре газа +10°C.

Параметры товарного газа после блока в соответствии с ГОСТ27577-2000.

БОПГ рассчитаны на пропускную способность до 2300  $\text{nm}^3/\text{ч}$  при рабочем давлении до 1,2 МПа (12  $\text{кгс}/\text{см}^2$ ), выполнены в блочном исполнении, что позволяет осуществить их быстрый монтаж на месте.

По требованию заказчика может быть поставлено оборудование, рассчитанное на другую производительность. ●

# УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

## 1. Оборудование и инструмент в НГК

### 1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

#### 1.1.3.10. Комплексы и установки для подготовки нефти и газа



Установка комплексной подготовки попутного нефтяного газа производительностью по входящему газу 150 млн  $\text{nm}^3/\text{год}$ .

Вырабатываемая продукция – СОГ (сухой отбензиненный газ) по СТ РК 1666-2007, полностью соответствующий СТО Газпром 089-2010 и ШФЛУ (широкая фракция легких углеводородов).

### Состав оборудования

#### 1. Компрессорная станция

Компрессорная станция, состоящая из 3-х современных поршневых компрессоров, предназначена для компримирования попутного нефтяного газа до давления 60 бар изб. Компрессоры установлены в просторном здании из сэндвич-панелей, что делает процесс эксплуатации, очередного сервисного обслуживания и ремонта легким и доступным.

#### 2. Блок низкотемпературной сепарации

Для осуществления процесса отбензинивания попутного нефтяного газа применена технологическая схема низкотемпературной сепарации с внутренним холодильным циклом на основе хладагента фреон 134А. Холодильный цикл основан на базе 2-х фреоновых компрессоров. Компрессоры установлены в отдельном домике, что делает

процесс эксплуатации, очередного сервисного обслуживания и ремонта легким и доступным.

#### 3. Блок осушки газа и регенерации гликоля с циркуляцией 0,9 $\text{m}^3/\text{час}$

Предотвращение гидратообразования при охлаждении газа обеспечивается впрыском раствора диэтиленгликоля на трубные решетки теплообменников установок НТС. В дальнейшем насыщенный гликоль отправляется в отпарную печь, откуда опять поступает в основную технологию. Такое техническое решение позволяет дешево и эффективно убирать влагу из потока газа и предотвращать гидратообразование. Потери гликоля при таком методе минимальны.

#### 4. Блок фракционирования с получением ШФЛУ до 50 000 тонн/год и СОГ до 120 млн $\text{nm}^3/\text{год}$ .

#### 5. Блок производства воздуха КИПиА и азота с производительностью по азоту 30 $\text{m}^3/\text{час}$ , по воздуху – 200 $\text{m}^3/\text{час}$ .

#### 6. Блок низкотемпературной сепарации мощностью 1200 кВт. на базе 2 компрессоров GEA 400GLE мощностью 261 кВт.

#### 7. Блок хранения и отгрузки ШФЛУ объемом 1600 $\text{m}^3$

Блок хранения и отгрузки ШФЛУ предназначен для хранения ШФЛУ, поступающей из колонны-стабилизатора, с дальнейшей ее отгрузкой в АЦН. Резервуарный парк, состоящий из семи рабочих и одного резервного резервуара по 200  $\text{m}^3$  каждый. Отгрузка ШФЛУ в автоцистерны осуществляется насосами через стояки налива.

#### 8. Блок факельной системы с пропускной способностью 21000 $\text{nm}^3/\text{час}$

Блок факельной системы предназначен для аварийного сжигания попутного нефтяного газа. Факел высокого давления оснащен двумя дежурными горелками, работающими на топливном газе НД. Конструкция факелов обеспечивает дистанционный розжиг и контроль пламени. В качестве резервного топлива для дежурных горелок предусмотрены баллоны с пропаном. Контроль процесса горения каждой горелки осуществляется датчиком температуры. Для розжига каждой горелки установлен электронный блок.

#### 9. Комплектная система управления PCU и ПА3. ●



**К. Нехаммер**

Расширение WAG станет сигналом властям РФ о стремлении Австрии избавиться от зависимости от российского газа



**А. Новак**

Если бы не сокращение добычи участниками ОПЕК+ в 2023 г., нефтяной рынок находился бы в жестком профиците



**Ю. Борисов**

Рассматриваем проект, на рубеже 2033–2035 годов, доставку и монтаж на лунной поверхности вместе с китайскими коллегами энергетической установки



**P. Гросси**

Нет никаких доказательств и признаков того, что Иран вооружается



**К. Симсон**

В соответствии с планом REPowerEU, мы должны полностью отказаться от российского газа самое позднее к 2027 г.



**Хайсам аль-Гайс**

Необходимо быть осторожными, ставя под угрозу настоящее во имя спасения будущего



**B. Лимаренко**

Сахалин становится большой научной площадкой



**A. Дрозденко**

Ленинградским торфом заинтересовались китайские товарищи



**X. C. Пури**

Индия всегда готова к импорту энергоносителей из России

# ГТ ЭНЕРГО



## КОМПЛЕКСНАЯ УСЛУГА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ - НОВЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СТАНДАРТ

«ГТ Энерго» – генерирующая компания, отечественный разработчик технологических решений для энергетического сектора РФ.

В рамках комплексной услуги осуществляет полный объем работ по строительству, эксплуатации, сервису и управлению современными газотурбинными станциями нового поколения ГТ-009GT на базе специализированных энергетических турбин собственной разработки с обеспечением надежного и эффективного энергоснабжения потребителей партнера.



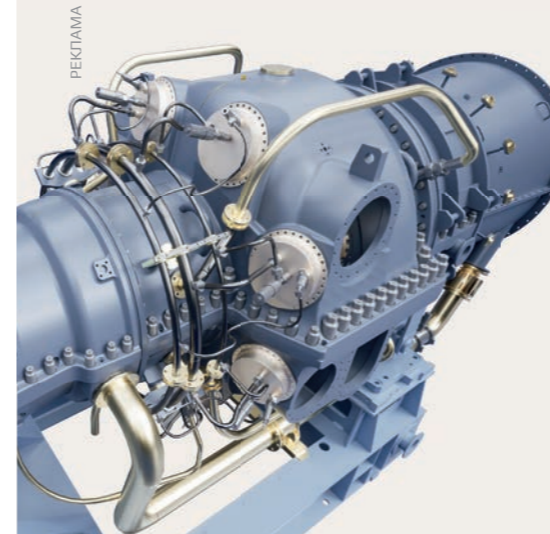
## ГЕНЕРАЦИЯ НА БАЗЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ СТАЦИОНАРНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ГАЗОВЫХ ТУРБИН «ГТ ЭНЕРГО»

**Энергоблок ГТ-009GT**  
**9 МВт**  
 мощность электрическая  
 Габаритные размеры Д×Ш×В (м) 27×12×10

**Энергоблок ГТ-009GTН**  
**9 МВт**  
 мощность электрическая  
**11 Гкал/ч**  
 мощность тепловая  
 Габаритные размеры Д×Ш×В (м) 34×12×10

**Энергоблок ГТ-009GT Арктика**  
**9 МВт**  
 мощность электрическая  
 Габаритные размеры Д×Ш×В (м) 27×10,4×11,5  
 Исполнение моноблока для северных регионов страны и условий вечной мерзлоты.

Стационарная газовая энергетическая турбина ГТ-009M(M3) собственной разработки



### ПРЕИМУЩЕСТВА

- 1 Полностью отечественное решение для энергетического сектора РФ (локализация 100%)
- 2 Локальная ремонтпригодность и высокий эксплуатационный ресурс (200 тыс. часов)
- 3 Высокая надёжность и эффективность (наработка с 2003 года более 1,9 млн часов)
- 4 Большой опыт успешной эксплуатации на территории РФ (44 энергоблока в работе)
- 5 Пригодность для эксплуатации в любых климатических условиях в автономном режиме
- 6 Полная автоматизация технологического процесса на базе собственной разработки САУ и АСУ ТП
- 7 Инновационные технологии – магнитные подшипники ротора ГТУ

+7 495 204 27 33  
 marketing@gtenergo.ru  
 gtenergo.ru

Москва, ул. Сергея Радонежского, д. 15-17, стр. 2



# ARMANI / CASA

MOSCOW RESIDENCES

ПЕРВЫЙ И ЕДИНСТВЕННЫЙ  
ЖИЛОЙ ДОМ В РОССИИ  
В ПАРТНЕРСТВЕ С GIORGIO ARMANI

+7 (495) 476-33-91  
VOSHODMOSCOW.RU



**VOS'HOD**  
ДЕВЕЛОПЕР КОЛЛЕКЦИОННОЙ  
НЕДВИЖИМОСТИ

Реклама. Застройщик ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК СТАРОМОНЕТНЫЙ 19». Проектная декларация на наш.дом.рф  
\*Армани/Каса Москоу Резиденс \*Джорджо Армани \*Восход \*Первый и единственный по количеству жилых домов, реализуемых на рынке жилой недвижимости РФ на основании заключённого лицензионного соглашения с брендом Giorgio Armani S.p.a.