



ГРП:  
МОДЕЛИРОВАНИЕ  
ТРЕЩИНООБРАЗОВАНИЯ

• НОВЕЙШИЕ  
• МЕТОДИКИ  
• ОБРАБОТКИ ГИС



Сибирская Сервисная Компания

# Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

2 [171] 2026

## ЭФФЕКТИВНЫЙ НЕФТЕСЕРВИС



Входит в перечень ВАК (К1)

Компания  
**ПРОМХИМ ИМПЕКС**  
на рынке с

**2015**  
года

На производстве  
установлены  
высокотехнологичные  
линии

**Schneider,**  
работающие на системе  
**Siemens**

Производственные  
линии расположены  
в городах

**Ташкент**  
**и Навои**

Республики Узбекистан

# "ASDAPAC" ПОЛИАНИОННЫЙ РЕАГЕНТ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

## Преимущества продукции



## География экспорта

Российская Федерация

Республика Беларусь

Узбекистан

Кыргызстан

Казахстан

Азербайджан

Туркменистан

Таджикистан

Афганистан

Саудовская Аравия

Катар

Объединенные Арабские Эмираты (ОАЭ)

**Компания ПРОМХИМ ИМПЕКС** – один из ведущих производителей и поставщиков широкого спектра полианионной целлюлозы и карбоксиметилцеллюлозы в странах СНГ

## Основные потребители "ASDAPAC":



**95%**

содержание основного вещества в ПАЦ

**10 000 ТОНН**

объем производства в год



+ (998 78) 391-12-22

info@barvent.uz



**Электропластичность при производстве и эксплуатации электроэнергетического оборудования**



20

**Разработка прототипа робототехнического комплекса для внутритрубной диагностики**



34

# СОДЕРЖАНИЕ

**Особенности и проблематика внедрения системы MES в нефтегазовых компаниях**



46

**Новый подход к ресурсному проектированию магистральной трубы нефтегазопровода**



52

*Эпохи НГК* 4

**РОССИЯ Главное**

ЕС рисует новую газовую карту 6

Задачи ТЭК на 2026 год 8

*События* 10

*Первой строчкой* 12

**ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ**

Комплексные решения ИЕК для бесперебойного электроснабжения 14

Энергия для экстремальных условий: почему литий-сульфурилхлоридные батареи лучше всего подходят для оборудования, применяемого при очистке подводных и арктических трубопроводов 18

Электропластичность при производстве и эксплуатации электроэнергетического оборудования 20

От схемы «под ключ» до партнерской интеграции: эффективное энергоснабжение объектов 26

*Календарь событий* 30

**ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ**

От нефтегаза до космоса: 20 лет эволюции инженерной мысли в НПО «Свободная Энергия» 32

**АВТОМАТИЗАЦИЯ**

Разработка прототипа робототехнического комплекса для внутритрубной диагностики 34

Линейка программируемых логических контроллеров гражданского назначения «АвроПЛК» 40

Продукция интеллектуального машиностроения ООО НПП «ТЭК» 44

**ЦИФРОВИЗАЦИЯ**

Особенности и проблематика внедрения системы MES в нефтегазовых компаниях 46

Цифровая трансформация ТЭК: от «мела на доске» до «цифры на шезлонге» 50

Новый подход к ресурсному проектированию магистральной трубы нефтегазопровода 52

**ГРП: теоретические, лабораторные и численные подходы к моделированию и анализу процессов трещинообразования**



70

**Оценка скорости роста техногенных трещин в нефтяном пласте под воздействием заводнения**



84

**Новейшие методики обработки и интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин**



102

**Проблемы эффективности бурения скважин с зарезкой боковых стволов**



122

**ЦИФРОВИЗАЦИЯ**  
Без страха и упрека: новый подход к информационной безопасности в условиях жесткого государственного надзора 58

**ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ**  
Анализ производства пропантов из техногенных отходов для гидравлического разрыва пласта 60  
ASDA: ключ к эффективному бурению 68

**НЕФТЕСЕРВИС**  
ГРП: теоретические, лабораторные и численные подходы к моделированию и анализу процессов трещинообразования 70  
26 лет лидерства в нефтесервисной отрасли: Сибирская Сервисная Компания отметила день основания 80

Оценка скорости роста техногенных трещин в нефтяном пласте под воздействием заводнения 84  
Образование неорганических солей в призабойной зоне продуктивных пластов Ванкорского месторождения: анализ причин и методы борьбы 92

**ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ**  
«Нафтагаз-Развитие»: инвестиции в компетенции как залог успеха вашего проекта 100

**ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА**  
Новейшие методики обработки и интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин 102

*Россия в заголовках* 109

**ПЕРЕРАБОТКА**  
Циклогексанон и циклогексанол: усовершенствование технологии получения 110

**ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ**  
Автономные технологии: как безлюдные производства меняют российский ТЭК 116

*Хронограф* 121

**ЭКОНОМИКА**  
Проблемы эффективности бурения скважин с зарезкой боковых стволов 122

*Нефтегаз Life* 126

*Цитаты* 128

## 382 года назад

**В 1644 году** гамбургец Марселис и голландец Акема получили право построить в России железнодорожный завод и продавать свои изделия беспошлинно внутри страны и за ее пределами в течение 20 лет. Это привлекло в казну иностранные серебряные деньги, которые в России называли «ефимками».

## 377 лет назад

**В 1649 году** немецкий алхимик Иоганн Рудольф Глаубер путем перегонки смолы из каменного угля впервые в мире получил бензол.

## 373 года назад

**В 1653 году** был принят Торговый устав, ставший первым протекционистским шагом правительства. Согласно документу для российских купцов была введена единая рублевая пошлина в размере 10 денег с рубля, а для иностранных купцов – 12 денег с рубля.

## 153 года назад

**В 1873 году** Людвиг Нобель выдал своему брату Роберту эквивалент 25 000 рублей, на которые тот купил в России участок земли с нефтью и перерабатывающим заводом.

## 128 лет назад

**В 1898 году** немецкий химик Ганс фон Пехман впервые в мире синтезировал полиэтилен, это произошло случайно в ходе опытов по исследованию диазометана.

## 95 лет назад

**В 1931 году** компания Shell переоборудовала нефтяной танкер Мегага для перевозки сжиженного газа, так был построен первый морской газовоз.

## 59 лет назад

**В 1967 году** в составе Министерства нефтяной промышленности было создано Всесоюзное объединение «Зарубежнефть».

## 58 лет назад

**В 1968 году** в Сирии было запущено нефтяное месторождение Суэдия, которое разбуривалось и обустроивалось при техническом содействии СССР. В следующем году советские специалисты помогли запустить в эксплуатацию месторождения Румелан и Карачок.

## 57 лет назад

**В 1969 году** было подписано советско-иракское соглашение, согласно которому СССР обязался оказать содействие в обустройстве первого национального нефтяного промысла Ирака на месторождении Северная Румейла.

Издательство Neftegaz.RU

### РЕДАКЦИЯ

**Главный редактор**  
Ольга Бахтина

**Шеф-редактор**  
Анна Павлихина

**Редактор**  
Анастасия Никитина

**Аналитик**  
Анатолий Чижевский

**Журналисты**  
Анна Игнатъева  
Елена Алифинова  
Анастасия Гончаренко  
Анастасия Хасанова  
Анна Шевченко

**Дизайн и верстка**  
Елена Валетова

**Корректор**  
Виктор Блохин

### РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Издательство:  
ООО Информационное агентство  
Neftegaz.RU

**Директор**  
Ольга Бахтина

**Отдел рекламы**  
Дмитрий Аверьянов  
Валентина Горбунова  
Анна Егорова  
Марина Шевченко  
Тимур Саралиев  
Елена Воробьева

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**  
Алена Гладкина  
старший аккаунт  
менеджер  
Дарья Колесникова  
младший аккаунт  
менеджер

**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



# Ваши роскошные выходные в Санкт-Петербурге

ОТЕЛЬ «АСТОРИЯ», САНКТ-ПЕТЕРБУРГ



реклама



HOTEL ASTORIA  
ST PETERSBURG

A ROCCO FORTE HOTEL

Исаакиевская пл. / Ул. Большая Морская, 39, Санкт-Петербург, 190031, Россия

Тел. +7 812 494 5757

roccofortehotels.ru

С 2027 г.

Европа прекращает закупки российского СПГ и трубопроводного газа

США планируют нарастить мощности СПГ на 74 млн тонн

К 2027 г.

К 2027 г.

Катар планирует удвоить мощности по сжижению газа

Начало поставок по газопроводу Сахалин – Хабаровск – Владивосток намечено

на 2027 г.

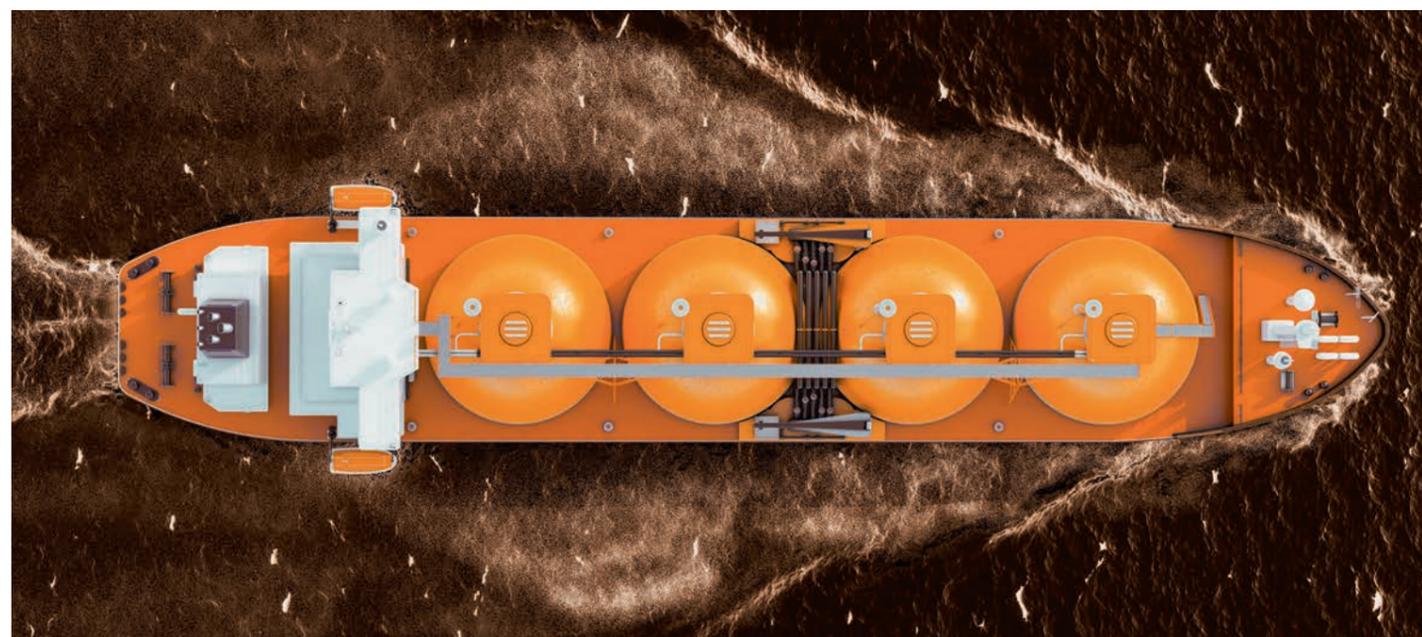
## ЕС РИСУЕТ НОВУЮ ГАЗОВУЮ КАРТУ

Анна Павлихина

Евросоюз поставил окончательную точку в газовых отношениях с Россией. С 2027 года под угрозой штрафов прекращаются закупки российского СПГ, с середины года запрет налагается на трубопроводные поставки. Прежде чем газ пересечет границу ЕС, он будет подвергнут проверке, от которой освобождаются только страны, ранее отказавшиеся от российского энергоносителя либо не имеющие инфраструктуры, посредством которой газ может попасть в сеть этой страны, к таким отнесены: США, Норвегия, Катар, Великобритания, Алжир и Нигерия.

Постановление, радостно названное европейцами ключевой вехой в прекращении зависимости от российских энергоносителей, толкает европейских потребителей в зависимость от другого поставщика – Соединенных Штатов. Экспорт газа российскими компаниями в ЕС значительно снизился, в 2025 году его доля в европейском импорте составляла 12,1%, что делает Россию не страшным гегемоном, зависимость от которого определяет энергетическую политику, а одним из крупных поставщиков, присутствие которого позволяет диверсифицировать закупки. Но в данном случае вопрос, конечно, не столько в экономике, сколько в политике. В то же время основным экспортером СПГ (постановление касается в основном сжиженного газа, учитывая, что трубопроводный получают только две европейские страны) являются США, завязывающие на себе 60% поставок. Учитывая гренландский вопрос и угрозу ввода повышенных тарифов, американцы не выглядят более надежными партнерами. Вероятно, любой участник рынка, сконцентрировавший более половины объема, будь то экспорт или импорт, может рассчитывать на возможность диктовать условия и ставить ультиматумы.

Отказавшись от российского газа, европейские страны должны будут компенсировать выпавший



объем из других источников. В поиске альтернативных поставщиков большие надежды возлагаются на Катар. К 2027 году страна планирует удвоить мощности по производству сжиженного газа, но в торговых отношениях с Катаром есть свои сложности: во-первых, проблемы вызывают жесткие экологические требования, соответствовать которым бывает убыточно, во-вторых, катарцы настаивают на долгосрочных контрактах, что не подходит европейцам.

В качестве альтернативных поставщиков ЕС рассматривает также Канаду, Алжир, Ливию и наращивание объемов импорта у США. Последние к 2027 году планируют построить и расширить пять терминалов, нарастив мощности по производству СПГ на 74 млн тонн. Азербайджан, занимающий небольшую долю европейского рынка в 4%, обещает увеличить поставки, но долгосрочных контрактов с Турцией и Грузией, а также отсутствием необходимых инфраструктурных мощностей могут сделать это намерение сложно выполнимым.

Несмотря на то, что замена российских поставщиков ближневосточными и североамериканскими сопряжена с рядом сложностей, эксперты полагают, что процесс будет протекать без серьезных

трудностей. С одной стороны, ввод новых мощностей значительно увеличит предложение или даже создаст профицит, что приведет к снижению цены. С другой – плавность процесса позволит европейским странам подготовиться: расширить инфраструктуру, интегрировать документальную базу и урегулировать спорные моменты. На случай непредвиденных проблем предусмотрен механизм по временному снятию запрета.

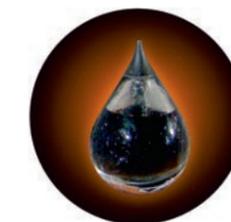
Но это все будет позже, когда новые мощности сжижения газа выдадут дополнительные экспортные партии. К настоящему моменту европейские газовые хранилища заполнены на 40%, а наиболее энергоемкие отрасли промышленности одна за другой сокращают производство.

Предвидя холодную зиму, быстрее обычного опустошающую хранилища, и пользуясь тем, что запрет на российский газ еще не вступил в силу, ЕС продолжает активно закупать энергоноситель у российских компаний. «Газпром» и «НОВАТЭК» продолжают ставить рекорды по поставкам в Европу. В январе завод «Ямал-СПГ» направил в ЕС весь произведенный газ, а загрузженность «Турецкого потока» в среднем составляла 54,9 млн м<sup>3</sup> в сутки. Крупнейшими импортерами СПГ являются Франция, Бельгия, Испания,

Нидерланды и Италия – сторонники санкций и запретов, трубопроводного газа – Венгрия и Словакия, противники разрыва с российскими энергоресурсами, не поддержавшие запрет на российский газ. Но, вне зависимости от позиции сегодняшних европейских потребителей, основным поставщиком российского газа придется встраиваться в новую систему газового рынка.

Крупнейший в России производитель сжиженного газа «Ямал-СПГ» зависим от европейского рынка на 75%. Потеряв потребителей в Европе, компании придется искать новых покупателей на эти объемы. Маневренность логистики позволяет переориентировать поставки СПГ на любой рынок, но есть нюансы. Во-первых, необходимо построить собственный флот газозовозов. Во-вторых, затоваренность рынка, скорее всего, приведет к снижению отпускных цен, а также азиатские покупатели, привыкшие к тому, что российский углеводороды продаются с дисконтом, потребуют скидку. В-третьих, необходимо разрабатывать собственные технологии. Иными словами, придется приготовиться к жизни в условиях меньших доходов и больших инвестиций.

Трубопроводные поставки перенаправить сложнее, но «Газпром» начал готовиться заранее. На 2027 год намечено начало поставок по газопроводу Сахалин – Хабаровск – Владивосток, от которого будет протянута нитка в Китай, а экспорт по МГП «Сила Сибири-2» запланирован на 2031–2035 годы. Эксперты рекомендуют рассмотреть и другие азиатские рынки, в частности – Пакистана, Бангладеш, Филиппин, Вьетнама. Правда, остается вопрос платежеспособности: пару лет назад, например, Пакистан хотел получать российскую нефть в обмен на продукты сельского хозяйства. Тем не менее, по прогнозам МЭА, потребление энергоносителей этих стран существенно вырастет к 2030 году. До этого времени российским производителям газа придется присмотреться к внутреннему рынку: социальная газификация, переработка, газомоторное топливо. ●



# ЗАДАЧИ ТЭК НА 2026 ГОД

Елена Алифирова

Специалисты Минэнерго и руководители энергетических компаний рассмотрели результаты работы ТЭК за прошедший год и приоритетные направления работы отрасли в 2026 г. Особое внимание на совещании было уделено реализации запланированных на этот год программ, с учетом прогнозируемого роста потребления электроэнергии и необходимости опережающего развития энергетической инфраструктуры. Изменения в программные документы будут в том числе касаться обеспечения потребностей центров обработки данных, для этого необходимо определить сколько ЦОДов на территории РФ необходимо построить, в какие сроки и как обеспечивать их электроэнергией. Отдельно были рассмотрены вопросы формирования долгосрочного отраслевого заказа как инструмента обеспечения устойчивой загрузки предприятий ТЭК и синхронизации инвестиционных планов государства и бизнеса. Эту работу запланировано провести в первом квартале. Особое внимание было обращено на то, что при формировании долгосрочного заказа должны быть зафиксированы ценовые параметры, обязанности и ответственность сторон.

Ранее первый вице-премьер РФ Д. Мантуров указывал на проблемы российских генерирующих компаний, которые при использовании отечественного энергетического оборудования сталкиваются со сдвигом сроков и режим удорожанием. По его словам, повысить ритмичность поставок и снизить затраты помогут формирование долгосрочного отраслевого заказа, что обеспечит стабильную загрузку предприятий и поможет выстроить эффективное производство комплектующих, а также типизация проектов строительства генерирующих объектов и выбор рациональных проектно-конструктивных решений. По поводу цен на энергетическое оборудование отмечалось, что ФАС ведет постоянный мониторинг цен на основное оборудование, и динамика последних лет соответствует росту себестоимости продукции. Также обсудили вопросы безопасности и антитеррористической защищенности объектов ТЭК. Было отмечено, что 2026 год станет этапом практической реализации положений документов стратегического планирования, утвержденных ранее. Глава Минэнерго подчеркнул: «Мы начинаем переход от формирования стратегических решений к их последовательному внедрению в отрасль».

## Рейтинги Neftegaz.RU

По итогам 2025 г. оптовые цены производителей на бензин в годовом выражении выросли на 38,9%. Однако в конце года отпускные цены начали падать. Так, в декабре снижение составило 11,6%, а в ноябре – 9,6%. Снижение отмечается и на розничном рынке, но далеко не такими стремительными темпами: потребительские цены на бензин в декабре снизились на 0,43%, в ноябре – на 0,8%

**Почему рост и снижение розничных цен на бензин не соответствуют колебаниям цен на оптовом рынке?**

**15%**  
Резкие изменения в оптовом сегменте с задержкой отражаются на ценах для конечных потребителей

**27%**  
Оптовые цены на бензин растут значительно быстрее розничных, так как котировки бензина на бирже зависят от баланса спроса и предложения

**10%**  
В розничном сегменте цены снижаются и растут не в тех же значениях, что оптовые, но пропорция соблюдается

**23%**  
В розничном сегменте власти контролируют ситуацию, чтобы бензин для конечных потребителей не дорожал слишком быстро

**25%**  
Цены на заправках растут медленнее, чем оптовые благодаря демпферному механизму

В конце января первый вице-премьер РФ Д. Мантуров сообщил, что с 2022 г. мощности российского химпрома выросли на 14%, мощности по производству этилена увеличились на 25,3%, минеральных удобрений – на 23%, пластмасс – на 11%

**В чем причина роста химической промышленности в России?**

**12%**  
Увеличение мощностей химических предприятий стало следствием системной государственной поддержки отрасли

**21%**  
Причина в реализации масштабных инвестиционных проектов со стороны бизнеса в связи с политикой импортозамещения

**31%**  
Минеральные удобрения – один из немногих продуктов, не попавших в санкционные списки, наращивание его производства необходимо, как одного из ключевых продуктов российского экспорта

**36%**  
Исходным сырьем для производства пластмасс и этилена служат углеводороды, их избыток на внутреннем рынке, в связи с затрудненным экспортом, стал причиной увеличения переработки внутри страны



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" D2"-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 НТСJ (сертифицировано Saudi Aramco)  
Размеры: 2"-16"  
Диапазон давления: 150~900 фунтов  
Диапазон температур: -40° C~+320° C



Пилотный предохранительный клапан модуляционного типа серии НТХD  
Размеры: 1" X2"-10" X14"  
Диапазон давления: 150~2500 фунтов  
Диапазон температур: -196° C~+538° C



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



BAPTEEC LTD  
Beijing Aerospace Petrochemical Technology  
and Equipment Engineering Corporation Limited

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

e-mail: chenxy3@calt11.cn  
Тел.: +86-13811709811 +86-10 87094555  
Факс: +86-10 87094561  
Почтовый индекс: 100176

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

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

## Производство оборудования для синтеза аммиака локализуют в Кемеровской области

Российская инжиниринговая компания «ТопТех» и Кемеровский «Азот» реализуют совместный проект по локализации производства ключевого оборудования для синтеза аммиака. Аммиак является одним из важнейших продуктов химической промышленности, прежде всего как сырье для производства минеральных удобрений. «ТопТех» выступит подрядчиком по инжинирингу и поставкам для замены насадки колонны синтеза на агрегате АМ-70 в цехе Аммиак-1. Насадка представляет собой комплект внутренних устройств, включающий газораспределительные,

Специалисты «Росатома» готовят энергоблок № 1 атомной электростанции Аккую к энергетическому пуску и выработке первой электроэнергии. В ближайшее время планируется провести холодно-горячую обкатку энергоблока – ключевой этап пусконаладочных работ, включающий апробирование системы защиты первого и второго контуров от превышения давления, испытания работы главных циркуляционных насосов и проверку системы управления защиты реакторной установки.

смесительные и теплообменные элементы, которые определяют эффективность и производительность всего процесса. Насадка будет полностью укомплектована российским оборудованием. Приточно-отточный и межполочный теплообменники изготовит инженерно-конструкторский центр Кемеровского «Азота». Монтаж запланирован на период остановочного ремонта в 2026 г.

## Стратегия развития ДФО

Премьер-министр РФ М. Мишустин дал поручение подготовить проект Стратегии социально-экономического развития Дальневосточного федерального округа до 2030 г. Документ придет на смену предыдущей Стратегии, период действия которой истек в 2025 г. Был утвержден ряд поручений по смежным направлениям. Минэнерго и Минвостокразвития должны до 1 сентября 2026 г. представить проект программы развития электроэнергетики ДФО до 2050 г. К этому же сроку профильным министерствам поручено подготовить программу газоснабжения и газификации округа до 2036 г. В документе будет предусмотрена приоритетная газификация существующих потребителей, населения и перспективных инвестиционных проектов. Для этого планируется наращивать добычу газа, в т.ч. за счет ускоренной разработки месторождений сахалинского шельфа. Газификация Забайкальского края и Бурятии будет осуществляться с использованием инфраструктуры проекта «Сила Сибири-2». Минтранс и РЖД должны обеспечить реализацию проекта по модернизации БАМа и Транссиба.

Equinor разведала новые залежи нефти в Норвежском море. Скважина была пробурена на перспективном участке недр Othello South, вблизи месторождения Heidrun. По предварительным оценкам, извлекаемые запасы составляют 0,95–12,6 млн барр. н.э. В верхней части формации обнаружена нефтяная залежь мощностью 14 м с коллекторскими свойствами от хороших до очень хороших. Водонефтяной контакт выявлен не был.

На Филиппинах впервые более чем за 10 лет открыто месторождение природного газа и газового конденсата. Открытие было сделано в 5 км к востоку от действующего газового месторождения Malampaya у острова Палаван. Разведочная скважина подтвердила наличие 2,8 млрд м<sup>3</sup> газа.

## СИБУР сокращает выбросы

Климатические проекты СИБУРа на предприятиях «Казаньоргсинтез», «Воронежсинтезкаучук» и «СибурТюменьГаз» позволят сократить объем выбросов углекислого газа. Все три проекта прошли официальную регистрацию в реестре углеродных единиц России. Это означает, что подтвержденное сокращение выбросов будет учтено в рамках национальной климатической политики. На заводе «Казаньоргсинтез» снижение эмиссии парниковых газов достигается за счет технологической модернизации. Реконструкция узла ректификации позволила уменьшить потребление пара. На предприятии «СибурТюменьГаз» за счет модернизации газодинамических узлов компрессорных агрегатов с заменой их проточных частей снизили расход электроэнергии, используемой при компримировании газа. На «Воронежсинтезкаучуке» сокращение выбросов достигнуто за счет изменения способа

Южнокорейская Samsung Heavy Industries спустила на воду корпус плавучего завода по производству СПГ Coral North. Судно идентично FLNG Coral Sul, которое уже три года работает на глубоководном месторождении Coral у побережья Мозамбика. Мощность Coral Norte FLNG – 3,6 млн т СПГ в год. После завершения строительства, запланированного на 2028 г., Coral North будет задействовано в добыче газа в северной части месторождения.

ввода полимеризата в дегазатор, сделавшего процесс дегазации более энергоэффективным. После верификации выпускаемые углеродные единицы становятся доступны в реестрах для приобретения. В 2025 г. СИБУР провел 39 сделок с использованием углеродных единиц.

## Китай прекратил импорт электроэнергии из РФ

С 1 января 2026 г. Китай прекратил закупки электроэнергии из России, включая минимальные контрактные

объемы, составляющие 12 МВт. Экспортные цены превысили внутренние тарифы в КНР, что сделало импорт экономически невыгодным. Точные формулы расчета, вероятно, ориентированы на одноставочную цену электроэнергии на Дальнем Востоке с учетом тарифа на транспорт по магистральной линии электропередачи Амурская – Хэйхэ и маржи «Интер РАО». В Китае электроэнергия для потребителей продается по розничной цене около 350 юаней (примерно 3,9 тыс. руб.) за 1 МВт-ч.

В то же время на Дальнем Востоке цены растут быстро – в январе 2026 г. одноставочная цена на электроэнергию может достигнуть около 4,3 тыс. руб. за МВт-ч, что на 42% выше цены января 2024 г. Экспорт российской электроэнергии в Китай был основан главным образом на поставках избыточной выработки гидроэлектростанций Дальнего Востока.

Контракт с Китайской госэлектросетевой корпорацией был заключен в 2012 г. до 2037 г. «Интер РАО» уточняет, что контракт продолжает действовать и стороны изучают возможности для возобновления поставок. ●

SOCAR объявил о начале продаж природного газа в Германию и Австрию. Поставки, рассчитанные на 25 лет, предусматривают ежегодный экспорт более 10 млрд м<sup>3</sup> азербайджанского газа на европейский рынок. Таким образом общее число импортеров достигло 16 стран.

«Газпром гелий сервис» начал расширение малотоннажного СПГ-завода в Амурской области, приступив к строительству второй очереди КСПГ, производственная мощность которой составит 1,5 т СПГ в час или 12,6 тыс. т в год. После ввода в эксплуатацию общая производительность вырастет в два раза.

1190273 т

составили продажи нефтепродуктов с поставкой по железной дороге через ЭП ОТП РЖД



На 11% ↑

Petrobras увеличила добычу углеводородов в 2025 году



8,480 МЛН т СПГ

импортировал Китай в ноябре 2025 года, превысив на 19% объем импорта в 2024 году



400 млрд руб.

превысит стоимость строительства Забайкальской ТЭС мощностью 1 ГВт



38,8 млрд м³

газа поставил Газпром по МГП Сила Сибири-1 в Китай в 2025 г.



На 6% ↑

вырос российский экспорт удобрений в Китай в 2025 году



240,5 МЛН м³

составил общий объем добычи углеводородов в Норвегии по итогам 2025 г.



На 7% ↓

Китай сократил импорт нефти из России в 2025 году



На 4,7% ↓ до 27,68 МЛН ТОНН

сократилась добыча нефти с газовым конденсатом в Азербайджане по итогам 2025 года



На 24% ↓ до 8,5 трлн руб.

снизились нефтегазовые доходы бюджета РФ в 2025 г.



218,349 млрд кВт·ч

электроэнергии выработали российские АЭС в 2025 г.



На 16% ↑

Южная Корея нарастила импорт СПГ в декабре 2025 г.



На 5% ↑

TotalEnergies увеличила объемы добычи нефти и газа в октябре-декабре 2025 г.



В 3,3 раза

вырос оборот полимеров на Петербургской бирже в 2025 году



На 1,2% ↓

упала выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России в 2025 году



На 41,1 МЛН долл.

Монголия нарастила импорт дизельного топлива по итогам 2025 г. 95% поставок пришлось на Россию



На 12% ↑

терминал Port Favor превысил проектную мощность по перевалке аммиака в 2025 году



На 1,6% ↓ до 228,34 МЛН ТОНН

снизились трубопроводные поставки нефти на российские НПЗ в 2025 г.



На 2,3% ↑

НОВАТЭК увеличил добычу жидких углеводородов в 2025 г.



# КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ ИЕК для бесперебойного электроснабжения

РОССИЙСКИЙ ТЭК СТРЕМИТСЯ К ПОЛНОМУ ЗАМЕЩЕНИЮ ЗАПАДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОТЕЧЕСТВЕННЫМИ. СЕГОДНЯ ОНИ ПРИМЕНЯЮТСЯ УЖЕ НА ВСЕХ ЭТАПАХ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА КРИТИЧЕСКИ ВАЖНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ: ОТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ ДО ИХ СТРОИТЕЛЬСТВА И ПОСЛЕДУЮЩЕЙ МОДЕРНИЗАЦИИ. ПОЧЕМУ ВЫИГРЫВАЮТ НЕ ОТДЕЛЬНЫЕ ПРОДУКТЫ, А ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЭКОСИСТЕМЫ, КАК ОНИ РЕШАЮТ ЗАДАЧИ ПРЕДПРИЯТИЙ И ПОВЫШАЮТ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И УПРАВЛЯЕМОСТЬ ПРОЦЕССОВ?

*THE RUSSIAN FUEL AND ENERGY SECTOR IS STRIVING TO COMPLETELY REPLACE WESTERN TECHNOLOGIES WITH DOMESTIC ONES. TODAY, THEY ARE USED AT ALL STAGES OF THE CRITICAL INFRASTRUCTURE LIFECYCLE: FROM FACILITY DESIGN TO CONSTRUCTION AND SUBSEQUENT MODERNIZATION. WHY ARE TECHNOLOGICAL ECOSYSTEMS, RATHER THAN INDIVIDUAL PRODUCTS, WINNING? HOW DO THEY SOLVE ENTERPRISE PROBLEMS AND IMPROVE PROCESS EFFICIENCY AND MANAGEABILITY?*

Ключевые слова: энергоснабжение, силовые устройства, модульное оборудование, кабельная инфраструктура, автоматизация.

## Анастасия Гончаренко

Надежное энергоснабжение – фундамент промышленной безопасности и непрерывности производства. Каждое предприятие формирует собственный энергетический контур с уникальными конфигурациями нагрузок, схемами распределения и уровнями автоматизации. При этом архитектура энергосистем, как правило, опирается на типовые решения, которые адаптируются под конкретные условия эксплуатации.

## Низковольтные комплектные устройства: эффективность и контроль на каждом уровне

Одним из центральных элементов электроснабжения являются низковольтные комплектные устройства (НКУ). Современные модульные системы, такие как FORMAT PRO, позволяют собирать НКУ по принципу конструктора: функциональные блоки с продуманной компоновкой комбинируются в зависимости от задач объекта и могут дооснащаться или дублироваться по мере расширения производства.

Такой подход повышает гибкость проектных решений, упрощает монтаж и эксплуатацию. Конструкция НКУ с усиленными металлическими оболочками и автоматическими выключателями (АВ) ARMAT с минимальным дерейтингом обеспечивает стабильную работу, в том числе при высоких температурах. Возможность эксплуатации шкафов с номинальными токами до 4000 А без принудительной вентиляции снижает вероятность отказов, связанных с работой вспомогательных систем.

Дополнительный уровень надежности таким решениям обеспечивает высокая степень секционирования и применение выдвижных автоматических выключателей. Это позволяет выполнять «горячую замену» АВ без полного отключения НКУ, минимизируя влияние технического обслуживания на объекте.



Система НКУ FORMAT PRO

Важно отметить, что система FORMAT PRO адаптирована под применение силового оборудования ARMAT – воздушных автоматических выключателей и выключателей в литом корпусе. Эти устройства рассчитаны на работу с высокими токами и используются в составе НКУ как ключевые элементы защиты и коммутации. Они позволяют отслеживать состояние НКУ и параметры сети:

- **Контроль состояния автоматических выключателей:** отслеживание положения и состояния через дополнительные контакты или электронные расцепители для быстрого выявления и устранения аварийных ситуаций.
- **Измерение параметров электроэнергии:** расцепитель ELPC в литом корпусе измеряет токи, расцепитель ТТ в воздушных АВ – ток, напряжение, мощность и частоту. Таким образом, обеспечивается непрерывный мониторинг потребления энергии.
- **Анализ качества электроэнергии:** анализаторы ARMAT измеряют гармоники, коэффициент мощности и другие параметры, предоставляя точную информацию о качестве электроэнергии.
- **Температурный контроль:** мониторинг температуры расцепителей в воздушных АВ и шин с помощью беспроводных датчиков. Позволяет своевременно реагировать на перегрев, а также контролировать контактное нажатие в соединениях шин.
- **Самодиагностика воздушных АВ:** контроль цепей защиты, диагностика износа и напоминания о плановом обслуживании повышают надежность системы и снижают риск аварий.



Система НКУ FORMAT PRO

## Модульное оборудование: единый подход к надежной защите на всех уровнях

Наряду с силовыми устройствами в составе НКУ важную роль в энергетической инфраструктуре нефтегазовых объектов играет модульное оборудование. Линейка модульного оборудования ARMAT включает все необходимое для надежной защиты электроцепей: автоматические выключатели, устройства защитного отключения (ВДТ), автоматические выключатели дифференциального тока (АВДТ) и широкий набор дополнительных устройств.

Модульное оборудование ARMAT разработано с учетом требований высокопроизводительной и безопасной эксплуатации современных электрических систем. Конструктивные особенности аппаратов – улучшенная дугогасительная камера, специальная ферромагнитная щетка, увеличенная напайка из композита графита и серебра, а также негорючий прочный пластик – обеспечивают надежность работы в условиях повышенных нагрузок, вибраций и температурных перепадов.

Дополнительно предусмотрена защита оборудования от неправильного подключения и возможность двойного

подключения под клемму (провод или шина PIN + шина FORK с обеих сторон аппарата), что упрощает монтаж, обслуживание, повышает безопасность персонала и снижает риски простоев при проведении регламентных работ. В ассортименте ARMAT есть выключатели для работы как на переменном, так и на постоянном токе.

В совокупности силовое и модульное оборудование ARMAT формирует целостную систему защиты – от НКУ и вводных устройств до распределительных и локальных цепей. Это позволяет выстроить единый, надежный и управляемый энергетический контур промышленного объекта, соответствующий требованиям современной нефтегазовой инфраструктуры.

## Автоматизация и диспетчеризация: от данных к управлению

Для объектов нефтегазовой отрасли, как правило, размещенных на обширных территориях и зачастую в зонах со сложными климатическими условиями, централизованный контроль оборудования на всех участках – от кустовых площадок до линейных объектов – необходимость. Здесь на первый план выходят отечественные SCADA-системы. Примером такого решения является MasterSCADA: мощный российский программный комплекс, успешно внедряемый на нефтегазовых объектах самого разного масштаба.

Инструменты визуализации технологических процессов, трекинга аварийных событий, мониторинга параметров в реальном времени позволяют гибко настроить управление технологическими процессами и повысить безопасность вверенных системе объектов. Отдельного внимания заслуживает поддержка промышленных баз данных и возможность расширения функциональности, что позволяет адаптировать систему под конкретные требования предприятия.

В итоге автоматизация перестает быть вспомогательным инструментом и становится полноценным элементом системы управления предприятием. Централизованная диспетчеризация на базе MasterSCADA обеспечивает прозрачность процессов, предсказуемость режимов работы и оперативное принятие решений, что особенно критично для распределенных и удаленных объектов нефтегазового комплекса.

В рамках системы FORMAT PRO предусмотрено большое количество устройств, способных взаимодействовать с MasterSCADA – микропроцессорные расцепители, анализаторы качества электроэнергии, счетчики, контроллеры. Эти устройства собирают и передают в MasterSCADA различные данные, аварийные и предупредительные сигналы.

На уровне SCADA эти данные могут быть визуализированы, отображены в реальном времени и сохранены для последующего анализа.

Интеграция этих данных в SCADA позволяет заказчику вести мониторинг системы электроснабжения, анализировать энергопотребление и оптимизировать его, отслеживать аварийные ситуации, а также дистанционно управлять аппаратами.

Таким образом, совместное применение FORMAT PRO и MasterSCADA позволяет заказчику снизить затраты на электроэнергию и техническое обслуживание, а также повысить надежность и бесперебойность электроснабжения.

## Кабельная инфраструктура как элемент надежности

При всей значимости НКУ и систем управления верхнего уровня, надежность во многом определяется качеством не такой важной, на первый взгляд, кабельной инфраструктуры. Ошибки при проектировании, низкое качество материалов или несоблюдение стандартов эксплуатации такой продукции могут вызвать отключение важнейших систем, повреждение оборудования, аварии и угрозу безопасности персонала.



Процесс монтажа лестничных лотков LESTA на кабельной эстакаде

Металлические кабеленесущие системы (МКНС) для нефтегазовых объектов должны соответствовать определенным требованиям, а именно:

- обладать повышенной коррозионной стойкостью и устойчивостью к агрессивным средам;
- защищать кабели от механических повреждений, включая нагрузки, вибрации и удары;
- обладать высокой несущей способностью, позволяющей прокладывать множество кабельных трасс в одном конструктивном элементе;
- сохранять форму при значительных перепадах температуры без риска деформации и потери функциональности;
- иметь повышенную огнестойкость, гарантирующую безопасность и непрерывность электроснабжения;
- быть простыми в монтаже и обслуживании и обеспечивать быстрый доступ к кабельным линиям и минимизацию простоев.

Этим требованиям соответствуют металлические кабеленесущие системы от IEK GROUP. Портфель решений включает в себя листовые лотки, в том числе с увеличенной толщиной металла 1,5 мм и 2,0 мм для высоких нагрузок, лестничные лотки и тяжелые лестничные лотки для высоких нагрузок и больших пролетов, а также специальное исполнение по толщине горячего цинка HDZ80 для особо сложных условий эксплуатации.

При этом чем проще и точнее спроектирована инженерная система, тем короче цикл строительства и ниже совокупная стоимость проекта. В масштабах крупных промышленных объектов это может означать экономию десятков и сотен миллионов рублей. Именно поэтому заказчики, генподрядчики и проектные организации все активнее инвестируют в цифровые инструменты: CAD/CAE-системы для 2D/3D-моделирования и инженерного проектирования, электронные библиотеки оборудования, конфигураторы, BIM-платформы, а также ПО для расчета прочности и оптимизации кабельных трасс. Все это позволяет

автоматизировать подбор оборудования, ускорять разработку, минимизировать количество ошибок и обеспечить соответствие проектных решений действующим стандартам.

В этом сегменте российского рынка выделяются технологии IEK. Компания разрабатывает и поддерживает в актуальном состоянии различные библиотеки, базы данных и плагины для проектировщиков. IEK предоставляет базы данных МКНС для ModelStudio CS и nanoCAD Электро. Базы содержат весь ассортимент металлических кабеленесущих систем и регулярно обновляются. Также IEK предоставляет плагин Wireway Design для программного комплекса Autodesk Revit, который позволяет быстро и точно моделировать трассы кабельных лотков, автоматически размещать соединители для каждого типа трассы, быстро расставлять крепления и аксессуары для кабельных лотков. А программное обеспечение, функционирующее совместно со средой AutoCad, позволяет управлять динамическими блоками изделий компании IEK. Все цифровые инструменты сокращают время проектирования и минимизируют ошибки благодаря готовым решениям.

## Единая логика вместо набора решений

Ценность комплексного подхода определяется не набором отдельных продуктов, а их синергией. FORMAT PRO формирует прочный «каркас» системы электроснабжения, MasterSCADA обеспечивает прозрачность, контроль и управляемость процессов, МКНС IEK создают надежную физическую основу для безопасной прокладки кабельных систем, а решения ARMAT – как в сегменте силового, так и модульного оборудования – закрывают задачи защиты на всех уровнях электроснабжения, повышая устойчивость системы к нештатным режимам и аварийным ситуациям.

Для предприятий нефтегазового комплекса это означает предсказуемость работы и снижение эксплуатационных рисков. Комплексные решения позволяют обеспечить непрерывность производственных процессов даже в тяжелых условиях эксплуатации, минимизировать простои и уменьшить затраты на техническое обслуживание.

По мере роста требований отрасли к энергоэффективности, технологической независимости и цифровизации процессов, комплексные решения российских производителей становятся не просто альтернативой импортной продукции, а стратегическим фактором устойчивого развития. Они создают основу для интеграции всех уровней управления, от локальных энергоузлов до централизованной диспетчеризации, обеспечивая прозрачность, гибкость и адаптивность энергетической инфраструктуры.

В конечном счете единая логика и комплексная архитектура позволяют предприятиям нефтегазового комплекса не только поддерживать высокую надежность и эффективность работы, но и оперативно внедрять новые технологии, повышать квалификацию персонала и формировать конкурентные преимущества на рынке. Именно такой системный подход становится залогом стабильности. ●

KEYWORDS: power supply, power devices, modular equipment, cable infrastructure, and automation.



Россия, Москва, МВЦ «Крокус Экспо»

# НЕФТЕГАЗ

25-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ  
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

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

2-5.03.2026

Реклама 12+



Организатор





# ЭНЕРГИЯ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ: почему литий-сульфурилхлоридные батареи лучше всего подходят для оборудования, применяемого при очистке подводных и арктических трубопроводов

ОДИН ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ЭЛЕМЕНТОВ БЕЗАВАРИЙНОЙ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДОВ – СВОЕВРЕМЕННОЕ И ТОЧНОЕ ДИАГНОСТИКА. ОСОБЕННО ЭТО ВАЖНО В АРКТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ИЛИ НА ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТАХ, ГДЕ РАБОТА ОБОРУДОВАНИЯ ОСЛОЖНЕНА НИЗКИМИ ТЕМПЕРАТУРАМИ, А ЕГО ПОЛОМКА ЧРЕВАТА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ КАТАСТРОФЫ. ОБЕСПЕЧИТЬ ЭФФЕКТИВНУЮ ДИАГНОСТИКУ ВОЗМОЖНО ТОЛЬКО ПРИ НАЛИЧИИ ПРИБОРОВ, РАБОТАЮЩИХ БЕЗ ПЕРЕБОЕВ В ЛЮБЫХ УСЛОВИЯХ. КАКИЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ СПОСОБНЫ ОБЕСПЕЧИТЬ ТАКУЮ РАБОТУ ДИАГНОСТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ?

ONE OF THE KEY ELEMENTS OF TROUBLE-FREE PIPELINE OPERATION IS TIMELY AND ACCURATE DIAGNOSTICS. THIS IS ESPECIALLY IMPORTANT IN ARCTIC CONDITIONS OR OFFSHORE PROJECTS, WHERE EQUIPMENT OPERATION IS COMPLICATED BY LOW TEMPERATURES, AND FAILURE CAN POSE A THREAT TO ENVIRONMENTAL DISASTERS. EFFECTIVE DIAGNOSTICS ARE ONLY POSSIBLE WITH DEVICES THAT OPERATE RELIABLY UNDER ANY CONDITIONS. WHAT ENERGY SOURCES CAN ENSURE SUCH DIAGNOSTIC EQUIPMENT OPERATION?

Ключевые слова: диагностика, шельфовые проекты, трубопроводы, источники энергии, литий-сульфурилхлоридные батареи.

Приборы для диагностики трубопроводов работают в условиях очень специфического профиля энергопотребления. В течение большей части цикла контроля этим инструментам достаточно минимального, фонового энергопотребления для мониторинга системы, сохранения памяти и использования маломощной электроники. Это состояние низкой нагрузки может сохраняться в течение длительного периода во время хранения, транспортировки и перемещения инструментов внутри трубопровода.

Однако при запуске процесса измерения потребность в электроэнергии резко меняется.

Одновременно активируются несколько датчиков, система сбора данных и обрабатывающая электроника, что приводит к кратковременным, но высокоамплитудным импульсам тока. Из-за таких перепадов нагрузок к источнику питания предъявляют жесткие требования, особенно в отношении стабильности напряжения. Даже кратковременное падение напряжения во время этих пиковых нагрузок может привести к потере данных, перезагрузке системы или неполному результату инспекции.

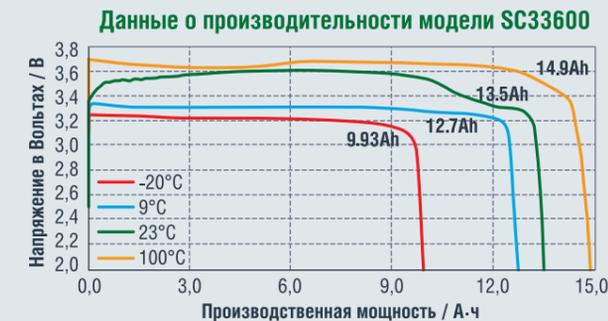
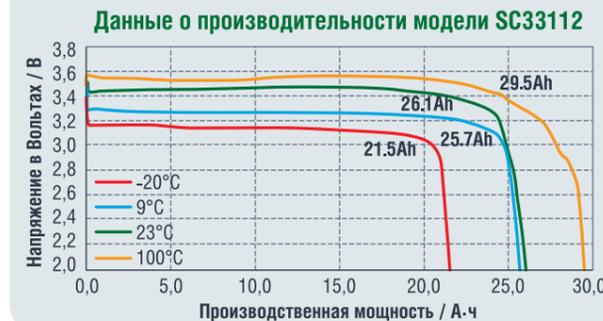
В дополнение к динамическим условиям нагрузки, операции по инспективанию часто

проводятся в местах с низкими температурами, к таким объектам относятся подземные, подводные, арктические или высокогорные трубопроводы. Таким образом, батареи должны обеспечивать надежную работу не только при высоком импульсном токе, но и при пониженной температуре, а также после длительного хранения.

**Литий-сульфурилхлоридные (Li-SO<sub>2</sub>Cl<sub>2</sub>) батареи** наилучшим образом соответствуют этим эксплуатационным требованиям. Элементы Li-SO<sub>2</sub>Cl<sub>2</sub> демонстрируют превосходную стабильность напряжения при высокой импульсной

РЕКЛАМА

## Характеристики литий-сульфурилхлоридной батареи



нагрузке, надежную работу при разряде в условиях низких температур и мгновенный запуск без эффекта пассивации после длительного хранения. Эти характеристики делают литий-сульфурилхлоридные батареи особенно подходящими для критически важных задач диагностики трубопроводов, где эксплуатационная надежность и целостность данных имеют первостепенное значение.

За годы исследований и испытаний компания АККУТРОНИКС успешно преодолела технические проблемы в области химии, производства и контроля качества. Итогом этой работы стало первоклассное предложение для мирового рынка.

Приверженность компании инновациям, качеству и надежности делает батареи АККУТРОНИКС идеальным решением для электропитания приборов на нефтяных месторождениях, поставщиков услуг и производителей оборудования, стремящихся

## Новые литий-сульфурилхлоридные батареи обладают следующими преимуществами:

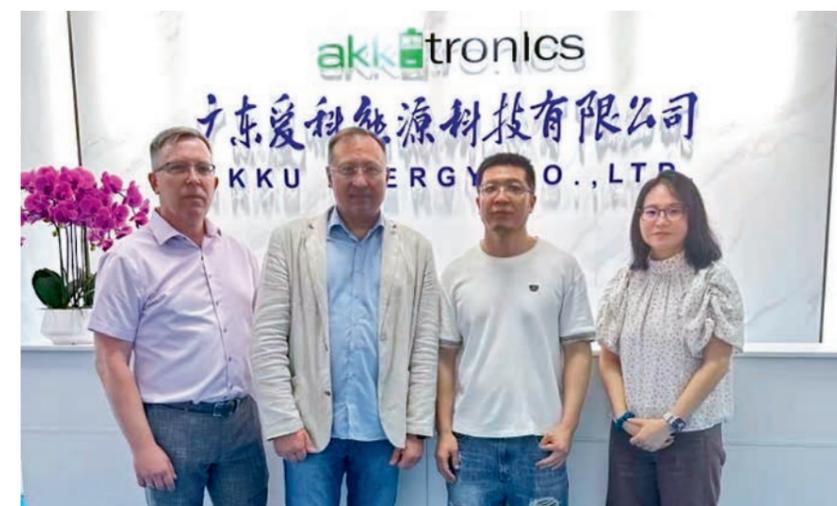
- **Исключительная работоспособность при низких температурах**, обеспечивающая надежную работу трубопровода даже в подземных, подводных, арктических или высокогорных условиях.
- **Высокая пропускная способность и возможность пропуска импульсного тока**, поддерживающая современное диагностическое оборудование, работа которого сопряжена с резкими перепадами напряжения, включая быструю и мощную подачу энергии.
- **Мгновенный запуск без эффекта пассивирования после длительного хранения**, что является распространенной характеристикой элементов электропитания диагностического оборудования.
- **Высокая безопасность и стабильность**, соответствующие международным стандартам для работы в опасных условиях и агрессивных средах.



к повышению производительности в экстремальных условиях. С появлением литий-сульфурилхлоридной батареи компания АККУТРОНИКС расширяет свой портфель высокоэффективных энергетических решений

для нефтегазовой отрасли, предоставляя технологии, которые обеспечивают эффективную и безопасную работу оборудования.

KEYWORDS: diagnostics, offshore projects, pipelines, energy sources, lithium-sulfur chloride batteries.





# ЭЛЕКТРОПЛАСТИЧНОСТЬ при производстве и эксплуатации электроэнергетического оборудования

В РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ПРИМЕРЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДОВ ВИБРОАКУСТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ПРИ ИЗУЧЕНИИ ЯВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПЛАСТИЧНОСТИ. ЗА СЧЕТ ОПТИМИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОПЛАСТИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ВИБРАЦИОННЫЙ МОНИТОРИНГ ОБЕСПЕЧИВАЕТ ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ. ФИКСАЦИЯ ВИБРАЦИОННОГО ОТКЛИКА ПОЗВОЛЯЕТ КОНТРОЛИРОВАТЬ ПРОЯВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОПЛАСТИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ПРИ ОБРАБОТКЕ МЕТАЛЛОВ, А ТАКЖЕ ПРИ СБОРКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ЭЛЕКТРОПРОВОДЯЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ

*THIS PAPER PRESENTS EXAMPLES OF THE USE OF VIBROACOUSTIC MONITORING METHODS IN STUDYING ELECTROPLASTICITY. VIBRATION MONITORING IMPROVES EFFICIENCY AND RELIABILITY BY OPTIMIZING THE CONTROL OF ELECTROPLASTIC EFFECT APPLICATION MODES. MONITORING THE VIBRATION RESPONSE ALLOWS FOR THE MONITORING OF THE ELECTROPLASTIC EFFECT DURING METALWORKING, AS WELL AS DURING THE ASSEMBLY AND OPERATION OF METALLIC CONDUCTIVE COMPONENTS*

Ключевые слова: обработка металлов давлением, деформируемость, ультразвуковое смягчение, вибрация, электропластичность, усталостная прочность.

**Скворцов Олег Борисович**  
старший научный сотрудник  
отдела теоретической  
и прикладной акустики  
Института машиноведения  
им. А.А. Благодирова РАН,  
к.т.н.

**Сташенко Владимир Иванович**  
ведущий научный сотрудник  
отдела конструкционного  
материаловедения  
Института машиноведения  
им. А.А. Благодирова РАН,  
к.ф.-м.н.

Электропластичность – это явление, при котором сопротивление металлических материалов к деформации уменьшается под воздействием электрических импульсов [1, 2]. Оно обусловлено внешним воздействием электрических импульсов длительностью 50–200 микросекунд на локальные зоны деформации. Электропластичность наблюдается в материалах с монокристаллической, поликристаллической, интерметаллической, аморфной и порошковой структурой, а также в композитных материалах. Электропластичность наблюдается в широком температурном диапазоне, начиная с криогенных

значений и заканчивая температурами, близкими к точке плавления. Электропластичность применяется для регулирования сопротивления деформации, устранения остаточных напряжений и изменения микроструктуры поверхностных слоев [1, 2]. Так, эффект электропластичности, электропластический эффект (ЭПЭ) [1] находит практическое применение в технологиях:

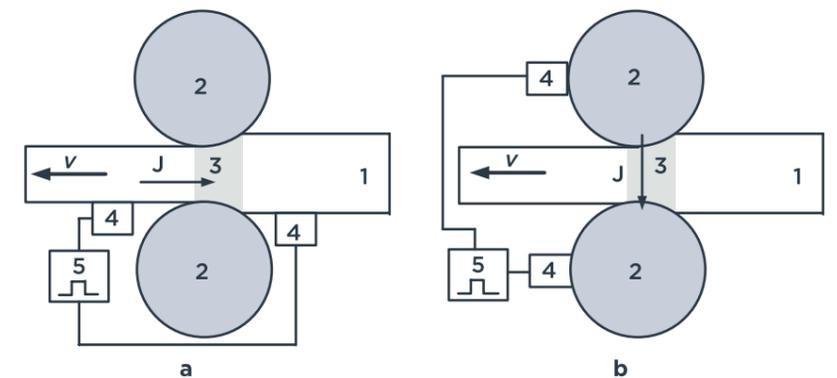
- холодная и горячая прокатка,
- волочение и экструзия,
- прессование и штамповка.
- резка и сверление,
- сварка, клепка и выполнение резьбовых соединений.

Применение ЭПЭ по сравнению с такими методами воздействия на деформируемые объекты, как термообработка, механическая ковка или вибрационное смягчение, позволяет упростить аппаратную реализацию, увеличить энергоэффективность и управляемость. Кроме использования при изготовлении заготовок из металла, управление электропластичностью может находить применение и на других этапах жизненного цикла изделий, например, при сборочных работах, ремонтах и утилизации оборудования для дезинтеграции.

Несмотря на большой объем исследовательских и экспериментальных работ, практическое применение ЭПЭ затруднено из-за противоречий при описании физических процессов, объясняющих ЭПЭ. В работе [3] проведен критический анализ популярных теорий ЭПЭ, включая тепловую и теорию «электронного ветра». В ней предложена теория ЭПЭ, основанная на формировании в металле механических колебаний за счет импульсных токов при электроимпульсном воздействии. При таком механизме важную роль имеет именно генерируемая вибрация металла. Такая вибрация может не только определять ЭПЭ, но и приводить к таким побочным явлениям, как вибрационная усталость или фреттинг, а также быть эффективным средством мониторинга происходящих процессов, как будет видно из представленных ниже исследований.

Действие вибрации в большинстве случаев рассматривается как негативный влияющий фактор [4] поскольку она может приводить к снижению надежности из-за проявления вибрационной усталости. При обработке металлов давлением с применением ЭПЭ вибрационные процессы играют ключевую роль. Они не только обеспечивают получение значимых преимуществ, но и, вероятно, являются основным физическим механизмом, который делает ЭПЭ эффективным. Практическое применение технологий с использованием ЭПЭ требует анализа методов виброакустического контроля физических процессов электропластичности.

РИСУНОК 1. Прокатка заготовки 1 со скоростью  $v$  между валками 2 с применением ЭПЭ



Область локальной деформации 3 и область распространения электрического тока с плотностью  $J$  определяется расположением контактов 4, которые соединены с источником электрических импульсов 5

## Методы исследования

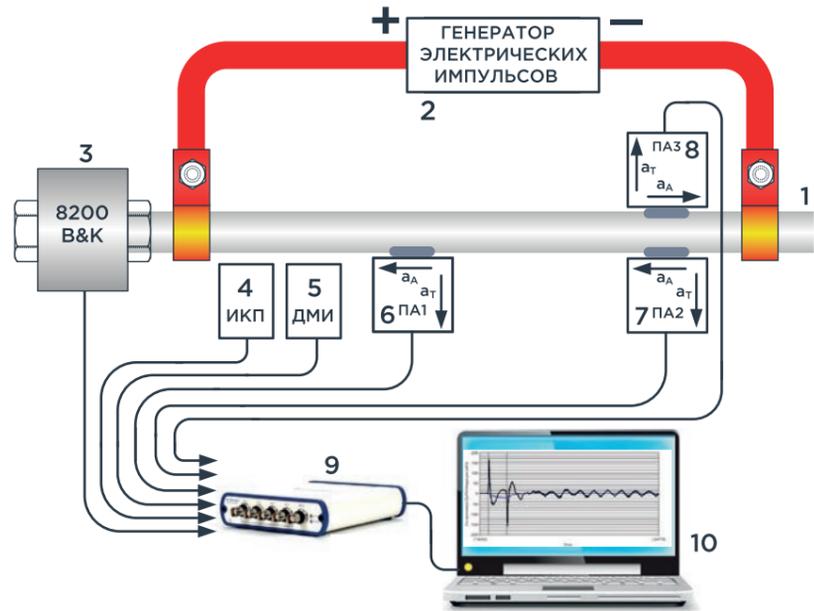
Некоторые примеры структуры прокатного оборудования с использованием ЭПЭ показаны на рисунке 1. Увеличение деформируемости наблюдается при различных вариантах задания внешнего электроимпульсного воздействия. Такое оборудование ориентировано на практическое использование, но не на проведение самого явления электропластичности из-за отсутствия развитой системы первичных измерительных преобразователей, обеспечивающих контроль электрических, механических, тепловых и акустических сопутствующих физических процессов. Без такого контроля затруднительно сделать обоснованные выводы о механизмах электропластичности. В основном в этих случаях выводы делают по результатам исследования обрабатываемого металла уже после обработки с использованием ЭПЭ. Этот подход позволяет сравнить, например, различные способы подачи электрических импульсов на заготовку, но большое количество влияющих факторов и вариантов возможных реализаций затрудняют понимание и поиск оптимальных решений.

Для упрощения решения задачи по исследованию электропластических эффектов можно использовать стенд, предназначенный для изучения реакции заготовки на воздействие электрического импульса. Этот стенд представлен на рисунке 2. Здесь не задано внешнее статическое нагружение. Контроль физических процессов

осуществляется с помощью различных датчиков. Для измерения температуры используется инфракрасный пирометр (ИКП), который позволяет точно определить температурные параметры. Магнитное поле измеряется бесконтактным датчиком Холла, который фиксирует магнитную индукцию в нескольких направлениях (ДМП). Кроме того, применяются трехкомпонентные высокочастотные малогабаритные пьезоэлектрические акселерометры (ПА1-ПА3), которые контролируют вибрационные ускорения и перемещения в различных точках проводника. Анализ ускорений и перемещений, полученных в результате двойного интегрирования сигналов, позволяет оценить формы колебаний исследуемого проводника, возникающие в ответ на воздействие электрического импульса. Это дает возможность детально изучить динамические характеристики проводника и его реакцию на внешние стимулы.

Для контроля возникающих динамических сил структура стенда может быть дополнена датчиками динамических сил, например, 6200 В&К. Применение инфракрасных пирометров обеспечивает контроль быстрых изменений температуры поверхностных слоев с высоким разрешением по температуре (порядка 0,01–0,1 °C). В случае воздействия одиночных электрических импульсов малой длительности температурные изменения поверхности образца превышают единицы градусов. Такие значения не могут оказать заметного влияния на процессы электропластичности, что

РИСУНОК 2. Стенд для исследования физических процессов в проводнике при электроимпульсном воздействии

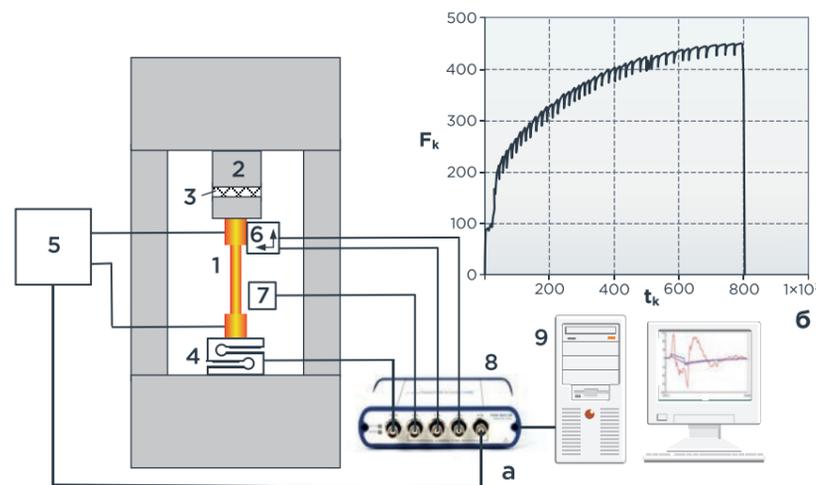


подтверждает теоретические выводы, изложенные в [3]. Поскольку типовые датчики физических величин, использованные при таких исследованиях, имеют время отклика порядка 10 микросекунд, для синхронного ввода сигналов в компьютер можно использовать модуль сбора данных NI USB с частотой дискретизации 1–2,4 КГц.

Наиболее распространенным методом исследования процессов электропластичности в проводниках является использование диаграмм деформации, получаемых с использованием машин нагружения. Структура стенда для таких исследований показана на рисунке 3(а). На рисунке 3(б) приведен пример получаемой диаграммы деформации. Воздействие каждого электрического импульса в этом случае сопровождается появлением скачка на диаграмме. Эту особенность и изменения хода диаграммы при воздействии электрических импульсов многие исследователи используют для изучения электропластического эффекта. Само образование скачков механических напряжений на диаграммах нагружения при ЭПЭ в настоящее время не получило однозначного объяснения и часто связывают с тепловым воздействием [5]. Как уже было отмечено, тепловое действие одиночных импульсов незначительно и при проведении

исследований может быть нивелировано добавлением в структуру стенда, показанную на рисунке 3(а), дополнительного кондиционера. Тепловой механизм образования скачков напряжений противоречит не только теоретическим выводам [3], но и анализу формы таких скачков, поскольку максимальное проявление механического действия на материал образца заметно «опережает» момент максимального тока от действия электрического импульса, а следовательно, и теплового действия этого тока.

РИСУНОК 3. Стенд для исследования физических процессов в металле при испытании образца на растяжение (а); диаграмма со скачками деформирующего усилия, вызванными электрическими импульсами тока (б)



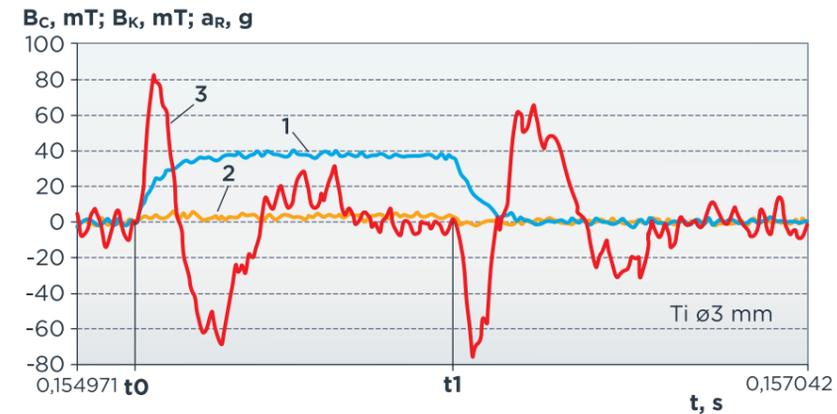
### Экспериментальные данные и их анализ

Приведенное замечание подтверждается, например, представленными на рисунке 4 изменениями величины кольцевой  $B_c$  и продольной  $B_k$  магнитной индукции, а также вибрации в радиальном направлении  $a_r$ . Вибрационный отклик возникает в моменты начала фронтов электрического импульса и практически завершается к моменту достижения токового отклика максимального значения.

Сравнительно медленно затухающий виброакустический отклик в металле под воздействием электрического импульса позволяет оптимизировать влияние на микроструктурные изменения, усиливая трансформации микроструктуры при обработке, в том числе, например, на счет заležивания микротрещин, за счет усиления вибрационного отклика. При эксплуатации, например, электроэнергетического оборудования с широтно-импульсной модуляцией, минимизация такого виброакустического отклика может обеспечивать повышение надежности за счет снижения вибрационной усталости электропроводящих элементов.

Контроль виброакустического отклика в проводящих элементах мощных генераторов, двигателей и трансформаторов может использоваться для контроля качества их сборки,

РИСУНОК 4. Магнитная индукция 1 и 2, а также виброперегрузка 3 для образца из титана диаметром 3 мм



когда изоляционные покрытия не позволяют выполнить такой контроль с использованием механических внешних ударных воздействий.

Для контроля вибрационного отклика можно использовать аппаратные виброизмерительные средства как универсального, так и специализированного назначения. На рисунке 5 представлен внешний вид виброизмерительного контроллера, ориентированного на стандарты промышленного интернета вещей (IIoT). Такой контроллер обеспечивает сбор сигналов с высокочастотных датчиков вибрации – акселерометров, имеющих интерфейс I2C, бесконтактных проксиметров и датчиков магнитного поля, а также индукционных и лазерных таходатчиков. Контроллер также поддерживает подключение цифровых датчиков температуры и магнитного поля с интерфейсами I2C и RS-232 или RS-485. Связь с внешней компьютерной сетью выполняется по этим цифровым интерфейсам или по интерфейсам USB или Ethernet. Аналого-цифровое преобразование выполняется с использованием встроенного многоканального параллельного АЦП с разрешением 24 бит и частотой дискретизации до 100 КГц для каждого из каналов измерения. На рисунке 6 представлены данные о вибрационных перемещениях  $D1_A$  и  $D2_A$  в продольном направлении для двух контрольных точек по длине образца. Эти данные включают как период действия электрического импульса, начиная с момента  $t_0$  до его завершения в момент  $t_1$ , так и последующий

временной интервал. Видно, что во время действия электрического импульса колебания происходят синфазно, а после окончания импульса колебания переходят в противофазные.

РИСУНОК 5. Динамические перемещения в осевом направлении для сигналов осевого ускорения двух датчиков, установленных в разных местах образца из меди диаметром 4 мм

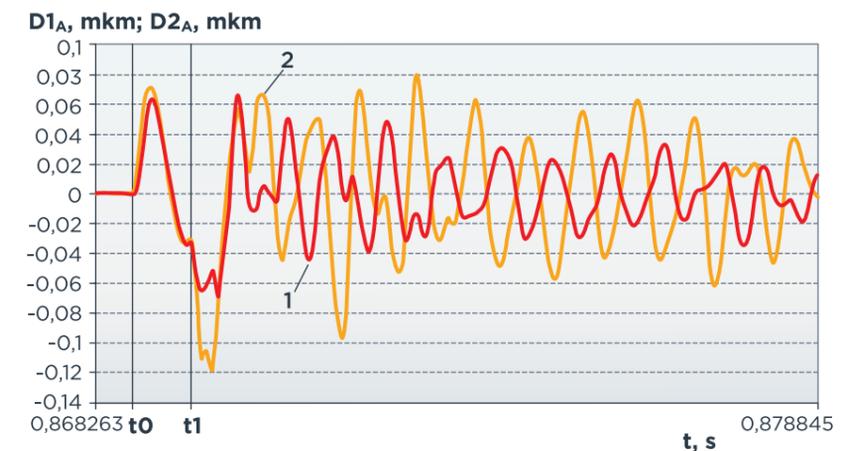
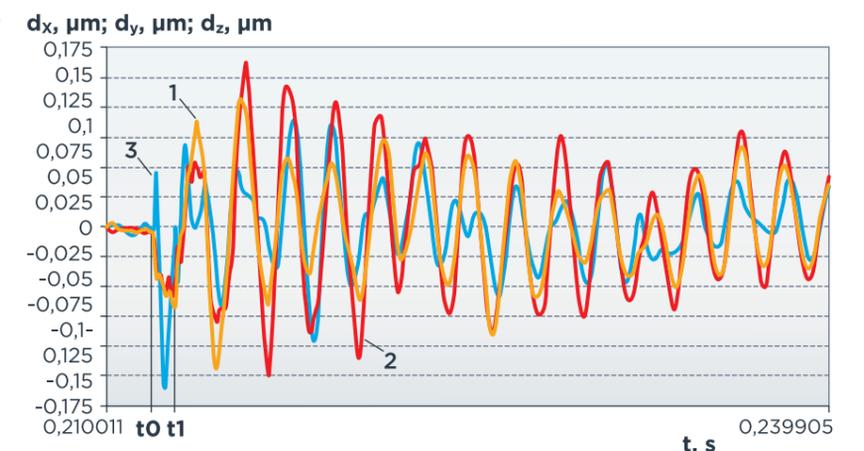


РИСУНОК 6. Отклик по вибрационным перемещениям для испытываемого образца из стали диаметром 3 мм



Это свидетельствует о наличии общей осевой силы в осевом направлении, действующей на материал проводника до момента перехода к свободным затухающим колебаниям. Кроме того, амплитуда и продолжительность свободных колебаний существенно больше, чем динамические вибрации во время  $t_1-t_0$  активного воздействия электрического импульса, как показано на рисунке 6. Распространение свободных колебаний в материале проводника может на несколько порядков превышать длительность электрического импульса.

Продолжительное вибрационное воздействие обеспечивает влияние на деформируемый материал даже коротких электрических импульсов с большими интервалами между ними, что определяет высокую энергетическую эффективность ЭПЭ особенно в случае

необходимого фазирования получаемых вибрационных откликов [6].

Формирование разъемных и неразъемных соединений деталей, в том числе при реализации процессов электроимпульсной сварки.

Применение электропластичности при реализации процессов обработки металлов, связанных с удалением части металла (резка, сверление и т.п.) позволяет увеличить скорости обработки и улучшить свойства металлов и сплавов вблизи локальной области обработки, например, уменьшить величину остаточных напряжений.

Эффективность применения явления электропластичности при обработке материалов с порошковой и пористой структурой открывает хорошие перспективы использования при разработке аддитивных технологий.

Вибрационный мониторинг техники [7] – ключевой метод обеспечения надежной работы технических систем ТЭК в нефтегазовой и электроэнергетической отраслях. В частности, диагностика такого оборудования является эффективным методом предотвращения незапланированных простоев [8], приводящих к значительным экономическим и репутационным потерям.

Для получения оптимального эффекта от проявления электропластичности выбор параметров электрических импульсов должен учитывать фазовые соотношения сигналов вибрационного отклика [9]. Эту задачу можно решить с использованием как серийных промышленных компьютеров и контроллеров, так и специализированных виброизмерительных контроллеров с использованием IoT технологии. Пример такого контроллера представлен на рисунке 7. Контроллер осуществляет сбор и синхронизированную обработку данных с 4–8 каналов аналоговых датчиков, таких как акселерометры с интерфейсом I2C или датчики с интерфейсами 0–20 мА, с частотой дискретизации до 100 кГц и разрешением до 24 бит. Также он поддерживает работу с цифровыми датчиками температуры, магнитного поля и другими аналогичными

РИСУНОК 7. Внешний вид платы вибрационного IoT контроллера



устройствами. Контроллер может поддерживать связь с внешними устройствами по различным интерфейсам: RS-232, I2C, USB, Ethernet.

Применение технологии электропластичности в производстве электрического оборудования обладает значительным потенциалом для повышения экономичности и улучшения механических свойств поверхностного слоя деталей. Это особенно актуально для альтернативной и возобновляемой энергетики, где широко используются инверторные преобразователи с большими импульсными токами.

## Заключение

- Практическое применение явления электропластичности при изготовлении, обработке, сборке изделий из металлов может быть одним из наиболее перспективных направлений повышения энергоэффективности и производительности труда благодаря простоте реализации, обеспечения управляемости процессами обработки металлов в таких областях, как энергетика, электротехническое и транспортное машиностроение и т.д.
- Современные исследования в области физики электропластичности металлов позволяют глубже понять механизмы управления их пластичностью и микроструктурой. Эти принципы аналогичны тем, что применяются в таких технологических методах, как ковка, ультразвуковая и вибрационная обработка, а также термообработка. Все эти методы обладают рядом технологических преимуществ.

- Внедрение методов, основанных на электропластичности часто может быть реализовано путем простой модернизации существующего оборудования, что позволяет избежать длительной и дорогостоящей полной замены оборудования.
- Применение виброакустического мониторинга при реализации технологических процессов с использованием явления электропластичности позволяет динамически контролировать изменения свойств материалов и обрабатываемых заготовок, адаптивно оптимизируя такие процессы. ●

## Литература

1. Троицкий О.А., Сташенко В.И., Савенко В.С., Скворцов О.Б., Самуйлов С.Д., Правоторова Е.А., Терещук В.С. Воздействия импульсами тока и СВЧ-излучением на конструкционные материалы. Электродинамические и электрохимические эффекты в проводниках // М.: Издательство «Ким Л.А.», 2019 – 278 с.
2. Троицкий О.А., Сташенко В.И., Скворцов О.Б., Савенко В.С., Самуйлов С.Д., Терещук В.С., Зайцев С.В., Иванов А.М. Интенсивная пластическая деформация металла при токовых и СВЧ-воздействиях. Новые данные и закономерности // Изд-во КИМ Л.А., М.: 2020. – 342 с.
3. Sutton A.P., Todorov T.N. Theory of electroplasticity based on electromagnetic induction // Physical review materials, 2021, Vol: 5, № 11, 113605-1-113605-19, DOI: <https://doi.org/10.1103/PhysRevMaterials.5.113605>.
4. Исследование вибраций и их гашения в современных металлах и сплавах / Ю.С. Дубинов, О.Б. Дубинова, М.С. Танасенко, А.Н. Дудкина // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2023. – № 8 (140). – С. 120–125.
5. Stolyarov, V.V. Stress jump behavior during tensile deformation assisted by pulsed current / V.V. Stolyarov // Letters on Materials. – 2024. – Vol. 14, No. 3 (55). – P. 236-242. – DOI 10.48612/letters/2024-3-236-242.
6. Патент RU № 2845944 БИ №25 28.08.2025 / Скворцов О.Б., Сташенко В.И. Способ механической обработки металлической заготовки с использованием электропластического эффекта.
7. Маньков Д.Р. Система мониторинга оборудования объектов нефтегазовой отрасли с применением средств вибродиагностики / Д.Р. Маньков, О.В. Лазарева // Перспективы развития, совершенствования и автоматизации высокотехнологичных производств: Материалы XIV Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Иркутск, 24–26 апреля 2024 года. – Иркутск: Иркутский национальный исследовательский технический университет, 2024. – С. 218–221.
8. Воронин А. Непрерывный вибромониторинг оборудования. Решения для предотвращения незапланированных простоев / А. Воронин // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – № 8 (104). – С. 74–76.
9. Патент РФ № 2845944 С1, МПК B23P 25/00, C21D 8/00, B21B 9/00. БИ № 25 2025.

KEYWORDS: metal forming, deformability, ultrasonic softening, vibration, electroplasticity, fatigue strength.

30 TransRussia

30-я Международная выставка транспортно-логистических услуг, складского оборудования и технологий

SkladTech

5-я Специальная экспозиция складской техники, систем хранения, погрузо-разгрузочного оборудования и средств автоматизации склада



ВСЕ РЕШЕНИЯ  
ДЛЯ ТРАНСПОРТНОЙ  
И СКЛАДСКОЙ  
ЛОГИСТИКИ

17–19.03.2026  
Москва, Крокус Экспо



Получите  
бесплатный билет  
[transrussia.ru](http://transrussia.ru)

# ОТ СХЕМЫ «ПОД КЛЮЧ» ДО ПАРТНЕРСКОЙ ИНТЕГРАЦИИ:

## эффективное энергоснабжение объектов

В УСЛОВИЯХ РАСТУЩЕЙ СЛОЖНОСТИ ПРОЕКТОВ И ДАВЛЕНИЯ НА СЕБЕСТОИМОСТЬ НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ПЕРЕСМАТРИВАЕТ ПОДХОДЫ К СОЗДАНИЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ. ВСЕ ЧАЩЕ ОПТИМАЛЬНЫМ РЕШЕНИЕМ СТАНОВИТСЯ ПЕРЕДАЧА ЭТИХ ФУНКЦИЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫМ КОМПАНИЯМ. О КЛЮЧЕВЫХ СХЕМАХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСТВОМ И ТЕПЛОМ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗА, КОТОРЫЕ ПРИНОСЯТ ОЩУТИМЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ И ДАЮТ НАДЕЖНОСТЬ, РАССКАЗАЛ ЗАМЕСТИТЕЛЬ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА ПО СТРАТЕГИЧЕСКОМУ РАЗВИТИЮ «ГТ ЭНЕРГО» АНВАР ФЛЮРОВИЧ РАМАЗАНОВ

*WITH PROJECTS BECOMING INCREASINGLY COMPLEX AND COST PRESSURES RISING, THE OIL AND GAS INDUSTRY IS RECONSIDERING ITS APPROACHES TO BUILDING ENERGY INFRASTRUCTURE. INCREASINGLY, OUTSOURCING THESE FUNCTIONS TO SPECIALIZED COMPANIES IS BECOMING THE OPTIMAL SOLUTION. ANVAR FLUROVICH RAMAZANOV, DEPUTY GENERAL DIRECTOR FOR STRATEGIC DEVELOPMENT AT GT ENERGO, DISCUSSED KEY POWER AND HEAT SUPPLY SCHEMES FOR OIL AND GAS FACILITIES THAT DELIVER TANGIBLE ECONOMIC BENEFITS AND ENSURE RELIABILITY*

Ключевые слова: энергетическая инфраструктура, энергообеспечение, предприятия нефтегазовой отрасли, газотурбинная станция, резервирование мощностей.



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

Бесперебойное и экономически эффективное энергоснабжение – фундамент любого современного нефтегазового актива. Особенно остро этот вопрос стоит для удаленных месторождений, объектов с непрерывным циклом работы и производств с высокими удельными расходами на электричество. Традиционная модель, при которой нефтегазовый производственный комплекс самостоятельно проектирует, строит и эксплуатирует энергообъекты, все чаще показывает свою ресурсоемкость, отвлекая капитал и экспертизу от основной деятельности.

Тенденция последних лет – переход к внешнему энергоснабжению и комплексным контрактам, фокусирующимся не на стоимости оборудования, а на совокупной стоимости владения в горизонте 10–20 лет. Именно в такой парадигме работает и «ГТ Энерго», предлагая не газотурбинные установки, а законченные решения «под ключ».

### Комплексный подход

Успех определяется не только технологическими решениями, но и гибкостью коммерческих моделей. «ГТ Энерго», обладая глубокими компетенциями и знанием своего оборудования, поставляет его не отдельно, а лишь в рамках комплексной услуги энергоснабжения. Генерирующая компания в таком случае выступает как единый партнер, замыкающий на себе все этапы технологического процесса. Специалисты разных подразделений подключаются с момента выработки решения, проектируют, строят, а дальше полностью ведут проект, поставляя заказчику необходимые мощности.

Для «ГТ Энерго» такой подход – стандарт. Собственный штат опытных специалистов, базирующихся в региональных сервисных и инженеринговых центрах компании, оперативно подключается к плановым и неплановым техническим работам, по мере наступления



Газотурбинная установка  
ГТ-009М(МЭ)

сроков капитальных ремонтов также принимает в них участие, задействован в модернизации машин.

Оборудование газотурбинных станций полностью ремонтпригодно по месту его эксплуатации. Нет необходимости демонтажа и транспортировки на завод-изготовитель. Выездные сервисные и инженеринговые бригады выполняют восстановительные мероприятия непосредственно на станции. Это сокращает не только время простоя, исключая длительные (особенно в случае с удаленными объектами) транспортировки на завод и обратно, но и экономически целесообразно.

### Условия предоставления комплексной услуги:

- Контракт на срок 10 и более лет.
- Гарантированный объем потребления энергоресурсов.
- Природный или попутный нефтяной газ в качестве топлива.
- Автономный или параллельно с сетью режим.

### Партнерская модель

Это адаптивная схема, оптимальная для новых месторождений, где еще только начинается возведение всей производственной и сопутствующей инфраструктуры.

На строящемся предприятии уже есть и бригады, и техника, отлажена логистика материалов – в такой ситуации для заказчика более рациональным представляется взять СМР на себя. Но и в таком случае мы как поставщик энергоресурсов будем вести технадзор, осуществлять поставку и установку оборудования, а по завершении строительства эксплуатировать, обслуживать, выдавая заказчику обозначенные мощности.

И при партнерской схеме, и при комплексном подходе отношения носят долгосрочный характер. Заключается договор на поставку сроком не менее чем на 10 лет. Для заказчика это гарантированно более низкая стоимость за киловатт-час по сравнению с энергосистемой. Для исполнителя фиксация гарантированного

энергопотребления – это возможность инвестировать в дальнейшее развитие и модернизацию своих генерирующих мощностей. Таким образом, у заказчика – четко прогнозируемая статья расходов на энергоснабжение, а у генерирующей компании – видение перспектив и гарантия окупаемости проекта. Синергия в чистом виде.

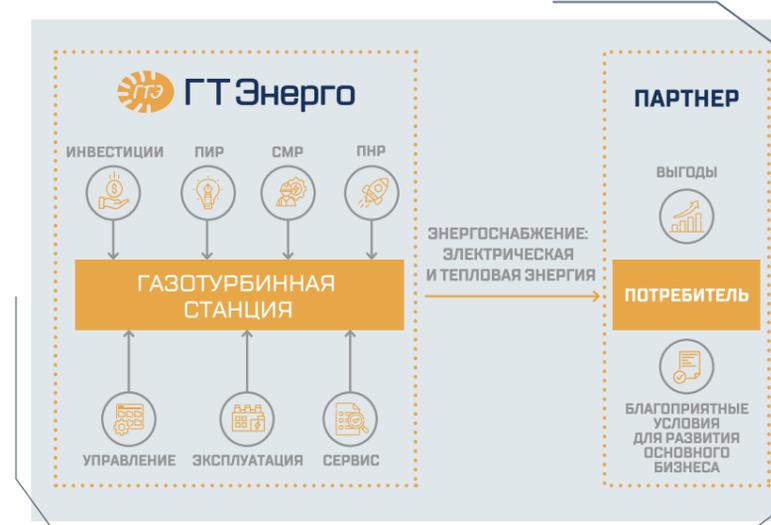
### Резервирование

В любой модели взаимодействия предусмотрено минимально необходимое резервирование мощностей на случай нештатных ситуаций. Но можно заранее предусмотреть резервирование для перспективного развития месторождения или освоения территории.

Энергоблоки «ГТ Энерго» могут находиться в режиме консервации без специального обслуживания и выводиться на полную мощность в течение нескольких часов.

### С нуля или интеграция

Схема «с нуля» наиболее востребована при освоении новых площадей, где отсутствует готовая энергоинфраструктура. «ГТ Энерго» берет на себя весь цикл: от анализа нагрузок и топологии площадки до проектирования, оснащения, строительно-монтажных работ, пусконаладки и ввода в эксплуатацию. Результат – готовый энергоцентр с гарантированными мощностными параметрами.



Интеграция в существующую инфраструктуру наиболее предпочтительна для действующих производств, перед которыми стоит задача – повысить эффективность и безопасность и/или обеспечить энергоресурсами увеличивающиеся производственные мощности. Мы параллельно с имеющейся на объекте системой энергоснабжения реализуем свою систему или полностью заменим устаревшие мощности на современные газотурбинные теплоэлектростанции. Такие проекты реализуются поэтапно, что минимизирует операционные риски для заказчика.

### Когенерация

Такая схема экономически оправдана практически на любом объекте нефтегазового сектора. Тепловые мощности нужны для поддержания технологических температур продукции в резервуарах и трубопроводах, предотвращения их застывания, для обеспечения функционирования систем подготовки продукции и, в конце концов, для обогрева производственных помещений и обеспечения горячего водоснабжения в административно-бытовых комплексах и вахтовых поселках.

И возводимым объектам тоже требуется тепло в зимний период: для прогрева бетона, обогрева грунтов, обогрева временных сооружений, проведения пусконаладки и технологического разогрева оборудования перед вводом в эксплуатацию, поддержания условий для вахтового персонала.

Когенерация является одной из ключевых особенностей проектов «ГТ Энерго». Утилизировав тепло выхлопных газов и систем охлаждения двигателей, газотурбинные установки достигают КПД до 85 %.

Если долгосрочным договором на энергоснабжение предусмотреть в том числе теплоснабжение, то предприятию не нужно собственное теплогенерирующее оборудование – это дает экономию топлива, в качестве которого можно использовать также и попутный нефтяной газ.

### Газотурбинные установки ГТ-009М(МЭ)

В основе решений «ГТ Энерго» – газотурбинные установки ГТ-009М(МЭ). Их основные характеристики:

- **Топливная адаптивность** – работает не только на природном газе, но и на попутном нефтяном газе, что особенно важно для удаленных нефтяных месторождений.
- **Полная автономность** – может функционировать в островном режиме в изолированных энергосистемах или же параллельно с сетью.
- **Устойчивость к суровым климатическим условиям** – работоспособность при экстремально низких температурах.
- **Повышенная пожарная безопасность и снижение эксплуатационных издержек** – благодаря применению магнитных подшипников, не требующих обработки огнеопасными маслами.
- **Полная локальная ремонтпригодность** – модульная конструкция и доступность запасных частей позволяют производить все сервисные и ремонтные манипуляции, включая капитальный ремонт, на месте, без вывоза на завод-изготовитель.

**«ГТ Энерго»** – отечественный разработчик решений для распределенной генерации. Осуществляет полный цикл услуг по строительству (в том числе за счет собственного финансирования) и управлению газотурбинными станциями с последующей реализацией электрической и тепловой энергии. Комплексный подход к энергоснабжению реализуется при условии заключения долгосрочного контракта, гарантированного объема потребления энергоресурсов и наличия топлива (природного газа или ПНГ). Сегодня мощности «ГТ Энерго» составляют 18 современных газотурбинных станций, в составе каждой из которых по 2–4 энергоблока (суммарно на всех действующих объектах – 44 энергоблока). Для ремонтных и сервисных мероприятий дополнительно привлекаются выездные бригады трех региональных сервисных центров компании, расположенных в Чехове, Екатеринбурге и Волгодонске.

Суммарная наработка с 2003 года – более 2,8 млн часов

KEYWORDS: energy infrastructure, energy supply, oil and gas enterprises, gas turbine station, capacity reservation.

- **АСУ ТП собственной разработки** – в том числе система автоматического управления газотурбинным двигателем (САУ ГТ).
- **Увеличенный ресурс силового агрегата** – 200 тыс. часов, ресурс до капитального ремонта – 50 тыс. часов.
- **Инновации** – внедрена система магнитного подвеса (СМП), которая за счет отсутствия механического контакта между вращающимися и неподвижными элементами существенно повышает надежность и срок жизненного цикла оборудования.

*Опыт «ГТ Энерго» демонстрирует, что современное энергоснабжение объектов ТЭК – это стратегическая задача, решаемая через комбинацию передовых технологий и гибких финансово-организационных моделей. Предлагаемый компанией комплексный подход позволяет недропользователям оптимизировать свои расходы и высвободить административные ресурсы на решение профильных задач и в конечном итоге повысить конкурентоспособность своих основных производств.*

*Выбор той или иной схемы энергоснабжения определяется конкретными целями и условиями проекта. Однако в любом случае заказчик получает не просто генерирующий объект, а гарантированный результат – надежную и экономичную энергию для своего бизнеса.*

## ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Энергоблок ГТ-009СТН



**«ГТ Энерго» предлагает комплексные решения под ключ: проектируем, строим и обслуживаем современные газотурбинные электростанции на базе собственной разработки – энергетической газовой турбины ГТ-009М(МЭ)**

Гибкий подход к реализации проектов позволяет обеспечить заказчику тариф на энергоснабжение ниже сетевого в любой момент времени

### ПРЕИМУЩЕСТВА



Полностью отечественное решение для энергетического сектора РФ (локализация **100%**)



Пригодность для эксплуатации в любых климатических условиях и режимах работы (автономно/параллельно с сетью)



Локальная ремонтпригодность и высокий эксплуатационный ресурс (**200 тыс. часов**)



Полная автоматизация технологического процесса на базе собственной разработки САУ и АСУ ТП



Высокая надежность и эффективность (наработка с 2003 года более **2,8 млн часов**)



Инновационные технологии – система управления магнитным подвесом собственной разработки



Большой опыт успешной эксплуатации на территории РФ (**44 энергоблока** в работе)

gtenergo.ru  
+7 495 204 27 33



Москва, ул. Сергея Радонежского, д. 15-17, стр. 2

# КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

2–5 марта

Международная выставка оборудования и технологий для нефтегазового комплекса

## Нефтегаз 2026

г. Москва, МВЦ «Крокус Экспо»

10–11 марта

Выставка и конференция по вопросам складских терминалов нефти и газа

## StocExpo Europe 2026

Нидерланды, Роттердам, Ahoy Rotterdam

18–19 марта

Международная выставка и технический визит

## Даунстрим Россия и СНГ 2026

г. Санкт-Петербург

### МАРТ

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

10–12 марта

Нефтегазовая выставка-конференция

## AOG Energy 2026

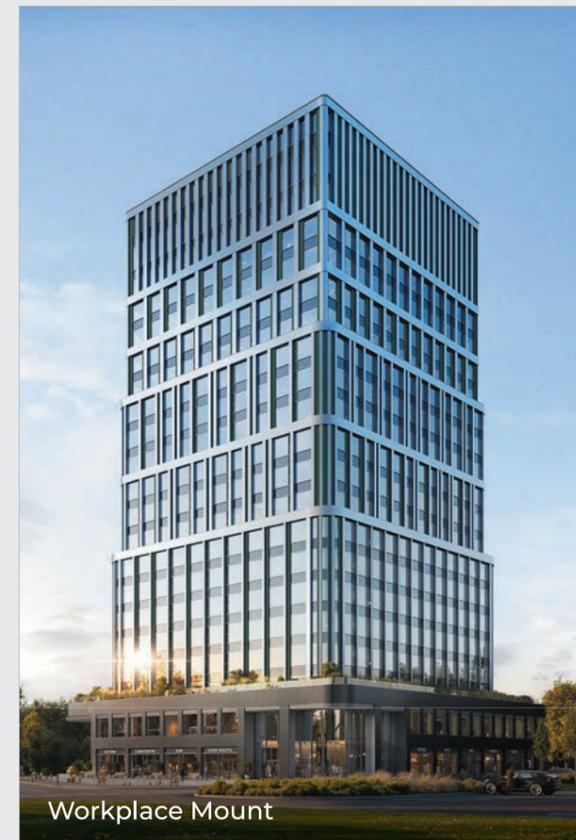
Австралия, Перт, Perth Convention & Exhibition Centre

25–27 марта

Китайская международная выставка оффшорных технологий добычи нефти и газа

## CI00E 2026

Китай, Пекин, New China International Exhibition Center (NCIEC)



Workplace Mount

### ОФИСЫ С ФОКУСОМ НА РЕЗУЛЬТАТ

ИНВЕСТИЦИИ С ГАРАНТИРОВАННОЙ ДОХОДНОСТЬЮ

# WORKPLACE



Workplace Gustav

РЕКЛАМА

## FORMA

РЕКЛАМОДАТЕЛЬ ООО «ФОРМА». ИНН 7729604691. ПОДРОБНЕЕ НА САЙТЕ WORKPLACE.FORMA.RU

Подробности на сайте [workplace.forma.ru](http://workplace.forma.ru)



# ОТ НЕФТЕГАЗА ДО КОСМОСА:

## 20 лет эволюции инженерной мысли в НПО «Свободная Энергия»



**Войков  
Григорий Геннадьевич**  
генеральный директор  
НПО «Свободная Энергия»

ПРАКТИЧЕСКИ ВСЕ ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА МОЖНО ОТНЕСТИ К СТРАТЕГИЧЕСКИ ВАЖНЫМ ОБЪЕКТАМ. ВНЕПЛАНОВЫЕ ОСТАНОВКИ И ПРОСТОЙ ОБОРУДОВАНИЯ ИЗ-ЗА ПЕРЕБОЕВ С ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕМ ПРИВОДЯТ К СРЫВУ СРОКОВ СДАЧИ ОБЪЕКТА И ФИНАНСОВЫМ ПОТЕРЯМ. КАК ОБЕСПЕЧИТЬ БЕЗАВАРИЙНУЮ РАБОТУ И КАКИЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ СНАБЖЕНИЯ ЭНЕРГИЕЙ ПРЕДЛАГАЮТ СОВРЕМЕННЫЕ РОССИЙСКИЕ РАЗРАБОТЧИКИ?

*NEARLY ALL OIL AND GAS FACILITIES CAN BE CONSIDERED STRATEGICALLY IMPORTANT. UNSCHEDULED SHUTDOWNS AND EQUIPMENT DOWNTIME DUE TO POWER OUTAGES LEAD TO MISSED PROJECT COMPLETION DATES AND FINANCIAL LOSSES. HOW CAN TROUBLE-FREE OPERATION BE ENSURED, AND WHAT POWER SUPPLY SOLUTIONS ARE MODERN RUSSIAN DEVELOPERS OFFERING?*

Ключевые слова: энергообеспечение, импортозамещение, батареи, аккумуляторы, инженерная экспертиза.

– Как за 20 лет сформировалась инженерная экспертиза компании и ее подход к созданию источников питания?

– Инженерная экспертиза НПО «Свободная Энергия» формировалась на пересечении нескольких ключевых направлений: глубокого понимания реальных задач заказчиков, компетенций в области химических источников тока и собственных технологических возможностей производства. За 20 лет работы мы накопили практический опыт создания источников питания для оборудования, работающего в сложных и ответственных условиях, где отказ системы недопустим.

Со временем мы пришли к принципиальному выводу: в промышленности не существует универсальных решений. Любая батарея по своей сути уникальна и должна разрабатываться с учетом конкретных условий эксплуатации и требований к надежности. Чем точнее определены параметры задачи и ограничения, тем более эффективное решение можно создать на стыке инженерии, химии и производства.

– Можно ли вообще говорить о стандартных источниках

питания для промышленного и специального оборудования?

– Если речь идет о критически важном оборудовании, то на практике – нет. Для простых и некритичных применений возможен подбор стандартных элементов, однако по мере роста требований к ресурсу, безопасности и стабильности работы такие решения перестают быть применимыми.

В промышленных проектах источник питания становится частью инженерной системы, от которой напрямую зависит работоспособность оборудования. Именно поэтому заказчики все чаще обращаются не к поставщикам типовых батарей, а к производителям, способным взять на себя ответственность за результат и обеспечить воспроизводимость характеристик в серии.

– С какими запросами сегодня чаще всего обращаются заказчики: импортозамещение или разработка источника питания для нового оборудования?

– Оба направления развиваются параллельно. С одной стороны, компании, эксплуатирующие зарубежное оборудование, сталкиваются с объективными сложностями с поставками,

сервисом и технической поддержкой. В таких случаях требуется не просто замена батареи, а глубокая инженерная работа по адаптации или переработке источника питания под конкретное оборудование.

Одновременно растет количество проектов по созданию нового отечественного оборудования, где источник питания требует разработки с нуля. В обоих случаях заказчику важно не только повторить исходные параметры, но и улучшить их. Мы обеспечиваем сопоставимые или превосходящие характеристики, быстрый запуск и полную техническую поддержку на всех этапах проекта.

– Насколько часто источник питания разрабатывается параллельно с самим оборудованием и какую роль при этом играет ваша команда?

– Наиболее продуктивные и технологически сильные проекты получаются тогда, когда мы подключаемся к проекту на ранней стадии – пока задача еще находится в стадии «проблемы». В таких случаях источник питания разрабатывается параллельно с оборудованием, что позволяет учесть возможные сценарии развития, дополнительные требования и реальные условия

эксплуатации. Именно здесь наш двадцатилетний опыт позволяет находить решения, закрывающие как явные, так и потенциальные потребности заказчика.

– Какие возможности позволяют вам создавать источники питания с практически любыми параметрами под самые сложные устройства?

– Ключевую роль играет команда и собственная производственная база. Мы не передаем критические этапы на аутсорс, что обеспечивает полный контроль над качеством и воспроизводимостью решений. Собственная лаборатория позволяет проводить комплексные испытания в широком диапазоне температур, вибраций, ударных нагрузок и агрессивных сред.

Поиск идеальных материалов, которые мы используем в своих изделиях, в ряде случаев занял 10–15 лет. Такой задел позволяет создавать решения с серьезным запасом прочности. И, разумеется, поиски не останавливаются, чтобы быть всегда на пике технологических возможностей.

– Чем определяется спектр функциональных возможностей систем автономного питания?

– Спектр функциональных возможностей систем автономного питания в первую очередь определяется характеристиками современных химических источников тока. Мы работаем со всем доступным спектром ХИТ среди мировых производителей, выбирая оптимальное решение под конкретные задачи и условия эксплуатации. Постоянный мониторинг рынка и исследование новых технологий позволяют расширять спектр возможных решений. Если появляются возможности улучшить характеристики уже реализованных проектов, мы инициируем диалог с заказчиком и предлагаем доработку продукта.

– Как вы обеспечиваете надежность источников питания для оборудования, работающего в экстремальных условиях без доступа?

– Надежность закладывается на всех этапах – от выбора компонентов до сопровождения изделия в эксплуатации. Продукция проходит многоуровневый контроль, опытно-промышленные испытания и обязательную сертификацию, включая ISO и АТЕХ.



Компания входит в реестр ОВП ПАО «Транснефть» и проходила инспекции со стороны международных компаний, таких как Schlumberger и Weatherford. Все производственные процессы детально регламентированы и документированы, что гарантирует воспроизводимость характеристик в серийном производстве.

– Почему крупные заказчики предпочитают работать с вами годами, а не искать более дешевые альтернативы?

– Для крупных компаний ключевым фактором является не минимальная цена, а предсказуемость, ответственность и способность работать в рамках сложных регуляторных требований. Среди наших партнеров – Транснефть-Диаскан, компании группы Газпром, Сургутнефтегаз, Башнефть, Татнефть и другие.

В России немного предприятий, способных предлагать профессиональные инженерные решения в области источников питания, располагая собственной электроникой, лабораторией и производством. Наше ключевое преимущество – 20 лет практического опыта, позволяющего решать задачи быстрее и качественнее. Мы сопровождаем изделия на всем жизненном цикле и берем ответственность за результат, расширяя применение технологий в других отраслях.

– Ограничивается ли сфера вашей деятельности только нефтегазовой отраслью?

– Исторически нефтегазовая отрасль стала одной из ключевых для компании – во многом из-за специфики региона и широты задач, которые она формирует.

Однако по мере накопления опыта стало очевидно, что наши компетенции выходят далеко за рамки одной отрасли.

Сегодня наши решения применяются в космических аппаратах, шахтном оборудовании, радиопередающих системах, медицинской технике, автономных и мобильных промышленных устройствах и др. Мы работаем везде, где требуется надежный, нестандартный источник питания для сложных условий эксплуатации.

– Можно ли сказать, что вы способны создать практически любой источник питания?

– С инженерной точки зрения – да. Мы не сталкивались с задачами, которые невозможно было бы решить в рамках существующих или развиваемых технологий. Ограничения, как правило, могут быть связаны со сроками, бюджетом или нормативными требованиями.

Именно нестандартные проекты, где нужно решить сложные, на первый взгляд – невозможные задачи, для нас наиболее интересны и профессионально ценны. ●

KEYWORDS: energy supply, import substitution, batteries, accumulators, engineering expertise.

НАУЧНО ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ СВОБОДНАЯ ЭНЕРГИЯ



# РАЗРАБОТКА ПРОТОТИПА РОБОТОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА для внутритрубной диагностики

ЕЖЕГОДНО НА ТРУБОПРОВОДАХ ПРОИСХОДИТ ПОРЯДКА 10 000 АВАРИЙ, ОСНОВНОЙ ПРИЧИНОЙ БОЛЬШИНСТВА ИЗ НИХ ЯВЛЯЕТСЯ КОРРОЗИОННЫЙ ИЗНОС. ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА ОБЪЕКТАХ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ПРИМЕНЯЮТ РАЗЛИЧНЫЕ МЕТОДЫ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ. ДАННЫЕ СПОСОБЫ ТРЕБУЮТ ПРИСУТСТВИЯ ЧЕЛОВЕКА И НЕ МОГУТ ОСУЩЕСТВЛЯТЬСЯ КРУГЛОСУТОЧНО. АВТОРЫ РАЗРАБОТАЛИ ПРОТОТИП РОБОТОТЕХНИЧЕСКОГО УСТРОЙСТВА, КОТОРОЕ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ С ПОМОЩЬЮ УЛЬТРАЗВУКОВОГО КОНТРОЛЯ, БУДЕТ ПРЕДОСТАВЛЯТЬ ДАННЫЕ О ВНУТРЕННЕМ СОСТОЯНИИ СТенок ТРУБОПРОВОДА. ВНЕДРЕНИЕ ДАННОГО УСТРОЙСТВА В СФЕРУ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА БУДЕТ СПОСОБСТВОВАТЬ СОКРАЩЕНИЮ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА ОБЪЕКТАХ И ПОМОЖЕТ ИЗБЕЖАТЬ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ КОЛЛАПСОВ

*APPROXIMATELY 10,000 PIPELINE ACCIDENTS OCCUR ANNUALLY, WITH CORROSION BEING THE PRIMARY CAUSE OF MOST OF THEM. VARIOUS NON-DESTRUCTIVE TESTING METHODS ARE USED TO PREVENT ACCIDENTS AT PIPELINE FACILITIES. THESE METHODS REQUIRE HUMAN PRESENCE AND CANNOT BE PERFORMED 24/7. THE AUTHORS HAVE DEVELOPED A PROTOTYPE ROBOTIC DEVICE THAT WILL PROVIDE REAL-TIME DATA ON THE INTERNAL CONDITION OF PIPELINE WALLS USING ULTRASONIC TESTING. IMPLEMENTATION OF THIS DEVICE IN PIPELINE TRANSPORTATION WILL HELP REDUCE THE NUMBER OF ACCIDENTS AT PIPELINE FACILITIES AND AVOID ENVIRONMENTAL DISASTERS*

**Ключевые слова:** робототехнические устройства, методы неразрушающего контроля, роботизация нефтегазовой промышленности, трубопроводный транспорт.

**Шаров Данила Алексеевич**  
ассистент кафедры робототехники и технической механики, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Из-за большого количества отказов трубопроводов очень часто происходят аварии, сопровождающиеся разливами нефти и нефтепродуктов, которые негативно сказываются на экологическом состоянии, а также могут привести к производственным травмам персонала [4]. Для сокращения количества аварийных ситуаций на объектах транспортировки, применяют различные методы неразрушающего контроля [5, 6], которые позволяют при минимальных расходах и простоях оборудования проверить надежность объекта. Но при этом существующие методы неразрушающего контроля имеют ряд недостатков, такие как необходимость постоянного присутствия человека для проведения контроля и невозможность в реальном времени оценить состояние трубопровода. В связи с существующими методами контроля количество аварийных ситуаций на трубопроводах не уменьшается. Основными причинами, по которым происходит аварии на трубопроводах, представлены на рисунке 1 [1, 4, 7, 8].

Для предотвращения аварийных ситуаций на трубопроводах применяют большое количество инновационных методов контроля состояния трубопровода. Так, авторами [9] предлагается проводить мониторинг многолетних мерзлых грунтов для предотвращения аварий и чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепроводах.

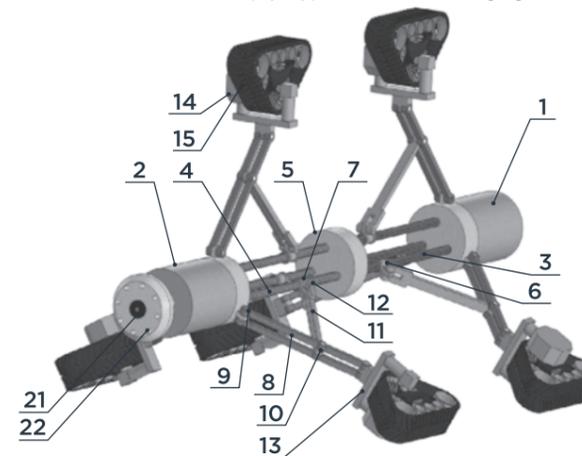
УДК 922.692.4: 004

РИСУНОК 1. Основные причины отказов трубопроводов



Развитие технологий не стоит на месте и требует все новых разработок. Так, авторы [10] разработали модель робота для внутритрубной диагностики, который представлен на рисунке 2.

РИСУНОК 2. Робот для внутритрубной диагностики [10]



1, 2 – несущие основания; 3, 4 – валы; 5 – муфта; 6, 7 – направляющие гайки; 8 – опорная балка; 9, 10 – шарниры; 11 – тяга; 12 – соединительный шарнир; 13 – платформа; 14 – мотор – редуктор; 15 – гусеничный движитель; 16, 17 – вычислительные инструменты; 18, 19 – источники питания; 20 – видеокамера; 21, 22 – световой прожектор

Перемещение робота по внутреннему пространству трубы осуществляется с помощью гусениц, которые приводятся в движение с помощью мотор-редуктора. Для того чтобы данный робототехнический комплекс являлся универсальным к различным диаметрам трубопровода, на нем установлена видеокамера, которая передает информацию в электронно-вычислительные инструменты для регулировки с помощью валов длины вылета ног под нужный диаметр.

## Разработка прототипа

После изучения основных методов диагностики внутритрубного пространства, авторами принято решение о проектировании внутритрубного робота-диагностика на основе прототипа, представленного выше. В отличие от патентного робота, у разрабатываемого робота не будет использоваться

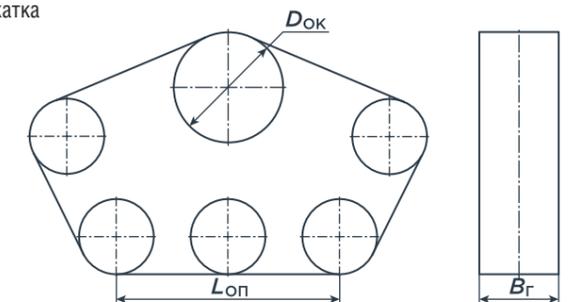
шарики-винтовая передача, это связано с тем, что такой вид передачи не сможет корректно работать продолжительный период в нефтегазовой отрасли, так как перекачиваемая среда забьет внутреннее пространство, что приведет робота в непригодность. Для корректировки гусениц под нужный диаметр трубопровода, установим датчик, идентифицирующий разность диаметров. Ультразвуковой метод был выбран в качестве основного диагностического метода. Для полной автономности к роботу подведется кабель питания, что также поспособствует увеличению мощности двигателя, установленного в робототехническом комплексе.

Разработку робототехнического комплекса следует начинать с расчета и проектировки деталей, которые будут обеспечивать движение нашего комплекса, а именно с расчета ширины гусеницы и диаметра опорного катка. Исходные данные для расчета представлены в таблице 1 и на рисунке 3.

ТАБЛИЦА 1. Исходные данные для расчета ширины гусеницы и диаметра опорного катка

Величина	Значение
Масса робота в сборе, кг	50
Длина опорной части поверхности гусеницы, мм	300
Удельное давление на опорную поверхность, МПа	0,001

РИСУНОК 3. Расчетная схема ширины гусеницы и опорного катка



Исходя из рекомендаций [11], примем число гусеничных катков равным 5. Ширина гусениц рассчитывается по формуле (1):

$$B_r = \frac{M \cdot g}{2000 \cdot L_{оп} \cdot q_M}; [\text{мм}] \quad (1)$$

где  $B_r$  – ширина гусеницы, мм;  $M$  – масса робота в сборе, кг;  $g$  – ускорение свободного падения, 9,81 м/с;  $L_{оп}$  – длина опорной части поверхности гусеницы, мм;  $q_M$  – удельное давление на опорную поверхность, МПа.

Расчет диаметра вершин опорного катка производился по формуле (2):

$$D_{ок} = \frac{1000 \cdot L_{оп}}{(n_k - 1) \cdot \alpha_{ок}}; [\text{мм}] \quad (2)$$

где  $n_k$  – число катков, штук;  $\alpha_{ок} = 1,42$  – отношение расстояния между осями рядом стоящих катков к их диаметру [11].

Так как при расчете ширины гусеницы мы получили 79,9 мм, то по ГОСТ 6639-69 [12] мы приняли данный параметр равный 80 мм. Полученные данные представлены в таблице 2.

ТАБЛИЦА 2. Результаты расчета ширины гусеницы и диаметра опорного катка

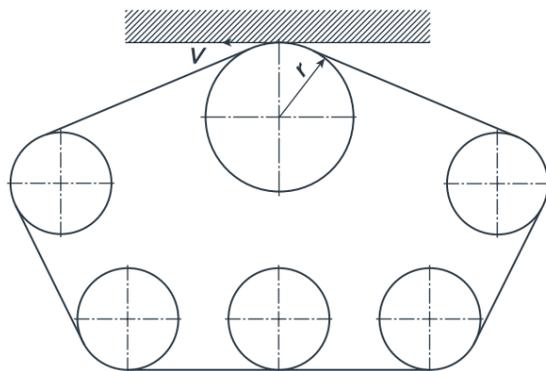
Величина	Значение
Ширина гусеницы, мм	80
Диаметр вершин опорного катка, мм	110

Для того чтобы подобрать мотор-редуктор для привода опорного катка гусеничного движителя, рассчитаем необходимое число оборотов вала, учитывая скорость передвижения робота внутри трубопровода. Исходные данные для расчета приведены в таблице 3 и на рисунке 4.

ТАБЛИЦА 3. Исходные данные для расчета числа оборотов вала мотор-редуктора

Величина	Значение
Скорость передвижения робота, км/ч	5
Диаметр вершин опорного катка, мм	110

РИСУНОК 4. Расчетная схема числа оборотов вала



Посчитаем угловую скорость вращения крайней точки опорного катка по формуле (3), а необходимое число оборотов по формуле (4):

$$\omega = \frac{V}{r} = \frac{2 \cdot V}{D_{ок}}; [c^{-1}] \quad (3)$$

где  $r$  – радиус опорного катка, м.

$$n = \frac{30 \cdot \omega}{\pi}; [об/мин] \quad (4)$$

В таблице 4 приведены полученные значения для угловой скорости и числа оборотов катка.

ТАБЛИЦА 4. Полученные значения для угловой скорости и числа оборотов катка

Величина	Значение
Угловая скорость вращения крайней точки опорного катка, $c^{-1}$	2,55
Число оборотов, об/мин	25

На основе полученных значений проведен подбор мотор-редуктора, в результате которого выбран одноступенчатый червячный мотор-редуктор NMRV 030 компании ООО ТПК «Техпривод», идеально подходящий по всем параметрам. Основные параметры мотор-редуктора приведены в таблице 5.

ТАБЛИЦА 5. Параметры мотор-редуктора NMRV 030

Параметр	Значение
Мощность редуктора, кВт	120
Передаточное число	30
Частота вращения вала, об./мин	30
Крутящий момент вала, Н·м	24

Для подсчета основных геометрических параметров опорного катка необходимо учитывать, что по геометрическим и кинематическим характеристикам он представляет подобие шкива ременной передачи с зубчатыми ремнями, тогда по рекомендации [11], на основе значения диаметра опорного катка, применяем следующие геометрические параметры впадин профиля зубьев, приведенные в таблице 6, а также по формуле 5 и 6 рассчитаем делительный диаметр и диаметр впадин опорного катка.

$$d = mz; [мм] \quad (5)$$

где  $m$  – модуль зацепления, мм;  $z$  – число зубьев.

$$d_f = d - 2 \cdot h_{ш}; [мм] \quad (6)$$

где  $h_{ш}$  – высота зуба, мм.

ТАБЛИЦА 6. Геометрические параметры впадин зубьев опорного катка

Параметр	Значение
Модуль зацепления, мм	4
Ширина впадины, мм	4
Высота зуба, мм	4
Радиус скругления, мм	1
Радиус скругления, мм	1
Угол между профилем зуба, градус	40
Число зубьев	27
Делительный диаметр, мм	108
Диаметр впадин, мм	100

Для бесперебойной работы проектируемого робототехнического комплекса произведем проверочный расчет по напряжению в зубьях гусеницы по формуле (7):

$$\tau = \frac{F_t \cdot k_1}{z_{01} \cdot s_1 \cdot B_r \cdot k}; [Па] \quad (7)$$

где  $k_1$  – коэффициент динамической нагрузки;

$z_{01}$  – число зубьев на дуге обхвата опорного катка (число зубьев в зацеплении);

$s_1$  – ширина площадки сдвига гусеницы;

$k$  – коэффициент, учитывающий конструктивные параметры зубьев гусеницы и опорного катка.

Для бесперебойной работы комплекса полученное значение напряжения должно удовлетворять условию прочности (8):

$$\tau \leq [\tau] = 1 \text{ МПа}; \quad (8)$$

где  $[\tau]$  – допускаемое касательное напряжение:  $[\tau] = 1 \text{ МПа}$ .

$$300 \text{ Па} \leq 1 \text{ МПа}$$

Условие прочности соблюдается, что говорит о возможности бесперебойной работы робототехнического комплекса. Стоит отметить, что сравнительно малое значение расчетного напряжения сдвига обусловлено тем, что нагрузки, испытываемые при зацеплении, очень малы.

После расчета параметров гусеничного движителя переходим к проектированию и конструированию узла, обеспечивающего вращение опорного катка, передающееся от выбранного мотор-редуктора.

Основной идеей проектируемой конструкции служит то, что вращение от электродвигателя мотор-редуктора передается не напрямую к опорному катку, а к специальной детали, называемой фланцем, которая, в свою очередь, передает крутящий момент опорному катку.

Конструкция будет состоять из следующих деталей:

- втулки для разгрузки вала от радиальных нагрузок;
- двух подшипников качения (шариковых радиальных);
- дистанционной втулки, обеспечивающей фиксацию подшипников друг относительно друга;
- фланца, передающего крутящий момент опорному катку;
- опорного катка, находящегося в зацеплении с зубьями гусеницы;
- заглушки, обеспечивающей герметизацию полости установки подшипников качения;
- сквозной крышки, с установленной манжетой внутри;
- крепежных винтов.

Подбор шариковых радиальных подшипников проводился по ГОСТ 8338-75 [14], с помощью которого подобран шариковый радиальный подшипник сверхлегкой серии с обозначением 1000806.

Основные параметры выбранного подшипника представлены в таблице 7.

Поскольку диаметр вала мотор-редуктора равен 25 мм – подберем по ГОСТ 1139-80 [15] параметры шлицов. Так как диаметр равен 25 мм, то следует подбирать шлицы с внешним диаметром (диаметром вершин)

ТАБЛИЦА 7. Параметры шарикового радиального подшипника 1000806

Параметр	Значение
Диаметр внутреннего кольца, мм	30
Диаметр внешнего кольца, мм	42
Ширина подшипника, мм	7
Радиусы скруглений, мм	0,3
Масса подшипника в сборе, кг	0,023–0,027

ТАБЛИЦА 8. Параметры шлицов

Параметр	Значение
Число зубьев	6
Диаметр впадин, мм	21
Диаметр вершин, мм	25
Ширина, мм	5

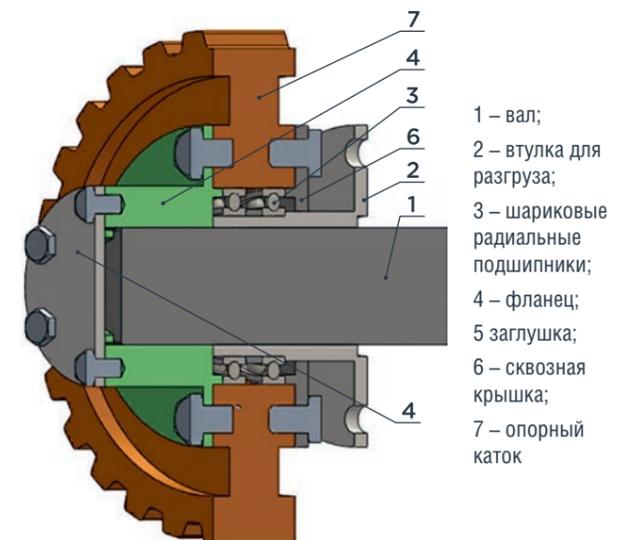
меньше 25 мм. Исходя из стандарта, выбираем шлицы средней серии с параметрами, указанными в таблице 8.

С помощью программы «SolidWorks» спроектируем следующие модели деталей:

- модель подшипника 1000806;
- модель дистанционной втулки;
- модель вала мотор-редуктора со шлицами;
- модель фланца;
- модель заглушки;
- модель сквозной крышки;
- модель опорного катка;
- модель втулки для разруза вала.

Проектировка всех моделей деталей проводилась по основным геометрическим размерам, взятым из стандартов или расчетов. Сборка узла опорного катка в размере представлена на рисунке 5.

РИСУНОК 5. Модель сборки узла опорного катка



Расчет шлицевого соединения, с помощью которого передается крутящий момент от вала привода до опорного катка, на смятие необходим для понимания возможности применения выбранного при моделировании типа шлицевого соединения. Необходимые для расчета исходные данные приведены в таблице 9.

ТАБЛИЦА 9. Исходные данные для расчета шлицевого соединения

Величина	Значение
Передаваемый крутящий момент, Н·м	24
Диаметр впадин шлицев, мм	21
Диаметр вершин шлицев, мм	22
Ширина шлицев, мм	5
Число зубьев шлицев	6
Длина ступицы, мм	30

Высота зуба вычисляется по формуле (9):

$$h = \frac{D - d}{2}; [\text{мм}] \quad (9)$$

Средний диаметр шлицев вычисляется по формуле (10):

$$d_{\text{ср}} = \frac{D + d}{2}; [\text{мм}] \quad (10)$$

Допускаемое напряжения на смятие теоретически принимается равным 150 МПа, но на практике чаще используют значение в 120 МПа.

То есть допускаемое напряжение на смятие равно:

$$[\sigma_{\text{см}}] = 120 \text{ МПа.}$$

Расчетное значение напряжения на смятие вычисляется по формуле (11):

$$\sigma_{\text{см}} = \frac{2 \cdot T_{\text{кр}} \cdot 10^3}{d_{\text{ср}} \cdot z \cdot \gamma \cdot h \cdot L_{\text{ст}}}; [\text{МПа}] \quad (11)$$

где  $\sigma_{\text{см}}$  – напряжение смятия;  $\gamma$  – коэффициент, учитывающий неравномерность распределения нагрузки в соединении.

ТАБЛИЦА 10. Результаты расчета шлица

Величина	Значение
Высота зуба, мм	2
Средний диаметр шлицев, мм	23
Расчетное значение напряжения смятия, МПа	7,73

В таблице 10 приведены результаты расчета шлица.

Условие прочности, необходимое для работы шлицевого соединения (12):

$$\sigma_{\text{см}} \leq [\sigma_{\text{см}}]; \quad (12)$$

$$7,73 \text{ МПа} \leq 120 \text{ МПа}$$

Условие соблюдается, значит, шлицы подобраны верно и проходят по нагрузке.

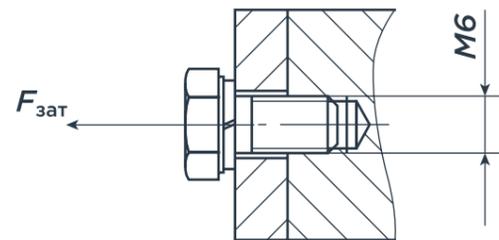
Так как вращение от фланца передается за счет крепления к опорному катку посредством винтов, посчитаем нагрузку, которая возникает при передаче вращения.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 11 и на рисунке 6.

ТАБЛИЦА 11. Исходные данные для расчета резьбового соединения

Величина	Значение
Предел текучести $\sigma_m$ , МПа	220
Запас сцепления $k$	1,75
Коэффициент трения в стыке $f$	0,16
Число винтов $z$	6
Коэффициент, учитывающий скручивание винта при затяжке $\beta$	1,3
Запас прочности $n$	1,75
Диаметр резьбы $d$ , мм	6

РИСУНОК 6. Расчетная схема резьбового соединения



Допускаемое напряжение на растяжение рассчитывается по формуле (13):

$$[\sigma_p] = \frac{\sigma_m}{n} = 126 [\text{МПа}]; \quad (13)$$

Сила затяжки, необходимая для закрепления винтов, рассчитывается по формуле (14):

$$F_{\text{зат}} = \frac{2 \cdot k \cdot T_{\text{кр}}}{D_6 \cdot f \cdot z} = 1535 [\text{Н}]; \quad (14)$$

где  $F_{\text{зат}}$  – сила затяжки винтов;  $T_{\text{кр}}$  – испытываемый крутящий момент;  $D_6$  – диаметр расположения винтов.

Условие прочности вычисляется по формуле (15):

$$\sigma_p \leq [\sigma_p], \quad (15)$$

где  $\sigma_p$  – расчетное значение напряжения на растяжение,  $\sigma_p = \frac{4 \cdot \beta \cdot F_{\text{зат}}}{\pi \cdot d^2}$ .

71 МПа  $\leq$  126 МПа  $\rightarrow$  Условие прочности выполняется

Одной из заключительных стадий проектирования робототехнического комплекса является моделирование гусеничного узла, для этого с помощью программы «SolidWorks» спроектируем следующие модели деталей:

- модель гусеницы;
- модель направляющего катка;
- модель оси направляющего катка;
- модель опоры гусеничного движителя;

РИСУНОК 7. Расчетная схема резьбового соединения

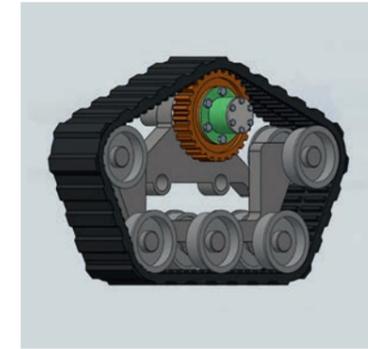


РИСУНОК 8. Готовая модель робототехнического комплекса

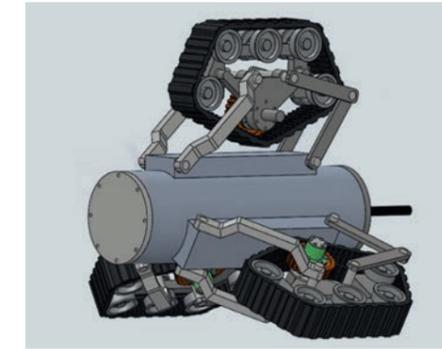


РИСУНОК 9. Лидар для робота



На рисунке 7 представлена сборка гусеничного узла.

Итоговая модель представлена на рисунке 8.

Для того чтобы робот мог своевременно поднимать и опускать гусеничные движители, которые работают синхронно от блока управления, установленного в корпусе устройства, нужно установить специальный локатор, сигнализирующий об изменении диаметра трубопровода – лидар, представленный на рисунке 9.

Данное устройство за счет сканирования пространства вокруг себя будет «понимать», как изменяется расстояние от объектов, в нашем случае – разницу в проходных диаметрах трубопроводов. С помощью данного сканирования гусеничные движители будут подстраиваться под тот или иной проходные диаметры.

К технологической операции, которую будет выполнять смоделированный робот, можно отнести ультразвуковой метод неразрушающего контроля, с помощью датчика, установленного спереди робота по ходу его движения в трубопроводе.

Следующим шагом определимся с расстоянием, которое будет проходить робот в момент эксплуатации непосредственно внутри труб. На основе изученной информации о практике эксплуатации подобных робототехнических устройств делаем вывод, что работ будет проходить расстояние около 50 метров. Причем автономная работа робота будет затруднена. Поэтому было принято решение питать его не от аккумулятора, а от кабеля, тянущегося за ним. К достоинствам такого выбора служит то, что при внештатной ситуации робота можно будет вытащить за тянущийся за ним кабель, без потерь. При подборе кабеля для робота следует учитывать потенциальные нагрузки, возникающие при эксплуатации робототехнического устройства. Характеристики, необходимые для кабеля питания робота представлены в таблице 12.

ТАБЛИЦА 12. Характеристики выбранного кабеля

Характеристики	Значения
Количество жил	12
Сечение кабеля	1,5
Вес, кг/км	345

## Заключение

Разработанный робототехнический комплекс позволяет в режиме реального времени проводить внутритрубную диагностику труб диаметром 800 и 900 мм методом ультразвукового контроля. Данный комплекс позволяет повысить безопасность трубопроводного объекта, что приведет к сокращению числа аварий и, как следствие, повысит эффективность любого предприятия. ●

## Литература

1. Прыгаев А.К. Анализ отказов промышленных трубопроводов и разработка метода защиты от коррозии / А.К. Прыгаев, Ю.С. Дубинов, М.С. Танасенко // Территория Нефтегаз. – 2024. – № 3–4. – С. 60–65.
2. Мещеряков С.В. Анализ методов ликвидации последствий аварийных разливов мазута / С.В. Мещеряков, Ю.Д. Гаврилова, Е.А. Брагина // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2025. – № 5 (326). – С. 5–11.
3. Внедрение углеродных модификаторов в состав лакокрасочных покрытий для повышения стойкости к различным видам смачивания / Ю.С. Дубинов, А.К. Прыгаев, М.С. Танасенко, П.Е. Александрова // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2025. – № 5(149). – С. 73–79.
4. Воробьев Ю.Л. Системные аварии и катастрофы в техносфере России / Ю.Л. Воробьев, В.А. Акимов, Ю.И. Соколов. – Москва: Всероссийский научно-исследовательский институт по проблемам гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций МЧС России, 2012. – 308 с. – ISBN 978-5-93970-075-7.
5. Методы неразрушающего контроля трубопроводов / П.О. Журавлев, А.А. Потапов, Г.Н. Мартыненко, Д.Ю. Агапов // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. – 2020. – № 1(18). – С. 27–33.
6. Алешин Н. Физические методы неразрушающего контроля сварных соединений: Учебное пособие / Н. Алешин. – М.: Машиностроение, 2013. – 576 с.
7. К вопросу о коррозии промышленных трубопроводов / С.М. Ватузов, И.М. Ванчугов, К.С. Резанов [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 5 (145). – С. 106–122.
8. Зувев И.К. Характеристики аварий, происходящих на нефтяных трубопроводах / И.К. Зувев // Магистральные трубы. – 2019. – № 7. – С. 12–14. – Текст: непосредственный.
9. Ревазов А.М. Предотвращение аварий и чрезвычайных ситуаций на магистральных нефтепроводах на основе мониторинга многолетнемерзлых грунтов / А.М. Ревазов, Р.Г. Бикмасов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2025. – № 1 (322). – С. 21–27.
10. Патент № 2773721 С1 Российская Федерация, МПК В25J 9/00, F17D 5/00, F16L 101/30. Внутритрубный робот для диагностики трубопроводов: № 2021133924: заявл. 22.11.2021: опубл. 08.06.2022 / Е.В. Поезжаева, Д.Н. Кучев, Е.Ю. Тонков, М.А. Веснин; заявитель федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».
11. Проектирование гусеничного движителя: Учебно-метод. пособие для студ. машиностроит. спец. / А.С. Хомичев – Мн.: БНТУ, 2021. – 32 с.
12. ГОСТ 6639 – 69. Основные нормы взаимозаменяемости. Нормальные линейные размеры.
13. Каталог ООО ТПК «ТЕХПРИВОД». – Текст: электронный // Мотор-редуктора для приводов оборудования: [сайт]. – 2020. – URL: <https://tehprivod.su/katalog/> (дата обращения: 11.11.2025).
14. ГОСТ 8338 – 75. Подшипники шариковые радиальные. Основные размеры.
15. ГОСТ 1139 – 80. Соединения шлицевые прямоугольные. Размеры и допуски.

KEYWORDS: robotic devices, methods of non-destructive testing, robotization of the oil and gas industry, pipeline transport.



## АВТОМАТИЗАЦИЯ

- Уровень управления – резервированные процессорные модули (АП2), выполняющие функции центральных вычислителей. На этом уровне могут также размещаться промышленные серверы для реализации клиент-серверной архитектуры.
- Операторский уровень – рабочие станции с SCADA-интерфейсом (MasterSCADA), обеспечивающие визуализацию, управление и архивирование данных.

Такая архитектура обеспечивает:

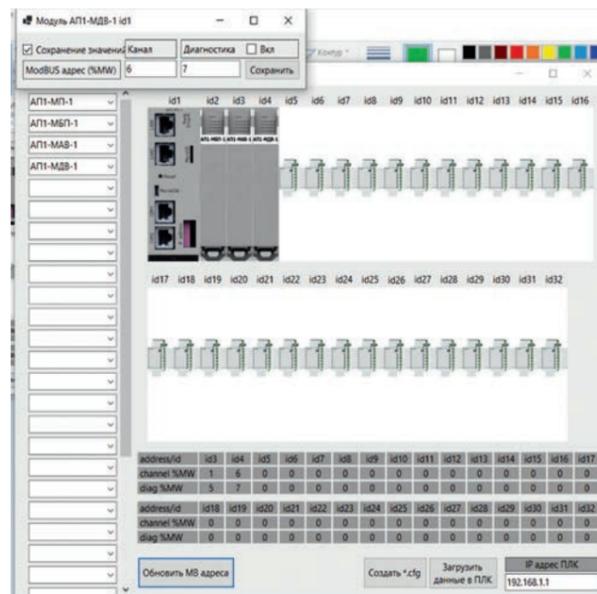
- отказоустойчивость за счет резервирования каналов связи и центральных процессоров;
- масштабируемость – возможность наращивания количества модулей ввода-вывода;
- удобство обслуживания и диагностики.

### Программное обеспечение

Модули АП1 работают под управлением ОС Linux. Поскольку они не выполняют логики управления, их ПО ограничено драйверами и сетевыми протоколами. Для конфигурирования используется утилита AvroPLCConfig (рис. 3), работающая под Windows и позволяющая:

- формировать конфигурацию контроллера;
- настраивать параметры аналоговых и дискретных каналов;
- задавать адресацию Modbus RTU;
- загружать конфигурацию в процессорный модуль.

РИСУНОК 3. Внешний вид контроллера «Авро-ПЛК»



Альтернативно конфигурирование может выполняться непосредственно в среде MasterSCADA 4D.

Модули АП2 также используют ОС Linux, но дополнительно включают:

- системное ПО – драйверы, сетевые сервисы, среду исполнения;

- функциональное ПО (ФПО) – прикладные программы управления, разрабатываемые в MasterSCADA 4D.

В состав системы интегрирован MasterPLC – soft-logic контроллер, поддерживающий языки МЭК 61131-3.

MasterSCADA 4D предоставляет единую платформу для:

- программирования ПЛК (редакторы LD, FBD, ST, см. рис. 4,5);
- разработки мнемосхем и HMI;
- конфигурирования тегов и аварийных сообщений;
- онлайн-отладки и мониторинга.

РИСУНОК 4. Редактор функциональных блоков (FBD)

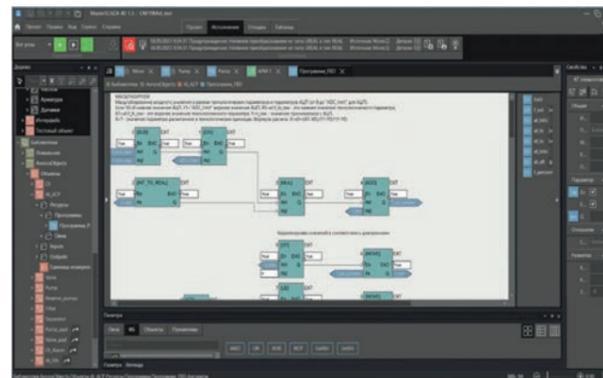
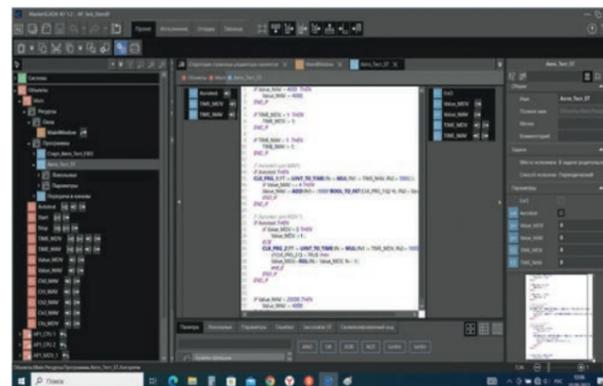


РИСУНОК 5. Редактор структурированного текста (ST)



Основной протокол обмена данными – Modbus TCP. Вся сетевая инфраструктура (обмен между модулями АП1, АП2, серверами и клиентами) настраивается и управляется средствами MasterSCADA и MasterPLC, что избавляет пользователя от низкоуровневого программирования сетевых взаимодействий.

Разработанная линейка программируемых логических контроллеров «АвроПЛК» представляет собой полнофункциональное отечественное решение для построения распределенных систем управления в гражданском судостроении и других отраслях промышленности. ●

KEYWORDS: *programmable logic controllers (PLCs), PLC history, processor modules, I/O modules, soft-logic PLCs, hot standby, MasterSCADA, Modbus TCP, import substitution.*

# СИСТЕМЫ ТЕЛЕКОММУНИКАЦИЙ И АВТОМАТИЗАЦИИ

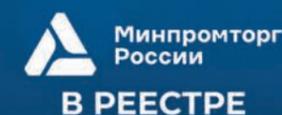


Собственное производство в Москве.  
Серийный выпуск более 200 типов изделий.

- Сетевые коммутаторы и маршрутизаторы МЭК 61850, RTP V2, MPLS
- Терминалы релейной защиты и РАСП 6-35 кВ и 35-750 кВ
- Помехозащищенные серверы точного времени
- Свободно программируемые контроллеры, серверы и модули ввода-вывода
- Сертифицированная ФСТЭК технологическая операционная система TORAZ Linux
- Система управления технологическим процессом TORAZ SCADA
- Доверенные программно-аппаратные комплексы АСУ ТП



РЕКЛАМА





# ПРОДУКЦИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ ООО НПП «ТЭК»

**Гаязова  
Зарина Талгатовна**  
специалист по связям  
с общественностью  
ООО НПП «ТЭК»

ОПТИМИЗАЦИЯ ЛЮБОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРОЦЕССА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НЕВОЗМОЖНА БЕЗ ВНЕДРЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ. ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРОЙ СПЕЦИАЛИСТЫ «ТОМСКОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ КОМПАНИИ» РАЗРАБОТАЛИ ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ДИСТАНЦИОННОГО И МЕСТНОГО УПРАВЛЕНИЯ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРОЙ. ЗА СЧЕТ ЧЕГО ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ИННОВАЦИИ ПОМОГАЮТ ДЕЛАТЬ НЕФТЕГАЗОВЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫМИ И БЕЗОПАСНЫМИ?

*OPTIMIZATION OF ANY PRODUCTION PROCESS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY IS IMPOSSIBLE WITHOUT THE IMPLEMENTATION OF MODERN AUTOMATION TOOLS. SPECIALISTS FROM TOMSK ELECTRONIC COMPANY HAVE DEVELOPED INNOVATIVE SOLUTIONS FOR REMOTE AND LOCAL CONTROL OF PIPELINE VALVES TO MANAGE THEM EFFECTIVELY. HOW DO DOMESTIC INNOVATIONS HELP MAKE OIL AND GAS FACILITIES ENERGY EFFICIENT AND SAFE?*

Ключевые слова: взрывозащищенные электроприводы, интеллектуальное оборудование, газоанализатор, блочно-модульное оборудование, энергоэффективность.

РЕКЛАМА

**Научно-производственное предприятие «Томская электронная компания»** – современная инжиниринговая компания, предлагающая инновационные решения и продукцию для предприятий газовой, нефтяной, нефтехимической отраслей. ООО НПП «ТЭК» – российский разработчик, изготовитель и поставщик интеллектуальных, взрывозащищенных электроприводов марки «РэмТЭК», газоанализаторов ИДК-10, технологического блочно-модульного оборудования соответствующего высочайшим стандартам

## Электроприводы РэмТЭК

Интеллектуальные взрывозащищенные электроприводы «РэмТЭК» предназначены для дистанционного и местного управления запорной, регулирующей и запорно-регулирующей трубопроводной арматурой. Энергоэффективные электроприводы «РэмТЭК» со встроенным накопителем энергии и функцией безопасного состояния используются в системах безопасности, в системах пожаротушения и противоаварийной защиты (ПАЗ). Быстродействующие, высокоточные, регулирующие электроприводы «РэмТЭК» применяются в системах регулирования давления и расхода, в системах защиты ГПА.



Электропривод РэмТЭК

Среди основных преимуществ сто отметить:

- Управление всеми видами трубопроводной арматуры с DN от 15 до 1200 мм;
- Отключение по положению и по моменту;
- Встроенный частотный преобразователь;
- Циклоидальные редукторы;
- Эксплуатация от -63 до +50 °С;
- Взрывозащита 1 Ex d IIB T4 Gb, влагозащита IP 67, сейсмостойкость С10;
- Силовое питание 230/400 В с допуском от -50 до +47 %;
- Исполнение с питанием 24 В DC.

Электроприводы «РэмТЭК» включены в Единый реестр МТР ПАО «Газпром», имеют сертификаты СДС «Интергазсерт» (ОГНО.RU.1102.B00464, ОГНО.RU.1102.B01501) и соответствуют СТО «Газпром» 2-4.1-212-2008.

## Газоанализаторы ИДК-10

Газоанализаторы ИДК-10 предназначены для непрерывного измерения довзрывоопасных концентраций горючих газов и паров горючих жидкостей, а также для контроля загазованности рабочей зоны парами промышленно-используемых продуктов нефтепереработки (бензин, керосин, дизельное топливо, Уайт-спирит). Область применения – взрывоопасные зоны помещений и наружных установок технологического оборудования насосных станций магистральных газо- и нефтепроводов, резервуарных парков, наливных эстакад, в составе технологических блочно-модульных установок.



Газоанализатор ИДК-10

Газоанализаторы соответствуют нормативным требованиям СТО Газпром 2-1.17-629-2012 и имеют сертификат СДС ИНТЕРГАЗСЕРТ № ОГН4.RU.1303.B01810.

## Блочно-модульное оборудование

ООО НПП «ТЭК» является разработчиком и изготовителем технологических узлов высокой заводской готовности в блочно-модульном исполнении. Продукция выпускается по проектным требованиям заказчика с полным циклом работ по проектированию, изготовлению, испытаниям, шеф-монтажным и пусконаладочным работам. Каталог продукции содержит узлы подготовки и осушки газа, насосные, узлы коммерческого и технологического учета продуктов, арматурные блоки и многое другое. ●

KEYWORDS: explosion-proof electric drives, intelligent equipment, gas analyzer, block-modular equipment, energy efficiency.



# ОСОБЕННОСТИ И ПРОБЛЕМАТИКА ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ MES в нефтегазовых компаниях

В СТАТЬЕ ПРИВОДИТСЯ ОБЩИЙ АНАЛИЗ MES (MANUFACTURING EXECUTION SYSTEM), СРАВНЕНИЕ РАБОТЫ ЭТОЙ СИСТЕМЫ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА И КОМПАНИЙ, ПРОИЗВОДСТВО КОТОРЫХ НОСИТ ДИСКРЕТНЫЙ ХАРАКТЕР. ОПИСАНА ВНУТРЕННЯЯ СТРУКТУРА СИСТЕМЫ И ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ЕЕ ЭЛЕМЕНТОВ, А ТАКЖЕ ВЫДЕЛЕНА ПРОБЛЕМАТИКА ЕЕ ВНЕДРЕНИЯ

THE ARTICLE PROVIDES A GENERAL ANALYSIS OF THE MES (MANUFACTURING EXECUTION SYSTEM), A COMPARISON OF SUCH A SYSTEM BETWEEN ENTERPRISES IN THE OIL AND GAS SECTOR AND DISCRETE MANUFACTURING. THE INTERNAL STRUCTURE OF THE SYSTEM AND THE INTERACTION OF ITS ELEMENTS ARE DESCRIBED, AS WELL AS THE PROBLEMS OF ITS IMPLEMENTATION

Ключевые слова: MES, АСУ ТП, ЦБД, ERP, система первичного учета данных, система автоматизации рабочих процессов, аналитические модули.

**Аршакуни  
Андрей Андреасович**

главный эксперт  
Трансформации УЦП  
ООО «СИБУР»,  
старший преподаватель  
Кафедры мировой экономики  
ФГБОУ ВО «РЭУ  
им. Г.В. Плеханова»,  
к.э.н.

Нефтегазовые компании имеют исключительные особенности производственного цикла, не характерные для других сфер промышленности. Определенные требования на MES-системы накладывают то, что такое производство является непрерывным и имеет многоуровневую схему передела сырья. На рынке РФ появляется все больше предложений от вендоров и интеграторов, которые осуществляют внедрение MES в уже существующие платформы на предприятиях. Такое внедрение сопровождается вызовами технического характера и осложняется человеческим фактором.

## MES в компаниях дискретного и непрерывного производства

MES является системой исполнительного уровня, которая осуществляет постоянный мониторинг, проводит анализ и в конечном итоге помогает оптимизировать процесс производства. Назначение MES состоит в создании единого производственного пространства и устранение разрыва между ERP и системами первичного учета (АСУ ТП, системы учета энергоресурсов и т.д.) [1]. По мнению автора, MES не является отдельным блоком общей структуры, как принято считать.

ТАБЛИЦА 1. Различия функций MES для дискретного и непрерывного производства

Критерий	MES для дискретного производства (машиностроение, приборостроение)	MES для непрерывного производства (нефтегазовые компании)
Основная производственная единица	Изделие, партия, заказ	Поток (тонна, кубометр, баррель)
Ключевой принцип работы	Отслеживание производственного цикла. Мониторинг этапности производства изделия	Сведение материальных и энергетических балансов
Основные данные	Дискретные параметры: старт/стоп операции, факт выпуска, данные о браке, простое оборудования	Непрерывные параметры: давление, температура, расход сырья, плотность, состав
Управление качеством	Проверка на контрольных точках	Непрерывный мониторинг параметров процесса производства и лабораторных анализов
Интеграция с АСУ ТП	Опосредованная: получение данных о состоянии оборудования	Глубокая и критичная: используется большое количество сигналов для расчета балансов, показателей, формирования уведомлений. Граница MES/ АСУ ТП размыта

Источник: составлено автором

Создание единого производственного пространства стирает грань между системами и их отдельное рассмотрение с технической точки зрения будет некорректно.

MES для дискретного производства – это в большей степени электронный диспетчер, следящий за движением предметов труда. Основным отличием такого производства является прерывание технологического процесса. Таким образом, формируются контрольные точки каждого передела конечного продукта. Главными задачами системы можно выделить оперативное планирование и диспетчеризацию процессов, а также анализ затрат на исполнение процессов.

В нефтегазе MES – это электронный технолог, который осуществляет постоянный мониторинг балансов и режимов [2]. Основные различия в функциональности между MES дискретного и непрерывного производства приведены в таблице 1.

Для MES нефтегазовой отрасли системами первичного учета являются данные АСУ ТП, система учета энергоресурсов, АРМ ручного ввода данных. Эти данные загружаются в центральную базу данных (ЦБД). Этот модуль

содержит набор ГОСТов, методик по расчету и корректировке массы, набор готовых шаблонов отчетов. Модуль позволяет пользователям формировать отчеты в необходимом разрезе и периоде.

Среди плановых значений, которые вносятся в ЦБД, можно выделить максимальную допустимую мощность (МДП). Если есть продолжительный период работы на более высоком показателе (к примеру, более 5 дней), то готовится проект по внесению изменений в систему. Также вносятся даты ОПИ (опытно-промышленных испытаний), плановых ремонтов и рассчитываются отклонения МДП на эти даты. На основании утвержденного плана производства и реализации в ЦБД включаются данные по объемам готовой продукции и переработке сырья. Далее данные выгружаются в аналитический модуль первичного производственного учета. По мере появления оптимального плана, система разбивает его на сменные и суточные задания для всех технологических и производственных процессов. Модуль также связывает системы планирования с фактическими показателями производства. Это позволяет контролировать выполнение плана в режиме реального времени

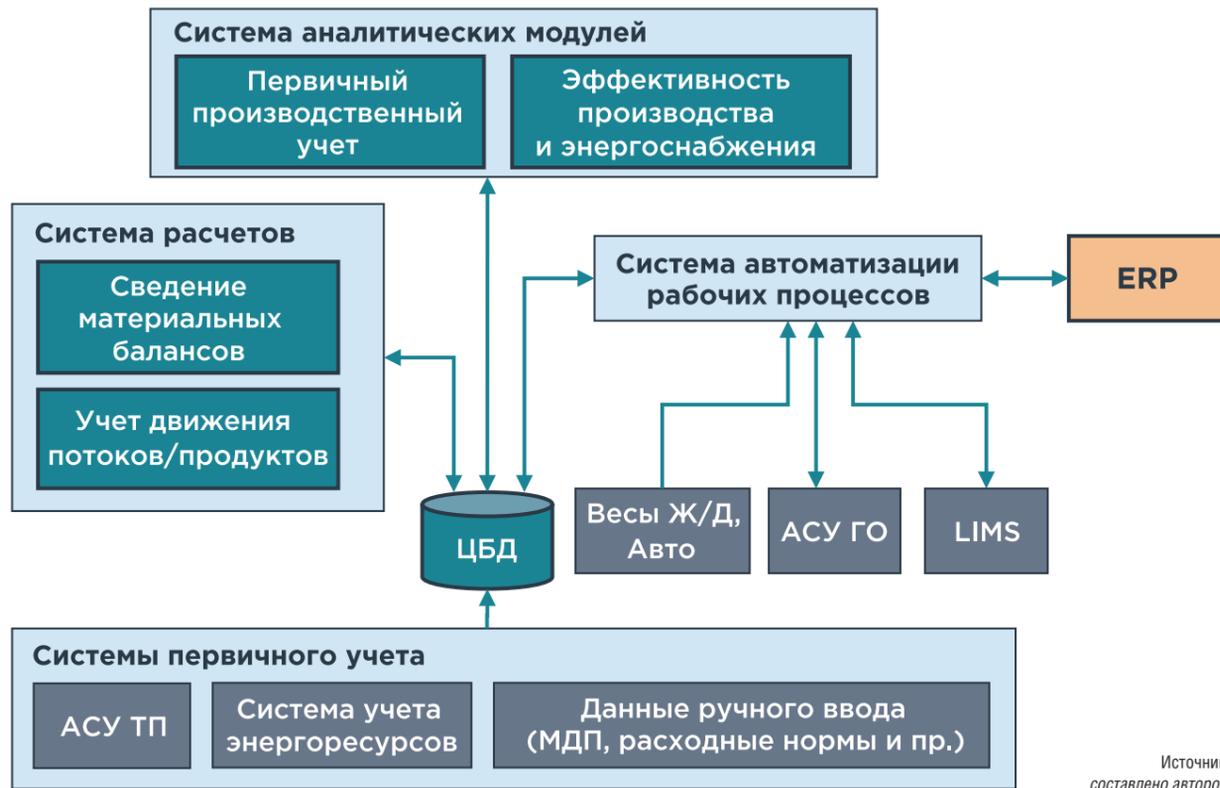
и осуществлять корректировку плана с учетом текущей производственной ситуации.

В результате ежедневного мониторинга данных из систем учета энергоресурсов появляется возможность актуализации и пересмотра удельных норм расходов. Результатом такого учета является снижение расхода природного газа и соответственно сокращение объема горения на факелах. Задачей модуля анализа эффективности производства и энергоснабжения является расчет и выявление зависимостей между параметрами технологического процесса, с выделением факторов, влияющих на данные параметры. В результате анализа статистики работы установки за несколько лет, технолог может определить оптимальный расход для выпуска продукта целевого качества.

Итогом работы по производственному учету и учету энергоресурсов является сведение материальных балансов. Балансы, как правило, содержат план-факторный анализ по производству, переработке, остаткам, отгрузкам и т.д. Такое сведение позволяет выявить потери по объектам производства, а также организовать процесс по их устранению и идентификации первопричин.

УДК 665.63, 004.2

РИСУНОК 1. Общая структура MES нефтегазового предприятия



Источник:  
составлено автором

Помимо этого, система обменивается плановыми и фактическими показателями с АСУ ГО (управление отгрузками), LIMS (управление лабораторной информацией) и датчиками весов. Таким образом, MES оцифровывает весь каскад производства от объемного планирования до суточного и сменного задания по отгрузке готовой продукции. Кроме того, система осуществляет заблаговременное выявление рисков, тем самым помогая разработать корректирующие мероприятия на более ранних этапах планирования. Общая структура MES представлена на рисунке 1.

### Проблематика внедрения

Говоря об общей проблематике внедрения MES, вне зависимости от типа производства, в первую очередь – это недостаточная стандартизация бизнес-процессов и операций. Внедрение системы начинается со структуризации процессов компании и затем переложения этой логики в схему взаимодействия элементов.

В обратном случае происходит так, что на этапах интеграции система становится индикатором несовершенства процессов и выявляет нарушения их логики. Создание общей системы в рамках крупных холдингов имеет также значительные риски. При недостаточной централизации, отдельные модули системы устанавливаются на предприятиях разрозненно, без единой логики. Это влечет за собой нарушение управления, погрешность в расчетах и риск потери данных при последующей попытке централизации системы. К примеру, разная детализация внутренней структуры наливных эстакад в системах или разный учет переработки сырья приведет к необходимости «зашивания» дополнительных расчетов в сменных и суточных заданиях. Такие расчеты приводят к дополнительной нагрузке на систему. Кроме того, на каждой площадке могут быть установлены программные продукты от разных производителей, что накладывает дополнительные сложности при внедрении.

Существенным препятствием является сопротивление пользователей. В основном эта проблема характерна для пользователей с многолетним опытом, которые привыкли работать «по старинке». В связи с этим вначале процесса внедрения отдельных модулей существует проблема двойного учета, одни и те же учетные сведения формируются вручную и с помощью системы. Как правило, эти данные разнятся, поэтому важно на первых этапах выстроить работу по сверке показателей и мероприятий по их синхронизации. ●

#### Литература

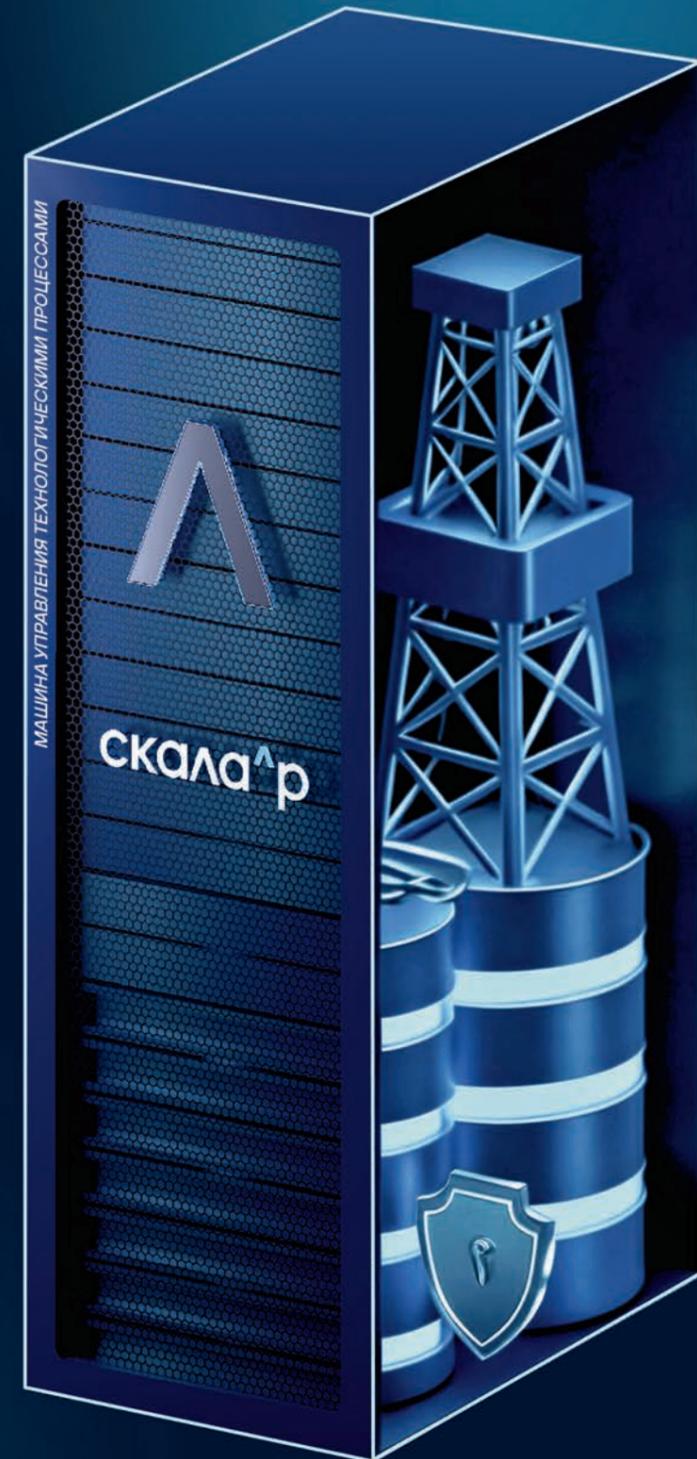
1. Чернышев В.В. и др. Цифровизация и цифровые технологии в нефтегазовой отрасли: учебное пособие для вузов / Политехнический институт ДВФУ. – Владивосток, 2023, 105 с.
2. Егоров А.А. MES как нервная система современного умного производства // Автоматизация и IT в нефтегазовой области. МАИ. – Москва, 2024, с. 6–15.
3. Нефтеавтоматика. Системы управления производством. [Электронный ресурс]. – URL: <https://nefteavto.nt-rt.ru/> (дата обращения: 01.12.2025).

KEYWORDS: MES, ACS, CSD, ERP, primary data accounting system, workflow automation system, and analytical modules.

# Машина управления технологическими процессами Скала^р МСП.ТП

Программно-аппаратный комплекс с высокой надежностью для систем управления и автоматизации промышленности

- Платформа для создания независимой ИТ-инфраструктуры нефтегазовых предприятий. Гарантированная автоматизация объектов любой сложности
- Поддержка и совместимость с отечественными АСУ ТП, SCADA, MES, ПЛК и РСУ
- Гибкая модульная архитектура
- Защищенная архитектура Машины в соответствии с концепцией Secure by Design
- Соответствует требованиям безопасности регуляторов для программ импортозамещения



# ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ТЭК: ОТ «МЕЛА НА ДОСКЕ» ДО «ЦИФРЫ НА ШЕЗЛОНГЕ»

ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ТРАДИЦИОННО ИНИЦИИРУЕТСЯ НА УРОВНЕ СТРАТЕГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ – В РАМКАХ ПРОГРАММ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ, ПОВЫШЕНИЯ ПРОЗРАЧНОСТИ БИЗНЕСА И СНИЖЕНИЯ ОПЕРАЦИОННЫХ ЗАТРАТ. ПРИ ЭТОМ ВЕРХНЕУРОВНЕВЫЕ СИСТЕМЫ ОТЧЕТНОСТИ И BI-ИНСТРУМЕНТЫ ЗАЧАСТУЮ УСПЕШНО РЕШАЮТ ЗАДАЧИ УПРАВЛЕНЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ, ТОГДА КАК НА УРОВНЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ НЕ РЕДКО ВОЗНИКАЮТ СЛОЖНОСТИ, СВЯЗАННЫЕ С АДАПТАЦИЕЙ ПРОЦЕССОВ, И ТЕПЕРЬ, ЧТОБЫ ЗАКАЗАТЬ НУЖНЫЙ ТЕРМОКЕЙС ДЛЯ РОДНОЙ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ – НЕОБХОДИМО ЗАПОЛНЯТЬ ПЯТЬ РАЗНЫХ ФОРМ ВМЕСТО ОДНОЙ. ПОСЛЕ УХОДА ЗАРУБЕЖНЫХ ВЕНДОРОВ ПРЕДПРИЯТИЯ СТОЛКНУЛИСЬ С ПОТРЕБНОСТЬЮ ПЕРЕСМОТРА АРХИТЕКТУРЫ КОРПОРАТИВНЫХ РЕШЕНИЙ, ЛОКАЛИЗАЦИИ ПОДДЕРЖКИ И АДАПТАЦИИ РАНЕЕ ВНЕДРЕННЫХ «КОРОБОЧНЫХ» ПРОДУКТОВ. ЭТО УСИЛИЛО ЗАПРОС НА IT-РЕШЕНИЯ, УЧИТЫВАЮЩИЕ СПЕЦИФИКУ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. КАК ПРЕДПРИЯТИЯ ТЭК НАХОДЯТ ОБЩИЙ ЯЗЫК С РАЗРАБОТЧИКАМИ ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ СНИЖЕНИЯ ОПЕРАЦИОННЫХ ЗАТРАТ?

*THE IMPLEMENTATION OF AUTOMATION SYSTEMS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY IS TRADITIONALLY INITIATED AT THE STRATEGIC MANAGEMENT LEVEL – AS PART OF DIGITAL TRANSFORMATION PROGRAMS, INCREASED BUSINESS TRANSPARENCY, AND REDUCED OPERATING COSTS. HIGH-LEVEL REPORTING SYSTEMS AND BI TOOLS OFTEN SUCCESSFULLY ADDRESS MANAGEMENT CONTROL NEEDS, WHILE AT THE PRODUCTION UNIT LEVEL DIFFICULTIES RELATED TO PROCESS ADAPTATION OFTEN ARISE. NOW, ORDERING THE RIGHT THERMAL CASE FOR YOUR LOCAL PERMAFROST REQUIRES COMPLETING FIVE DIFFERENT FORMS INSTEAD OF ONE. FOLLOWING THE DEPARTURE OF FOREIGN VENDORS, COMPANIES ARE FACED WITH THE NEED TO REVISE THE ARCHITECTURE OF CORPORATE SOLUTIONS, LOCALIZE SUPPORT, AND ADAPT PREVIOUSLY IMPLEMENTED "BOXED" PRODUCTS. THIS HAS INCREASED THE DEMAND FOR IT SOLUTIONS TAILORED TO THE SPECIFICS OF THE OIL AND GAS INDUSTRY. HOW DO FUEL AND ENERGY COMPANIES FIND COMMON GROUND WITH DEVELOPERS WHEN ADDRESSING THE CHALLENGE OF REDUCING OPERATING COSTS?*

Ключевые слова: автоматизация, цифровые решения, снижение операционных затрат, эффективность работы предприятия, импортозамещение.



**Лясковский  
Никита**

почетный  
профессор  
УГТУ

Неоднородность выборки при решении задач автоматизации условно разделила российских промышленников на три группы: первые – выбирают отечественных IT-гигантов с их плюсами и минусами (высокая стоимость, отсутствие интеграции с зарубежными системами и пр.), другие – решили писать код сами под свои нужды (высокие начальные инвестиции, увеличение оргструктуры и ФОТ), третьи – дрейфуют в океане аутсорсинга, уже имея в активе некое ПО к которому необходимо интегрировать условный ТОиР, но при этом должны четко отслеживать бюджет и тщательно выбирать компании для решения своих задач, так как сложившиеся условия на рынке породили большое количество недобросовестных партнеров, часто не понимающих реальные проблемы нефтегазового сектора. Ведь только отраслевой профессионал может трансформировать проблему в задачу и в тесной связке с IT-экспертами найти эффективное решение.

## Потерялись в цифрах

Несмотря на высокий уровень автоматизации в отрасли, на отдельных объектах сохраняются элементы разрозненного учета и ручного переноса данных между системами. Это приводит к дублированию информации, увеличению времени подготовки отчетности, росту вероятности ошибок при ручном вводе, затруднениям при анализе производственных показателей. Например, при разработке месторождений шахтным способом добыча производится путем разогрева пласта паром, а замер дебита – ведром с краном в днище и безменом (для сепарации теплоносителя) с записью результатов мелом на доске и докладом наверх по «шахтному» телефону.

Сам по себе подобный метод подсчета не может быть достаточно репрезентативным, а перенос цифр посредством ручного ввода из системы в систему делает корректность данных крайне сомнительной.

В похожей ситуации внедрение за короткий срок (проект уровня небольшого НПЗ (200к тегов)

реализуется за 9–11 месяцев) системы формирования отчетности в составе ПО АЛЬПА (MES) позволило оптимизировать процедуру отчетов путем «единоразового ввода данных» с последующей ретрансляцией в необходимые системы. Это на 30% снизило объем ручного ввода и уменьшило процент некорректности, минимизируя человеческий фактор. Был внедрен сбор из разных систем и отображение необходимых данных в одном, удобном оператору, интерфейсе.

И, конечно, внедрение MES снизило нецелевую нагрузку на персонал и позволила оптимизировать работу.

## Мы строили, строили и наконец построили, но...

Ввод новых производственных мощностей сопровождается повышенными рисками нестабильности технологического режима в начальный период эксплуатации. Даже при наличии современной АСУ ТП значительная часть управленческих решений остается за оператором, особенно в условиях переходных режимов. Несмотря на тщательную подготовку и обучение операторов теории, на практике же, ввиду отсутствия наработанной годами культуры управления, операторам часто приходится совершать много незапланированных манипуляций для поддержания необходимого режима производства, ошибки в которых могут приводить к форс-мажорным обстоятельствам. В этих условиях внедрение систем усовершенствованного управления технологическим процессом (Advanced Process Control, APC; в российской практике – СУУТП) оказывает реальную поддержку.

При первом запуске крупного объекта и выводе его на запланированный режим, СУУТП позволила стабилизировать процесс на раннем и дальнейших этапах эксплуатации лучше, чем «в ручную», операторам оставалось только задавать пределы параметров, верифицируя работу системы, а СУУТП сама рассчитывала значения необходимых температур, давлений, расходов и прочие параметры. Именно ориентация на конечного пользователя обеспечила приживаемость системы, которая является залогом получения технико-экономических эффектов, не создала симптома отторжения и исключила факты саботажа, что произошло во многом благодаря качественному решению, не уступающему западным аналогам, удобному интерфейсу пользователя и хорошим математическим алгоритмам собственной разработки.

## «Ремонт – это не действие. Это состояние!»

Фраза Михаила Михайловича Жванецкого касается и ремонта, и сумм, на него затраченных. А если ремонт внеплановый – то это состояние шоковое. Для объектов добычи на шельфе или крупных перерабатывающих комплексов стоимость простоя может исчисляться сотнями миллионов рублей в зависимости от масштаба производства и рыночной обстановки. Человеку, допустившему такое, проще отплыть на надувном матрасе прямо с платформы в неизвестном направлении, и исчезнуть с радаров.

Плановые ремонты не всегда эффективны и чреватые перерасходом ресурсов ввиду замены рабочих узлов. Не говоря уже о внеплановых, сам термин «непредсказуемая поломка» говорит за себя. Но и эту сложность профессионалы отрасли перевели в задачу и решили ее должным образом – фактический мониторинг состояния динамического

оборудования позволил на ранней стадии увидеть отклонение в параметрах работы и зафиксировать назревающую проблему. Подобная ситуация произошла с системой интеллектуального мониторинга АСТРА СМС, которая по ударным импульсам подшипника центробежного насоса на нефтяной платформе увидела деструктивную возможность и предупредила за 13 суток до того, как это обнаружилось при помощи традиционных средств анализа. Эта же система, внедренная на НПЗ, увидела и подала сигнал тревоги по температуре газа на поршневом компрессоре на 7 суток раньше штатных алгоритмов, что позволило избежать аварийной ситуации и без проблем вывести агрегаты в ремонт.

В реальных цифрах оптимизация затрат выглядит так: снижение внеплановых простоев оборудования на 20–40%, рост производства на 15–25%, сокращение расходов на ТОиР – 15–30%.

Примеры, приведенные в статье, наглядно показывают, что во времена всеобщей автоматизации проблему любой отрасли можно нивелировать, если грамотно выбрать подрядчика, опираясь при этом не только на профессионализм его IT-специалистов, но в первую очередь – на бэкграунд компании и многолетний опыт ее экспертов в нефтяной промышленности. И тогда, свой, припрятанный на черный день надувной матрас, вы сможете поменять на шезлонг и сидя на нем, комфортно и эффективно, управлять вашим производством, делегируя часть работы цифровым технологиям. ●

KEYWORDS: automation, digital solutions, reduction of operating costs, enterprise efficiency, import substitution.



**Мхитарян  
Лусине**

эксперт  
цифровизации  
отрасли,  
к.ю.н.

ALMA

# НОВЫЙ ПОДХОД К РЕСУРСНОМУ ПРОЕКТИРОВАНИЮ магистральной трубы нефтегазопровода

РАССМОТРЕНЫ МЕТОДОЛОГИЯ «РЕСУРСНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ» И ВЗАИМОСВЯЗЬ «ТЕХНОЛОГИЯ – СТРУКТУРА – СВОЙСТВА» КАК ЦЕЛОСТНЫЙ НАУЧНО-ИНЖЕНЕРНЫЙ ПОДХОД К ЖИЗНЕННОМУ ЦИКЛУ МЕТАЛЛОИЗДЕЛИЙ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ С ДОСТАТОЧНОЙ ДОЛЕЙ ВЕРОЯТНОСТИ ПЕРЕЙТИ К ЦИФРОВОЙ ЭКОНОМИКЕ, ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫМ СИСТЕМАМ УПРАВЛЕНИЯ, СТРАТЕГИИ УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВОМ МЕТАЛЛОПРОДУКЦИИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ. ПРЕДСТАВЛЕНЫ ТАКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ РЕСУРСА, КАК ПАРАМЕТРЫ ОДНОРОДНОСТИ И КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ СТРУКТУРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ НАСЛЕДСТВЕННОСТЬ, ДЕФЕКТНОСТЬ, ДЕГРАДАЦИЮ И «СТАРЕНИЕ» МЕТАЛЛА ТРУБЫ ПРИ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА ТРУБЫ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ

CONSIDERATION OF THE METHODOLOGY OF «RESOURCE DESIGN», THE RELATIONSHIP OF «TECHNOLOGY-STRUCTURE-PROPERTIES», AS A HOLISTIC SCIENTIFIC AND ENGINEERING APPROACH TO THE LIFE CYCLE OF METAL PRODUCTS, ALLOWS WITH A SUFFICIENT DEGREE OF PROBABILITY TO MOVE TO THE DIGITAL ECONOMY, INTELLIGENT CONTROL SYSTEMS, THE STRATEGY OF MANAGING THE PRODUCTION OF METAL PRODUCTS AND TRANSPORTATION OF HYDROCARBONS. THE ARTICLE PRESENTS THE THEORETICAL AND PRACTICAL ASPECTS OF USING PIPE LIFE AS A QUALITY PARAMETER FOR UNIFORMITY AND QUANTITATIVE ASSESSMENT OF THE MORPHOLOGY OF THE STRUCTURE, WHICH AFFECTS TECHNOLOGICAL HEREDITY, DEFECTS, DEGRADATION AND «AGING» OF PIPE METAL DURING LONG-TERM OPERATION, IMPROVEMENT OF PIPE PRODUCTION TECHNOLOGY AND THE EFFICIENCY OF PRODUCTION PROCESSES

Ключевые слова: ресурс трубы, ресурсное проектирование, остаточное напряжение, напряженно-деформированное состояние, структура металла, наследственно-технологическая дефектность, интеллектуальная труба, система мониторинга трубопровода.

## Алдунин Анатолий Васильевич

ФГБОУ ВО «МГТУ им. Н.Э. Баумана»,  
профессор, д.т.н.

## Игнатьев Николай Юрьевич

эксперт стратегического развития,  
ООО «ГК-Русстранспорт»

Современная практика расчета трубопроводов на прочность при проектировании не учитывает возможность возникновения или развития дефектов, включая трещины и их образование в процессе эксплуатации [1], трубопроводы проектируются как «бездефектные» конструкции. Для раннего определения потенциально опасных участков действующих газопроводов предлагаются методы мониторинга [2].

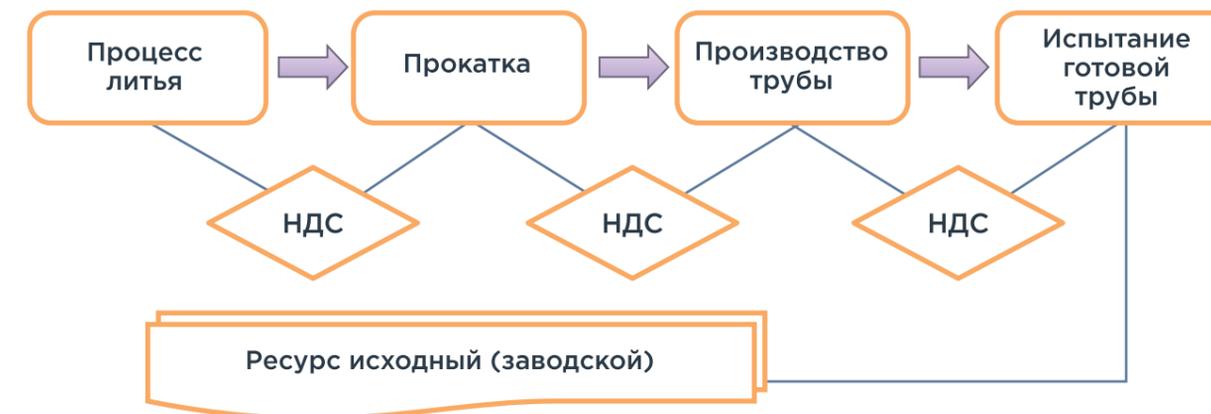
Известны работы, в которых на стадии проектирования магистральных газопроводов (МГ) предлагается учитывать остаточное напряженно-деформированное состояние (НДС) в трубах, а также разрабатываются методы оценки показателей надежности, старения и ресурса трубопроводных систем [3].

При формовке трубы из горячекатаного листа происходит повышение механических свойств стали – предела текучести  $\sigma_T$  на 25–43% и временного сопротивления  $\sigma_B$  на 1,4–1,6%. При этом отношение  $\sigma_T/\sigma_B$  возрастает с 0,6 до 0,7 [4], что приводит к снижению вязкой составляющей излома стали, то есть к уменьшению энергоемкости разрушения трубы.

В настоящее время назрела необходимость в разработке методов оценки ресурса труб с учетом фактического технического состояния (ТС) и временного фактора повреждаемости материала.

УДК 004.942:[620.1+622.691.4]

РИСУНОК 1. Схема сквозной технологии изготовления трубы, формирования НДС и ресурса металла труб



Основы метода ресурсного проектирования объектов техносферы впервые были сформулированы в работе [5], в которой на основе анализа мониторинга состояния технического объекта в процессе эксплуатации были разработаны основные требования к работоспособности в штатных, аварийных и катастрофических ситуациях.

Был также разработан научно-методический подход к проблеме раннего распознавания ресурса магистральной трубы нефтегазопровода. В сертификате качества трубы было предложено указывать исходный ресурс  $\tau_{исх}$ , а также дополнительно характеризовать ее остаточное НДС в виде условного параметра [6].

Предложенный подход раскрывает возможности построения системы мониторинга (СМ) трубопровода, управления ресурсом и рисками на основе ведения истории преобразования структуры металла при производстве и эксплуатации трубы, измерения рабочих полей НДС и температуры, передачи полученной информации в базу данных (БД) и их обработки, позволяющие избежать несоизмеримых с ее стоимостью убытков от техногенных катастроф на нефтегазопроводах.

Механические свойства и остаточное НДС металла готовой трубы, определяющие ресурс магистральной трубы нефтегазопровода, формируются последовательно по технологическим переделам процесса изготовления трубной продукции (рис. 1).

Непрерывнолитую заготовку после нагрева до высокой температуры прокатывают на стане за несколько проходов. При этом обжатия металла сопровождаются процессом его рекристаллизации. В итоге получается лист с мелким зерном, обеспечивающим заданный комплекс механических свойств, и некоторые остаточные напряжения  $\sigma_{ост}$  прокатанного металла [7]. При формовке ТБД и ее электросварке, а также при гидравлическом испытании готовой трубы появляются дополнительные напряжения.

Применение при непрерывной разливке погружного стакана новой конструкции обеспечивает получение более однородной макроструктуры слябовой заготовки [8]. А использование новой диаграммы рекристаллизации аустенита при непрерывной горячей прокатке полос позволяет использовать скрытые резервы обрабатываемого металла по структуре [9].

Цель данной работы – разработка путей решения взаимосвязи «технология – структура – свойства», приоритетной задачи эксплуатирующей трубопроводы организации, формирования системы управления безопасностью, ресурсом и рисками с использованием единой автоматизированной системы контроля и мониторинга.

Цель данной работы – разработка путей повышения ресурса магистральной трубы нефтегазопровода на основе установления взаимосвязи «технология – структура – свойства» и использования единой автоматизированной системы контроля и мониторинга трубопровода.

## Новые тенденции обеспечения ресурса трубы

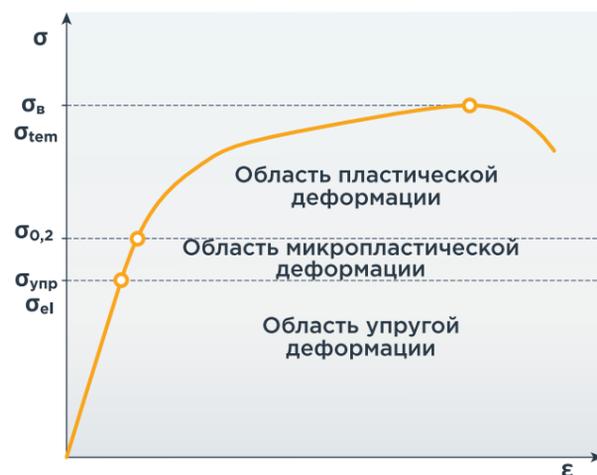
В настоящее время формирование теории безопасности промышленных объектов характеризуется переходом от концепции «нулевого риска» (использование коэффициентов запаса по прочности, ресурсу и живучести) к концепции «приемлемого риска», что предполагает использование параметров, позволяющих вести управление ресурсом и рисками. В работе [6] определены единые параметры, которые одинаково применимы для контроля ТС при производственном процессе и эксплуатации трубы: НДС; температура и ресурс.

В работе [3] по результатам экспериментальных исследований показано, что для обеспечения длительной прочности трубной стали рабочие напряжения не должны превышать предел упругости (рис. 2).

Выше предела упругости  $\sigma_{упр}$  и ниже условного предела текучести  $\sigma_{0,2}$  установлено наличие области микропластической деформации. Вследствие этого представляется насущным рассмотреть и внести в сертификат качества на трубы параметр  $\sigma_{упр}$ .

Раннее прогнозирование деградации структуры металла возможно еще на стадии изготовления трубы, на основе рассмотрения взаимосвязей между значениями управляющих параметров технологии и характеристик материала, отвечающих за сопротивление разрушению [10].

РИСУНОК 2. Диаграмма растяжения пластичного металла [3]

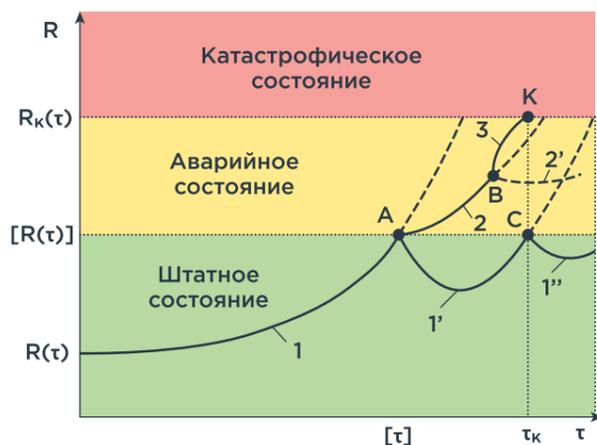


### Наследственно-технологическая дефектность

«Наследственно-технологическая дефектность» обнаруживает себя в металле листовой заготовки, так как уже содержит остаточные напряжения  $\sigma_{ост}$ , связанные с деформационным наклепом и режимом термообработки. При формовке труб большого диаметра (ТБД) после контролируемой прокатки происходит дополнительный рост  $\sigma_{ост}$ . Согласно результатам расчетных и экспериментальных исследований  $\sigma_{ост}$  составляют  $-50 \dots +320$  МПа. Встречаются отдельные точки на трубе с  $\sigma_{ост}$  до 500 МПа. На наружной поверхности наблюдаются области с повышенными значениями наследственного  $\sigma_{ост}$  и овальности, которое в последствии нейтрализуется при экспансии трубы [11].

Известно, что вследствие деформационного старения трубных сталей повышается отношения  $\sigma_T/\sigma_B$ , что снижает показатели пластичности и длительной прочности металла [12]. Показано, что процесс старения связан с диффузией атомов углерода из пересыщенного твердого раствора феррита на границы зерен и образованием частиц карбидов [13].

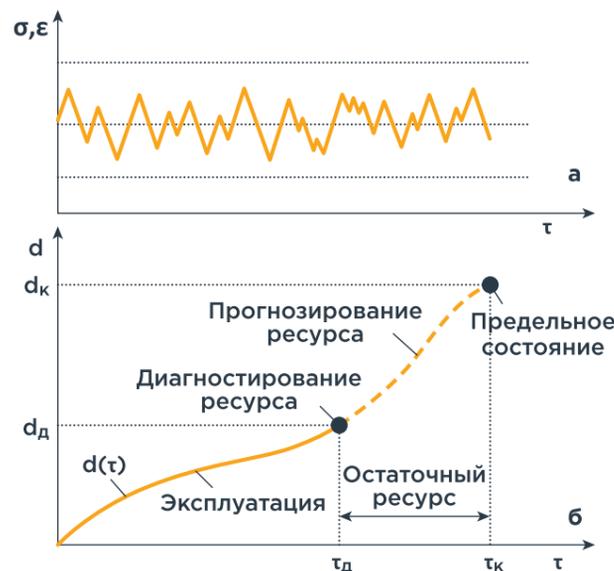
РИСУНОК 3. График изменения вероятности дефектности ТБД во времени в режимах штатного и аварийного состояний [8]



Применительно к жизненному циклу металлоизделия целесообразно рассматривать ресурс «проектный», «исходный» и «остаточный».

Последовательное снижение ресурса связано с зарождением и ростом дефектов в местах структурных несовершенств металла трубы. На рис. 3 приведена схема зависимости вероятности дефектных состояний ТБД от времени эксплуатации.

Допуски на рабочие поля напряжений  $\sigma_{раб}$  и времени  $t$  разделяют штатное, аварийное и катастрофическое состояния МГ. При достижении кривой 1 точки А, снижая давление газа, можно перейти к кривой 1', а при достижении точки С – к кривой 1''. При достижении области аварийного состояния (отрезки 2, 2') необходимо проведение более точного анализа и расчета вероятности рисков  $[R(t)]$  и  $R_k(t)$  с последующим назначением ремонта или замены ТБД. Выход за предельный уровень (точка К) означает отказ [14]. В процессе эксплуатации трубопровода под воздействием рабочих напряжений  $\sigma_{раб}$  и температуры  $t$  во времени  $t$  происходит накопление повреждений по некоторой траектории (рис. 4).

РИСУНОК 4. Диаграммы рабочего поля  $\sigma_{раб}$ ,  $\epsilon_{раб}$  (а) и прогнозирования эксплуатационного и безопасного остаточного ресурсов по наличию и росту размера  $d$  дефектов (б) [5]

### Технические условия проведения расчетно-экспериментальных исследований

По результатам создания «цифрового двойника изделия» и моделирования процесса непрерывного литья стальных слябов с использованием погружного разливочного стакана с эксцентричными отверстиями показана возможность увеличения скорости кристаллизации за счет лучшего перемешивания расплава и увеличения теплообмена в кристаллизаторе [7]. В результате опытно-промышленного опробования получены непрерывнолитые заготовки из стали СтЗсп и Сталь 20 с более мелкой однородной макроструктурой.

При этом осевая ликвация уменьшилась на 1–1,5 балла. Средние значения ударной вязкости в листовом прокате на 11–31% превышают значения для стального проката, полученного из слябов, разлитых по традиционной технологии [8].

Измельчение структуры и снижение ее разнородности в процессе горячей прокатки способствуют повышению предела текучести, ударной вязкости и замедлению коррозии горячекатаной полосовой стали в агрессивной среде [15, 16].

В качестве количественной оценки разнородности часто используют коэффициент вариации распределения размеров зерна феррита  $v_d = \sigma_{\bar{d}}/\bar{d}$ , где  $\sigma_{\bar{d}}$  – среднее квадратическое отклонение размера зерна от его среднего значения,  $\bar{d}$  – среднее значение размера зерна. Однако результаты металлографического исследования образцов от производимых по действующей технологии полос из стали СтЗсп показали, что значения  $v_d$  лежат в пределах 0,59–0,67. Для однородной же структуры (ГОСТ 5639–82) это значение составляет  $0,50 \pm 0,02$ .

Наличие разнородности в горячекатаном листе, при среднем значении действующего напряжения  $\sigma_{ср}$  ниже предела упругости, может привести к возникновению локального напряжения, превышающего предел текучести металла и разрушению ТБД. Локальное напряжение с учетом поправки на разнородность:

$$\sigma_{л} = \sigma_{ср} \cdot k, \quad (1)$$

где  $k = 2v_d$ .

Для горячей прокатки стальных полос с минимальной разнородностью и улучшенными механическими свойствами было предложено новое техническое решение – 3/4-непрерывный широкополосный стан горячей прокатки полос низкоуглеродистой стали [17].

Для расчета ресурса ТБД передоложен новый вариант кинетической модели длительной прочности металлов в виде структурно-феноменологического подхода к построению теории больших необратимых деформаций. В условиях термомеханического нагружения ресурс можно рассчитать по формуле [18]:

$$\tau^* = \frac{1}{h} \ln \left[ \frac{f - N_{m0} h}{f - N_m^* h} \right],$$

$$\text{где } h = \frac{v_D b}{\pi \xi} \exp \left[ - \frac{\beta(t) G(t) b^3 + \sigma_e K \pi \xi b^2 / (mM)}{kt} \right], \quad (2)$$

$$f = \xi_0 \rho_s^c v_D b \sqrt{\rho_s^c} \exp \left[ - \frac{\beta(t) G(t) b^3 - \sigma_e b^2 / (m \sqrt{\rho_s^c})}{kt} \right],$$

$N_{m0}, N_m^*$  – начальная и критическая плотность микротрещин в материале;  $v_D$  – частота колебаний иона в кристаллической решетке (частота Дебая);  $b$  – усредненный по системам скольжения модуль вектора Бюргерса;  $\xi$  – средняя длина зародышевых микротрещин;  $\beta$  – коэффициент, характеризующий энергию активации элементарного акта взаимных превращений дефектов кристаллической решетки;  $G$  – модуль сдвига;  $\sigma_e$  – предел длительной прочности;  $K$  – показатель жесткости напряженного состояния;  $m$  – фактор Тейлора для поликристаллов;  $M$  – фактор, учитывающий кристаллографическую ориентацию микротрещин;  $k$  – постоянная Больцмана;

$t$  – температура;  $\xi_0$  – безразмерный множитель, учитывающий геометрию дислокаций и микротрещин и равный средней длине зародышевых микротрещин;  $\rho_s^c$  – стационарная плотность дислокаций на установившейся стадии.

Формирование параметров однородной структуры и механических свойств материала ТБД является одним из основных решений для получения требуемых в проекте значений  $\tau_{пр}$  и  $\tau_{исх}$  для заданных условий транспортирования. Тогда должны быть созданы заводской эталон структуры металла и нормативные условия производства ТБД.

Исследования, посвященные определению остаточного ресурса  $\tau_{ост}$  металла, показывают, что наиболее достоверным методом оценки деградации структуры и механических свойств является сопоставление результатов испытаний металла в исходном состоянии и в состаренном при эксплуатации состоянии. Но так как в существующей практике отсутствуют данные исходного состояния, а применение данных аварийного запаса или сертификатов качества ранее поставленных ТБД могут дать неточные значения, как и использование не прямых способов измерения напряжения металла (например, с помощью коэрцитивной силы), то это может привести к ошибке в расчетах. Предлагаемая далее методика исключает получение ошибки. Методика включает в себя:

- Определение наследственно-технологических повреждений и оценку параметров рабочих полей  $\sigma_{раб}$  и  $t$  по окончании последней операции на заводе-изготовителе с последующей фиксацией в сертификате качества и БД.
- Изменение параметров рабочих полей  $\sigma_{раб}$  и  $t$ , накопленных за время эксплуатации, по кривой роста размера  $d$  дефектов. Зная эту кривую, можно оценить остаточный запас по наличию  $\sigma_{упр}$  области микропластической деформации и соответствующее время  $\tau_{ост}$ .
- Анализ полученных значений параметров рабочих полей  $\sigma_{раб}$  и  $t$  и определение режима состояния с последующим расчетом вероятности рисков  $[R(t)]$  и  $R_k(t)$ .

Вот как будет выглядеть работа системы мониторинга (СМ): пока на экране монитора в окне программы СМ ТС трубопровода видны в зеленом цвете параметры рабочих полей  $\sigma_{раб}$  и  $t$  металла ТБД – работа в штатном режиме. Если желтый цвет, значит, внимание – «аварийное» состояние, при этом программа предложит поддержку принятия решения по восстановлению устойчивости и целостности, ТО, ремонту или замене трубы, если красный цвет – «катастрофическое» состояние, остановка работы транспортировки.

### Система мониторинга трубопровода

Наибольшие перспективы применения на протяженных участках (до нескольких десятков километров) МГ имеет система мониторинга (СМ), построенная на основе волоконно-оптической системы (ВОС), работающая на эффекте вынужденного рассеивания Мандельштама-Бриллюэна [19]. СМ на базе волоконно-оптических датчиков впервые в РФ получила применение в виде

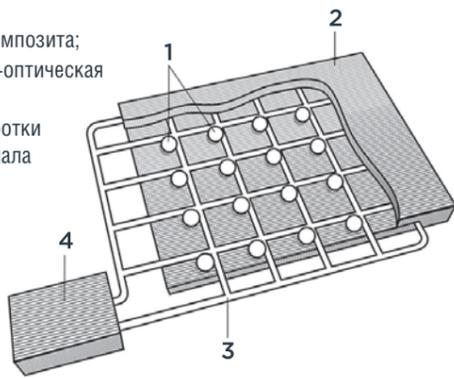
ВОС геотехнического мониторинга ТС на газопроводе «Сахалин – Хабаровск – Владивосток». Недостаток системы состоит в том, что она является индикатором изменения НДС и температуры и не позволяет оценивать величину изменения этих параметров остаточного ресурса в стенке ТБД во времени. В настоящее время этот недостаток устраняется.

Новый проект «Интеллектуальная труба» с использованием распределенной сенсорной системы, позволяет контролировать параметры рабочих полей  $\sigma_{раб}$  и  $t$  на всей поверхности трубы, совершенствовать технические требования к ТБД с учетом новых геологических, климатических и сейсмических условий на территориях к востоку от Уральских гор.

Интеллектуальная труба – это труба с размещенным на поверхности металла слоем полимерной композитной панели (КП) с чувствительным элементом (ЧЭ) устройства считывания и передачи сигнала амплитудно-временных воздействий (рис. 5).

РИСУНОК 5. Схема элемента КП с ЧЭ для оценки значений рабочих полей напряжения  $\sigma_{раб}$  и температуры  $t$

- 1 – механолюминесцентные сенсоры;
- 2 – матрица композита;
- 3 – волоконно-оптическая сеть;
- 4 – блок обработки и анализа сигнала [22]

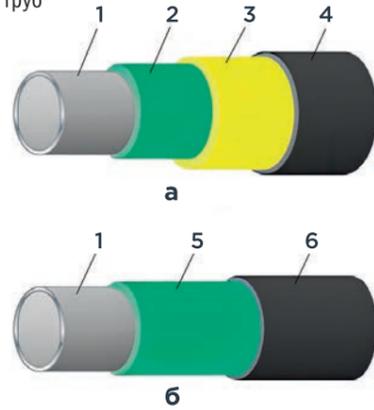


Интеллектуальной средой является КП с ЧЭ и представляет собой армированную волокнами матрицу. Для контроля рабочих полей  $\sigma_{раб}$  и  $t$  предложено встраивать в структуру матрицы композита ЧЭ – механолюминесцентные сенсоры [20]. Сенсор ЧЭ с использованием математической модели создает выходной световой поток в зависимости от длительности и величины рабочих полей  $\sigma_{раб}$  и  $t$  (рис. 6). Математическая модель позволяет выполнять обратное преобразование – по световому потоку восстановить параметры входных рабочих полей  $\sigma_{раб}$  и  $t$ .

Задача достоверного прогнозирования  $t_{ост}$  ТБД выполняется с помощью математического моделирования, расчета деформации  $\epsilon_k$  и деградации металла путем построения стохастической модели поврежденности и расчета рисков  $[R(t)]$  и  $R_k(t)$  с учетом информации из заводской БД и полученных данных «Интеллектуальной трубы» (см. рис. 3).

Проект создает возможность решения обратной задачи – моделирование и ресурсное формирование свойств металлоизделия «от дефектов» (в западной литературе strain-based design «проектирование на основе деформации»), когда задается настройка технологического оборудования согласно требованиям

РИСУНОК 6. Существующая (а) и инновационная (б) схемы покрытия труб



- 1 – труба; 2 – эпоксидный праймер; 3 – адгезив; 4 – слой полиэтилена; 5 – эпоксидный двухкомпонентный праймер; 6 – композиционная панель с чувствительным элементом

контроля рабочих полей  $\sigma_{раб}$  и  $t$ , что позволит отследить наследственную дефектацию на каждом металлургическом переделе и себестоимость изготовления металлоизделия. Таким образом, на основе «ресурсного проектирования» разработаны методология стратегического управления технологией предприятия и научно-методологическое обоснование создания единой отраслевой инженерно-технической платформы знаний и БД, включающие метрологически определяемые параметры дефектности, НДС и температуры металлоизделий.

### Выводы

- Представляется насущным внести в сертификат качества на трубы параметр «предел упругости», превышение которого может приводить к микропластической деформации материала и разрушению трубы.
- Предложено на протяжении жизненного цикла металлоизделия последовательно рассматривать «проектный ресурс», «исходный ресурс» и «остаточный ресурс».
- Представлена разработанная стратегия управления эксплуатацией магистральных трубопроводов с использованием контроля единых параметров (напряженно-деформированного состояния, температуры, ресурса), учета повреждаемости и модели накопления усталостных повреждений. Это определяет три области их технического состояния – штатное, аварийное и катастрофическое, с возможностью продления остаточного ресурса за счет снижения давления газа, ремонта или замены трубы.
- Наличие разнородности в исходном горячекатаном листе, при среднем значении действующего напряжения ниже предела упругости, может привести к возникновению локального напряжения, превышающего предел текущей металла, и разрушению трубы. Величина локального напряжения может быть определена поправкой на разнородность металла.
- Предложено новое техническое решение – 3/4-непрерывный широкополосный стан

горячей прокатки стальных полос с минимальной разнородностью и улучшенными механическими свойствами.

- Для расчета ресурса трубы большого диаметра может быть использован новый вариант кинетической модели длительной прочности металлов в виде структурно-феноменологического подхода к построению теории больших необратимых деформаций.
- Новый проект «Интеллектуальная труба», с использованием распределенной сенсорной системы, позволяет контролировать параметры рабочих полей напряжения и температуры на всей поверхности трубы. ●

### Литература

1. СНИП 2-05.06-85\*. Магистральные трубопроводы. М.: ФГУП ЦПП, 2005. 60 с.
2. Бувальд Г.Е., Завершинский В.С. Методы построения систем мониторинга и диагностики оборудования и средств автоматизации газовых промыслов с учетом требований нормативной документации ПАО «ГАЗПРОМ» // Газовая промышленность. 2017. № 3 (749). С. 85–91.
3. Чувильдеев В.Н., Вирясова Н.Н. Деформация и разрушение конструкционных материалов: проблемы старения и ресурса. Учебное пособие / Под общей ред. В.Н. Чувильдеева. Нижний Новгород: Изд-во ННГУ, 2010. 67 с.
4. Барабошкин К.А. Исследование и разработка сквозной технологии производства электросварных труб группы прочности K55 с заданным комплексом механических свойств: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 2.6.4. Череповец, 2024. 23 с.
5. Махутов Н.А., Резников Д.О., Геденин М.М. и др. Пришло время перейти на идеологию «ресурсного проектирования», материалы совещания рабочей группы по разработке стандартов // Деловая слава России. М.: Славица, 2016. С. 2–3.
6. Алдунин А.В., Игнатьев Н.Ю., Котов В.В. Раннее распознавание ресурса трубы магистрального нефтегазопровода // Газовая промышленность. 2021. № 3 (813). С. 88–95.
7. Пышминцев И.Ю. Упрочнение листовых сталей для холодного формоизменения. Екатеринбург: Изд-во АМБ, 2004. 160 с.
8. Стулов В.В., Матысык В.А., Новикова Т.В. и др. Разработка нового способа разлива слябовых заготовок на МНЛЗ. Комсомольск-на-Амуре: ИМИМ Дальневосточного отделения РАН, 2008. 158 с.
9. Алдунин А.В., Русаков А.Д., Трайно А.И. Исследование и разработка технологий производства стальных полос. Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2014. 170 с.
10. Кудря А.В., Соколовская Э.А. Прогноз разрушения материалов с неоднородной структурой // Физика металлов и металловедение. 2022. Т. 123. № 12. С. 1334–1346.
11. Коликов А.П., Звонарев Д.Ю., Галимов М.Р. Оценка НДС металла на основе математического моделирования при производстве ТБД // Известия высших учебных заведений. Черная металлургия. 2017. Т. 60. № 9. С. 706–712.
12. Мишеньян А.Р. Особенности механизмов разрушения и деформационного старения в зависимости от структурного состояния низколегированных трубных сталей: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 2.6.1. М., 2021. С. 28–43.
13. Чувильдеев В.Н. Влияние старения на эксплуатационные свойства сталей магистральных газопроводов // Проблемы старения сталей магистральных трубопроводов: Сб. трудов науч.-практ. семинара. Н. Новгород: Университетская книга, 2006. С. 18–58.
14. Зорин Н. Е. Экспериментальная оценка работоспособности труб магистральных трубопроводов при циклическом нагружении: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19. М., 2010. 22 с.
15. Эфрон Л.И., Морозов Ю.Д., Голи-Оглу Е.А. Влияние режимов контролируемой прокатки на измельчение структуры и комплекс механических свойств низкоуглеродистых микролегированных сталей // Сталь. 2011. № 5. С. 67–72.
16. Соколов Р.А. и др. Определение взаимосвязи фактора разнородности и скорости коррозии конструкционной стали // Обработка металлов (технология, оборудование, инструменты). 2020. Т. 22. № 3. С. 106–125.
17. Патент 2483815 РФ, МПК В21В. 1/26. 3/4-непрерывный широкополосный стан с бесконечной горячей прокаткой тонких полос низкоуглеродистой стали / Алдунин А.В. // Бюл. 2013. № 16.
18. Грешнов В.М., Шайхутдинов Р.И., Пучкова И.В. Кинетическая физико-феноменологическая модель длительной прочности металлов // Прикладная механика и техническая физика. 2017. Т. 58. Вып. 1. С. 189–198.
19. Смирнов С.В. Волоконно-оптические технологии для морских нефтегазовых месторождений // Нефтегаз. 2017. № 8 (68). С. 72–78.
20. Макарова Н.Ю., Шахтарин Б.И. Система мониторинга напряженно-деформированного состояния композиционных конструкций на основе механолюминесцентных сенсоров // Научный вестник МТТУ им. Н.Э. Баумана. 2017. Т. 20. № 5. С. 154–157.

KEYWORDS: pipe resource, resource-based design, residual stress, stress-strain state, metal structure, hereditary-technological defectiveness, intelligent pipe, pipeline monitoring system.



## КОНТЕЙНЕРЫ ССС2М3 для работы с катализаторами

- OLIM (инертные керамические материалы)
- RASCHOL (кислотоупорные насадки)
- MAXOL (катализаторы Клауса)
- OLMAX (защитные материалы)
- CHLOROL (адсорбенты хлора)
- OLSORBS (широкий спектр адсорбентов)
- FLOCOL (флокулянты нового поколения)

# БЕЗ СТРАХА И УПРЕКА: новый подход к информационной безопасности в условиях жесткого государственного надзора

ЗА ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ МНОГОКРАТНО ВОЗРОС УРОВЕНЬ ГОСУДАРСТВЕННОГО КОНТРОЛЯ В ИТ-СФЕРЕ – КОМПАНИИ ВЫНУЖДЕНЫ В СЖАТЫЕ СРОКИ УЧИТЬСЯ РАБОТАТЬ ПО НОВЫМ ПРАВИЛАМ С РИСКОМ СЕРЬЕЗНЫХ ФИНАНСОВЫХ ПОТЕРЬ В СЛУЧАЕ ИХ НАРУШЕНИЯ. КАК БЫСТРО АДАПТИРОВАТЬСЯ К ИЗМЕНЕНИЯМ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА И ВЫСТРОИТЬ ИНФОРМАЦИОННУЮ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАССКАЗЫВАЮТ ЭКСПЕРТЫ ЦИФРОВОЙ ПЛАТФОРМЫ «ТЕХЭКСПЕРТ»

OVER THE PAST FEW YEARS, GOVERNMENT OVERSIGHT IN THE IT SECTOR HAS INCREASED SIGNIFICANTLY. COMPANIES ARE REQUIRED TO ADAPT QUICKLY TO NEW REGULATORY REQUIREMENTS, FACING THE RISK OF SUBSTANTIAL FINANCIAL LOSSES IN CASE OF NON-COMPLIANCE. EXPERTS FROM THE TECHEXPERT DIGITAL PLATFORM EXPLAIN HOW TO PROMPTLY ADJUST TO LEGISLATIVE CHANGES AND BUILD A ROBUST INFORMATION SECURITY FRAMEWORK WITHIN AN ENTERPRISE

Ключевые слова: информационные технологии, законодательство, государственный контроль, информационная безопасность, нормативные документы.

## Александр Николаев

руководитель проекта по направлению цифровых технологий «Техэксперт»

## Игра по новым правилам

Влияние государства на развитие ИТ-отрасли – новая реальность, и приспособившись к ней предстоит большинству российских компаний, вне зависимости от их размера и сферы деятельности. Многие законодательные инициативы в сфере ИТ напрямую или косвенно касаются информационной безопасности, и именно эта область подвергается сейчас масштабной системной перестройке.

Усиление роли Роскомнадзора и ФСТЭК, новые правила защиты персональных данных, особые требования к субъектам критической информационной инфраструктуры (КИИ) создают реальную нагрузку на бизнес. В новых условиях компаниям приходится учиться по-новому выстраивать бизнес-процессы и грамотно их документировать.

Ответом на эти вызовы стали специализированные решения «Техэксперт», ориентированные на автоматизацию работы с нормативной документацией и задачами информационной безопасности.

## Защита начинается с документа

Новые законодательные изменения в сфере ИТ не просто увеличили нагрузку на специалиста

по информационной безопасности – они поменяли сам подход к работе в этой области. Теперь регулярное обращение к нормативным документам становится нормой для сотрудников профильных отделов и служб.

По оценке экспертов платформы «Техэксперт», в России сейчас действуют порядка 3000 ИТ-стандартов, значительная часть которых затрагивает вопросы информационной безопасности и смежные области. Если же от стандартов перейти к нормативно-правовым актам (НПА) в области ИТ, то их число еще больше – и оно постоянно меняется.

Для того чтобы помочь ИТ-специалистам эффективно и комфортно работать с такой обширной нормативной базой, разработчики цифровой платформы «Техэксперт» создали профессиональную справочную систему (ПСС) «Техэксперт SMART: Цифровые технологии». В ее состав вошел полный объем нормативной документации по теме информационных технологий, включая законодательство РФ и профильные стандарты, – всего более 1,5 млн документов, на ежедневной основе поддерживаемых в актуальном состоянии.

Важная особенность справочных систем «Техэксперт», за которую их любят и ценят, – это удобные сервисы, облегчающие поиск и анализ информации.

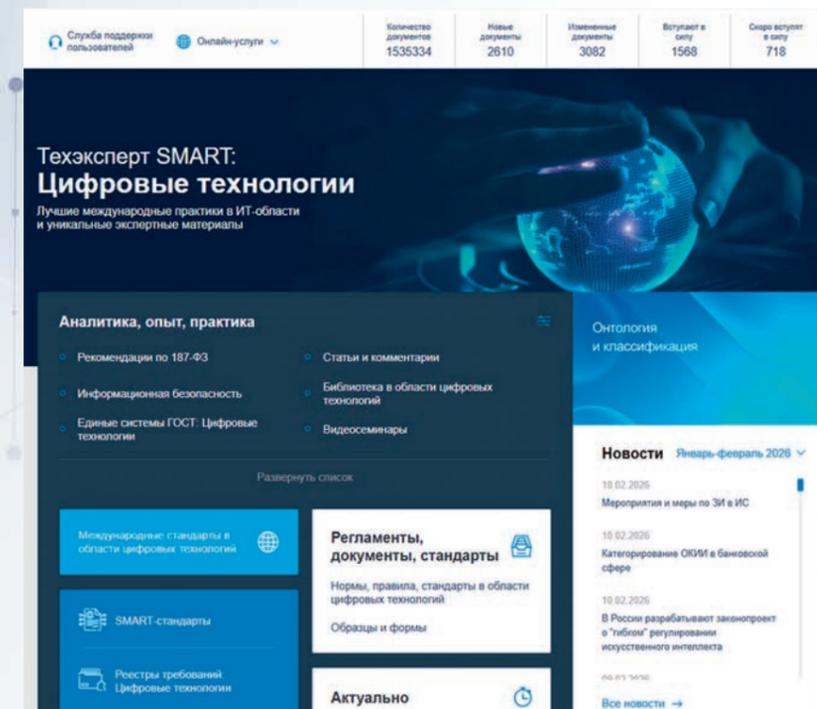
Так, пользователь может отслеживать статус документа, историю его изменений, связи

с другими нормативными актами, а также получать экспертные комментарии, формируя целостное представление о требованиях и их применении на практике.

Разработчики платформы «Техэксперт» стремятся к тому, чтобы справочные системы стали для специалиста не просто удобным справочником, а полноценным цифровым помощником, к которому обращаются за подсказкой даже в самых сложных ситуациях. Для этой цели в ПСС «Техэксперт SMART: Цифровые технологии» предусмотрено огромное количество справочных и обучающих материалов по различным вопросам госрегулирования: импортозамещению, мерам господдержки, стандартизации сетей передачи данных и другим направлениям. Все материалы подготовлены профильными экспертами и адаптированы под разные задачи и потребности специалиста.

Огромный пласт работы, который сейчас ложится на плечи специалистов, ответственных за информационную безопасность и работу с персональными данными, – ведение всей сопутствующей внутренней документации. В ПСС «Техэксперт SMART: Цифровые технологии» собраны типовые образцы и формы, которые могут понадобиться ИТ-специалисту, в том числе формы для КИИ и ведения персональных данных. С их помощью можно сформировать полный комплекс внутренней документации и оперативно подготовиться к проверке регулятора.

Система «Техэксперт SMART: Цифровые технологии» содержит не только полную нормативную базу, но и дополнительные материалы: статьи и комментарии, образцы и формы, записи видеосеминаров и многое другое



## Неучтенные риски

Каждая пятая компания теряет свои данные не из-за технических нарушений, а по невнимательности сотрудников. Снизить этот риск позволяет организация работы с данными в едином цифровом контуре, где права доступа к важным файлам заранее определены, а история действий с ними зафиксирована. Как такой подход к безопасности может быть реализован на практике, можно оценить на примере Системы управления нормативной и технической документацией (СУ НТД) «Техэксперт».

Система разработана для автоматизации процессов, связанных с управлением фондом нормативной документации на предприятии. Она имеет модульную структуру: каждая подсистема разработана для решения взаимосвязанных процессов на разных этапах работы с документами – от планирования разработки до отмены действия. В рамках модуля можно гибко настроить права доступа к различным видам данных: к отдельным документам или целым подборкам, проектам документов и т.д.

Все данные, с которыми работают пользователи СУ НТД, централизованно хранятся внутри системы.

Кроме того, для специалистов, отвечающих за информационную безопасность, в СУ НТД предусмотрены дополнительные инструменты контроля. Специализированная подсистема «Техэксперт: Мониторинг системы» позволяет просматривать отчеты о действиях в системе, о полномочиях пользователей и о динамике изменения прав доступа. Эти возможности существенно облегчают расследование инцидентов нарушения информационной безопасности и анализ отказа в доступе к документам и сервисам системы.

Еще одна подсистема СУ НТД, полезная для контроля действий пользователя, – «Техэксперт: Контроль оборота нормативных документов». Она предназначена для автоматизации процессов, связанных с актуализацией Единого фонда предприятия на базе СУ НТД, учетом копий размещенных в нем документов, а также адресного ознакомления сотрудников с этими документами. Подсистема позволяет наладить контроль оборота

как электронных, так и бумажных копий документа: можно гибко настраивать права на выгрузку и печать документов, вести списки сотрудников, которым выдана копия документа, фиксировать факты выдачи, возврата или утери бумажной копии. Подобный функционал оказывается особенно востребованным, когда организация работает с документами, защищенными лицензионным соглашением.

## Откликаясь на вызовы времени

Развитие цифровой платформы «Техэксперт» идет в неразрывной связи с актуальными запросами промышленности. Из-за ужесточения правил хранения персональных данных и введения оборотных штрафов за их утечку у специалистов по информационной безопасности появляется целый комплекс дополнительных обязанностей.

Уже сейчас в линейке решений «Техэксперт» для ИТ-специалистов готовится инструмент, который возьмет на себя весь объем этих рутинных операций. Он позволит автоматизировать создание и учет всех необходимых локальных актов и работу с реестром информационных систем персональных данных. Выход новой разработки запланирован на первое полугодие 2026 года.

Защита информации на предприятии требует комплексного подхода, четких протоколов безопасности и дисциплины от тех, кто работает с данными. Цифровые инструменты в этой области не станут «волшебной таблеткой», но могут стать точкой опоры для специалиста и помочь пройти этот переходный период без потерь.

KEYWORDS: information technology, legislation, state control, information security, regulatory documents.



Узнать больше о возможностях цифровой платформы «Техэксперт» можно по электронной почте [spp@kodeks.ru](mailto:spp@kodeks.ru), телефону 8-800-505-78-25 или на сайте [cntd.ru](http://cntd.ru)

# АНАЛИЗ ПРОИЗВОДСТВА ПРОППАНТОВ

## ИЗ ТЕХНОГЕННЫХ ОТХОДОВ ДЛЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

**Рогачев Михаил Константинович**

ведущий научный руководитель, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

**Раупов Инзир Рамилевич**

доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

**Жданов Максим Денисович**

студент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ПРОППАНТА РАЗЛИЧНЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОТХОДОВ, А ТАКЖЕ ТЕХНОЛОГИИ САМОГО ПРОИЗВОДСТВА. ОСНОВНЫЕ КРИТЕРИИ ДЛЯ АНАЛИЗА: НАСЫПНАЯ ПЛОТНОСТЬ, СОПРОТИВЛЕНИЕ РАЗДАВЛИВАНИЮ, РАСТВОРИМОСТЬ В СМЕСИ КИСЛОТ, ОКРУГЛОСТЬ И СФЕРИЧНОСТЬ. К ЧИСЛУ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ ПРОППАНТА ОТНОСЯТ ЛЕТУЧУЮ ЗОЛУ, КРАСНЫЙ ШЛАМ, БУРОВОЙ ШЛАМ. СРЕДНЯЯ НАСЫПНАЯ ПЛОТНОСТЬ ТАКИХ ПРОППАНТОВ – 1...2 Г/СМ<sup>3</sup>, ПРОЦЕНТ РАЗРУШЕННЫХ ЧАСТИЦ ПРИ ДАВЛЕНИИ 51,7 МПА – МЕНЕЕ 10% МАСС, ОКРУГЛОСТЬ И СФЕРИЧНОСТЬ – ВЫШЕ 0,8

*THIS ARTICLE REVIEWS THE POSSIBILITIES OF USING VARIOUS INDUSTRIAL WASTES IN THE PRODUCTION OF PROPPANT, AS WELL AS THE PRODUCTION TECHNOLOGIES THEMSELVES. THE MAIN CRITERIA FOR ANALYSIS ARE: BULK DENSITY, RESISTANCE TO CRUSHING, SOLUBILITY IN ACID MIXTURE, ROUNDNESS AND SPHEROIDICITY. AMONG THE MOST EFFECTIVE MATERIALS FOR THE PREPARATION OF PROPPANT ARE FLY ASH, RED MUD, DRILLING SLUDGE. THE AVERAGE BULK DENSITY OF SUCH PROPPANTS IS 1...2 G/CM<sup>3</sup>, THE PERCENTAGE OF CRUSHED PARTICLES AT A PRESSURE OF 51,7 MPA IS LESS THAN 10% MASS, ROUNDNESS AND SPHEROIDICITY ARE ABOVE 0,8*

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, проппант, техногенные отходы, насыпная плотность, коэффициент разрушения, округлость, сферичность.

Одной из ключевых технологий, применяемых при разработке месторождений углеводородов с низкопроницаемыми коллекторами, является технология гидравлического разрыва пласта (ГРП), осуществляемого, как правило, с использованием специального расклинивающего агента – проппанта [3].

Расклинивающий агент – сферические гранулы небольшого размера, при этом проппанты должны соответствовать требованиям по напряжению закрытия и проявлять устойчивость к диагенезу в скважинных условиях. Одними из важнейших характеристик проппантов являются: насыпная плотность, сферичность,

округлость, сопротивляемость раздавливанию, растворимость в кислотах, гранулометрический состав. За счет гранул обеспечивается долговременная проводимость трещин.

Базовые проппанты, которые применяют при интенсификации притока – песок, керамический проппант. На современном этапе развития отечественной нефтегазовой отрасли при производстве проппанта применяют дорогое импортное сырье: бокситы, каолины и др. Также процесс создания проппанта является энергоемким. В связи с этим актуальной задачей становится расширение сырьевой базы для его

изготовления путем вовлечения в производственный процесс техногенных отходов. Необходимо проанализировать различные технологии производства, которые снижают экономические затраты на производство. Согласно данным, в России за 2022 год было произведено около 9 млн т мусора (бытовых, промышленных, медицинских и т. д.), было использовано и обезврежено всего 40...50%, при этом твердые бытовые отходы подвергаются переработке лишь на 2...3%. Необходимо активизировать разработку технологий по утилизации отходов, обеспечивающих их вторичное использование. Техногенные отходы будут вовлечены в производство проппанта, что улучшит состояние окружающей среды. Существует множество исследований, направленных на расширение сырьевой базы для изготовления расклинивающего агента: использование бурового шлама, отходов стекла, летучей золы, но до сих пор наибольшее предпочтение отдается керамическим проппантам. В связи с этим необходимо проанализировать каждый метод приготовления проппантов, выявить их преимущества и недостатки, определить наиболее перспективные направления развития вторичного использования техногенных отходов в создании проппанта. Наиболее перспективным направлением является поиск промышленных отходов, недорогих материалов, оптимальных (по составу, стоимости и доступности) данных для его изготовления.

### Материалы и методы

В данном разделе рассмотрены основные методы и способы исследований расклинивающих агентов: стандартные методы, регламентированные ГОСТ Р 51761-2013 (сопротивление раздавливанию, растворимость в кислотах, сферичность, округлость, насыпная плотность), рентгеновская дифракция, сканирующая электронная микроскопия и испытания на долговременную проводимость проппантной пачки.

### Стандартизированные методы испытания проппантов

Песок в качестве расклинивающего агента используется с середины 20 века. Как правило, перед применением необходима его

обработка. Так как песок не способен выдерживать большие давления, то на замену песку постепенно пришел керамический проппант. Керамический проппант способен выдерживать большие давления при сжимающих нагрузках пласта. Существуют два основных вида керамического проппанта: алюмосиликатный и магнезиально-кварцевый. Также развиваются другие виды проппантов со специальным покрытием (эпоксидная смола, жидкое стекло), легкий проппант (в том числе использование скорлупы грецкого ореха, скорлупы кокосового ореха). Плотность легких проппантов позволяет использовать жидкость разрыва с плотностью как у воды.

Перед закачкой расклинивающего агента необходимо провести исследования на соответствие данных проппантов определенным требованиям. В Российской Федерации существует государственный стандарт ГОСТ Р 51761-2013, в котором прописаны все требования. Основные характеристики: сопротивление раздавливанию, растворимость в кислотах, сферичность, округлость, насыпная плотность.

### Рентгеновская дифракция

Используется для определения кристаллических соединений. В ряде случаев является единственным способом исследования расклинивающего агента. В основе данного метода лежит принцип дифракции рентгеновских лучей на кристаллической решетке. Так как дифракция зависит от вида решетки, через которую проходит луч, то каждое тело обладает своей определенной дифракционной картиной. Данный способ позволяет быстро, качественно и без предварительных обработок материала провести исследование. Изучая состав гранул, можно модифицировать их, чтобы улучшить определенные свойства.

### Сканирующая электронная микроскопия

Данный метод позволяет одновременно исследовать размеры и форму гранул. Возможно изучение химического состава гранул, распределение химических элементов по ее площади.

### Долговременная проводимость проппанта

Долговременная проводимость проппантной пачки подвержена значительным изменениям под воздействием постоянных механических нагрузок. В отличие от стандартизированных методов, международный стандарт ISO 13503-5 предоставляет определенные процедуры для измерения проводимости проппанта в лабораторных условиях, согласно которым можно оценить недостатки и преимущества проппанта того или иного вида.

### Результаты и обсуждения

В данном разделе приведены результаты критического анализа известных методов изготовления проппантов, определены наиболее перспективные направления развития вторичного использования техногенных отходов для их промышленного производства.

На сегодняшний день среди промышленных отходов, используемых в качестве основного источника сырья для изготовления проппанта, используются отходы тепловых электростанций, нефтяной, сельскохозяйственной, металлургической, глиноземной, пищевой, строительной, стекольной, химической промышленности.

### Летучая зола

Летучая зола – это отходы угольной тепловой электростанции [8]. Годовое производство летучей золы оценивается сотнями миллионов тонн, при этом лишь около 25% золы повторно используются. Таким образом, объем производства значительно превышает уровень потребления, что создает определенные проблемы.

В исследовании [26] при приготовлении проппанта в качестве сырья использовали летучую золу, которую смешивали и измельчали на шаровой мельнице определенными порциями в течение двух часов, далее отправляли в аппарат для перемешивания и добавляли немного воды, чтобы смесь превратилась в окатыши. Далее производилась сушка при 100 °С в течение двух часов, просев через сито 20/40 и дальнейшее спекание при 1170...1250 °С, после чего – охлаждение до 400 °С, а затем до комнатной температуры в печи. В ходе исследования было выявлено,

УДК 622.234.573

РИСУНОК 1. Схема производства проппанта [16]



что основным требованиям, предъявляемым к раскливающим агентам, удовлетворяют только проппанты с содержанием золы 30% масс. При этом кристаллы муллита, образующиеся в гранулах, увеличивают их прочность, выступая в качестве армирующего агента. Вместо добавления боксита для повышения прочности гранул позволительно добавить глиноземную пыль, промышленный глинозем, отработанные катализаторы на основе оксида алюминия. Прочность таких гранул, возможно, чуть ниже гранул с добавлением боксита, но цель исследования – найти альтернативы его использования. Предварительно обожженный катализатор при температуре 700 °С образует оболочку проппанта [12]. Сначала измельчают золу, потом добавляют водный раствор карбометилцеллюлозы (далее КМЦ) и в самом конце – катализатор. Обжиг осуществляется при температуре 1400...1500 °С. Плотность проппанта – 1,7 г/см<sup>3</sup>.

В другом исследовании при приготовлении проппанта [27] использовали золу из Китая с высоким содержанием глинозема, а также добавляли боксит – для увеличения отношения оксида алюминия и оксида кремния, глину – для увеличения пластичности и минерализатор – для стимулирования спекания.

Оптимальное содержание летучей золы составило 50...60% масс. Если увеличить содержание золы, образец не будет удовлетворять некоторым требованиям: сопротивлению раздавливанию, химической устойчивости к растворению. Плотность получаемого проппанта составила 2,6 г/см<sup>3</sup>, с муллитом в качестве преобладающей кристаллической фазы. При температуре более 1380 °С из-за слишком большого

количества стекланной фазы эффективность проппанта снизилась. Для предотвращения чрезмерной липкости на поверхности гранул предлагается наносить на проппант бокситное покрытие с последующим спеканием. В некоторых случаях гранулы покрывают несколькими слоями [9]. Материалы раскливающего наполнителя, полученные по такой технологии, обладают относительно высокой устойчивостью к раздавливанию, низкой плотностью и относительно недорого. Насыпная плотность такой золы – 1,1 г/см<sup>3</sup>.

Важным пунктом в производстве проппанта является химическая стойкость, так как не исключено присутствие кислот в пласте перед закачкой [20]. Исходя из опыта, кислота разрушает аморфные фазы керамики, которых много в исследуемых проппантах. В качестве сырья при изготовлении проппанта в исследовании [20] использовали золу-унос, бокситы низкого качества и немного глины, при этом добавляли оксид алюминия, чтобы повысить образование кристаллов муллита в проппанте для увеличения прочности частиц. Кристаллы муллита, спеченные при 1240 °С, соединились друг с другом, образуя плотную структуру. При температуре 1260 °С образовались нерегулярные кристаллы муллита, тем самым увеличивая плотность. Таким образом, наилучшим оказался проппант, получаемый при температуре 1240 °С, с насыпной плотностью 1,341 г/см<sup>3</sup>. Процент разрушенных гранул при выдержке в течение 20 минут под давлением 68,9 МПа в течение 20 минут составил 4,9% масс. В предыдущих работах массовое содержание летучей золы в проппанте было не более 60% масс. Для летучей золы с содержанием глинозема 35% масс. предложено повысить

ее содержание в проппанте до 80% масс. Схема производства проппанта [16] представлена на рисунке 1.

В итоге проппант обладал следующими свойствами: насыпная плотность – 1,58 г/см<sup>3</sup>; округлость, сферичность – 0,8; растворимость в смеси кислот – 3,4% масс.; при давлении 51,7 МПа разрушилось менее 3% масс. от всех гранул [16].

Красноярским научным центром рассмотрена возможность получения узких фракций дисперсных микросфер, выделенных из летучей золы [6]. В исследовании рассматривали бурый и каменный уголь. Выделение узких фракций производилось методом аэродинамического разделения, описанным в работе [6], на специальном аппарате. Всего было исследовано около 5 видов образцов с разным содержанием оксида кремния и оксида алюминия. Насыпная плотность таких проппантов составляла около 1 г/см<sup>3</sup>. Дисперсные фракции с диаметром меньше 10 мкм практически не разрушались при 68,9 МПа. Кислотостойкость определяли с помощью 15% соляной кислоты. Минимальная потеря для всех узких фракций составила 10% масс., что делает в целом данный способ перспективным, но процент растворенных гранул необходимо снизить. Еще одна работа направлена на производство узких фракций микросфер [5]. В ней также в качестве основного сырья используют золу от сжигания каменного угля. Насыпная плотность таких проппантов – 0,4...0,8 г/см<sup>3</sup>. Растворимость в смеси кислот – 21...31% масс., что более чем в три раза больше требований ГОСТ. Толщина оболочки микрочастиц – от 10 до 20 мкм. Самым низким значением коэффициента разрушения обладают частицы с самой большой толщиной оболочки – 20 мкм.

Для выделения частиц с плотной массивной структурой были проведены двукратные испытания при давлении в 51,7 МПа. В итоге после второго воздействия остались гранулы с плотностью 0,86 г/см<sup>3</sup> и толщиной оболочки 29 мкм. Тем самым сетчатые и массивные частицы оказывают большое сопротивление раздавливанию. Несмотря на два существенных недостатка таких проппантов, следует рассматривать данную технологию как потенциально возможную.

### Буровой шлам

В процессе бурения нефтяных и газовых скважин образуется большое количество бурового шлама, что является одной из крупных экологических проблем нефтегазовой отрасли. Для использования бурового шлама в качестве сырья при изготовлении проппанта предварительно необходимо его обработать и очистить от различных примесей. Для этого буровой шлам необходимо промыть несколько раз чистой водой, а затем отфильтровать и высушить. Далее готовят раствор соляной кислоты и замачивают в ней шлам в течение 24 часов, после чего производится его промывка, сушка и помол. И только после предыдущих операций шлам можно использовать в качестве сырья для производства проппантов. В качестве добавок используются боксит и марганцевый порошок. Для создания окатышей используют гранулятор. Спекание производится в муфельной печи в течение двух часов при оптимальной температуре спекания 1420 °С. Данный вариант является довольно энергозатратным, так как спекание при высокой температуре происходит долго.

В работе [7] описываются технология получения и свойства гранул алюмосиликатных проппантов на основе бурового шлама Восточно-Чумаковского нефтяного месторождения. Модифицирующими добавками на стадии помола при этом выступали технический глинозем, порошок стеклобоя и фторид натрия. Обжиг гранул производился при температуре 1100 °С. Массовое содержание бурового шлама в гранулах готового проппанта составило более 80%. При этом вместе с кристаллами муллита образовались кристаллы воллостанита. Стекланный порошок и фторид натрия были добавлены для того, чтобы уменьшить

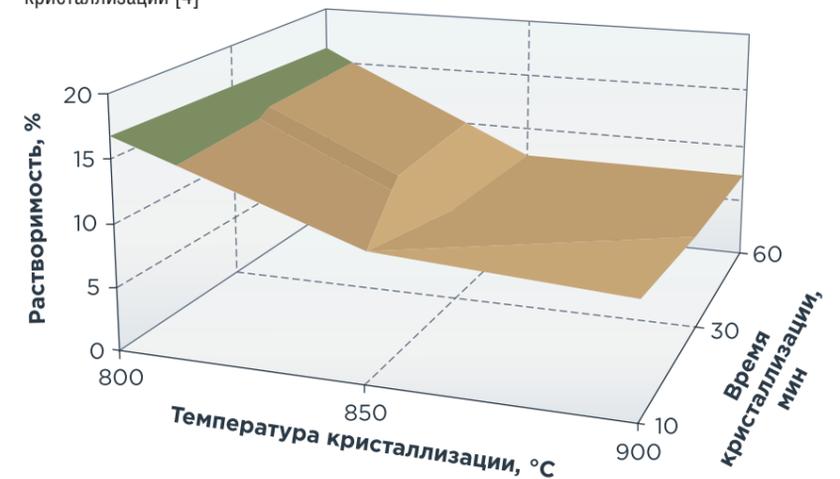
плотность проппантов, заполняя все пустоты между кристаллами. Плотность полученного проппанта составила 1,74 г/см<sup>3</sup>, коэффициент разрушения – 20,2% масс., растворимость – 2,6% масс., округлость – 0,8...0,9. Следует отметить, что в исследованном буровом шламе содержалось около 11% масс. оксида алюминия, что способствует увеличению коэффициента разрушения, в связи с чем рассматривается возможность увеличения количества добавляемого в сырье технического глинозема. Данную проблему решают авторы [28], используя в качестве добавки боксит (50...60% масс.), что увеличивает прочность и температуру спекания гранул. Сначала смешивают основное сырье и добавки. Основные фазы гранул – корунд и муллит. При уменьшении оксида алюминия и кремния основными фазами становились сельсин и анортит. Металлооксидные добавки: Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, BaO, CaO, MgO способствовали образованию жидкой фазы, что снизило плотность получаемых гранул. Оптимальная температура спекания составила 1280 °С, время выдержки – 60 минут, насыпная плотность – 1,48 г/см<sup>3</sup>, коэффициент разрушения при 51,7 МПа – 5,25% масс., растворимость в смеси кислот – 4,8% масс.

При бурении нефтяных скважин помимо растворов на водной основе применяют также буровые растворы на нефтяной основе и азрированной жидкости. В работе [23] описывается процесс приготовления проппанта из бурового шлама, получаемого при использовании таких растворов, который аналогичен описанному

выше варианту с использованием буровых растворов на водной основе. В данной работе в качестве добавки к буровому шламу использовали низкосортный боксит, температура спекания составляла от 800 до 1600 °С, с выдержкой при максимальной температуре в течение двух часов. Оптимальным условием приготовления проппанта в этом случае считается содержание низкосортных бокситов около 30% масс. При этом образуются гранулы с плотностью 2,21 г/см<sup>3</sup> и коэффициентом разрушения около 9% масс. при нагрузке 35 МПа. Температура спекания оказалась равной 925 °С, что является небольшим значением относительно других технологий производства проппанта.

Несмотря на то что растворимость гранул проппанта в кислотах тем меньше, чем больше температура спекания, важно рационально готовить проппант для повышения экономической рентабельности. В качестве примера можно привести проппант, полученный при температуре 900 °С, как наиболее устойчивый к смеси кислот. Результаты исследований, описанных в работе [4], где основная фаза представлена пироксеновым твердым раствором, а побочная фаза – нефелином, показали, что увеличение содержания авгита в исходном сырье повышает химическую устойчивость гранул получаемого проппанта. На рисунке 2 представлена графическая зависимость растворимости гранул проппанта определенного состава от температуры кристаллизации (температуры спекания) и времени кристаллизации.

РИСУНОК 2. График зависимости растворимости проппанта от температуры и времени кристаллизации [4]



## Агроотходы

Скорлупа грецкого и кокосового орехов активно используется в процессе производства расклинивающего агента. Тем не менее одной из серьезных проблем, связанных с использованием такого сырья, является его растворимость в кислотах. Процент растворенных гранул, получаемых с использованием такого сырья, удалось снизить после нанесения на них специального армирующего покрытия [29]. Сначала скорлупа орехов измельчается и просеивается. Измельченные частицы скорлупы покрывают армирующим слоем натурального волокна (лигноцеллюлозного материала). Затем поверх этого армирующего слоя наносится еще один слой из полимеров. Делается это с целью улучшения распределения нагрузки на твердые частицы, так как армирующий слой отличается неравномерностью вследствие произвольного расположения его волокон. Кроме того, данное покрытие повышает термостабильность твердых частиц в диапазоне температур 70...150 °С. Тем самым удалось снизить процент растворенного продукта до 2 % масс. Учитывая плотность расклинивающего агента – 0,6...0,8 г/см<sup>3</sup>, рассмотренная технология является перспективной.

## Утилизированное стекло

Переработка стекла имеет множество экологических преимуществ: снижение нагрузки на полигоны, экономия энергии, затраченной на утилизацию стекла, улучшение экологической обстановки.

В исследовании [14] в качестве основного сырья при получении проппанта использовалась глина, а зеленое стекло выступало в качестве вторичного источника оксида кремния и дополнительного флюсового агента. Грануляция проходила в специальном аппарате с добавлением воды, после чего гранулы сушили сутки при 120 °С. Полученные гранулы спекались при температуре 1050...1200 °С в электрической печи со скоростью 10 °С в минуту. При содержании зеленого стекла 20 % масс. и температуре обжига 1100 °С структура данного проппанта получалась плотная и сцепленная, плотность проппанта составляла 1,26...1,38 г/см<sup>3</sup>, растворимость

в кислоте – менее 12 % масс. С увеличением содержания стекла в проппанте дальнейшего роста прочности не происходило. В качестве добавок также используют красный шлам и летучую золу, полученную от сжигания бурого угля [2].

Стекло от лекарств, тары для хранения пищевых продуктов могут выступать в качестве добавки при изготовлении проппанта [13]. Причем используют 25 % масс. стеклобоя, все остальное – глина и другие добавки. Насыпная плотность таких проппантов – 1,1...1,22 г/см<sup>3</sup>. Процент разрушенных гранул при давлении в 68,9 МПа превышает 20 % масс. Несмотря на низкую температуру спекания, гранулы обладают удовлетворительной прочностью. Некоторые составы не отвечают требованиям. Эту проблему можно решить, если нанести на гранулы слой из оксидов металлов. Как известно, напыление улучшает свойства керамического проппанта. Возможно, оно даст положительный эффект и при получении проппантов из отходов стекла.

## Металлургические шлаки

Одним из способов утилизации металлургических шлаков является их использование при производстве проппантов. В работе [1] описывается применение доменного шлака, содержащего кремнезем, в качестве сырья для получения расклинивающего материала. Шихта представляет из себя смесь доменного шлака, кварцита и магнезита. Сначала смесь измельчают, затем сушат для удаления влаги. Далее смесь расплавляют в графитовом тигле, после чего расплав подвергают грануляции на центрифуге. В исследовании рассматривались проппанты фракций: 0,63...1,0 мм и 1,0...1,6 мм. При давлении 51,7 МПа гранулы двух фракций показали хорошие результаты – процент разрушенных гранул равен соответственно 10 и 11 %. Единственным их недостатком является невысокая химическая устойчивость, так как растворимость превышает норму в 1,5...2 раза. Возможно, необходимо покрыть проппант эпоксидной смолой.

Алюминиевая зола может полностью заменить бокситы для приготовления проппанта. Содержание оксида алюминия в этой золе – более 90 % масс [19].

Для того чтобы повысить пластичность гранул, добавляют каолин. Процесс получения гранул проппанта в этом случае аналогичен ранее описанному. Спекание гранул происходит при температуре 1230...1290 °С со скоростью 5 °С в минуту, время выдержки составляет 3 часа. В результате спекания образуются муллитовые и корундовые фазы. При соотношении фаз 2:1 и температуре спекания 1270 °С насыпная плотность составила 1,169 г/см<sup>3</sup>, растворимость в кислоте – 4,17 % масс., при давлении 35 МПа от общей массы гранул разрушилось 13 % масс. Большое содержание оксида кальция понижает устойчивость проппанта к кислотам [1]. Одним из вариантов повышения его устойчивости к кислотам является нанесение бакелитового покрытия [21]. С целью снижения растворимости в кислотах проппанты смачивают раствором бакелита, перемешивают и затем высушивают при температуре 180 °С в течение часа для полимеризации покрытия. Растворимость такого проппанта в смеси плавиковой и соляной кислот удовлетворяет всем требованиям: 7 % масс. – в случае одинарного покрытия и 3 % масс. – в случае двойного.

## Глиноземистый цемент

Поскольку глиноземистый цемент производится из природного сырья, которое является общедоступным и более дешевым, то им выгодно заменить более дорогое отечественное и зарубежное сырье для производства керамических проппантов. В качестве материала для создания проппанта использовали глиноземистое сырье марки ГЦ ОАО «Пашийский металлургическо-цементный завод» [10]. Для повышения устойчивости проппанта к кислоте и температуре был выбран водный раствор силиката натрия. Грануляцию смеси, полученной смешиванием исходного порошка и силиката натрия, проводили на планетарной мельнице с различными характеристиками. Далее смесь сушили и обжигали: нагрев до 110 °С – со скоростью 100 °С в час; нагрев до 600 °С – со скоростью 300 °С в час. Дальнейший нагрев до 1050 °С происходил со скоростью 300 °С в час. В итоге был получен проппант с плотностью 1,3 г/см<sup>3</sup>, однако количество разрушенных частиц превышало норму. Необходимо подробно рассмотреть

различные составы природного сырья для улучшения характеристик получаемого проппанта. Если использовать в качестве основного сырья обожженный каолин, а в качестве добавки глиноземную пыль, то процент разрушенных гранул будет отвечать нормам. В работе [11] описывается процесс приготовления проппанта, при котором дополнительно в смеситель добавляют шихту для опудривания, после чего смесь выгружают, сушат и обжигают при температуре 1450 °С. Оптимальный состав получаемого таким образом проппанта: 90 % каолина и 10 % глиноземной пыли. Плотность такого проппанта составляет 1,7 г/см<sup>3</sup>, разрушенных гранул при давлении в 70 МПа – не более 9 % масс., растворимость в смеси кислот – 4 % масс. Следует отметить, что по сравнению с предыдущим исследованием здесь для производства проппанта используется меньшее количество вторичного сырья.

## Низкосортный боксит и красный шлам

В алюминиевой промышленности основными отходами, занимающими значительный объем, являются красные шламы.

При производстве 1 тонны глинозема образуются 1...2 тонны красного шлама, которые размещают на полигонах. В работе [24] для получения химически устойчивых гранул проппанта в сырье рекомендуется добавлять карбонат бария. После измельчения всех компонентов в течение 24 часов к смеси добавляют карбонат бария. Максимальная температура спекания составляет 1370 °С. При содержании данного компонента более 6 % масс. обеспечивается допустимая стойкость к кислотам – менее 5 % масс.

Температура спекания проппанта является важным параметром при его создании. Для ее регулирования в сырье добавляют полевой шпат, который содержит около 40...50 % масс. оксида кремния [22]. Степень его помола влияет на итоговый проппант. После гранулирования и спекания гранул при температуре 1220...1300 °С оказалось, что помол полевого шпата в течение 8 часов, а боксита в течение 4 часов является оптимальным. При температуре спекания 1280 °С проппант обладает насыпной плотностью

1,48 г/см<sup>3</sup>, а его растворимость в кислоте не превышает 3 % масс. Это значит, что полевой шпат можно использовать для снижения растворимости проппанта. При давлении 51,7 МПа разрушилось не более 5 % масс. всех гранул.

Если в качестве основного сырья использовать низкосортный боксит, то добавление к нему полевого шпата позволяет снизить температуру спекания на 100 °С – до 1400 °С [18]. При этом все остальные характеристики подобны проппанту, получаемому из красного шлама в качестве основного сырья [22]. Менее эффективным способом в данном случае является добавка песка [25]. В таком случае температура спекания составляет 1440 °С, плотность получаемого проппанта – 1,64 г/см<sup>3</sup>, по прочности он не превосходит проппант, получаемый с добавлением полевого шпата.

Побочным продуктом производства кремния в Казахстане является микрокремнезем [17]. Опыты показали, что 10...20 % масс. содержания кремнезема является оптимальным для производства проппантов. Если увеличить содержание данного компонента, то это приведет к уменьшению прочности проппантов. Для увеличения их прочности следует рассмотреть модифицирующие добавки.

Также в качестве примера рассмотрен красный шлам Павлодарского глиноземного комбината [15] с добавлением серпентина. Максимальной прочностью обладает проппант, который содержит 20...30 % масс. красного шлама от общей массы и в который добавляют связывающий компонент – раствор метилцеллюлозы. Процент разрушенных гранул испытуемого проппанта при давлении 68,9 МПа составил 19...23 % масс. Низкая прочность такого проппанта объясняется невысоким содержанием оксида алюминия (20 % масс.) в красном шлеме при использовании последнего в качестве добавки в количестве не более 10 % масс.

Одним из способов повышения прочности получаемого проппанта является добавление в сырье при его изготовлении порошка оксида магния [30]. В статье были исследованы различные интервалы температуры спекания гранул и объемы добавки оксида магния.

Пропанты, приготовленные при температуре 1200 °С, содержали до 4 % масс. оксида магния, процент разрушенных гранул при этом составил менее 5 % масс.

## Заключение

С момента первого применения технологии гидравлического разрыва пласта прошло достаточно много времени. Исследования в области применения расклинивающего агента продолжают по настоящее время. Основным типом расклинивающего агента является песок или керамический проппант, который также делится на алюмосиликатный и магнезиально-кварцевый. Существующие исследования направлены на удешевление производства и поиск новых материалов – промышленных отходов. Основная фаза проппантов – муллит, который разбивается только в присутствии достаточного количества оксида алюминия и большой температуры, причем при использовании различных реагентов температура образования кристаллов может отличаться на сотни градусов. Согласно проведенным исследованиям оптимальным решением является использование более 60 % масс. летучей золы с различными добавками, которая обладает хорошей прочностью и имеет насыпную плотность, схожую с керамическим проппантом. Также рассмотрена возможность получения проппанта методом аэродинамического разделения с характеристиками, удовлетворяющими всем требованиям. Проппант из бурового шлама Восточно-Чумаковского нефтяного месторождения и Морозовского месторождения может использоваться вместо керамического проппанта, так как его производство дешевле и гранулы обладают лучшими характеристиками.

Скорлупа грецкого ореха, кокосового ореха могут выступать в качестве расклинивающего агента, но их необходимо заранее покрывать волокнистым армирующим материалом с целью повышения кислотостойкости. Для этого используют лигноцеллюлозный материал.

Утилизированное стекло используют только в качестве добавки, где основное сырье – красный шлам, низкосортный боксит, глина. Насыпная плотность получаемого

таким образом проппанта – около 1,5 г/см<sup>3</sup>, но гранулы обладают низкой прочностью. Возможно, нанесение на такие гранулы покрытия из оксидов металлов поможет решить данную проблему, так как для керамического проппанта применяется именно подобная технология. Одновременно это позволит снизить вынос проппанта во время вывода скважины на режим после гидроразрыва пласта.

Проппанты из металлургических шлаков и красного шлама Павлодарского глиноземного комбината обладают высокой растворимостью в кислотах, которую можно понизить путем применения эпоксидной смолы в качестве покрытия готовых гранул либо модифицирующих добавок (карбоната бария, сульфата бария) на стадии их получения.

Характеристики проппанта зависят от каждого компонента, входящего в состав проппанта. Поэтому необходимо разработать такие составы для производства гранул, которые позволят вовлекать в производство техногенные отходы и использовать различные добавки для улучшения их свойств.

Таким образом, для развития данного направления научных исследований необходимо:

- Расширить сырьевую базу для производства проппантов, на основании чего развивать технологии для снижения производственных расходов, что приведет к повышению конкурентоспособности нефтегазового сектора.
- Применять техногенные отходы в процессе утилизации для улучшения экологической обстановки и более рационального использования минеральных ресурсов страны.
- Проводить дальнейшие исследования различных модифицирующих добавок, улучшающих свойства проппанта, что позволит повысить технологическую и экономическую эффективность применения гидравлического разрыва пласта при разработке нефтяных и газовых месторождений. ●

#### Литература

1. Адилев Г.А. Получение расклинивающего материала для нефтедобывающей промышленности из металлургических шлаков // Г.А. Адилев, А.Д. Поволоцкий, С.В. Зырянов, В.Е. Родин // Вестник ЮУрГУ. Серия «Металлургия». – 2018. – Т. 18, № 1. – С. 58–63. doi: 10.14529/met180108.

2. Дубовиков О.А. Переработка низкокачественного бокситового сырья способом термохимия-Байер / О.А. Дубовиков, Э.Э. Яскеляйнен. – Текст: электронный // Записки Горного института. – 2016. – Том 221. – С. 668–674. doi: 10.18454/PMI.2016.5.668.

3. Желтов Ю.П. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта / Ю.П. Желтов, С.А. Христианович // Известия Академии наук СССР. Отделение технических наук. – 1955. – № 5. – С. 3–41.

4. Павлюкевич Ю.Г. Исследование химической устойчивости стеклокерамических пропантов к раствору HCl и HF / Ю.Г. Павлюкевич, П.С. Ларионов, А.П. Кравчук, Е.Е. Трусова, И.А. Раевская // Инновационные силикатные и тугоплавкие неметаллические материалы и изделия: свойства, строение, способы получения: материалы Междунар. науч.-техн. конф., Минск, 3 декабря 2020 г. – Минск: БГТУ, 2020. – С. 247–250. – EDN: VSCCWH.

5. Роговенко Е.С. Характеристика узких фракций микросфер летучих зол как основы облепченных высокопрочных материалов / Е.С. Роговенко, О.А. Кушнерова, Е.В. Фоменко. // Журнал СВУ. Химия 2. – 2019. – № 12. – С. 248–260. – EDN: UYBDJS.

6. Фоменко Е.В. Аэродинамическое выделение алюмосиликатных дисперсных узких фракций из летучей золы Экибастузского угля и их характеристика / Е.В. Фоменко, Г.В. Акимочкина, А.Г. Аншиц // Международный научно-исследовательский журнал. – 2018. – № 12. – С. 156–164. doi: 10.23670/IRJ.2018.78.12.028.

7. Чумаков А.А. Исследование свойств гранул алюмосиликатных пропантов, синтезированных на основе бурового шлама Восточно-Чумаковского нефтяного месторождения, и различных модифицирующих добавок / А.А. Чумаков, Е.А. Яценко // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. – 2024. – № 1. – С. 119–127. doi: 10.17213/1560-3644-2024-1-119-127.

8. Шабаров А.Н. Комплексное использование отходов переработки теплоэлектростанций / А.Н. Шабаров, Н.В. Николаева // Записки Горного института. – 2016. – Том 220. – С. 607–610. doi: 10.18454/PMI.2016.4.607.

9. Шоканов А.К. Проппанты на основе летучей золы для проведения гидроразрыва пласта / А.К. Шоканов, Б.Т. Сулейменов, Е.А. Смита // Вестник Университета Шакарима. Серия технические науки. – 2020. – №4. – С. 53–57.

10. Ярмонов А.Н. Исследование возможности использования глиноземистого цемента в производстве пропантов для гидроразрыва пласта / А.Н. Ярмонов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Машиностроение, материаловедение. – 2018. – Т. 20, № 4. – С. 95–107. doi: 10.15593/2224-9877/2018.4.12.

11. Патент № 2140875 Российская Федерация, МПК C09F 7/38, C22B 1/14, B01J 2/12. Алюмокремниевая шихта для производства гранул: № 9811836/12: заявл. 02.10.1998: опубл. 10.11.1999 / Симановский Б.А., Розанов О.М., Можжерин В.А., Мигаль В.П., Сакулин В.Я., Новиков А.Н., Салагина Г.Н., Штерн Е.А.; заявитель ОАО «Боровичский комбинат огнеупоров». – 8 с.: ил. – Текст: непосредственный.

12. Патент № 2267010 Российская Федерация, МПК E21B 43/267. Проппант и способ его получения: № 2004126647/03: заявл. 02.09.2004: опубл. 27.12.2005 / Можжерин В.А., Розанов О.М., Сакулин В.Я., Мигаль В.П., Новиков А.Н., Салагина Г.Н., Штерн Е.А., Симановский Б.А., Розанов О.М.; заявитель ОАО «Боровичский комбинат огнеупоров». – 10 с.: ил. – Текст: непосредственный.

13. Патент № 2791483 Российская Федерация, МПК C09K 8/80 (2006.01), C04B 33/132 (2006.01), C04B 38/06 (2006.01), СПК C09K 8/80 (2023.01); C04B 33/1324 (2023.01); C04B 33/04 (2023.01); C04B 35/62695 (2023.01); C04B 38/06 (2023.01); C04B 38/068 (2023.01). Шихта для алюмосиликатного пропанта и способ его получения: № 2022113112: заявл. 17.05.2022: опубл. 09.03.2023 / Алпарьян Афанасий Саакович, Петросян Артур Норайрович; заявитель ООО «Лайк Филл». – 13 с.: ил. – Текст: непосредственный.

14. Anaya R. Reused green glass for the production of low-density ceramic proppants / Ricardo Anaya, Maria F. Hernandez, Anabella Mocchiari, Diego Richard, Nicolas M. Rendtorff // Open Ceramics. – 2024. – № 19. – С. 1–8. doi: 10.1016/j.oceram.2024.100659.

15. Biryukova A.A. Ceramic proppants for hydraulic fracturing / A. A. Biryukova, T. D. Dzhenaliev, A. V. Panichkin. – Текст: электронный // IOP Conference Series Materials Science and Engineering.

– 2021. – №1040. – С. 1–6. doi: 10.1088/1757-899X/1040/1/012008.

16. Ding S. Low-Density and High-Strength Fracking Proppant Made by High Alumina Fly Ash / Shuqiang Ding, Jinder Jow // Coal Combustion and Gasification Products. – 2022. – С. 1–5. doi:10.4177/001c.33234.

17. Dzhenaliev T. Mullite-Silicate Proppants Based on High-Iron Bauxite and Waste from Metallurgical Industry in Kazakhstan / T. Dzhenaliev, A. Biryukova, B. Kenzhaliev, A. Uskenbaeva, G. Ruzakunova // Ceramics. – 2024. – №7. – С. 1488–1499. doi: 10.3390/ceramics7040096.

18. Haiqiang M. Effective reduction of sintering temperature and breakage ratio for a low-cost ceramic proppant by feldspar addition / M. Haiqiang, T. Yuming, Y. Zhou, L. Guoming, W. Kaiyue, B. Pinbo // International Journal of Applied Ceramic Technology. – 2017. – № 15. – С. 191–196. doi: 10.1111/ijac.12774.

19. Peipeng Y. Preliminary study on fully replacing bauxite with secondary aluminum ash in ceramics proppants / Y. Peipeng, Y. Fei, B. Sifeng, Z. Yongming, S. Ley Boon // Case Studies in Chemical and Environmental Engineering. – 2024. №10. – С. 1–6cc.

20. Qiang R. Preparation and characterization of high silicon ceramic proppants using low grade bauxite and fly ash / R. Qiang, R. Yuhan, L. Huanhuan, W. Xiulan, B. Wenni, Z. Jinle, H. Ou // Materials Chemistry and Physics. – 2019. – №230. – С. 355–361. doi: 10.1016/j.matchemphys.2019.04.009.

21. Roshchin V.E. Complex Processing of Copper Smelting Slags with Obtaining of Cast Iron Grinding Media and Proppants / V.E. Roshchin, G.A. Adilov, A.D. Povolotckii, Y. Kapelyushin // KnE Materials Science. – 2020. – С. 462–471. doi: 10.18502/kms.v6i1.8126.

22. Xianjun L. Optimization design of low-density and high-strength ceramic proppants by orthogonal experiment / L. Xianjun, H. Jianying // Advanced Composites Letters. – 2020. – № 29. – С. 1–6. doi: 10.1177/2633366X20954875.

23. Xiaogang L. Valorization of oil-based drilling cuttings as a substitute for bauxite in fracturing proppants application / L. Xiaogang, X. Junya, Y. Zhaozhong, C. Hao // Energy Science and Engineering. – 2024. – № 12. – С. 3937–3949. doi: 10.1002/ese3.1855.

24. Xiaorang T. The exploration of making acidproof fracturing proppants using red mud / T. Xiaorang, W. Bolin, L. Jian // Journal of Hazardous Materials. – 2008. – № 160. – С. 589–593. – doi: 10.1016/j.jhazmat.2008.03.032.

25. Xiaoxia M. Sintering temperature dependence of low-cost, low-density ceramic proppant with high breakage resistance / M. Xiaoxia, T. Yuming, Z. Yi, W. Kaiyue, C. Yuesheng, L. Zhangang // Materials Letters. – 2016. – № 180. – С. 127–129. doi: 10.1016/j.matlet.2016.04.080.

26. Xinwei Z. The low temperature preparation of ultra low-density ceramic proppants by adding fly ash / Z. Xinwei, H. Ruyuan, H. Jianying, L. Guomin, W. Kaiyue, T. Yuming // Ceramics – Silikaty. – 2020. – № 64. – С. 107–114. doi: 10.13168/cs.2019.0055.

27. Xiulan W. Preparation and characterization of ceramic proppants with low density and high strength using fly ash / W. Xiulan, H. Zhezhe, R. Qiang, L. Huanhuan, W. Tengyue // Journal of Alloys and Compounds. – 2017. – №702. – С. 442–448. doi: 10.1016/j.jallcom.2017.01.262.

28. Yuanyi Y. Preparation and characterization of high-performance ceramic proppant from recycling utilization of oil-based drilling cuttings pyrolysis residues / Y. Yuanyi, L. Hui, L. Zhenghuan, L. Hongwu, Z. Mingyou, Y. Tingting, C. Keming, D. Yi // Scientific reports. – 2024. – № 2345. – С. 1–14. doi: 10.1038/s41598-024-52334-7.

29. Zoveidavianpoor M. Experimental characterization of a new high-strength ultra-lightweight composite proppant derived from renewable resources / M. Zoveidavianpoor, A. Gharibi, Mohd Zaidi bin Jaafar // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – № 170. – С. 1038–1047. doi: 10.1016/j.petrol.2018.06.030.

30. Zuolei L. Low-temperature sintering of bauxite-based fracturing proppants containing CaO and MnO<sub>2</sub> additives / L. Zuolei, Z. Jinzhou, L. Yongming, Z. Zhaohong, M. Jincheng, P. Yu, H. Yun. // Materials Letters. – 2016. – №171. – С. 300–303. doi: 10.1016/j.matlet.2016.02.090.

KEYWORDS: hydraulic fracturing, proppant, waste, bulk density, crush resistance, roundness, sphericity.

## 26-я Китайская международная выставка нефтегазового и нефтехимического оборудования и технологий

26-28 марта, 2026

Китайский Международный Выставочный Центр (Зал Шуньи), Пекин

Более <b>80</b> стран и регионов	<b>180 000+</b> профессиональных посетителей	<b>2000+</b> экспонентов
<b>52</b> компании из рейтинга Fortune	<b>18</b> международных павильонов	<b>120 000 м<sup>2</sup></b> выставочной площади

### Участники



Zhenwei International Exhibition Group Beijing Zhenwei Exhibition Co., Ltd.

Адрес: Zhenwei Exhibition Building, Building III13, international Enterprise Avenue,

Yard 1, Jinghai 5th Road, Tongzhou District, Beijing

Тел: +86 10 5617 6968/6962

Факс: +86 10 5617 6998

Почта: cippe@zhenweexpo.com



Регистрация  
посетителей



WhatsApp

cippezw

cippe\_zw

cippe China

# ASDA:

## ключ к эффективному бурению

КАЧЕСТВО РАСТВОРА – ОДНО ИЗ ВАЖНЕЙШИХ СЛАГАЕМЫХ УСПЕШНОГО БУРЕНИЯ, НАПРЯМУЮ ВЛИЯЮЩЕЕ НА ЭКОНОМИКУ ВСЕГО ПРОЕКТА. ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ СЕГОДНЯ АКТИВНО ПРИМЕНЯЕТСЯ ПОЛИАНИОННАЯ ЦЕЛЛЮЛОЗА (ПАЦ). УНИКАЛЬНЫЕ СВОЙСТВА ЭТОГО ЭКОЛОГИЧНОГО ПОЛИМЕРА ДЕЛАЮТ ЕГО ЭФФЕКТИВНЫМ СТАБИЛИЗАТОРОМ И ЗАЩИТНЫМ КОЛЛОИДОМ ДЛЯ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ. ОДНИМ ИЗ ПОСТАВЩИКОВ ВЫСОКОКАЧЕСТВЕННОЙ ПАЦ НА РОССИЙСКИЙ РЫНОК ЯВЛЯЕТСЯ КОМПАНИЯ «ПРОМХИМ ИМПЕКС» (УЗБЕКИСТАН) – КРУПНЫЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ БУРОВОЙ ХИМИИ И ДРУГОЙ ПРОДУКЦИИ

*FLUID QUALITY IS ONE OF THE MOST IMPORTANT COMPONENTS OF SUCCESSFUL DRILLING, DIRECTLY IMPACTING THE OVERALL PROJECT'S ECONOMICS. POLYANIONIC CELLULOSE (PAC) IS WIDELY USED TODAY TO IMPROVE THE PROPERTIES OF DRILLING FLUIDS. THE UNIQUE PROPERTIES OF THIS ENVIRONMENTALLY FRIENDLY POLYMER MAKE IT AN EFFECTIVE STABILIZER AND PROTECTIVE COLLOID FOR WATER-BASED SOLUTIONS. ONE OF THE SUPPLIERS OF HIGH-QUALITY PAC TO THE RUSSIAN MARKET IS THE BARVENT GROUP (UZBEKISTAN), A MAJOR MANUFACTURER OF DRILLING CHEMICALS AND OTHER PRODUCTS*

Ключевые слова: буровой реагент, промышленная химия, вынос шлама, стабилизация стенок скважины, снижение водоотдачи.

### Ирина Герасимова

### Лидер рынка

Группа компаний BARVENT основана в 1990 году, головной офис расположен в столице Республики Узбекистан, в городе Ташкенте. BARVENT является одним из крупнейших в Узбекистане производителей широкого спектра химической, бумажной и другой продукции (более 200 наименований в ассортименте). Покупателями выступают предприятия пищевой, строительной, химической, текстильной, фармацевтической, нефтегазовой и других отраслей. Продукция BARVENT широко востребована как в Республике Узбекистан, так и за ее пределами, в том числе в России.

Входящее в группу компаний ООО «ПРОМХИМ ИМПЕКС» с 2015 года является одним из крупнейших в СНГ производителей полианионной целлюлозы (ПАЦ) и карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) – полимеров растительного происхождения. Объем годового производства достигает 10 тыс. тонн. Производственные линии «ПРОМХИМ ИМПЕКС», расположенные в городах Ташкент и Навои, работают на высокотехнологичном оборудовании Schneider и Siemens. Лаборатории компании аккредитованы под международный стандарт, и вся продукция соответствует стандартам API и ISO 13500:2008.

ПАЦ и КМЦ широко используются в нефтегазовом секторе в качестве эффективных реагентов,

помогающих улучшать качество буровых растворов на водной основе. Кроме того, они экологичны, так как изготавливаются из отборных сортов хлопка.

ПАЦ, которая представляет из себя высокозамещенную карбоксиметилированную производную целлюлозы, сегодня признана предпочтительным вариантом. ПАЦ лучше растворяется в воде, проявляя при этом свойства хорошего электролита, содержит более значительную массовую долю основного вещества, а также отличается лучшей соле- и термостойкостью, нежели КЦМ.

ПАЦ, выпускаемая под брендом ASDAPAC, – один из самых востребованных видов продукции «ПРОМХИМ ИМПЕКС».

### Применение ASDAPAC в бурении

В процессе бурения важно, чтобы раствор отвечал многим характеристикам. Он не должен нарушать целостность стенки скважины, вступать в агрессивное взаимодействие с пластовыми водами и при этом качественно обеспечивать вынос шлама. Кроме того, нужно избегать поглощения самого раствора. Из-за низкого качества раствора не только значительно увеличивается стоимость работ, но и возникают серьезные риски, вплоть до полной потери скважины. С учетом того, что геологоразведочные и добычные проекты сегодня значительно усложнились, вопрос о выборе качественных буровых реагентов еще более обострился.



### Реагенты ASDAPAC решают ряд важных задач в процессе бурения:

- создают тонкую и эластичную фильтровальную корку, которая уменьшает потери бурового раствора за счет снижения водоотдачи и скорости фильтрации;
- положительно влияют на устойчивость грунта и стабилизируют стенки скважин;
- помогают поддерживать максимальный диаметр кольцевого пространства и снижать гидравлическое сопротивление в стволе скважины;
- помогают контролировать реологические характеристики раствора, регулируют вязкость;
- снижают необходимые объемы подачи воздуха.

Благодаря этому повышаются эффективность, скорость и безопасность проходки. Кроме того, сокращается потребление самого бурового раствора, так как не требуются его дополнительные объемы. Как следствие, улучшаются экономические параметры проекта.

### Преимущества буровых реагентов ASDAPAC:

- обладают высокой термостойкостью (до 120 °С) и эффективны в условиях высоких температур при сохранении оптимальных реологических и фильтрационных свойств раствора;
- работают при высоких показателях pH (до 11,5);
- стабильны в высокоминерализованных средах, включая насыщенные растворы хлорида натрия и хлорида калия;
- эффективны во всех типах растворов на водной основе;
- хорошо совместимы с другими реагентами.



РЕКЛАМА

Высокое качество и эффективность ASDAPAC делают его применимым для таких видов работ, как горизонтально направленное, наклонное и многоствольное бурение. Продукция подходит для проектов в сложных геологических условиях. Кроме того, она экологически безопасна.

### Марки ASDAPAC

ООО «ПРОМХИМ ИМПЕКС» выпускает две марки бурового реагента ASDAPAC:

- **ASDA PAC HV** – полимерный реагент высокой вязкости (ПАЦ В);
- **ASDA PAC LV** – полимерный реагент низкой вязкости (ПАЦ Н).

При этом производство позволяет предоставлять продукцию с содержанием основного вещества от 65% (низкой вязкости) до 95% (высокой вязкости).

ASDA PAC LV позволяет снижать фильтрацию без изменения реологических показателей раствора, если таковое нежелательно. Кроме того, низковязкие реагенты снижают гидравлические сопротивления и позволяют поддерживать невысокое давление при прокачивании. ASDA PAC LV также следует предпочесть в растворах с большим количеством утяжелителя: в подобных ситуациях использование высоковязких ПАЦ может привести к перемещению бурового раствора.

ASDA PAC HV эффективен в качестве комбинированного регулятора вязкости и водоотдачи. То есть этот реагент выбирают, когда необходимо снизить фильтрацию и одновременно поднять реологические показатели, улучшая выносящую способность бурового раствора.

### Выбор лучших

Высокие характеристики позволяют ASDAPAC успешно конкурировать с мировыми аналогами. Продукция используется на проектах ряда российских ВИНК, известных нефтедобытчиков из других стран СНГ, а также нескольких западных мейджоров.

### Высокое качество ASDAPAC обусловлено рядом факторов:

- высокотехнологичное производство;
- строгий контроль качества;
- высокая степень очистки (до 95% основного вещества);
- сырьем для изготовления выступает местный хлопок. А хлопок Узбекистана – один из лучших в мире благодаря выращиванию культуры в оптимальных для этого климатических условиях, уникальным местным сортам и традициям хлопководства.

Кроме того, «ПРОМХИМ ИМПЕКС» выпускает ПАЦ низкой вязкости из древесной целлюлозы, цена которого позволяет успешно конкурировать в более дешевом сегменте подобной продукции. ●

KEYWORDS: drilling reagent, field chemistry, slurry removal, well wall stabilization, and water cut reduction.

# ГРП:

## теоретические, лабораторные и численные подходы к моделированию и анализу процессов трещинообразования

В СТАТЬЕ ПРОВЕДЕН КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ, ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ И ЧИСЛЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГРП И МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ И ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ТРЕЩИН. РАССМОТРЕНЫ ЭВОЛЮЦИЯ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О МЕХАНИЗМЕ ГИДРОРАЗРЫВА, ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ИНДУЦИРОВАННЫХ ТРЕЩИН И ИХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ С ЕСТЕСТВЕННЫМИ НАРУШЕНИЯМИ, А ТАКЖЕ ВЛИЯНИЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА МОРФОЛОГИЮ ТРЕЩИН. ПРИВЕДЕН ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ЧИСЛЕННЫХ МЕТОДОВ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ МОДЕЛИРОВАНИЕ РОСТА ТРЕЩИН В АНИЗОТРОПНЫХ И НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ, РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ И ЧИСЛЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИНТЕТИЧЕСКИХ ОБРАЗЦОВ. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЕНО ПРОГРАММНЫМ КОМПЛЕКСАМ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГРП. ВЫПОЛНЕН СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРОМЫШЛЕННЫХ, НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ И ОТКРЫТЫХ СИМУЛЯТОРОВ. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПОЗВОЛЯЮТ СИСТЕМАТИЗИРОВАТЬ НАКОПЛЕННЫЕ ЗНАНИЯ О МЕХАНИЗМАХ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА И ОПРЕДЕЛИТЬ НАПРАВЛЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

*THIS PAPER PROVIDES A COMPREHENSIVE ANALYSIS OF THEORETICAL, EXPERIMENTAL, AND NUMERICAL STUDIES AIMED AT IMPROVING HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGY AND MODELING FRACTURE FORMATION AND INTERACTION PROCESSES. THIS ARTICLE EXAMINES THE EVOLUTION OF CONCEPTS REGARDING HYDRAULIC FRACTURING MECHANISMS, THE FORMATION OF INDUCED FRACTURES AND THEIR INTERACTION WITH NATURAL FAULTS, AND THE INFLUENCE OF GEOMECHANICAL AND PROCESS PARAMETERS ON CRACK MORPHOLOGY. IT ALSO PRESENTS AN OVERVIEW OF MODERN NUMERICAL METHODS FOR MODELING FRACTURE GROWTH IN ANISOTROPIC AND HETEROGENEOUS RESERVOIRS, AS WELL AS THE RESULTS OF LABORATORY AND NUMERICAL STUDIES USING SYNTHETIC SAMPLES. PARTICULAR ATTENTION IS PAID TO HYDRAULIC FRACTURING MODELING SOFTWARE PACKAGES. A COMPARATIVE ANALYSIS OF INDUSTRIAL, RESEARCH, AND OPEN-SOURCE SIMULATORS IS PROVIDED. THE RESULTS OBTAINED ALLOW US TO SYSTEMATIZE THE ACCUMULATED KNOWLEDGE ON HYDRAULIC FRACTURING MECHANISMS AND IDENTIFY AREAS FOR FURTHER RESEARCH*

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, трещинообразование, геомеханика, численное моделирование, лабораторные исследования, взаимодействие трещин, FEM, DDM, DFN, phase-field, программные комплексы, FracPro, StimPlan, ResFrac, PyFrac.

### Саиди Саиф Саад

Казанский (Приволжский) федеральный университет

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – один из наиболее распространенных методов стимулирования нефтяных и газовых скважин, обеспечивающий создание и расширение трещин в продуктивном пласте за счет закачки жидкости, состоящей из воды, песка и химических добавок под давлением, превышающим прочность пород в окколоскважинной зоне. Этот процесс направлен на увеличение проницаемости коллектора и формирование высокопроводящих каналов фильтрации, что позволяет многократно повысить приток углеводородов.

По своей физической сущности ГРП представляет собой управляемое разрушение пород вдоль плоскостей минимального сопротивления, обусловленное действием нагнетаемой жидкости. Метод применяется в коллекторах различной литологии – песчаниках, известняках, доломитах, конгломератах – и используется как для добывающих, так и для нагнетательных скважин. Создание трещины вызывает перераспределение линий тока и изменение градиента давления, вследствие чего существенно изменяется фильтрационный режим в призабойной зоне.

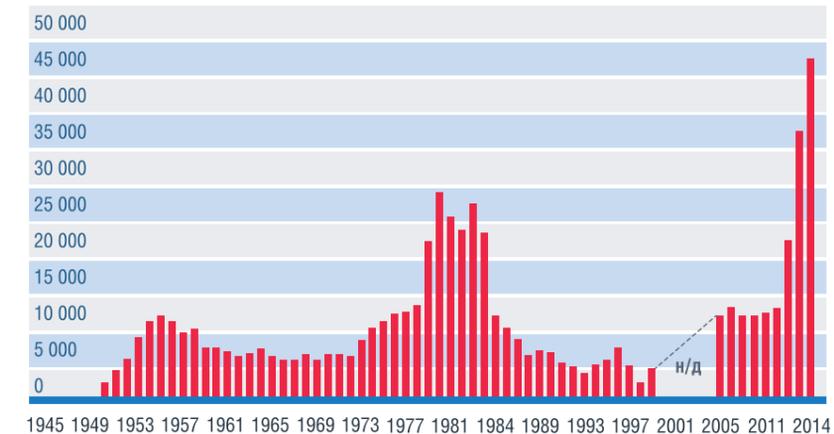
Успешное применение ГРП на месторождениях в большинстве случаев приводит к резкому увеличению дебита добывающей скважины. Метод позволяет

«оживить» простаивающие скважины, на которых добыча нефти или газа традиционными способами становится экономически невыгодной или трудноосуществимой. Также в настоящее время ГРП применяется и для разработки новых нефтегазовых пластов, извлечение углеводородов из которых традиционными методами нерентабельно ввиду низких получаемых дебитов, например, из-за низких показателей проницаемости горных пород [1].

Впервые экспериментальный ГРП на нефтяной скважине был произведен в США в 1947 г. компанией Halliburton. Жидкостью разрыва и расклинивающим агентом послужили техническая вода и речной песок соответственно. Хотя операция прошла неудачно, на основе опытных данных американский инженер Ж. Кларк годом позднее смог обобщенно описать технологические и теоретические аспекты ГРП, что позволило увеличить эффективность применения метода. 17 марта 1949 г. Halliburton выполнила первые два коммерческих ГРП в округе Стивенс (штат Оклахома) и округе Арчер (Техас).

Положительные эффекты проведения технологии привели к быстрому распространению метода на месторождениях: к 1955 г. количество операций в США превысило 100 тыс.,

РИСУНОК 1. Количество ГРП, проведенных на нефтяных скважинах в США за 1949 – 2014 гг. [4]



а уже через 13 лет – 1 млн во всем мире. На рисунке 1 приведена информация по количеству ГРП, проведенных в США за 1949–2014 годы.

Как видно из рисунка 1, в середине XX века количество проведенных разрывов пластов увеличилось, достигло пика в 1980-х годах, но затем пошло на спад. Однако начиная с 2011 года вновь наблюдается активное внедрение данной технологии в рамках так называемой «сланцевой революции» – начала крупномасштабной эксплуатации залежей сланцевых пород.

По мере того как увеличивались знания о механизме процесса, открывались различные жидкости

разрыва и расклинивающие материалы, совершенствовалось оборудование для проведения операции, успешность гидроразрыва постоянно увеличивалась и к концу XX века превысила 90 %.

Современная практика проектирования ГРП базируется на сочетании теоретических моделей и численных симуляторов, позволяющих рассчитать геометрию трещины и ее проводимость. Теоретические основы метода изложены в классических работах по упругости, распределению напряжений, течению жидкости и динамике разрушения. Крупные нефтесервисные компании разработали специализированные программные комплексы – Fracpro, MFrac, GOHFER, StimPlan, Kinetix, FracMap – предназначенные для анализа и оптимизации параметров операции. Эти системы используют результаты геофизических исследований, лабораторных испытаний и данных мини-фракционных тестов для уточнения модели трещинообразования.

Выбор рабочей жидкости и проппанта является ключевым элементом технологии. Флюид должен обладать стабильностью к температуре и давлению, необходимой вязкостью для транспорта частиц, химической инертностью к минералам пласта и легкостью удаления после завершения операции. В последние годы активно исследуются новые полимерные и экологически безопасные системы, а также методы повторного использования воды [3].

УДК 622.276.65

Экспериментальные и численные исследования показывают, что на процесс образования трещин влияют тип коллектора, пористость, проницаемость, модуль Юнга, коэффициент Пуассона и начальные напряжения. При моделировании учитываются взаимодействие потока жидкости с породой, турбулентность и перенос проппанта. Для сложных геометрий используются псевдо-3D-модели (P3D) и фаз-полевые подходы. Современные работы рассматривают также влияние природных трещин, анизотропии и гетерогенности коллектора.

Практическая эффективность ГРП подтверждена множеством промысловых примеров. Применение симуляторов, таких как Gaspro, позволяет оптимизировать расход жидкости, концентрацию проппанта и давление закачки, обеспечивая прогнозируемое увеличение дебита и снижение skin-фактора. В полевых испытаниях, выполненных на газовых и нефтяных месторождениях Румынии, применение проектных технологий ГРП позволило достичь прироста добычи и высокого экономического эффекта.

Таким образом, накопленный международный опыт и развитие численных методов открывают возможности для системного анализа гидроразрыва пласта как сложного геомеханического и гидродинамического процесса. Настоящий обзор обобщает современные представления о физико-технических механизмах ГРП, моделях распространения трещин, свойствах жидкостей и проппантов, а также о практических подходах к проектированию операций, представленных в последних научных публикациях [4].

### Библиография и систематизация знаний о гидравлическом разрыве пласта

#### Теоретические основы и развитие метода

Фундаментальные представления о гидравлическом разрыве пласта сформировались в середине XX века и базируются на положениях механики разрушения и теории упругости. В классических трудах подробно изложены базовые принципы: распределение

напряжений в околоскважинной зоне, критерии прочности пород, гидродинамика течения жидкости в трещине, а также влияние вязкости, давления и геометрии пласта на развитие раскрытия.

С начала 2000-х годов произошел значительный рост теоретических и практических исследований, направленных на уточнение моделей трещинообразования и взаимодействия флюида с породой. Разработаны усовершенствованные двумерные и трехмерные модели (PKN, KGD, P3D), учитывающие неоднородность коллекторов, изменение напряженного состояния и утечку жидкости в пласт [2]. Современные подходы основаны на решении совокупности уравнений упругости, баланса объемов и фильтрации жидкости, сопряженных с условиями распространения трещины. Турбулентный режим течения, как показано в [5], изменяет профиль давления и способствует более равномерному распределению проппанта, что важно при расчете проводимости.

Для трудных коллекторов (плотные песчаники, карбонаты, угольные пласты) активно развиваются концепции двойной пористости и двухфазной фильтрации. Эти модели позволяют учитывать взаимодействие макропористых каналов трещин и микропористой матрицы, что обеспечивает более точное описание динамики притока после ГРП.

#### Свойства и состав жидкостей для ГРП

Жидкость для разрыва пласта должна отвечать ряду инженерных требований:

- сохранять вязкость при изменениях температуры и давления;
- обеспечивать транспорт проппанта на всю длину трещины;
- не взаимодействовать с минералами породы и пластовой водой, не образуя осадков;
- легко удаляться из пласта после завершения операции.

Традиционно используются вязкие гели на основе гуаровых и полимерных систем, однако в последние годы разрабатываются новые полимерные составы и экологически безопасные жидкости [6]. Исследование [6] показало, что в среднем при ГРП

расход воды на одну скважину составляет от 1000 до 30 000 м<sup>3</sup>, причем доля рециркулированной воды составляет около 6,5%, что подчеркивает значимость повторного использования воды и минимизации экологических рисков.

#### Гидроразрыв пласта в лабораторных условиях

Исследователи зафиксировали значительное количество естественных трещин в горных породах с помощью различных методов, включая каротажный телевизионный зонд, геологические разрезы и схемы, а также керновые исследования [6].

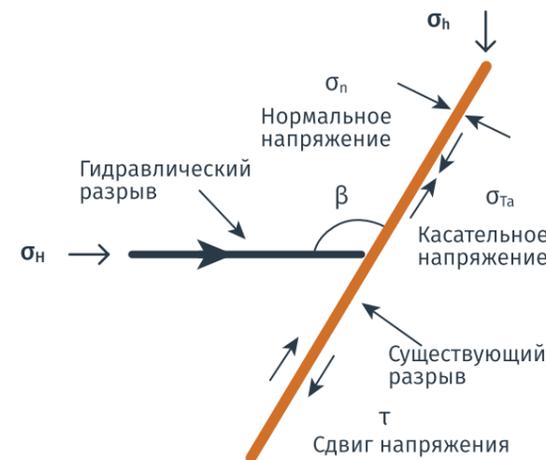
Наличие таких предсуществующих трещин оказывает существенное влияние на напряженное состояние в породе. Локальное перераспределение напряжений, вызванное естественными нарушениями, определяет геометрию и характер распространения индуцированных трещин гидроразрыва [6].

На рисунке 2 показана схема напряженного состояния индуцированной трещины гидроразрыва при ее подходе к естественной трещине. Угол  $\beta$  характеризует угол сближения между фронтом гидравлической трещины и плоскостью естественной трещины;  $\sigma_n$  и  $\tau$  – нормальные и касательные напряжения, действующие на плоскости последней.

Впервые Jeffery et al. (2009) [7] в полевых условиях наблюдали явление смещения (offsetting) между индуцированной трещиной и естественной системой разломов во время гидроразрыва, выполненного на угольном месторождении Central Colliery (рис. 3). В месте пересечения индуцированная трещина изменила направление и возобновила распространение с новой точки, что подтверждает сложную природу взаимодействия между искусственно инициированной и природной системой трещин.

В последние годы проведено большое количество лабораторных экспериментов, направленных на детальное изучение механизма взаимодействия индуцированных и естественных трещин. Эти исследования позволили установить влияние угла подхода, дифференциальных напряжений,

РИСУНОК 2. Схема взаимодействия индуцированной трещины гидроразрыва с естественной трещиной [41]



механических свойств пород и свойств жидкости на характер взаимодействия – от пересечения и раскрытия до остановки и отклонения фронта трещины.

#### Режимы взаимодействия индуцированной трещины гидроразрыва с одиночной естественной трещиной

Гидроразрыв пласта представляет собой сложный физический процесс, включающий элементы гидродинамики и механики горных пород. Для изучения влияния отдельных геологических параметров или технологических факторов ГРП на характер распространения трещины и режим ее взаимодействия с существующими разломами обычно применяются образцы, содержащие одну заранее сформированную трещину. В классических опытах Lamont и Jassen (1963) [8] исследовали влияние одиночной

трещины на зарождение и распространение гидравлической трещины, изменяя ширину и ориентацию естественного дефекта. В качестве жидкости разрыва использовалась вода. Было установлено, что направление роста индуцированной трещины в первую очередь определяется направлением наименьшего главного сжимающего напряжения. При этом ширина и ориентация естественной трещины не изменяли характер взаимодействия – наблюдалось пересечение индуцированной трещины с существующей (рис. 4).

Однако результаты Lamont и Jassen (1963) [8] не совпали с последующими экспериментальными наблюдениями. Основная причина расхождений заключается, вероятно, в слишком высокой скорости закачки, использованной в экспериментах Lamont и Jassen (величина не указана в работе) [8].

РИСУНОК 3. Пример наблюдения смещения трещины при взаимодействии индуцированной и естественной систем [40]



Быстрое нагнетание приводит к такому росту трещины, при котором она не успевает отклоняться или останавливаться на естественном разломе.

Скорость закачки  $Q$  и вязкость жидкости  $\chi$  напрямую связаны с раскрытием трещины  $w_f$ . Согласно Valkó и Economides (1995) [9], а также Chuprakov et al. (2014) [10], зависимость выражается формулой:

$$w_f = 2,244 \sqrt{\frac{Q\chi l_f(1-u^2)}{E}} \quad (1)$$

$$K_I = \frac{w_f E}{4(1-u^2)} \sqrt{\frac{\pi}{2l_{op}}} \quad (2)$$

где  $l_f$  – полуудлина индуцированной трещины;  $\nu$  – коэффициент Пуассона;  $E$  – модуль Юнга;  $K_I$  – коэффициент интенсивности напряжений для трещины I-типа;  $l_{op}$  – параметр, характеризующий длину открытой зоны трещины.

РИСУНОК 4. Результаты лабораторных испытаний Lamont и Jassen (1963) [7]: взаимодействие индуцированной гидравлической трещины с естественной при различных углах  $\beta$  (45° и 75°).

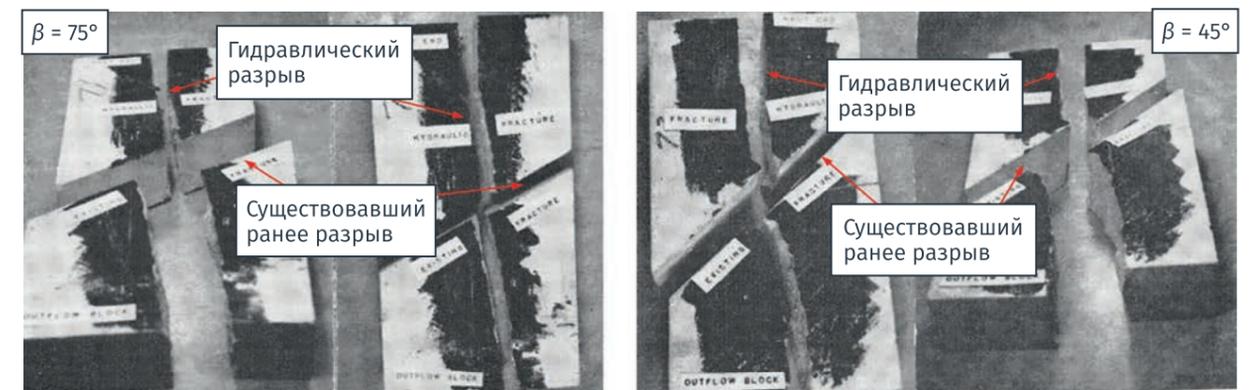
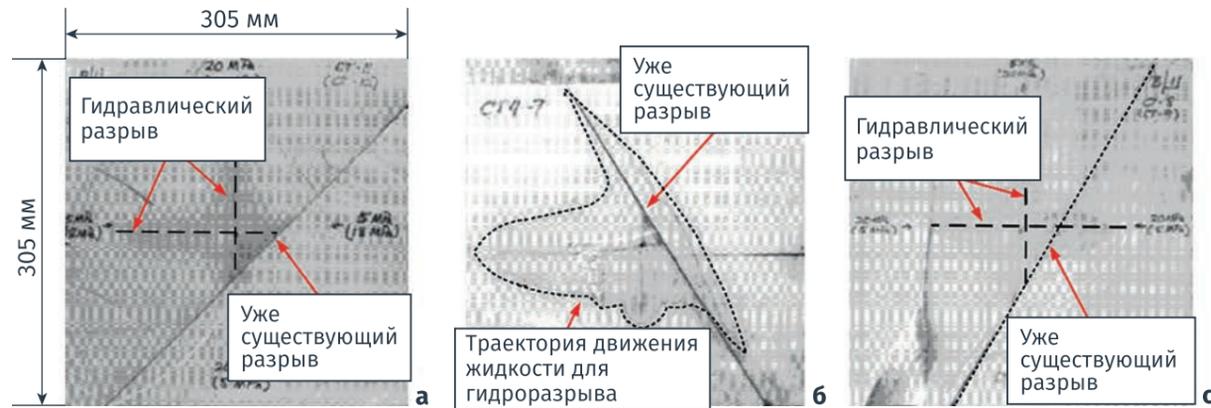


РИСУНОК 5. Взаимодействие индуцированной и естественной трещин, наблюдаемое в лабораторных испытаниях Blanton (1982) [52]: (а) остановка фронта; (б) раскрытие естественной трещины; (с) пересечение



Иницирование новой трещины напротив существующего дефекта возможно, если выполняется энергетический критерий роста трещины:

$$K_I \geq K_{IC} \quad (1)$$

где  $K_{IC}$  – критическая вязкость разрушения породы.

С увеличением скорости закачки  $Q$  и вязкости  $\chi$  возрастают раскрытие  $w_f$  и коэффициент интенсивности  $K_I$ , что делает более вероятным пересечение (crossing) индуцированной трещины с естественной. Этот эффект был подтвержден рядом последующих исследований.

Установлено, что величина бокового (конфинирующего) давления и угол подхода  $\beta$  оказывают решающее влияние на режим взаимодействия индуцированной трещины с естественной.

В экспериментах Blanton (1982) было показано, что при низком дифференциальном напряжении ( $\sigma_1 - \sigma_3$ ) и малом угле подхода  $\beta$  индуцированная трещина, как правило, останавливается на границе естественного разлома (рис. 5а) либо вызывает его раскрытие (рис. 5б). Напротив, при высоком дифференциальном напряжении и большом угле  $\beta$  фронт индуцированной трещины склонен пересекать существующую трещину (рис. 5с).

В последующем ряде экспериментов [53–58] системно исследовалось влияние конфинирующего давления, угла  $\beta$  и механических свойств пород на поведение индуцированной трещины. На основании этих данных были выделены три характерных режима взаимодействия:

- Пересечение (crossing) – индуцированная трещина полностью проходит через естественную;
- Раскрытие (opening/dilation) – фронт вызывает раскрытие и расширение существующей трещины без потери целостности;
- Остановка (arrest/diversion) – фронт гидроразрыва прекращает развитие или отклоняется вблизи слабой зоны или концов естественной трещины.

Результаты наиболее известных лабораторных серий сведены в таблицу 1, где представлены условия испытаний (угол  $\beta$ , напряжения  $\sigma_1, \sigma_3$ , дифференциал  $\sigma_1 - \sigma_3$ , коэффициент трения  $\lambda$ , предел прочности на растяжение  $\sigma_{T}$ , прочность на сдвиг  $\sigma_{\tau}$ , тип породы, скорость закачки  $Q$  и вязкость жидкости  $\chi$ ).

### Современная классификация режимов взаимодействия индуцированной и естественной трещины

Недавние исследования [11], основанные на обширном анализе опубликованных экспериментальных и численных данных, позволили уточнить существующие модели взаимодействия гидравлических трещин с естественными нарушениями. Авторы выделили восемь характерных типов взаимодействия, которые можно сгруппировать в два основных класса:

- режим пересечения и задержки (crossing/ arrested mode);
- режим взаимодействия до пересечения (pre-intersection mode).

В рамках первого класса выделяются три подвида режима пересечения: прямое пересечение без раскрытия естественной трещины (*direct crossing without dilation*); пересечение с раскрытием (*direct crossing with dilation*) и не прямое пересечение (*indirect crossing*), когда индуцированная трещина огибает естественную в трехмерном пространстве.

Режим задержки (arrested mode) включает четыре разновидности:

- задержка с дилатацией (раскрытием) естественной трещины,
- задержка сдвигом,
- задержка, вызванная сочетанием сдвига и дилатации,
- частичное расслоение вблизи вершины индуцированной трещины перед пересечением.

Эти типы взаимодействия определяются сочетанием дифференциального напряжения ( $\sigma_1 - \sigma_3$ ), угла подхода  $\beta$ , скорости закачки  $Q$ , вязкости жидкости  $\chi$  и прочности породы на сдвиг и растяжение. При высоком перепаде напряжений, больших углах  $\beta$  и увеличенной вязкости жидкости реализуется прямое пересечение трещины, тогда как низкое напряженное состояние и малый угол подхода приводят к реактивации и раскрытию естественных трещин [12].

По механизму реактивации естественных нарушений выделяют три основные формы:

- Дилатация (dilation) – характерна для высоких напряжений и вязких жидкостей.
- Сдвиг (shear) – проявляется при низких углах  $\beta$  и широкой естественной трещине.

ТАБЛИЦА 1. Экспериментальные данные по взаимодействию трещины гидроразрыва с естественными трещинами (по данным различных авторов) [6]

Источник	Угол $\beta$ , °	$\sigma_1$ , МПа	$\sigma_3$ , МПа	$\Delta\sigma = \sigma_1 - \sigma_3$ , МПа	$\lambda$	$\sigma_{T}$ , МПа	$\sigma_{\tau}$ , МПа	Порода	$Q$ , см³/с	$\chi$ , Па·с	Результат
Blanton (1982) [52]	45	18	5	13	–	–	–	–	–	–	Остановка
	45	16	5	11	–	–	–	–	–	–	Остановка
	45	14	5	9	–	–	–	–	–	–	Остановка
	45	10	5	5	–	–	–	–	–	–	Открытие
	30	19	10	9	–	–	–	–	–	–	Открытие
	30	20	5	15	–	–	–	–	–	–	Остановка
Warpinski и Teufel (1987) [45]	90	6,9	3,45	3,45	0,68	–	0,1	Песчаник	0,1	0,32	Расширение
	90	10,34	3,45	6,89	–	–	–	–	–	–	Пересечение
	60	13,79	3,45	10,34	–	–	–	–	–	–	Пересечение
	60	6,9	3,45	3,45	–	–	–	–	–	–	Расширение
	30	10,34	3,45	6,89	–	–	–	–	–	–	Расширение
	30	13,79	3,45	10,34	–	–	–	–	–	–	Остановка
Zhou и др. (2008) [46]	90	8	3	5	0,38	3,2	–	Синтетическая	0,0042	0,135	Пересечение
	90	10	5	5	0,89	–	–	–	–	–	Пересечение
	90	8	3	5	1,21	–	–	–	–	–	Расширение
	90	13	3	10	1,21	–	–	–	–	–	Пересечение
	60	10	3	7	0,38	–	–	–	–	–	Расширение
	60	8	3	5	0,38	–	–	–	–	–	Расширение
	60	10	3	7	0,89	–	–	–	–	–	Остановка
	90	8	3	5	0,89	–	–	–	–	–	Пересечение
	60	13	3	10	0,89	–	–	–	–	–	Расширение
	60	13	3	10	1,21	–	–	–	–	–	Расширение
	30	8	3	5	0,38	–	–	–	–	–	Расширение
	30	10	3	7	0,89	–	–	–	–	–	Расширение
	30	13	3	10	1,21	–	–	–	–	–	Расширение
	30	8	3	5	0,38	–	–	–	–	–	Расширение
30	10	3	7	0,89	–	–	–	–	–	Остановка	
30	13	3	10	1,21	–	–	–	–	–	Расширение	
30	8	3	5	1,21	–	–	–	–	–	Расширение	
Gu и др. (2012) [57]	90	13,79	6,9	6,89	0,615	4,05	0	Песчаник	0,5	1,0	Пересечение
	90	7,59	6,9	0,69	–	–	–	–	–	–	Без пересечения
	75	17,24	6,9	10,34	–	–	–	–	–	–	Пересечение
	75	8,27	6,9	1,37	–	–	–	–	–	–	Без пересечения
	45	17,24	6,9	10,34	–	–	–	–	–	–	Без пересечения
45	8,27	6,9	1,37	–	–	–	–	–	–	Без пересечения	

Примечания:  $\beta$  – угол подхода индуцированной трещины;  $\sigma_1$  и  $\sigma_3$  – максимальное и минимальное всесторонние напряжения;  $\lambda$  – коэффициент трения по естественной трещине;  $\sigma_{T}$  – предел прочности на растяжение;  $\sigma_{\tau}$  – прочность на сдвиг;  $Q$  – скорость закачки;  $\chi$  – вязкость жидкости гидроразрыва

- Комбинированная дилатационно-сдвиговая реактивация, типичная для средних напряжений.

В последнем случае наблюдается дебондинг (частичное раскрытие) вблизи вершины индуцированной трещины, вызванный нормальными и касательными напряжениями, индуцированными процессом закачки. Gu и др. (2012) показали, что взаимодействие трещин происходит в две стадии:

- фронт гидравлической трещины достигает поверхности

естественного нарушения, но жидкость еще не проникает внутрь (фаза *fluid lag*);

- при последующем росте давления реализуются различные сценарии – от полного пересечения до сдвигового раскрытия.

Таким образом, дебондинг естественной трещины следует рассматривать как переходное явление, предшествующее взаимодействию, но не как самостоятельный режим.

### Влияние угла подхода, напряжений и параметров закачки на режим взаимодействия трещин

К основным факторам, определяющим режим взаимодействия индуцированной и естественной трещин, относятся угол подхода  $\beta$ , дифференциальное напряжение ( $\sigma_1 - \sigma_3$ ) и прочность естественной трещины.

Показано, что при высоких углах подхода, большом

перепаде напряжений и высоком коэффициенте трения индуцированная гидравлическая трещина склонна пересекать естественные трещины, сохраняя направление распространения.

Наряду с геомеханическими условиями, значительное влияние оказывают технологические параметры процесса гидроразрыва пласта – скорость закачки ( $Q$ ), время закачки и вязкость жидкости ( $\chi$ ). Как отмечается в исследованиях, высокая скорость закачки и повышенная вязкость жидкости способствуют формированию протяженных магистральных трещин и облегчают процесс пересечения естественных нарушений. В этом случае поверхность трещины имеет упрощенную морфологию, что снижает вероятность образования разветвленной сети.

При низкой скорости закачки и низкой вязкости жидкости повышается вероятность реактивации естественных трещин, что ведет к формированию более сложной системы трещиноватости. Однако при этом основная гидравлическая трещина имеет меньшую длину, так как часть закачиваемой жидкости уходит в ранее существующие разломы [12]. Таким образом, можно заключить, что высокая скорость закачки и высокая вязкость жидкости способствуют формированию длинных и устойчивых гидравлических трещин, тогда как низкие значения этих параметров активируют естественную трещиноватость и увеличивают степень ее участия в формировании сети каналов фильтрации.

Отдельное внимание уделено влиянию кислотных систем на морфологию гидравлических трещин [13]. В экспериментах сравнивались чистая кислота и гелеобразная кислота.

Чистая кислота, обладая низким коэффициентом трения и высокой коррозионной активностью, облегчает ее проникновение в естественные трещины и способствует формированию грубых травленных поверхностей. В то время как гелевая кислота, характеризующаяся высокой вязкостью и пониженной скоростью реакции с породой, обеспечивает равномерное травление каналов и уменьшает фильтрацию кислоты в поровое пространство [5].

Полученные результаты показали, что чистая кислота создает неровные и хаотичные структуры травления, а гелевая кислота формирует каналы равномерные узоры, что важно для контроля морфологии трещины и повышения эффективности обработки пласта.

### Лабораторное моделирование и использование синтетических образцов в исследованиях гидроразрыва пласта

Получение достоверных экспериментальных данных при лабораторных исследованиях гидроразрыва пласта требует большого числа неповрежденных образцов породы, что на практике крайне затруднительно. Эти ограничения стимулировали развитие подходов по изготовлению синтетических образцов, в том числе с использованием 3D-печати или ручного прессования порошковых смесей. Одним из наиболее эффективных решений является имитация условий испытаний с применением специализированных лабораторных или численных симуляторов.

Синтетические песчановые образцы, как правило, состоят из кварцевого песка, цементирующего материала и воды, после чего подвергаются уплотнению под заданным давлением, что позволяет достичь требуемых значений пористости и проницаемости. В качестве связующего компонента нередко используется глинистая фракция. Аналогично для моделирования коллекторов с низкой проницаемостью изготавливаются синтетические конгломератоподобные (глутениновые) образцы.

Для воспроизведения естественных трещин в структуру образцов вводятся гипс, гидростон, а также тонкие бумажные прослойки, либо трещины формируются в результате резкого термического воздействия (нагрев–охлаждение).

Синтетические образцы различной геометрии, размеров и состава активно применяются для анализа различных аспектов гидроразрыва. Так, Deng и Lin [13] использовали кубические образцы из цементного раствора

для исследования инициирования и распространения направленных трещин, сопоставив результаты с численным моделированием. Eshiet и Sheng [14] применили образцы из стеклянных шариков и гипса для анализа основных факторов, влияющих на проведение экспериментов ГРП. Изготовление образцов осуществлялось с учетом реальных диапазонов напряжений, характерных для условий пласта.

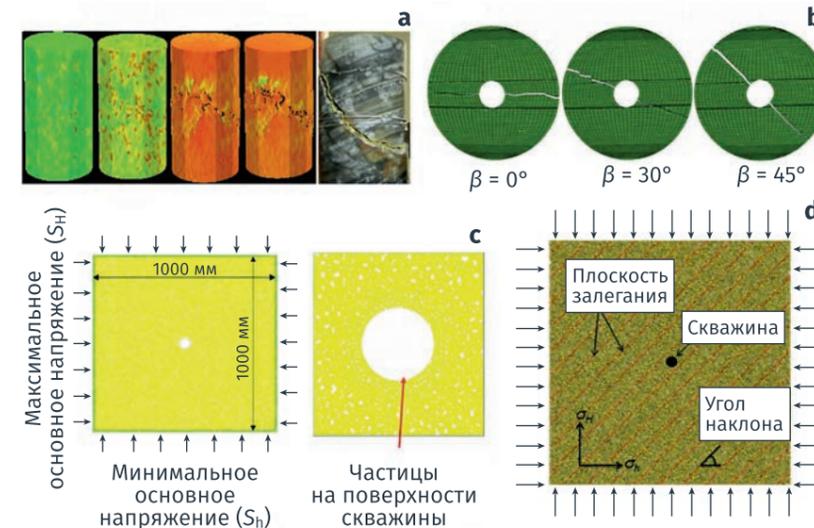
Работа Zhang и Si [15] расширила лабораторные исследования, объединив их с разработкой численного симулятора, предназначенного для анализа движения жидкости разрыва и индукции микросейсмических событий при ГРП в угольных пластах. Распределение и развитие трещин при одноосных испытаниях анализируется методами дискретных элементов (DEM), что позволяет учитывать различные геомеханические условия залежи.

В свою очередь, Shi и Zhang [16] использовали метод расширенных конечных элементов (XFEM) для численного моделирования цилиндрических ядер сланцев, исследуя влияние гидроразрыва на существующие трещины в условиях одноосного нагружения. Li и Tang [7917] реализовали сопряженное конечно-элементное моделирование, учитывающее влияние фильтрации, разрушения и напряженного состояния на процесс гидравлического повреждения породы (рис. 6).

Чжан [18] предложил новый подход к моделированию естественных трещин в неоднородных коллекторах без изменения сеточной структуры. Было установлено, что распространение трещин зависит от разрыва микросвязей (micro-bond rupture) при всех типах разрушения породы. После соответствующих модификаций модели VIB (Virtual Internal Bond) необходимость в отдельном критерии разрушения отпадает.

Чжан и Гассеми [19] разработали трехмерную модель Virtual Multidimensional Internal Bond (VMIB), предназначенную для моделирования реалистичного распространения трещин путем связывания микромеханических процессов разрушения с макроскопическим поведением трещины. Модель основана на трехмерном методе конечных

элементов и включает механизм контактного взаимодействия и трения между стенками трещины. Численные расчеты, подтвержденные лабораторными экспериментами, показали высокую точность воспроизведения процессов распространения и слияния трещин. Дискретная модель VIB представляет собой решетчатый (lattice-based) подход, в котором трехмерные задачи фильтрации и механики сводятся к одномерным взаимодействиям в ячейках связей. Такой метод позволяет трещинам проходить сквозь узлы связей, внедряясь в фоновую сетку, и эффективно описывает гидромеханическое сопряжение в сложных резервуарах (см. рис. 7). Модифицированная версия – дискретная модель DVIB – показала высокую эффективность при моделировании влияния скорости нагружения на процесс разрушения горных пород.



элементов и включает механизм контактного взаимодействия и трения между стенками трещины.

Численные расчеты, подтвержденные лабораторными экспериментами, показали высокую точность воспроизведения процессов распространения и слияния трещин.

Дискретная модель VIB представляет собой решетчатый (lattice-based) подход, в котором трехмерные задачи фильтрации и механики сводятся к одномерным взаимодействиям в ячейках связей. Такой метод позволяет трещинам проходить сквозь узлы связей, внедряясь в фоновую сетку, и эффективно описывает гидромеханическое сопряжение в сложных резервуарах (см. рис. 7).

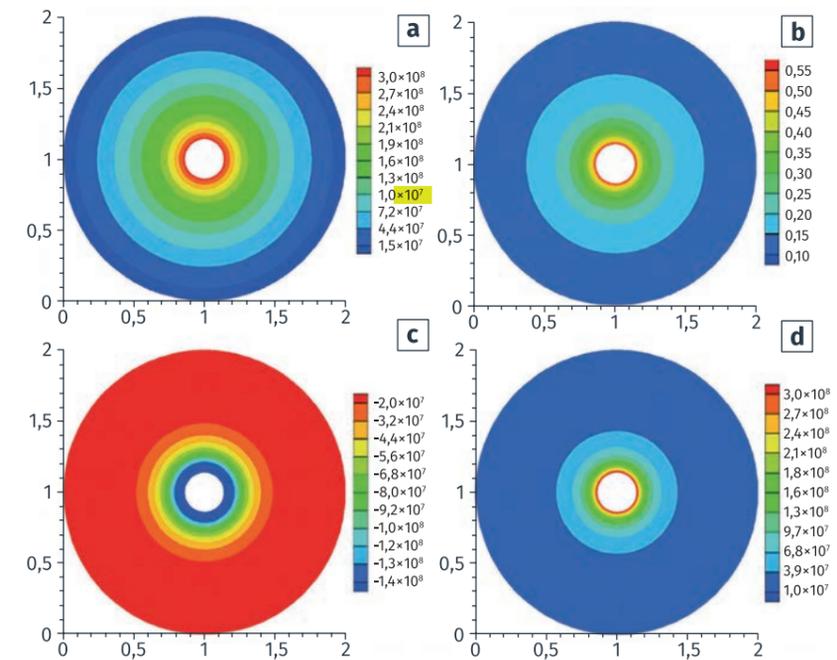
Модифицированная версия – дискретная модель DVIB – показала высокую эффективность при моделировании влияния скорости нагружения на процесс разрушения горных пород.

### Численное моделирование гидроразрыва пласта: программные средства

Современные технологии проектирования и анализа гидроразрыва пласта требуют применения специализированных программных комплексов,

способных учитывать сложные физические взаимодействия: фильтрацию жидкости, механическое поведение породы, образование и развитие трещин, транспорт пропанта, тепловые эффекты и взаимодействие с естественными разломами. Такие симуляторы становятся

РИСУНОК 7. Моделирование распределения напряжений: а) давление жидкости, б) радиальное перемещение, в) радиальное напряжение, г) касательное напряжение [19]



неотъемлемым элементом как научных исследований, так и промышленного проектирования.

Существующие программные продукты можно условно разделить на три категории:

- Промышленные коммерческие симуляторы, к которым относятся FracPro, StimPlan, GOHFER, ResFrac, MFrac/MShale, Kinetix и др. Они оптимизированы для быстрого инженерного расчета в условиях ограниченного времени и используют проверенные численные алгоритмы с акцентом на надежность и производительность.
- Научно-исследовательские симуляторы, такие как FracMap, XSite, @Frac, PyFrac, которые используются преимущественно в университетах и НИЦ, и обеспечивают более детализированное физико-механическое моделирование, включая контактные взаимодействия, микросейсмику и рост трещин в анизотропных средах.
- Открытые и гибридные решения. Например, PyFrac – открытая исследовательская платформа с поддержкой сложных граничных условий и сопряженных задач, распространяемая по лицензии GPL, активно используется в академической среде.

ТАБЛИЦА 2. Современные программные комплексы моделирования гидроразрыва пласта (ГРП) [20]

Программа (разработчик)	Тип модели (2D/3D)	Учитываемые процессы	Численные методы	Модули сопряженного анализа	Лицензия	Основные преимущества и ограничения
<b>РН-ГРИД</b> (ПАО «НК «Роснефть»)	3D (Planar3D)	Гидродинамика и геомеханика	Аналитико-численный (Planar3D)	Полносопряженная гидромеханика	Коммерческая	Точная геометрия трещин, высокая скорость; закрытая система
<b>CyberFrac</b> (ООО «Страта Солюшнз», «Газпром нефть»)	3D (Planar3D)	Гидравлика, кислотный ГРП, проппант	FDM/FV, Planar3D	Гидромеханика, продуктивность	Коммерческая	Многостадийность, интеграция с ГИС и МСМ; закрытый код
<b>StimPlan™</b> (NSI Technologies)	2D (PL3D/FEM)	Геомеханика, гидродинамика, транспорт проппанта	FEM + FDM/FV	Полное сопряжение, БД флюидов, реальное время	Коммерческая	Популярное ПО; точные расчеты, но ресурсоемкое
<b>MFrac™ / MShale™</b> (Baker Hughes)	2D/3D (Pseudo3D)	Геомеханика, теплоперенос, транспорт проппанта	DDM + FDM	MView, MProd	Коммерческая	Интеграция с данными в реальном времени; не учитывает естественные трещины
<b>ResFrac</b> (ResFrac Inc., США)	3D (DDM)	Поток, фильтрация, трещины, химия	DDM + FVM	Полносопряженная трифазная модель	Коммерческая	Модель «свеча-скважина»; высокая точность, но ресурсоемкость
<b>FracMan</b> (Golder, UK)	3D (DFN+FEM)	Естественные трещины, ГРП, фильтрация	DFN + FEM/FVM	Взаимодействие ГРП и трещин	Коммерческая	Реалистичная трещиноватость; сложность и высокая цена
<b>GOHFER®</b> (Halliburton)	3D (Grid-Oriented HF)	3D-деформация, поток, утечки	FDM + аналитика	Гидрогеомеханика, прогноз добычи	Коммерческая	Высокая скорость; не моделирует проппант
<b>FracPro</b> (Carbo Ceramics, США)	3D (P3D)	Упругость, течение, фильтрация	FEM + FDM	Анализ давления, БД флюидов	Коммерческая	Простота и надежность; упрощенная геометрия
<b>Kinetix</b> (Schlumberger)	3D (UFM)	Гидро-геомеханика, анизотропия	UFM (сопряженный)	Геолого-физика, оптимизация	Коммерческая	Высокая точность; требует много данных
<b>XSite</b> (Itasca, США)	3D (Lattice + SRM)	Микромеханика, проппант, утечка	Lattice/SRM + трубопроводы	Гидромеханика, МС-события	Коммерческая	Учитывает трещиноватость; ресурсоемкое
<b>@Frac</b> (Advantek, США)	3D (PL3D)	Пластичность, фильтрация, проппант	FEM (упругость + вязкость)	Учет закрытия трещин	Коммерческая	Упругопластичность; ограниченное распространение
<b>PyFrac</b> (EPFL, Швейцария)	3D (Planar)	Упругость, вязкость, Carter leak-off	Level Set + DDM + FVM	Моделирование одиночной трещины	Открытая	Исследовательская платформа; не промышленный масштаб

Полный сравнительный обзор с указанием характеристик, методов, учета сопряженных процессов и особенностей лицензирования приведен в таблице 2. В частности:

- ResFrac демонстрирует наибольшую комплексность, сочетая 3D-механизм трещинообразования с моделированием многокомпонентного флюида и прогнозом добычи;
- FracPro и StimPlan широко применяются на практике за счет

высокой скорости и доступных библиотек флюидов/проппантов;

- GOHFER выгоден для многозабойного моделирования с учетом упругой деформации пласта;
- FracMan и XSite позволяют моделировать взаимодействие гидроразрыва с детализированной сетью естественных трещин;
- PyFrac применим для верификации численных решений, включая уровень-разрез и моделирование в анизотропной среде.

Таким образом, выбор программного средства должен определяться задачами пользователя: для полевого инжиниринга важна скорость и надежность, для научного анализа – физическая достоверность и гибкость математических моделей.

### Выводы

- Комплексный анализ литературы показал, что гидравлический разрыв пласта представляет собой

многофакторный геомеханико-гидродинамический процесс, зависящий от физических свойств породы, напряженного состояния, характеристик жидкости и проппанта. Наиболее существенное влияние на морфологию и развитие трещины оказывают дифференциальное давление, угол подхода  $\beta$  и вязкость нагнетаемой жидкости.

- Историческая и теоретическая эволюция метода ГРП, начиная с первых экспериментов Halliburton (1947–1949 гг.), позволила сформировать фундаментальные модели (PKN, KGD, P3D), учитывающие фильтрацию, раскрытие и утечки жидкости. В дальнейшем развитие получили трехмерные и фаз-полевые подходы, обеспечивающие сопряженный учет упругости, течения флюида и разрушения породы.
- Лабораторные исследования (Lamont & Jassen, Blanton, Gu и др.) подтвердили зависимость режима взаимодействия индуцированных и естественных трещин от геомеханических и технологических параметров. Выделены три базовых режима – пересечение (crossing), раскрытие (dilation) и остановка (arrested). Установлено, что при высоких перепадах напряжений и больших углах  $\beta$  реализуется прямое пересечение, тогда как при низких – реактивация и дилатация естественных трещин.

- Современные численные методы (FEM, FDM, DDM, DEM, DFN, XFEM, phase-field) позволяют моделировать процесс роста и взаимодействия трещин в трехмерных неоднородных коллекторах. Показано, что сочетание упругих и вязких моделей обеспечивает более точное описание перехода от дарсианского течения в матрице к навье-стоксовскому потоку в трещине. Применение синтетических образцов и виртуальных микросвязей (VIB, VMIB, DVIB) повысило достоверность численных решений.

- Анализ программных комплексов моделирования ГРП показал, что промышленно-инженерные системы (FracPro, StimPlan, GOHFER, Kinetix, ResFrac) ориентированы на оперативное проектирование

и оптимизацию операций, тогда как исследовательские (FracMan, XSite, PyFrac, @Frac) обеспечивают детализированное физико-механическое моделирование. Отечественные решения (РН-ГРИД, CyberFrac) демонстрируют развитие в направлении полносопряженных моделей Planar3D и интеграции с геофизическими данными.

- Сравнительный анализ симуляторов подтвердил, что современные программные средства способны учитывать комплекс сопряженных процессов – фильтрацию, геомеханику, перенос проппанта, тепловые и химические эффекты. При этом ключевыми критериями выбора симулятора являются требуемая физическая точность, наличие модулей для анализа продуктивности и доступность исходных данных.
- Систематизация экспериментальных, теоретических и численных данных позволила сформировать обобщенную классификацию режимов взаимодействия трещин и определить тенденции развития технологии ГРП. Современные направления включают применение трехмерных фаз-полевых моделей, интеграцию с микросейсмическим мониторингом, разработку экологических флюидов и цифровых двойников для оптимизации проектных решений. ●

### Литература

1. ПАО «Газпром нефть»: официальный сайт компании. URL: <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2015-december/1110279/> (Дата обращения: 15.03.2018).
2. Estévez, R.A.; Espinoza, V.; Ponce Oliva, R.D.; Vásquez-Lavín, F.; Gelcich, S. Multi-Criteria Decision Analysis for Renewable Energies: Research Trends, Gaps and the Challenge of Improving Participation. *Sustainability* 2021, 13, 3515.
3. Damjanac, B.; Cundall, P. Application of distinct element methods to simulation of hydraulic fracturing in naturally fractured reservoirs. *Comput. Geotech.* 2016, 71, 283–294.
4. Gale J.F.W., Reed R.M., Holder J. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments // AAPG Bulletin. – 2014. – Vol. 98, No. 2. – P. 333–352. – DOI: 10.1306/08141312204.
5. Jeffery R.G., Zhang X., Bunge A.P., Thiercelin M. Hydraulic fracture offsetting in naturally fractured reservoirs: an in situ observation // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. – 2009. – Vol. 46, No. 7. – P. 1218–1224. – DOI: 10.1016/j.ijrmms.2009.03.013.
6. Sarmadivaleh M. Experimental investigation of hydraulic fracture interaction with pre-existing fractures. – PhD Thesis. – Perth: Curtin University, 2012. – 245 p.

7. Lamont N.A., Jessen F.W. The effects of existing fractures in rock on the propagation of hydraulic fractures // *Society of Petroleum Engineers Journal*. – 1963. – Vol. 3, No. 3. – P. 266–274. – DOI: 10.2118/426-PA.
8. Valkó P., Economides M.J. *Hydraulic Fracture Mechanics*. – Chichester: John Wiley & Sons Ltd., 1995. – 336 p.
9. Chuprakov D.A., Akulich A.V., Siebrits E. Interactions between hydraulic fractures and natural fractures: field observations, experiments, and numerical simulations. // *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference Proceedings*. – The Woodlands, TX, USA, 2013. – Paper 163825. – DOI: 10.2118/163825-MS.
10. Blanton T.L. An experimental study of interaction between hydraulically induced and pre-existing fractures // *Society of Petroleum Engineers Journal*. – 1982. – Vol. 22, No. 6. – P. 533–540. – DOI: 10.2118/9253-PA.
11. Nikam A., Taleghani A.D., Ouchi H. A numerical study of interaction between hydraulic and natural fractures in shale formations // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2016. – Vol. 146. – P. 419–430. – DOI: 10.1016/j.petrol.2016.05.046.
12. Zhang G.Q., Chen M., Jin Y., Tan P. Experimental study of acid fracturing in naturally fractured carbonate reservoirs: comparison between clean and gelled acids // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 187. – Art. 106804. – DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106804.
13. Deng J.Q., Lin C., Yang Q., Liu Y.R., Tao Z.F., Duan H.F. Investigation of directional hydraulic fracturing based on true tri-axial experiment and finite element modeling // *Computers and Geotechnics*. – 2016. – Vol. 75. – P. 28–47. – DOI: 10.1016/j.compgeo.2016.01.018.
14. Eshiet K.I., Sheng Y. An overview of principles and designs of hydraulic fracturing experiments and an inquiry into the influence of rock permeability and strength on failure mode // *Advances in Natural Gas Emerging Technologies*. – London: IntechOpen, 2017. – Chapter 10. – DOI: 10.5772/intechopen.69732.
15. Zhang X., Si G., Bai Q., Xiang Z., Li X., Oh J., Zhang Z. Numerical simulation of hydraulic fracturing and associated seismicity in lab-scale coal samples: a new insight into the stress and aperture evolution // *Computers and Geotechnics*. – 2023. – Vol. 160. – Art. 105507. – DOI: 10.1016/j.compgeo.2023.105507.
16. Liu D., Shi X., Zhang X., Wang B., Tang T., Han W. Hydraulic fracturing test with prefabricated crack on anisotropic shale: laboratory testing and numerical simulation // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 168. – P. 409–418. – DOI: 10.1016/j.petrol.2018.04.059.
17. Li L.C., Tang C.A., Li G., Wang S.Y., Liang Z.Z., Zhang Y.B. Numerical simulation of 3D hydraulic fracturing based on an improved flow–stress–damage model and a parallel FEM technique // *Rock Mechanics and Rock Engineering*. – 2012. – Vol. 45. – P. 801–818. – DOI: 10.1007/s00603-011-0170-2.
18. Zhang Z.N. Multiscale simulation of fracture propagation in heterogeneous materials using virtual multidimensional internal bonds // *Theoretical and Applied Fracture Mechanics*. – 2008. – Vol. 49, No. 3. – P. 233–241. – DOI: 10.1016/j.tafmec.2008.02.001.
19. Zhang Z.Z., Ghassemi A.A. Three-dimensional fracture simulation using the virtual multidimensional internal bond // *Proceedings of the 44th U.S. Rock Mechanics Symposium and 5th U.S.-Canada Rock Mechanics Symposium*, Salt Lake City, Utah, USA, 27–30 June 2010. – Paper ARMA-10-523. – Salt Lake City: ARMA, 2010.
20. РН-ГРИД [Электронный ресурс] // ПАО «НК Роснефть». – Официальный сайт компании: <https://www.rosneft.ru>. – Внутрикorporативное ПО, без открытого доступа.

**KEYWORDS:** hydraulic fracturing, crack formation, geomechanics, numerical modeling, laboratory research, crack interaction, FEM, DDM, DFN, phase-field, software packages, FracPro, StimPlan, ResFrac, PyFrac.

# 26 ЛЕТ ЛИДЕРСТВА В НЕФТЕСЕРВИСНОЙ ОТРАСЛИ: Сибирская Сервисная Компания отметила день основания

Юлия Соболева,  
Арина Гнездилова

отдел по связям с общественностью  
АО «Сибирская Сервисная Компания»

1 ФЕВРАЛЯ СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ ИСПОЛНИЛОСЬ 26 ЛЕТ. АО «ССК» – ЛИДИРУЮЩЕЕ РОССИЙСКОЕ НЕФТЕСЕРВИСНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ, ЧЛЕН МЕЖДУНАРОДНОЙ АССОЦИАЦИИ БУРОВЫХ ПОДРЯДЧИКОВ. НА ДОЛЮ КОМПАНИИ ПРИХОДИТСЯ ДО 6% РЫНКА, А ЕЖЕГОДНЫЙ ОБЪЕМ БУРЕНИЯ ПРЕВЫШАЕТ 1,7 МЛН МЕТРОВ ПРОХОДКИ. ЗАКАЗЧИКИ ДОВЕРЯЮТ ССК СЛОЖНЫЕ И ОТВЕТСТВЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ: БОЛЕЕ 85% ПРОБУРЕННЫХ СКВАЖИН – ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ. В КОМПАНИИ ДЕЙСТВУЮТ ШЕСТЬ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ В ГЛАВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РЕГИОНАХ СТРАНЫ

ON FEBRUARY 1, SIBERIAN SERVICE COMPANY (SSC) CELEBRATED ITS 26TH ANNIVERSARY. SSC JSC IS A LEADING RUSSIAN OILFIELD SERVICES COMPANY AND A MEMBER OF THE INTERNATIONAL ASSOCIATION OF DRILLING CONTRACTORS. THE COMPANY HOLDS UP TO 6% OF THE MARKET, AND ITS ANNUAL DRILLING VOLUME EXCEEDS 1.7 MILLION METERS. CLIENTS TRUST SSC WITH COMPLEX AND CRITICAL PROJECTS: OVER 85% OF THE WELLS DRILLED ARE HORIZONTAL. THE COMPANY OPERATES SIX DIVISIONS IN THE COUNTRY'S MAIN OIL AND GAS REGIONS

Ключевые слова: Сибирская Сервисная Компания, горизонтальная скважина, бурение, нефтесервис, кадры

« 26 лет для компании – это возраст зрелости и уверенности. Мы системно и качественно решаем сложные задачи, преодолеваем вызовы и устанавливаем рекорды. Сибирская Сервисная Компания уже несколько лет подряд является победителем престижных отраслевых премий. Специалисты побеждают в конкурсах, показывая, на что способен сплоченный коллектив профессионалов. Все это – результат общих усилий сотрудников всех филиалов! Пусть новый год в истории Сибирской Сервисной Компании станет для всех нас новым этапом роста и возможностью для реализации самых перспективных идей и проектов», – отметил генеральный директор АО «ССК» Александр Николаевич Котов.

## ФАКТЫ

На долю ССК приходится

До **6%**  
рынка

## Высокие показатели стабильны

Благодаря соблюдению норм промышленной безопасности и охраны труда, применению новейших технологий, привлечению к работе высококвалифицированного персонала, проведению строгого контроля качества и пониманию потребностей партнеров и заказчиков, Сибирская Сервисная Компания год за годом сохраняет высокую эффективность в работе, достигает значимых результатов, продолжает планомерное развитие.

РЕКЛАМА



**ФАКТЫ**

Более  
**85%**  
пробуренных  
скважин –  
горизонтальные

В 2025 году сотрудники филиалов Сибирской Сервисной Компании установили ряд значимых рекордов и были отмечены заказчиками за результативную работу. В частности, на форуме партнеров «Безопасность и эффективность» «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД) АО «ССК» получило дипломы в трех номинациях: «За высокие показатели по электробезопасности», «За высокую вовлеченность персонала в обеспечение производственной безопасности» и «За высокие показатели производственной безопасности и работу в течение 7 лет без производственного травматизма с временной утратой трудоспособности».

Три бригады Сибирской Сервисной Компании стали победителями ежегодного конкурса «Лучшая команда по бурению 2025 года», организованного ПАО «Газпром-нефть». По итогам работы в 2025 году в целом на проекте «Салым Петролеум Девелопмент» АО «ССК» тоже в числе лучших.

**Главная ценность – люди**

В Сибирской Сервисной Компании уверены: самое совершенное оборудование эффективно работает только в руках высококлассных специалистов. Главный капитал и движущая сила компании – команда профессионалов. Большое внимание уделяют развитию кадров. Действуют программы обучения и наставничества для сотрудников, поддерживаются трудовые династии, проводятся смотры-конкурсы профессионального мастерства и производственные соревнования.

«Для ССК чрезвычайно важны традиционные корпоративные ценности, которые вот уже 26 лет мы бережно сохраняем и передаем новым сотрудникам. Наша команда стабильно растет, ставит перед собой масштабные задачи и стремится их решать с максимальной самоотдачей. Мы же, в свою очередь, создаем для этого все необходимые условия, – отметил первый заместитель генерального директора АО «ССК» Алексей Канашук. – Для сотрудников организуем неформальные мероприятия: спортивные, социальные. Работники занимаются благоустройством городов в филиалах присутствия компании, поддерживают подопечные благотворительные организации. Мы проводим научно-технические конференции совместно с инновационным центром «Сколково». В том числе, благодаря таким проектам удается сохранить доверие партнеров и привлекать в свою команду самые квалифицированные кадры».

**ФАКТЫ**

Ежегодный объем бурения превышает

**1,7** млн  
метров  
проходки

**Месторождение успеха**

Более четверти века Сибирская Сервисная Компания подтверждает свой высокий статус, побеждая в престижных отраслевых премиях и занимая первые позиции в рейтингах. В 2025 году АО «ССК» в третий раз подтвердило статус лидера российского нефтесервиса в номинации «Горизонтально-направленное бурение» по версии рейтинга «ТЭК-рейтинг». Кроме того, компания возглавила список самых популярных буровых компаний России и вошла в ТОП-4 лучших работодателей из 50 номинантов независимого рейтинга информационно-консалтингового агентства «Первый Буровой Портал».

Это закономерный итог стратегии, построенной на трех ключевых принципах ССК: надежность в партнерстве, качество в работе, уверенность в будущем. Опираясь на них, Сибирская Сервисная Компания не просто ставит перед собой амбициозные цели, а достигает их, оперативно реагируя на вызовы времени! ●

KEYWORDS: Siberian Service Company, horizontal well, drilling, oilfield services, personnel.

# ОЦЕНКА СКОРОСТИ РОСТА ТЕХНОГЕННЫХ ТРЕЩИН В НЕФТЯНОМ ПЛАСТЕ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ ЗАВОДНЕНИЯ

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ РОСТА ТЕХНОГЕННЫХ ТРЕЩИН В ПЛАСТЕ ЗА СЧЕТ ДАВЛЕНИЯ ЗАКАЧИВАЕМОЙ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ ВОДЫ. ОСНОВНОЕ ВНИМАНИЕ АКЦЕНТИРУЕТСЯ НА МЕХАНИЗМЕ ОБРАЗОВАНИЯ ПРОТЯЖЕННЫХ ТРЕЩИН И ФАКТОРАХ, ОКАЗЫВАЮЩИХ ВЛИЯНИЕ НА ИХ ДЛИНУ. НА ОСНОВЕ ОРИГИНАЛЬНОЙ ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И ЧИСЛЕННЫХ РАСЧЕТОВ ПОКАЗАНО, ЧТО РОСТ ТРЕЩИН МОЖНО СМОДЕЛИРОВАТЬ КАК ПРОЦЕСС ПОВТОРЯЮЩИХСЯ ГПР, ВЫЗЫВАЕМЫХ ВОДОЙ И ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ «ПОДСТРОЙКУ» ЛИНЕЙНЫХ РАЗМЕРОВ ТРЕЩИНЫ ПОД ЦЕЛЕВУЮ ПРИЕМОСТЬ СКВАЖИНЫ С УЧЕТОМ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ЕЕ СТЕНОК ПРИМЕСЯМИ. В СТАТЬЕ ОБСУЖДАЕТСЯ КОНЦЕПЦИЯ ДЛИТЕЛЬНОГО САМОРЕГУЛИРУЕМОГО РОСТА ТЕХНОГЕННЫХ ТРЕЩИН. ПОЛУЧЕННЫЕ ДАННЫЕ СВИДЕТЕЛЬСТВУЮТ, ЧТО ТЕХНОГЕННЫЕ ТРЕЩИНЫ МОГУТ УВЕЛИЧИВАТЬ ДЛИНУ НА ВРЕМЕННЫХ ИНТЕРВАЛАХ СОПОСТАВИМЫХ С ДЛИТЕЛЬНОСТЬЮ ЗАКАЧКИ ВОДЫ, ЧТО ОТЛИЧАЕТ ЭТО ЯВЛЕНИЕ ОТ ГИДРОРАЗРЫВА ПОРОД В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ МОГУТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАНЫ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И АНАЛИЗЕ РАЗРАБОТКИ, ДЛЯ ОЦЕНКИ ВРЕМЕНИ И ПРОТЯЖЕННОСТИ СОЗДАВАЕМЫХ ТЕХНОГЕННЫХ ТРЕЩИН ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

*THIS PAPER PRESENTS THE RESULTS OF A STUDY ON THE GROWTH OF MAN-MADE FRACTURES IN A RESERVOIR DUE TO THE PRESSURE OF WATER INJECTED INTO INJECTION WELLS. THE FOCUS IS ON THE MECHANISM OF LONG FRACTURE FORMATION AND THE FACTORS INFLUENCING THEIR LENGTH. USING AN ORIGINAL PHYSICAL AND MATHEMATICAL MODEL AND NUMERICAL CALCULATIONS, IT IS DEMONSTRATED THAT FRACTURE GROWTH CAN BE MODELED AS A PROCESS OF REPEATED HYDROSTATIC SHOCKS INDUCED BY WATER, WHICH "ADJUSTS" THE FRACTURE'S LINEAR DIMENSIONS TO THE WELL'S TARGET INJECTIVITY, TAKING INTO ACCOUNT IMPURITY CONTAMINATION OF THE WELL WALLS. THE ARTICLE DISCUSSES THE CONCEPT OF LONG-TERM SELF-REGULATING GROWTH OF MAN-MADE FRACTURES. THE DATA OBTAINED INDICATE THAT MAN-MADE FRACTURES CAN INCREASE IN LENGTH OVER TIME INTERVALS COMPARABLE TO THE DURATION OF WATER INJECTION, DISTINGUISHING THIS PHENOMENON FROM HYDRAULIC FRACTURING IN PRODUCTION WELLS. THE RESEARCH RESULTS CAN BE USED IN DEVELOPMENT DESIGN AND ANALYSIS TO ESTIMATE THE TIMING AND EXTENT OF MAN-MADE FRACTURES CREATED DURING WATERFLOODING*

Ключевые слова: заводнение, техногенные трещины, автоГРП, каналы низкого фильтрационного сопротивления, обводнение скважин.

## Изотов Алексей Александрович

директор по науке и инновациям,  
ООО «РН-Геология исследования разработка»

## Черемисин Николай Алексеевич

ООО «РН-Геология исследования разработка»,  
эксперт, к.т.н.

## Мулявин Семен Федорович

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»,  
Нефтегазовый институт,  
кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»,  
профессор, д.т.н.

Актуальность темы обусловлена необходимостью повышения эффективности заводнения, особенно в низкопроницаемых терригенных коллекторах. Современная практика заводнения показывает, что при эксплуатации нагнетательных скважин, особенно в условиях ограниченного фонда скважин, закачка часто ведется при давлении, вызывающем разрыв породы и образование трещин [1, 8]. Это может вызывать стремительное обводнение добывающих скважин и снижение нефтеотдачи [15, 9].

Для описания развития трещин гидроразрыва широко применяются одномерные модели, в которых избыточное давление жидкости связывается с шириной трещины [6]. Как правило, в таких моделях предполагается достаточно быстрое (несколько минут) создание трещины закачкой жидкости разрыва под высоким давлением, жесткая зависимость длины

и ширины от мгновенного давления, незначительное влияние пороупругого эффекта и фильтрационных утечек. Однако до настоящего времени остается недостаточно изученным вопрос увеличения длины трещины при закачке воды в качестве жидкости разрыва. Традиционное моделирование этого процесса показывает, что время роста такой трещины может составлять до нескольких минут и сопровождается ростом утечки из трещины, связанной с фильтрацией воды в породу, что приведет к снижению эффективного давления на ее кончике и остановке роста [19, 20].

Однако исследования [3, 11] показывают, что традиционные модели гидроразрыва пласта (ГРП) неприменимы для трещин, создаваемых водой. Кроме того, протяженность трещин сильно зависит от параметров закачки воды [14], что обычно не учитывается в геомеханических моделях. Концепция же медленного распространения трещин, как правило, связывается с механической деградацией породы при насыщении ее водой и ростом напряжений при снижении пластового давления по мере выработки запасов. Поэтому существует необходимость в дальнейшем исследовании роста трещин под действием закачиваемой воды, поскольку снижение прочности породы является не единственной причиной медленного роста техногенных трещин.

Цель данной работы – исследование роста трещин, создаваемых при закачке воды с твердыми примесями, с учетом ее утечки в пласт и влияния твердых взвешенных частиц (ТВЧ) на проницаемость стенок трещины. Задачи исследования: 1) разработать концепцию роста трещин; 2) создать физико-математическую модель, выполнить имитационные расчеты и провести анализ факторов, влияющих на динамику роста; 3) сопоставить полученные результаты с фактическими данными.

В работе сформулирована гипотеза, что твердые частицы, содержащиеся в воде систем заводнения, при длительной закачке могут создавать условия для роста длины трещин. Это подтолкнуло к созданию алгоритмов для моделирования роста трещин на интервалах времени сопоставимых с длительностью эксплуатации скважины. Для оценки достоверности, были проведены имитационные расчеты, позволяющие объяснить наблюдаемое стремительное обводнение добывающих скважин для условий различных месторождений.

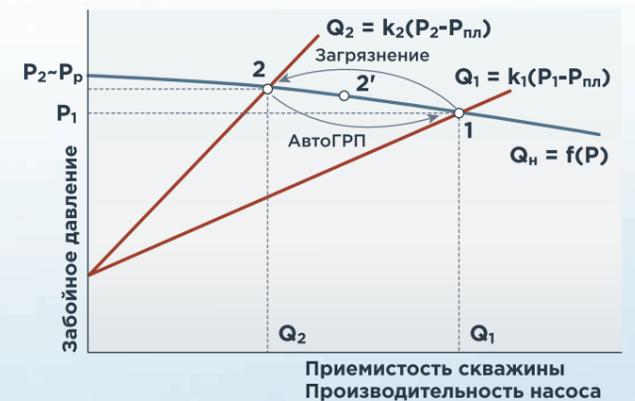
## Механизм роста техногенной трещины

Для образования трещины необходимо создать забойное давление, при котором произойдет разрыв породы. Последующее развитие длины трещины требует превышения давления на ее кончике минимального горизонтального напряжения на величину предела прочности породы на разрыв. Для начала рассмотрим, как работает система «насос – скважина – пласт». Приемистость нагнетательной скважины  $Q_1$  является функцией текущей величины коэффициента приемистости  $k_1$  и величины репрессии.

$$Q_1 = k_1 (P_{зab} - P_{пл}) \quad (1)$$

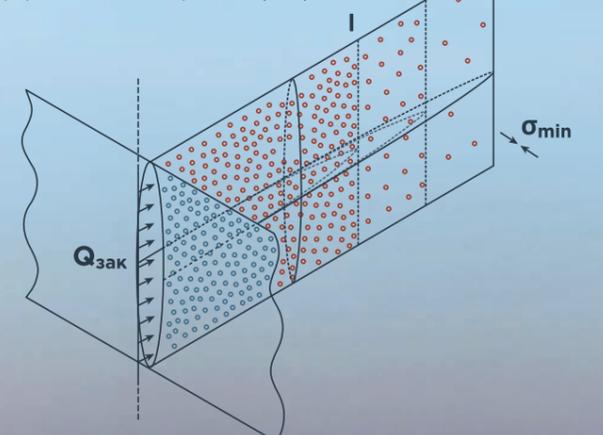
Репрессия обеспечивается давлением, создаваемым насосной станцией на выходе, с учетом штуцеров, и гидростатического давления воды в скважине. В системе при эксплуатации устанавливается баланс, определяемый пересечением характеристик в некоторой точке 1 (рис. 1). Снижение приемистости пласта согласно типовой характеристике центробежного насоса  $Q_H = f(P)$  вызывает рост давления на его выходе.

РИСУНОК 1. Схематичное изображение процесса, приводящего к росту длины трещины



Рассмотрим снижение приемистости вследствие загрязнения пласта вокруг трещины частицами примесей при фильтрации закачиваемой воды в пласт. Известно, что вода применяемая для заводнения нефтяных пластов содержит примеси различного происхождения [23]. В частности, в воде содержатся твердые взвешенные частицы с концентрацией от 5 до 150 г/м<sup>3</sup> в зависимости от источника водоснабжения. При фильтрации воды в пласт, ТВЧ загрязняют пласт [7]. По мере загрязнения коэффициент приемистости будет снижаться и графически точка баланса системы будет перемещаться влево. Если давление на кончике достигнет величины  $P_p$  в точке 2 соответствующей давлению разрыва, то образуется трещина. Прирост площади стенок трещины (рис. 2, I) обеспечит отток воды, что снизит давление и вернет систему в точку 1.

РИСУНОК 2. Схематическое представление приращения длины трещины (I, II, III)



УДК 622.276.7

Процесс будет повторяться и рост давления до величины 2, соответствующей давлению распространения вызовет удлинение трещины (рис. 2, II, III).

Этот процесс будет повторяться до тех пор, пока не установится баланс между объемом проектной приемистости и оттоком воды в пласт, при давлении ниже давления распространения трещины. Данный процесс подстройки линейных размеров трещины под целевой объем закачиваемой воды, описанный в [4] положен в основу модели.

### Модель процесса

Исследование было проведено на основе разработанной физико-математической модели, реализованной в виде алгоритма для численного решения. В данном случае развитие трещины рассматривается в рамках классической одномерной модели Перкинса-Керна-Нордгрена (PKN), согласно которой давление жидкости постоянно по высоте и медленно меняется вдоль трещины [6, 16], а длина трещины намного больше ее высоты.

Пусть трещина постоянной высоты распространяется вдоль оси  $x$  в однородной изотропной среде. В каждом вертикальном сечении, согласно модели PKN формируется эллиптический профиль трещины, с максимальным раскрытием на горизонтальной оси эллипса:

$$w_{max} = \frac{2h}{E'} (P_{тр}(x, t) - \sigma_{min}) \quad (2)$$

$$E' = \frac{E}{1 - \nu^2} \quad (3)$$

где  $w_{max}$  – максимальная ширина трещины,  $E$  – модуль Юнга,  $\nu$  – коэффициент Пуассона,  $P_{тр}(x, t)$  – давление в сечении трещины в точке  $x$  в момент времени  $t$ .

Уравнение, описывающее течение воды через сечение трещины в точке  $x$ :

$$\frac{\partial P_{изб}(x, t)}{\partial x} = - \frac{64\mu}{\pi w_{max}^3 h} Q(x, t) \quad (4)$$

где  $P_{изб}(x, t) = P_{тр}(x, t) - \sigma_{min}$  соответствует избыточному давлению в сечении трещины, в точке  $x$  с учетом  $P_{изб}(x, t)|_{x=0} = P_{наг} - \sigma_{min}$ ,  $Q(x, t)$  – расход воды через сечение в точке  $x$ ,  $\mu$  – вязкость воды,  $h$  – высота трещины.

Рассматривается случай одномерной фильтрации в пласт, где поток перпендикулярен трещине. Усредненная по высоте утечка через единицу площади поверхности трещины в пористую среду, с учетом снижения проницаемости из-за загрязнения может быть определена на основе закона Дарси как:

$$q(x, y, z, t) = \frac{1}{h} \int_0^{z_l} \frac{k(x, y, z, t)}{\mu L_{пр}} [P_{тр}(x, y, z, t) - \hat{P}(x, y, z, t)] dz \quad (5)$$

где  $k(x, y, z, t)$  – проницаемость породы;  $z_l$  – координата границы трещины;  $\hat{P}(x, y, z, t)$  – пластовое давление в точке с координатами  $x, y, z$ ;  $L_{пр}$  – глубина проникновения ТВЧ в пласт [7].

Пластовое давление в точке с координатами  $x, y, z$  с учетом оттока воды в пласт, на основе решения Грингартена и Рэйми [13] можно записать в виде:

$$\hat{P}(x, y, z, t) = P_0(x, y, z) + \frac{1}{m\beta} \int_{x_w}^{L_{тр}(t)} \left[ \int_0^t q(x, y_w, \tau) S(x', t - \tau) d\tau \right] dx' \quad (6)$$

где  $L_{тр}(t)$  – текущая длина трещины;  $x_w$  – координата начала трещины;  $m$  – пористость пласта;  $\beta$  – сжимаемость насыщенной породы;  $\eta$  – пьезопроводность пласта;  $P_0(x, y, z)$  – распределение начального пластового давления,  $S(x', t - \tau)$  – функция источника от отрезка трещины длиной  $dx'$ .

Изменение потока воды по длине трещины, с учетом  $Q(x, t)|_{x=L_{тр}} = 0$  и  $Q(x, t)|_{x=0} = -Q_{наг}$  на основе уравнения материального баланса определяется в виде:

$$Q(x, t) = Q_{наг} - 2h \int_{x_w}^x q(x, y_w, t) dx \quad (7)$$

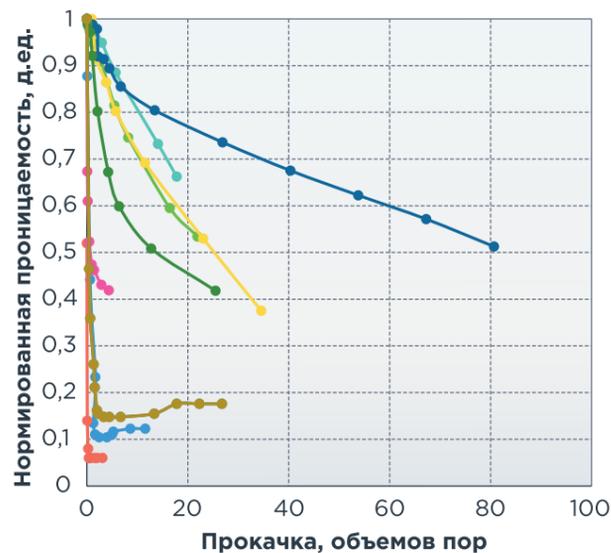
где  $2Q_{наг}$  – приемистость скважины.

В рассматриваемой задаче, для учета снижения проницаемости стенки трещины по накопленному объему утечки через единицу площади используется экспоненциальная кинетическая модель первого порядка:

$$k(x, t) = k_n + (k_0 - k_n) \exp(-C Q_{ут}(x, t)) \quad (8)$$

где  $k_0$  – начальная фазовая проницаемость для воды,  $k_n$  – величина предельного снижения проницаемости (выход на плато), определяемая в лабораторном эксперименте по прокачке воды с ТВЧ через образец,  $C$  – коэффициент, отражающий скорость загрязнения,  $Q_{ут}$  – объем утечки воды в пласт через единицу площади стенки трещины.

РИСУНОК 3. Типичные результаты изменения проницаемости образцов керна при прокачке воды с ТВЧ



Все параметры, входящие в зависимость, могут быть рассчитаны по результатам лабораторных экспериментов фильтрации воды с ТВЧ через керны (например, рис. 3).

Результаты лабораторных исследований для месторождения в Западной Сибири были обработаны по формуле (9) посредством статистических методов, линейная аппроксимация по  $Q_{ут}$  получены значения  $k_n$  и  $C_{12}, C_{25}, C_{100}$ .

$$\ln \frac{k - k_n}{k_0 - k_n} = -C Q_{ут} \quad (9)$$

ТАБЛИЦА 1. Калиброванные параметры экспоненциальной зависимости  $k(Q(t))$  для образцов с проницаемостью 1 мД

$k_n/k_0$	$C_{100}$	$C_{50}$	$C_{25}$	$C_{12}$
0,18	1,110	0,561	0,279	0,134

Прокачанный объем воды на единицу площади определяется как:

$$Q_{ут}(x, t) = \int_0^t q(x, \tau) d\tau \quad (10)$$

По мере фильтрации воды с ТВЧ и уменьшения проницаемости стенок, утечка воды из трещины будет снижаться, формируя избыточный объем внутри, а соответственно, давление в трещине будет расти. Избыточный объем определяется как:

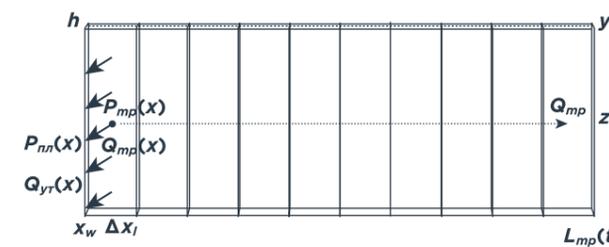
$$Q_{изб}(x, t) = Q_{наг} - 2h \int_{x_w}^{L_{тр}(t)} q(x, t) dx \quad (11)$$

Длина трещины в модели определяется из условия баланса между приемистостью скважины, утечкой через стенки трещины в пласт и объема воды в трещине, при условии, что давление нагнетания ( $P_{наг}$ ) больше наименьшего горизонтального напряжения ( $\sigma_{min}$ ) в плоскости  $(x, y)$ , т.е.  $P_{наг} > \sigma_{min}$ .

### Алгоритм решения интегральных уравнений

Система нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных, связывающая изменение во времени расходов и давлений по длине трещины, решается численными методами. Моделируемая трещина разделена на ячейки по сетке с фиксированным шагом. В центре каждой ячейки расположен узел, в котором определяются параметры модели.

РИСУНОК 4. Схема моделирования трещины



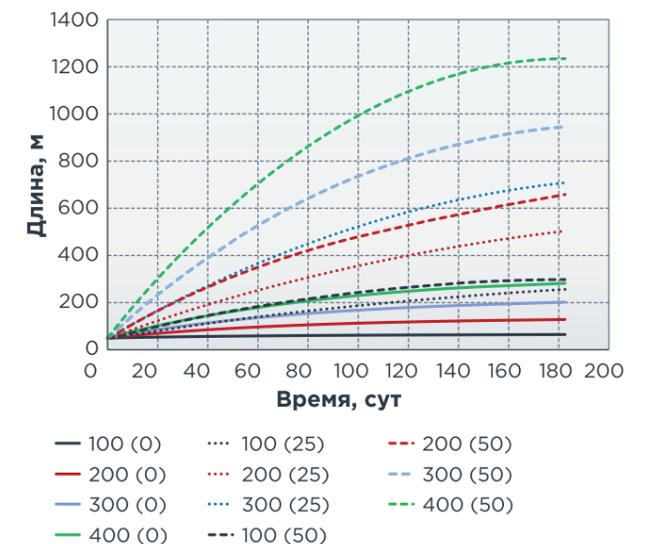
Период моделирования разделен на временные шаги, на каждом из которых пересчитываются параметры модели. На первом временном шаге для заданной исходной трещины длиной  $L_0$  рассчитывается распределение давления (4) и потока (5) по длине трещины при известном давлении и расходе на входе. Изменение пластового давления рассчитывается по (6) с учетом вклада утечки (7). В каждой ячейке оценивается накопленная утечка, для расчета (8) изменения проницаемости. По мере увеличения объема отфильтрованной воды и снижения проницаемости, в трещине формируется избыточный над утечкой объем воды. Для последней ячейки выполняется проверка условий приращения длины. Далее, рассчитывается прирост длины, обеспечивающий утечку для избыточной воды. Принято допущение, что процесс роста происходит мгновенно и вся избыточная вода должна быть поглощена пластом или остаться в трещине.

### Результаты и обсуждение

#### Долгосрочный рост трещин при непрерывной закачке воды

На рисунке 5 показано развитие длины трещины, вызванное закачкой воды, в низкопроницаемом пласте ( $k = 1$  мД) для различных скоростей закачки и концентраций примесей. Закачка воды с расходом 100–400 м<sup>3</sup>/сут в пласт с толщиной 10 метров.

РИСУНОК 5. Эволюция длины трещины, вызванной закачкой воды, в низкопроницаемом пласте ( $k = 1$  мД) при различных скоростях закачки. Сплошные линии соответствуют закачке чистой воды ( $C = 0$  мг/л), пунктирные линии – закачке с ТВЧ



Давление на входе в трещину 42 МПа, при пластовом 24 МПа и  $\sigma_{min} = 35$  МПа.  $E = 30$  ГПа,  $\nu = 0,25$ ,  $\beta = 0,3 \cdot 10^{-10}$  1/МПа. С учетом низкой проницаемости, скважина стимулирована ГРП, начальная длина трещины 50 м, содержание примесей 0 и 50 г/м<sup>3</sup>. Результаты показывают, что рост трещины не ограничивается короткой начальной стадией, а продолжается в течение длительных периодов

времени, порядка нескольких месяцев. В случае закачки чистой воды ( $C = 0$  мг/л) длина трещины монотонно увеличивается, что связано с локальным увеличением пластового давления, хотя скорость роста постепенно уменьшается со временем.

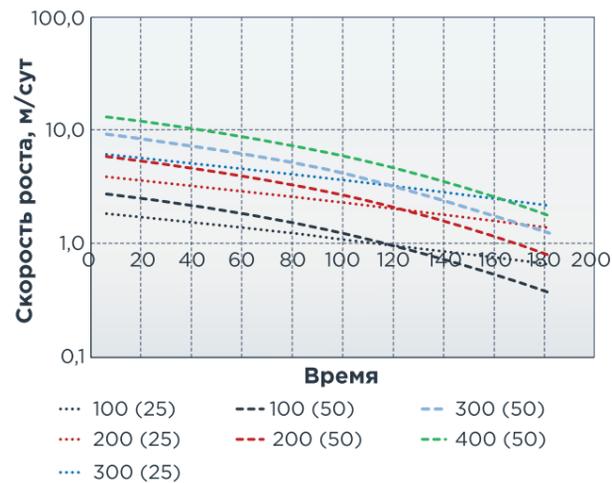
Присутствие механических примесей ( $C = 25$  мг/л) значительно усиливает долгосрочное распространение трещины. Важно отметить, что разница между сценариями закачки чистой и загрязненной воды увеличивается со временем, а не уменьшается, что указывает на кумулятивный эффект влияния примесей на рост трещины. Это поведение принципиально отличается от классического гидроразрыва пласта, где распространение трещины ограничено короткими временными масштабами эксплуатации и быстро прекращается после снижения давления.

Скорость закачки играет решающую роль в определении конечной протяженности трещины. Более высокие скорости закачки приводят к значительно более длинным трещинам на поздних этапах, особенно в сочетании с повышенными концентрациями примесей.

### Изменение скорости роста трещины во времени

Для дальнейшего анализа динамики распространения трещины на рисунке 6 представлена эволюция скорости роста трещины  $v(t)$ , полученная в результате численного моделирования.

РИСУНОК 6. Временная эволюция скорости роста трещины для различных режимов закачки при проницаемости пласта  $k = 1$  мД. Несмотря на выраженное замедление на начальном этапе, ненулевые скорости роста сохраняются в течение длительного времени, особенно при наличии механических примесей



На ранних этапах скорости роста относительно высоки и сильно зависят от скорости закачки, что отражает быстрое раскрытие трещины и начальное распространение. Однако за этим этапом следует выраженное замедление, в течение которого скорости роста уменьшаются более чем на порядок.

Несмотря на это замедление, рост трещины не прекращается. На поздних этапах ( $t > 100$  дней) ненулевые скорости роста порядка  $0,1 - 1$  м/сут сохраняются в широком диапазоне условий закачки,

особенно в присутствии механических примесей. Этот устойчивый режим роста не может быть объяснен переходными механизмами гидроразрыва пласта и вместо этого указывает на принципиально иной, долгосрочный процесс распространения.

Сохранение ненулевых скоростей роста подчеркивает адаптивный характер распространения трещины, и принципиально иной характер распространения трещин, вызванных водой с ТВЧ, по сравнению с классическим гидроразрывом пласта.

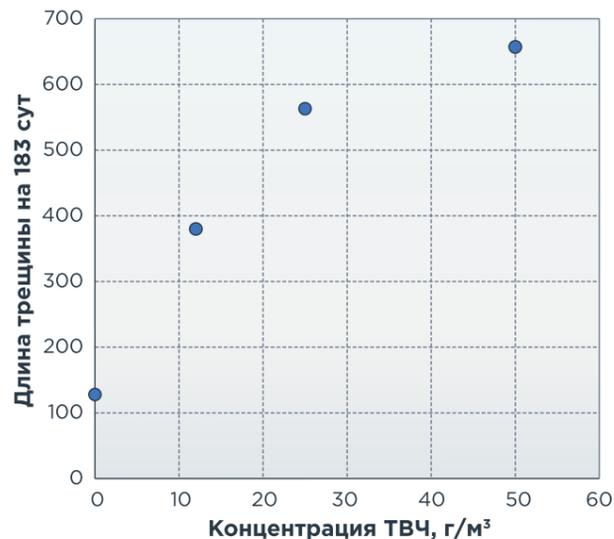
Вместо достижения статического равновесия, трещина непрерывно адаптируется к изменяющимся гидравлическим условиям и условиям вблизи трещины, обеспечивая постепенное удлинение в течение длительных периодов времени.

### Роль механических примесей в устойчивом распространении трещины

Влияние концентрации механических примесей на долгосрочный рост трещины количественно показано на рисунке 7. При фиксированной проницаемости пласта ( $k = 1$  мД) и скорости закачки ( $Q = 200$  м<sup>3</sup>/сут) увеличение концентрации примесей приводит к систематическому увеличению длины трещины на поздних этапах. Эта тенденция наблюдается во всем исследованном диапазоне концентраций примесей ( $C = 0$  до  $50$  мг/л).

Эти результаты показывают, что механические примеси играют критическую роль в поддержании роста трещины в течение длительных периодов времени [17, 18]. Физическая интерпретация заключается в том, что вызванное примесями изменение проницаемости вблизи трещины уменьшает эффективную утечку жидкости в пласт, тем самым увеличивая долю закачиваемой жидкости, способствующей увеличению протяженности трещины.

РИСУНОК 7. Влияние концентрации механических примесей на долговременное распространение трещины, вызванное воздействием воды, при  $k = 1$  мД и  $Q = 200$  м<sup>3</sup>/сут. Более высокая концентрация примесей приводит к большей длине трещины на поздних этапах, что указывает на устойчивое распространение



В результате даже умеренные концентрации примесей могут оказывать значительное кумулятивное воздействие на распространение трещины.

Этот вывод дает объяснение наблюдаемых на рисунке 7 устойчивых темпов роста и устанавливает прямую связь между качеством закачиваемой воды и долгосрочной эволюцией техногенных трещин.

### Фазовая диаграмма режимов роста трещины

Для обобщения наблюдаемых тенденций и выявления различных режимов распространения построена фазовая диаграмма роста трещины, вызванной закачкой воды, в зависимости от скорости закачки и концентрации примесей (рис. 8). Диаграмма показывает три характерных режима.

РИСУНОК 8. Фазовая диаграмма режимов роста трещин, вызванных водой, при проницаемости пласта  $k = 1$  мД. Цветовая шкала представляет длину трещины через 180 дней в зависимости от скорости закачки и концентрации механических примесей



При низких скоростях закачки и низких концентрациях примесей рост трещины незначителен, что приводит к относительно коротким локализованным трещинам. В промежуточных условиях возникает режим устойчивого роста, характеризующийся постепенным, но постоянным расширением трещины.

ТАБЛИЦА 2. Сопоставление расчета с результатами ГДИС

№ скв.	Средняя приемистость, м <sup>3</sup> /сут	Эфф. толщина, м	Дата	Xf, м	Расчет Xf, м	Δ, %	Дата	Xf, м	Расчет Xf, м	Δ, %
15876	75,3	23,9	21.05.2021	100	94	6,0	16.02.2022	131	119	9,2
16564	141	7,7	01.09.2019	129	115	10,9	30.08.2021	130	116	10,8
3140	302	18,6	23.03.2020	122	123	-0,8	22.02.2025	165	157	4,8
3702	145	16,0	29.10.2018	120	118	1,7	28.07.2024	145	138	4,8
5447	256	14,2	15.07.2010	140	157	-12,1	05.06.2021	275	263	4,4
5513	239	19,4	09.09.2020	85	70	17,6	27.08.2024	104	96	7,7
7529	137	7,7	16.09.2022	189	167	11,6	09.09.2024	251	243	3,2
7574	111	12,8	18.07.2021	99	89	10,1	04.08.2022	259	252	2,7

При высоких скоростях закачки и/или повышенных концентрациях примесей образуются протяженные техногенные каналы потока, длина которых превышает несколько сотен метров за моделируемый период времени.

Эта фазовая диаграмма представляет собой практическую основу для оценки риска распространения трещин на большие расстояния и раннего прорыва воды при заводнении низкопроницаемых пластов. Важно отметить, что техногенные трещины не являются исключительными или аномальными явлениями, а представляют собой естественный результат длительной закачки при определенных условиях эксплуатации.

### Сопоставление расчетных длин трещин с результатами ГДИС

На рисунке 9 представлено сопоставление расчетных длин техногенных трещин с данными гидродинамических исследований скважин (ГДИС) для объекта БС4-5 месторождения Западной Сибири. В анализ включены результаты по восьми нагнетательным скважинам, для которых имеются независимые оценки протяженности трещин, полученные по данным ГДИС в разные временные моменты. Сопоставление выполнено для двух различных дат, что позволяет оценить корректность модели не только по абсолютным значениям длины трещины, но и по динамике ее роста во времени.

Относительные отклонения в большинстве случаев составляют менее 10%. При этом характер отклонений не демонстрирует систематического смещения, что свидетельствует об отсутствии выраженного завышения или занижения расчетных длин трещин моделью.

Важно отметить, что модель корректно воспроизводит как умеренные длины трещин при относительно низкой приемистости, так и протяженные техногенные трещины, формирующиеся при повышенных темпах закачки. Это подтверждает применимость предложенного подхода для оценки роста трещин в реальных промышленных условиях и согласуется с ранее полученными результатами численного анализа (рис. 1–4).

## Следствия для разработки месторождений и моделирования трещин

Представленные результаты показывают, что трещины, вызванные закачкой воды, не могут быть адекватно описаны с помощью традиционных моделей гидроразрыва пласта, которые изначально предназначены для краткосрочных процессов закачки с высокой скоростью. Вместо этого, наблюдаемое долгосрочное адаптивное поведение роста требует подходов к моделированию, которые явно учитывают кумулятивные гидравлические эффекты, изменяющиеся условия утечки и изменение проницаемости вблизи трещины. Это порождает новый класс задач гидродинамического моделирования заводнения в пласте с техногенными трещинами.

Результаты подчеркивают важность контроля режима закачки и управления качеством воды для предотвращения образования протяженных трещин. Представленная на рисунке 8 фазовая диаграмма может быть непосредственно интерпретирована с точки зрения времени прорыва воды между скважинами. Предполагая, что прорыв воды происходит, когда длина трещины достигает расстояния между скважинами, скорость роста трещины на поздних стадиях определяет динамику прорыва. Для типичных расстояний между скважинами режимы, характеризующиеся высокими скоростями закачки и повышенными концентрациями примесей, соответствуют времени прорыва менее половины года, тогда как режимы с низкой скоростью закачки и низкой концентрацией примесей приводят к незначительному риску раннего прорыва. Таким образом, рисунок 8 фактически представляет собой карту времени прорыва воды, а не просто длину трещины.

## Выводы

- Показано, что техногенные трещины при заводнении низкопроницаемых коллекторов способны к длительному росту на временных интервалах месяцы–годы, что принципиально отличает данный процесс от классического гидроразрыва пласта, ограниченного непродолжительным отрезком времени.
- Установлено, что рост техногенной трещины носит саморегулируемый характер, при котором линейные размеры трещины подстраиваются под целевую приемистость нагнетательной скважины за счет многократных эпизодов гидроразрыва, инициируемых изменением фильтрационных свойств вблизи стенок трещины.
- Доказана ключевая роль механических примесей в закачиваемой воде: загрязнение стенок трещины приводит к снижению эффективной проницаемости зоны утечки, формированию избыточного давления в трещине и, как следствие, к поддержанию ненулевых скоростей роста трещины на поздних стадиях заводнения.

Показано, что скорость роста трещины существенно замедляется во времени, однако не стремится к нулю, сохраняя значения порядка 0,1–1 м/сут на длительных временных интервалах, что обеспечивает возможность формирования трещин длиной, сопоставимой с расстоянием между скважинами в системе разработки. ●

## Литература

- Афанасьева А.В., Горбунов А.Т., Шустеф Н.Н. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания, М., «Недра», 1975.
- В.А. Афанасьев, А.А. Шевелев, С.А. Сулима, А.Г. Гусев. Качественная подготовка воды для поддержания пластового давления в низкопродуктивных пластах. Нефтяное хозяйство № 7, 2005 г.
- Желтов Ю.П. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта / Ю.П. Желтов, С.А. Христианович // Известия Академии наук СССР. Отд-ние техн. наук. – 1955. – № 5. – С. 3–41.
- Изотов А.А. О взаимосвязи факторов, влияющих на эффективность разработки низкопроницаемых коллекторов с применением заводнения / А.А. Изотов, Д.Г. Афонин // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 12. – С. 106–109. – DOI 10.24887/0028-2448-2020-12-106-109. – EDN VMMSGY.
- Мингулов Ш.Г. Разработка научных основ и технологий восстановления приемистости нагнетательных скважин. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. Уфа, 2015 г.
- С.Г. Черный, В.Н. Лапин, Д.В. Есипов, Д.С. Кураков: Методы моделирования зарождения и распространения трещин. Ин-т вычислительных технологий СО РАН. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2016. 312 с.
- Шехтман Ю.М. Фильтрация малоцентрированных суспензий. Изд-во Академии наук СССР, 1961 г. 213 с.
- Янин А.Н. и др. Анализ истории развития систем ППД с целью выбора устьевого давления закачки воды на нефтяных объектах Западной Сибири. Науки о земле, декабрь 2023 с 28–41.
- Baker, Richard, Dieva, Rous, Jobling, Robert, and Crystal Lok. "The Myths of Waterfloods, EOR Floods and How to Optimize Real Injection Schemes." Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2016. doi: <https://doi.org/10.2118/179536-MS>.
- Detournay E., Hakobyan Y. Hydraulic fracturing of poorly consolidated reservoir during waterflooding //arXiv preprint arXiv:2105.14131. – 2021.
- Ding, Zhenfeng & Ge, Chenqi & Chen, Zhewei & Ji, Dongqi & Peng, Yingfeng & Zhang, Guangming & Hou, Yanan & Zhang, Jingzhou. (2024). Impacts of geomechanical damage on waterflood-induced fracture propagation in deeply deposited tight oil reservoirs. *Frontiers in Energy Research*. 12. 10.3389/tenrg.2024.1365649.
- Fan, T., Song, X., Wu, S., Li, Q., Wang, B., Li, X., et al. (2015). A mathematical model and numerical simulation of waterflood induced dynamic fractures of low permeability reservoirs. *Pet. Explor. Dev.* 42, 541–547. doi:10.1016/s1876-3804(15)30047-1.
- Gringarten, Alain C., and Henry J. Ramey. "The Use of Source and Green's Functions in Solving Unsteady-Flow Problems in Reservoirs." *SPE J.* 13 (1973): 285–296. doi: <https://doi.org/10.2118/3818-PA> 18Hustedt, Bernhard, Zwarts, Dirk, Bjoerndal, Hans-Petter, Al-Masfry, Rashid Ahmed, and Paul Jacob van den Hoek. "Induced Fracturing in Reservoir Simulations: Application of a New Coupled Simulator to Waterflooding Field Examples." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, September 2006. doi: <https://doi.org/10.2118/102467-MS>.
- Liu, Yongzan & Liang, Lin & Zeroug, Smaine. (2023). Enhancing Understanding of Hydraulic Fracture Tip Advancement through Inversion of Low-Frequency Distributed Acoustic Sensing Data. 10.48550/arXiv.2305.13138.
- Martins, J.P., Murray, L.R., Clifford, P.J., McLelland, W.G., Hanna, M.F., and J.W. Sharp. "Produced-Water Reinjection and Fracturing in Prudhoe Bay." *SPE Res Eng* 10 (1995): 176–182. doi: <https://doi.org/10.2118/28936-PA>.
- Perkins T.K., Kern L.R. Widths of hydraulic fractures // *J.Petroleum Technology*. 1961. Vol. 13, No. 9. P. 937–949.
- Rahman, M. M., and Sheik S. Rahman. "A Fully Coupled Numerical Poroelastic Model to Investigate Interaction between Induced Hydraulic Fracture and Pre-Existing Natural Fracture in a Naturally Fractured Reservoir: Potential Application in Tight Gas and Geothermal Reservoirs." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, October 2009. doi: <https://doi.org/10.2118/124269-MS>.
- Sharma, M. M., Pang, X., Wennberg, O., & Morgenthaler, J. (2000). Hydraulic fracture geometry and initiation pressure. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. DOI: 10.1016/S0920-4105(00)00044-4.
- Sharma, Mukul & Shutong, Pang & Wennberg, Kjell & Morgenthaler, L.N.. (2000). Injectivity Decline in Water-Injection Wells: An Offshore Gulf of Mexico Case Study. *SPE Production & Facilities – SPE PRODUCTION FACILITIES*. 15. 6-13. 10.2118/60901-PA.
- Van den Hoek, Paul J., Al-Masfry, Rashid A., Zwarts, Dirk, Jansen, Jan-Dirk, Hustedt, Bernhard, and Luc Van Schijndel. "Optimizing Recovery for Waterflooding Under Dynamic Induced Fracturing Conditions." *SPE Res Eval & Eng* 12 (2009): 671–682. doi: <https://doi.org/10.2118/110379-PA>.

KEYWORDS: flooding, man-made cracks, autogRP, low filtration resistance channels, and well waterlogging.

# ОБОРУДОВАНИЕ И РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

## РАЗРАБОТКА • ИЗГОТОВЛЕНИЕ

- Центробежные, винтовые и поршневые компрессорные установки
- Насосные и компрессорные станции
- Газоперекачивающие и турбодетандерные агрегаты
- Центробежные, винтовые, шестерённые и плунжерные насосы
- Емкостное, теплообменное и колонное оборудование
- Технологические установки в блочно-модульном исполнении

## ИНЖИНИРИНГ

- Проектирование объектов добычи, транспорта и переработки нефти, газа и газового конденсата
- Разработка и производство нефтегазового оборудования и технологических установок
- Управление проектами

АО «ГИДРОМАШСЕРВИС» –  
объединённая торговая  
компания Группы ГМС

Россия, 125252, Москва,  
ул. Авиаконструктора Микояна, 12

Телефон: +7 (495) 664 81 71  
e-mail: hydro@hms.ru



# ОБРАЗОВАНИЕ НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЛЕЙ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ: анализ причин и методы борьбы

ОДНИМ ИЗ ФАКТОРОВ ОСЛОЖНЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ ЯВЛЯЕТСЯ СОЛЕОБРАЗОВАНИЕ. В НАИБОЛЬШЕЙ СТЕПЕНИ ЭТОМУ ПРОЦЕССУ ПОДВЕРЖЕНО НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ И ПОГРУЖНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, А ТАКЖЕ ОБОРУДОВАНИЕ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА. ЭТО ПРИВОДИТ К УХУДШЕНИЮ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ, ПАДЕНИЮ ПРОНИЦАЕМОСТИ, КОЛЬМАТАЦИИ ПОРОВЫХ КАНАЛОВ ТРЕЩИН И КАВЕРН РЕЗЕРВУАРА, ЧТО НЕГАТИВНОМ ОБРАЗОМ ОТРАЖАЕТСЯ НА ПАРАМЕТРАХ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН, ВЕДЕТ К СНИЖЕНИЮ ПРОДУКТИВНОСТИ И ПРЕЖДЕВРЕМЕННОМУ ВЫХОДУ ИЗ СТРОЯ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ПРИЧИНЫ СОЛЕОБРАЗОВАНИЯ И МЕТОДЫ УДАЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ НА ПРИМЕРЕ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

SCALING IS A COMPLICATING FACTOR IN PRODUCTION. OILFIELD AND SUBMERSIBLE EQUIPMENT, AS WELL AS EQUIPMENT IN THE BOTTOMHOLE ZONE, ARE PARTICULARLY SUSCEPTIBLE TO THIS PROCESS. THIS LEADS TO DETERIORATION OF RESERVOIR PROPERTIES, A DECREASE IN PERMEABILITY, AND THE CLOGGING OF FRACTURE PORES AND RESERVOIR CAVERNS, WHICH NEGATIVELY IMPACTS THE PERFORMANCE OF PRODUCTION WELLS, LEADS TO REDUCED PRODUCTIVITY, AND PREMATURE FAILURE OF DOWNHOLE PUMPING EQUIPMENT. THIS ARTICLE EXAMINES THE CAUSES OF SCALING AND METHODS FOR REMOVING DEPOSITS IN THE BOTTOMHOLE ZONE USING THE VANKOR FIELD AS AN EXAMPLE

Ключевые слова: *солеотложения, неорганические соединения, проницаемость, терригенный коллектор, призабойная зона пласта, Ванкорское месторождение.*

## Степанов Руслан Илдарович

кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, аспирант

## Прокатень Елена Вячеславовна

доцент кафедры геологии нефти и газа, К.Г.-М.Н.

Институт нефти и газа,

Сибирский федеральный университет

Ванкорское месторождение расположено в Туруханском районе и Таймырском муниципальном районе Красноярского края в 300 км к юго-западу от п. Туруханск и в 140 км на северо-восток от г. Дудинка. Постоянная дорожная сеть в районе месторождения и ее прилегающих территориях отсутствует [1]. В 140 км на юго-восток от месторождения расположен г. Игарка, где находится крупный речной порт и аэропорт, способный принимать тяжелые самолеты. В тектоническом строении рассматриваемое месторождение находится в пределах Большехетской структурной мегатерассы, положительного

УДК 622.276

РИСУНОК 1. Кровля положения ВНК Ванкорского месторождения

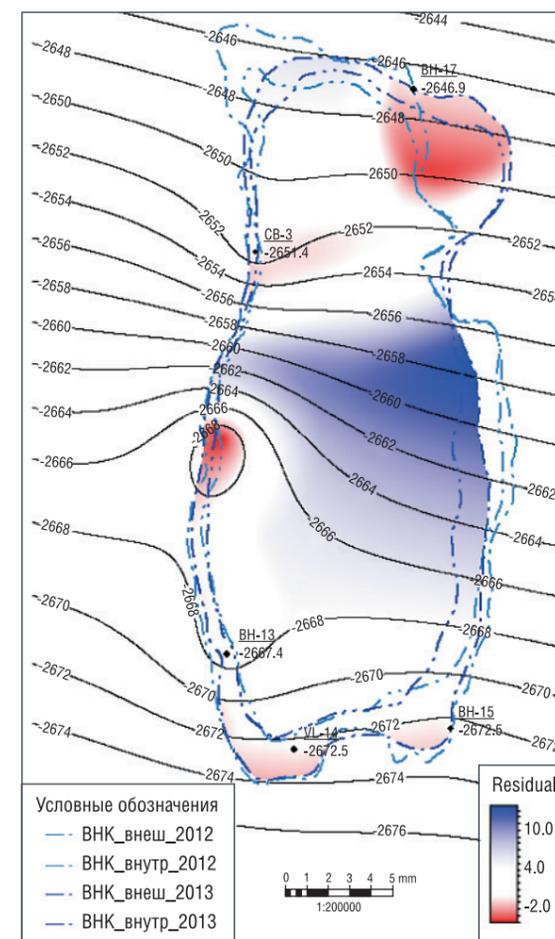
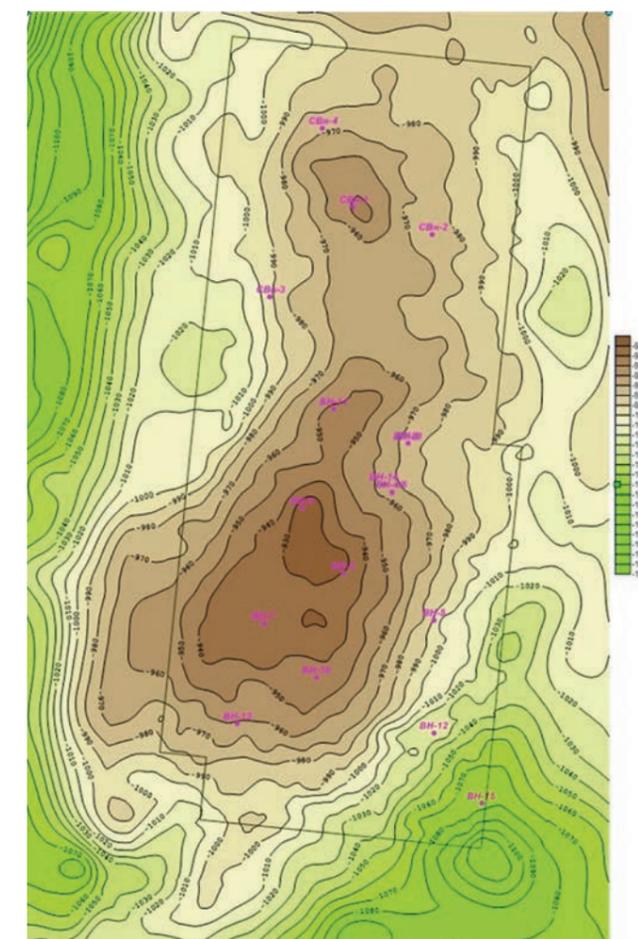


РИСУНОК 2. Структурная карта пласта НХ-1 Ванкорского месторождения



незамкнутого элемента I порядка в пределах Надым-Тазовской синеклизы, а также Сузунское и Лодочное валообразное поднятие. Ванкорская структура осложняет северное окончание Лодочного валообразного поднятия [2]. По всем картируемым уровням поднятие представляет собой изометричную структуру, вытянутую с юга на север. В структурном плане оно представлено кровлей коллектора, выделенной на отметке -1635 м. Выделяется обширная газовая шапка с отметкой ГНК -1600 м в южной части и с отметкой ГНК -1600 м в северной. Положение ВНК показано на рисунке 1.

Геологическое строение представлено продуктивными породами юрско-мелового возраста, а также метаморфическими образованиями ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Также в разрезе выделяются четвертичные отложения. Коллектор продуктивных пластов преимущественно терригенного состава [3]. Структурная карта пласта НХ-1 приведена на рисунке 2.

В нефтегазоносном отношении месторождение расположено в пределах Пур-Тазовской нефтегазоносной области на территории Красноярского края. Промышленная нефтегазоносность Большехетского нефтегазоносного района доказана открытием Лодочного, Сузунского и Тагульского месторождений. По величине запасов оно является

уникальным и многозалежным. Залежь месторождения сводовая, пластовая, литологически ограниченная. ВНК принят на отметке -1581 м, эффективная нефтегазонасыщенная толщина в целом составляет 9,7 м. Размер залежи 7,6×4,6 км, с величиной площади 25 км<sup>2</sup>. ГНК установлен на отметке -1579,9 м и подтвержден материалами ГИС и испытанием скважин как в закрытом, так и в открытом стволе [4]. Имеются нефтяные и газовые залежи. Газовая залежь приурочена к продуктивному пласту Дл-I-III, с отметкой ГНК принятой -978,6 м и площадью газоносности 230,7 км<sup>2</sup>. ВНК и межфлюидные контакты принимаются по уровню нижней границы зоны двухфазной фильтрации. Продуктивные юрские и меловые отложения представлены в литологическом плане горизонтальным и линзовидным переслаиванием песчаников, алевролитов и их переходных разновидностей, с наличием прослоев конгломератов. Песчаники преимущественно светло-серого и серого цвета, с буроватым оттенком от алевролитовых, до мелкозернистых разновидностей, слоистые, углистоглинистые, аркозового состава, с прослоями карбонатного материала. Алевролиты серого и темно-серого цвета, неоднородного строения, нередко они обогащены глинистым материалом. Аргиллиты почти черного цвета и переслаиваются с алевролитами. В составе имеются породы, представленные редкими прослоями глин, обломков

ТАБЛИЦА 1. Геолого-геофизическая характеристика продуктивных залежей Ванкорского месторождения

Параметр	Пласт Як 3-7	Пласт Нх-1	Пласт Нх 3-4	Пласт Сх-9
Тип залежи	Массивная сводовая	Пластовая сводовая литологически экранированная	Пластовая сводовая	Пластовая сводовая
Тип коллектора	Порово-каверновый теригенный	Порово-каверновый теригенный	Порово-каверновый теригенный	Порово-каверновый теригенный
Тип залежи по фазовому состоянию	Газонефтяная	Газонефтяная	Нефтегазо-конденсатная	Газонефтяная
Эффективная нефтегазонасыщенная толщина, м	10,5	5,7	25,8	4,7
Пористость, д. ед.	0,27	0,19	0,21	0,81
Пластовая температура, °С	11,8	31,8	54,4	62,8
Вязкость нефти, МПа·с	8,8	1,2	0,98	2,41
Отметка ГНК, м	-1623,4	-2576,9	-2716	-2368
Отметка ВНК, м	-1653,9	-2646,9	-2747,1	-2374
Забойное давление, МПа	13,2	13,2	13,2	13,2
Пластовое давление, МПа	9,6	15,9	23,65	25,4
Средняя газонасыщенная толщина, м	1,5	1,2	1,8	1,9
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	1,098	1,260	1,115	1,117
Проницаемость по керну, мкм <sup>2</sup>	107,9	4,2	25,9	164,5
Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	0,817	0,761	0,847	0,782
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	50,01	125,9	147,19	82,63
Содержание серы в нефти, %	0,2	0,13	0,11	0,08
Плотность газа, кг/м <sup>3</sup>	0,587	0,770	0,777	0,685
Карбонатность, %	2,07	3,95	2,93	3,04
Содержание парафинов в нефти, %	0,92	4,42	3,89	2,26
Открытая пористость, %	1,2	5,4	4,8	7,2
Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0,55	0,53	0,46	0,42
Остаточная водонасыщенность, %	24,1	44,5	35,5	26,03
Давление насыщения, МПа	13,3	17,7	21,27	19,04

древесины, галек и линз глин, а также прослоев конгломератов, с горизонтальной и линзовидно-волнистой слоистостью. Повсеместно наблюдается неравномерная карбонатизация песчаников [5].

Основная продуктивность на месторождении связана с долганским, яковлевским, суходудинским и нижнехетским уровнем. Долганский продуктивный уровень сформирован в условиях прибрежного подвижного бассейна мелководья и обладает трансгрессивной природой. Характеризуется неустойчивостью глинистых пачек, что свидетельствует о наличии гидродинамически единого резервуара. Яковлевский продуктивный уровень представлен слабо сцементированными песчаниками, с прослоями слюдисто-глинистого материала и примесью растительного детрита, наличием известковистых песчаников с карбонатным цементом. Пласты маломощные, по простиранию они крайне не выдержаны и перекрываются толщей

углисто-глинистых пород озерно-болотных фаций [6]. Суходудинский продуктивный уровень характеризуется неоднородностью строения продуктивного резервуара. Сформирован в условиях прибрежно-морской обстановки осадконакопления, под действием приливо-отливных процессов. Литологический состав представлен мелкозернистыми песчаниками и алевропесчаниками, светло-серого и серого цвета, преимущественно массивной текстуры, содержащий редкие прослои углистого материала. Нижнехетский продуктивный уровень представлен мелководно-морскими и прибрежно-морскими комплексами фаций, с широким развитием барьерных островков и вдоль береговых баров. В литологическом составе комплекс представлен отложениями барового комплекса, а именно алевролитами и средне-мелкозернистыми песчаниками косой и линзовидной слоистости. Геолого-геофизическая характеристика продуктивных залежей Ванкорского месторождения приведена в таблице 1.

РИСУНОК 3а. Основные технологические показатели Ванкорского месторождения

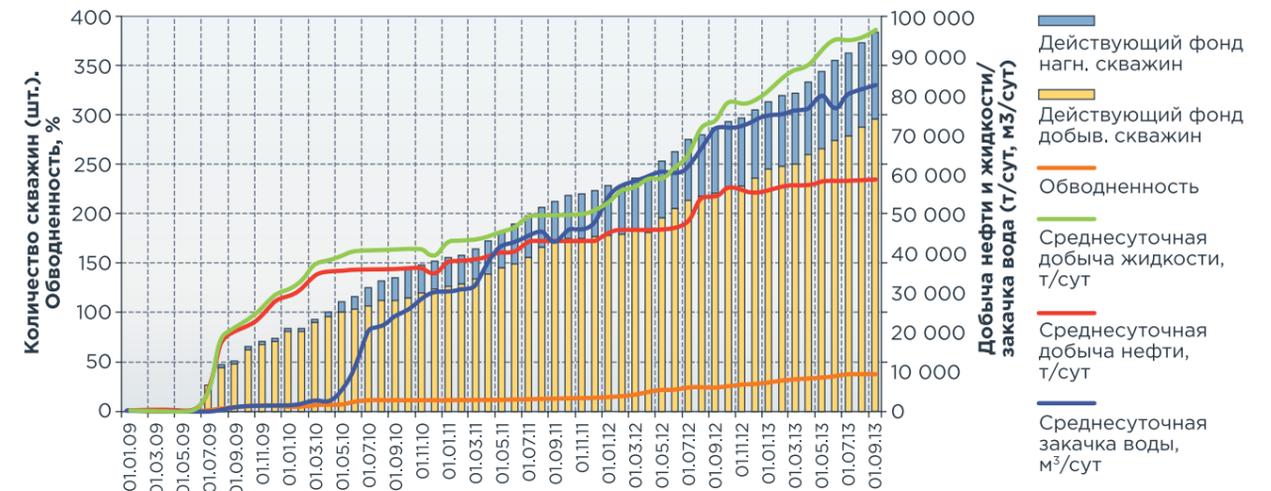
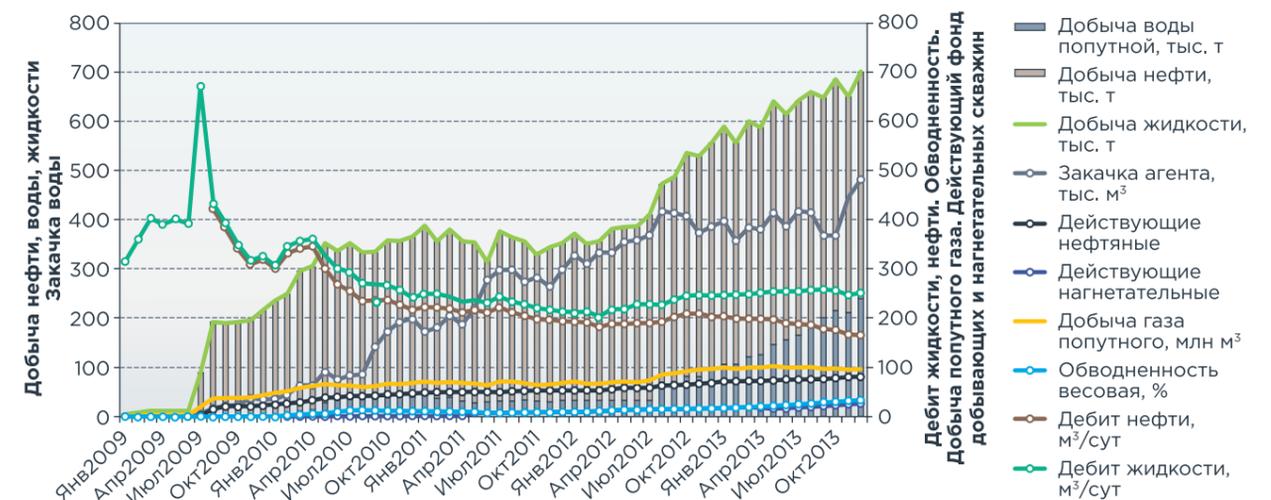


РИСУНОК 3б. Основные технологические показатели Ванкорского месторождения



Месторождение находится в разработке с 2009 года. Технологические параметры разработки показаны на рисунках 3а и 3б.

Разрабатывается преимущественно горизонтальными скважинами, с расстоянием между скважинами 1000 м. Общая величина КИН равна 0,436 д. ед., наблюдается как радиальная, так и избирательная система размещения скважин. Средняя величина коэффициента охвата  $K_{охв}$  достигает 0,875, коэффициент вытеснения достигает 0,518 д. ед. Добыча нефти составляет в целом 25 208,5 тыс. тонн. Разработка ведется как на естественном режиме, за счет внутренней энергии пласта, так и механизированным способом с помощью электроцентробежных насосов УЭЦН [7–8]. Параметры разработки приведены в таблице 2.

### Солеотложения в призабойной зоне пласта, причины образования

Солеобразование является важнейшей проблемой при добыче нефти и газа. Оно обусловлено как природным, так и техногенным воздействием. Так, к причинам образования относятся смешивание вод

ТАБЛИЦА 2. Технологические параметры разработки Ванкорского месторождения

Параметр	Значение
Добыча нефти, тыс. тонн	25 208,5
Добыча газового конденсата, тыс. тонн	322,1
Добыча жидкости, тыс. тонн	54 291,3
Закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	61 720,0
Добыча свободного газа, млн м <sup>3</sup>	4121,34
Добыча растворенного газа, млн м <sup>3</sup>	6897,0
Добыча газа газовых шапок, млн м <sup>3</sup>	4452
Закачка газа, млн м <sup>3</sup>	2500
Средний дебит добывающих скважин, м <sup>3</sup> /сут	414
Средняя величина приемистости нагнетательных скважин, м <sup>3</sup> /сут	581
Обводненность продукции, %	50
Темп отбора от начальных утвержденных запасов, %	0,7

ТАБЛИЦА 3. Физико-химические свойства пластовой воды Ванкорского месторождения

Параметр	Насоновская свита	Апт-альб сеноманский водоносный комплекс	Суходудинская свита	Нижнехетская свита
Тип пластовой воды	Гидрокарбонат-натриевая	Хлорид-натриевая	Гидрокарбонат-натриевая	Гидрокарбонат-натриевая
Плотность воды, г/см <sup>3</sup>	1,002	1,006	1,007	1,01
Объемный коэффициент пластовой воды, д. ед.	1,011	1,011	1,005	1,019
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	1,84	1,68	2,1	2,51
Состав водорастворенного газа	метановый	метановый	метановый	метановый
Содержание азота, %	2,1	0,05	4,78	4,78
Содержание натрия, %	1,32	3,4	4,16	4,34
Содержание хлора, %	1,68	5,4	4,92	5,01
Содержание гидрокарбонат-ионов, %	0,61	97,6	96	96,8

разного состава и рост фактической концентрации осадкообразующих ионов, добываемой жидкости при растворении минералов горных пород [9]. Наиболее распространены минералы карбоната кальция, при снижении величины пластового давления ниже величины давления насыщения и превышении температуры потока добываемой продукции, вызванной теплоотдачей работающего погружного оборудования. Коэффициент активности  $\gamma$  отражает степень взаимодействия ионов, наличие ионных ассоциаций и ионное отталкивание, так называемая функция минерализации и температуры [10]. Согласно известному уравнению Дебая-Гюккеля, коэффициент активности в рассолах определяется применением выражения:

$$\lg \gamma = \frac{-AZ^2 \cdot \sqrt{\mu}}{1 + dV \cdot \sqrt{\mu}} + Cu, \quad (1)$$

где  $A$  и  $B$  – константы, характеризующие растворимость при определенных термобарических условиях,  $d$  – эффективный диаметр иона,  $\mu$  – ионная сила раствора,  $Z$  – валентность иона,  $C$  – коэффициент, зависящий от диэлектрической проницаемости воды, степени гидратации ионов и факторов, обуславливающих высаливающий эффект.

Наиболее часто отложения солей образуются на поверхности штанговых и глубинных электроцентробежных насосов. Наличие солей на поверхности глубинно-насосного оборудования приводит к постепенному износу вала УЭЦН, разрушению рабочих колес насоса. Это приводит к сокращению межремонтного периода скважин [11]. Геологическое строение резервуара, состав пластовых флюидов и типов воды, используемых для поддержания пластового давления, указывает на разнообразие разного рода неорганических солей, которые отлагаются на внутрискважинном оборудовании, так и непосредственно в призабойной

зоне пласта. Примерный тип и физико-химические свойства пластовых вод Ванкорского месторождения приведены в таблице 3.

В настоящее время Ванкорское месторождение эксплуатируется при помощи метода форсированных отборов. Это представляет собой ситуацию, когда забойное давление ниже величины давления насыщения. Этот фактор приводит к возникновению дегазации в призабойной зоне пласта, происходит ранний прорыв газа и неконтролируемый рост обводненности добываемой продукции. Увеличение темпов отбора добываемой продукции приводит к смешиванию пластовой и поверхностной воды [12–13]. Смешение пластовых вод приводит к отложению минералов кальцита, гипса и ангидрита. Пластовые воды месторождения обладают склонностью к солеотложению, по причине резкого повышения пластовой температуры. Смешение вод приводит к отложению на порах призабойной зоны кальцита и понижению ее технического состояния. Пластовые воды яковлевского продуктивного горизонта обладают потенциальным склонности к солеотложению. Причиной тому является высокая степень разгазирования и постепенное снижение растворенного углекислого газа. Смешивание вод системы поддержания пластового давления и наличие повышенного содержания ионов кальция ведет к образованию нерастворимых неорганических солей, что отражается на техническом состоянии призабойной зоны. Одной из основных причин, которая приводит к образованию нерастворимых соединений и неорганических солей, является смешивание нагнетаемой и пластовой воды [14]. Пластовые воды Ванкорского месторождения преимущественно соленого и солоноватого типа, хлорид-кальциевого типа, хлоридной группы натриевой подгруппы. Солеотложения в продуктивном пласте описываются В.И. Назаровым и Ю.М. Островским, в случае наличия несовместимых водных растворов, где имеются солеобразующие ионы, с применением следующей формулы:

$$\bar{G} = 0,5 \cdot (An + Kt) - \bar{K}t - 4LM_A^2 M_K \cdot \ln \left\{ \frac{Kt \cdot M_A + M_A \sqrt{(Kt)^2 - 4LM_K^2}}{An \cdot M_K + M_K \sqrt{(An)^2 - 4LM_A^2}} - 2LM_A^2 M_K^2 \right\} \cdot \left[ \left( \frac{1}{Kt \cdot M_A + \sqrt{(Kt \cdot M_A)^2 + 4LM_A^2 M_K^2}} \right)^2 - \left( \frac{1}{Kt \cdot M_A + \sqrt{(Kt \cdot M_A)^2 + 4LM_A^2 M_K^2}} \right)^2 \right], \quad (2)$$

где  $\bar{K}t$  – средняя по составу смеси концентрация солеобразующего катиона, определяемого с применением выражения [15]:

$$\bar{K}t = 0,25 \cdot \left( Kt - \frac{M_K}{M_A} \cdot An + \frac{M_K^2}{M_{An}^2} \cdot \left( \frac{An \sqrt{(An)^2 - 4LM_A^2}}{Kt + M_A + An \cdot M_K} + \frac{Kt \sqrt{(Kt)^2 - 4LM_K^2}}{Kt \cdot M_A + An \cdot M_K} \right) - \frac{LM_A \cdot M_K^2}{Kt \cdot M_A + An \cdot M_K} \cdot \ln \frac{M_A \left( -An + \sqrt{(An)^2 - 4LM_A^2} \right)}{M_K \left( Kt + \sqrt{(Kt)^2 - 4LM_K^2} \right)} \right), \quad (3)$$

где  $An$  и  $Kt$  – исходные концентрации солеобразующих аниона в закачиваемом в пласт растворе и катиона в пластовой воде г/л;

$M_A$  и  $M_K$  – молекулярная масса солеобразующих иона катиона и аниона;

$L$  – константа произведения растворимости.

РИСУНОК 4. Методы и способы борьбы с солеотложениями



солеобразующего соединения, соответствующая равновесному состоянию при определенных термобарических условиях.

Пропускная способность пор и трещин продуктивного резервуара, подвергшихся воздействию солей, описывается применением формулы Козени-Кармана [16]:

$$k = \frac{m^3}{f \cdot L^2 \cdot S^2}, \quad (4)$$

где  $m$  – пористость д. ед.;

$f$  – коэффициент, учитывающий форму поровых каналов;

$L$  – извилистость поровых каналов;

$S$  – удельная поверхность, представленная отношением площади суммарной открытой поверхности частиц  $F$ , к объему образцу породы.

Пропускная способность пор может описываться также применением следующей формулы:

$$\frac{k_c}{k} = \left( 1 - \frac{2\Delta c}{\delta} \right)^3, \quad (5)$$

где  $\delta = \frac{m}{S}$  – гидравлический радиус порового канала.

### Методы и способы борьбы с солеотложениями в ПЗП

Существуют различные методы, используемые для удаления неорганических солей в пределах продуктивных пластов Ванкорского месторождения. Наиболее полно классификация способов борьбы с образованием солей приведена на схеме, представленной на рисунке 4. Механические методы применяются для постепенной очистки скважины путем предварительного разбуривания солевых пробок и проработки эксплуатационной колонны скребками, с последующим шаблонированием [17]. Метод является достаточно эффективным при разной степени поражения оборудования или ПЗП

ТАБЛИЦА 4. Плюсы и минусы измерения концентрации полимерных ингибиторов солеотложений в воде

Метод	Предел обнаружения кг/дм <sup>3</sup>	Достоинства метода	Недостатки метода
ФВР	< 1,0	Короткое время анализа, недорогое оборудование, возможность проведения анализа в полевых условиях	Необходима пробоподготовка. Метод неспецифичен для полимерных ИСО
Нефелометрия с гиамином 1622	1,0	Короткое время анализа, недорогое оборудование, возможность проведения анализа в полевых условиях	Необходима пробоподготовка для удаления мешающих веществ. Метод неспецифичен для полимерных ИСО
ИСП	0,5	Короткое время анализа, точное измерение концентрации фосфора	Дорогостоящее аналитическое оборудование. Метод неспецифичен для полимерных ИСО, необходимо наличие фосфора в молекулах ИСО («мечение»)
Иммунологический анализ	0,5	Короткое время анализа, недорогое оборудование, возможность проведения анализа в полевых условиях	Необходимо «мечение» ИСО специфическими функциональными группами
ВЭЖХ-УФ ВЭЖХ-ДЗА	1,0	Метод применим для полимерных ИСО разного типа. Точное измерение концентрации активной основы ИСО	Дорогостоящее аналитическое оборудование

отложениями неорганических солей. Способ является достаточно дорогим методом воздействия, в связи с чем является наименее применяемым на Ванкорском месторождении. Химические способы ликвидации и удаления солей основаны на обработке ПЗП скважины и зоны перфорации внутрискважинного оборудования реагентами, которые очень эффективно растворяют неорганические соединения солей [18]. Поскольку продуктивные пласты Ванкорского месторождения отлагают в своем составе соли карбоната кальция, то наиболее применяемым химическим способом воздействия является соляно-кислотная обработка скважины (ОПЗ). Учитывая, что преобладающим типом продуктивного резервуара является терригенный, то наиболее применяемым является состав кислот, основанный на применении смеси состава плавиковой и соляной кислоты [19–20]. В качестве растворителей, которые обеспечивают конверсию отложений, наиболее применяемыми являются гидроокислы натрия и калия.

Наиболее частой проблемой Ванкорской группы является отложения АСПО (асфальто-смолисто-парафиновых отложений), где воздействие кислотами и щелочами является малоэффективным, даже при использовании в условиях повышенных температур [21]. Поскольку идет активное уменьшение площади контакта с растворителем. Для таких случаев применяются промывка скважины горячей нефтью. Для эффективного удаления отложений солей применение находит способ термогазохимического воздействия на призабойную зону. Поскольку

в продуктах сгорания присутствует углекислый газ и соляная кислота [22]. Эти два соединения являются прекрасными реагентами, которые способствуют быстрому разрушению и растворению солеотложений любой плотности. Данный тип активно применяется как средство очистки ПЗП и восстановления ФЕС пласта.

Безреагентные методы представлены технологиями воздействия на залежи солей магнитного и акустических полей, в том числе применение защитных покрытий труб и рабочих органов насосов. Применением электромагнитного воздействия удается добиться изменения структуры солей и уменьшения общей массы отложений [23]. Происходит снижение адгезии солей. Применение различного рода покрытий способствует повышению работоспособности нефтепромыслового и внутрискважинного оборудования. Одним из наиболее известных способов попадания солей в призабойную зону скважины является негерметичность эксплуатационных колонн, что часто наблюдается в процессе добычи нефти и газа в условиях Ванкорского месторождения. Поскольку при негерметичности колонны или же цементного кольца происходит выпадение солей, вследствие попадания грунтовых вод в продукцию скважины [24]. Выпадение солей можно предотвратить путем ликвидации поступающего притока грунтовых вод несовместимых с пластовыми водами. Для снижения интенсивности воздействия образованием солей применяется селективная изоляция что приводит к сокращению притока насыщенной солями вод.

Применение ингибиторов является эффективным решением проблемы образования солей на внутрискважинном оборудовании, так и непосредственно в призабойной зоне продуктивного пласта. К наиболее применяемым ингибиторам относятся ингибиторы анионного и катионного действия.

Флуоресценция с временным разрешением (ФВР) основана на использовании специфических веществ, проявляющих флуоресцентные свойства, чаще всего лантаноидов. Сигнал раствора чувствителен к окружению лантаноидов. При добавлении химических реагентов ингибиторов коррозии образуется хелатный комплекс. Ингибиторы солеотложений облучаются вспышками света определенной длины волны для возбуждения эффекта флуоресценции. Чем продолжительнее флуоренцирует элемент, тем меньше влияние органических молекул [25].

Нефелометрия применяется на основе гиамин. Гиамин 1622 является четвертичной аммониевой солью, которая образует комплексные соединения. При взаимодействии анионного полиэлектролита с большими катионными молекулами, такими как гиамин 1622, происходит изменение оптической плотности раствора, которое может быть измерено нефелометром, спектрофотометром или методами ультрафиолетовой спектроскопии.

ИСП является аналитическим методом количественного определения элементов в водных растворах. В камере анализируемый образец ионизируется и термовозбуждается. После этого содержание элементов может быть определено по эмиссионным спектрам с использованием калибровочных стандартов [26].

На текущий момент применение иммунологического анализа не нашло широкого распространения для измерения концентрации ИСО в воде. Метод основан на использовании иммуноферментной технологии, при которой молекулы полимера «помечают» специальными антителами. При этом метка должна быть стабильна при высоких температурах и в широком диапазоне pH. ВЭЖХ находит широкое применение во многих областях промышленности, в том числе в качестве метода анализа реагентов нефтепромысловых химии, в частности для измерения концентрации полимерных ИСО. Плюсы и минусы применения ингибиторов солеотложений приведены в таблице 4.

### Заключение

В представленной работе автором были рассмотрены основные причины образования солей как в призабойной зоне пласта, так и непосредственно на внутрискважинном оборудовании. Установлено, что в условиях терригенного коллектора, обладающего высокими значениями коллекторских свойств, основными причинами являются смешивание разного рода типов преобладающих подземных вод, что приводит к осаждению в порах, трещинах и кавернах, породы плохо и нерастворимых соединений и солей. В качестве методик предупреждения выпадения солей требуется применение современных технологий, основанных на физических акустических и магнитных полях, а также применение безреагентных методов для поддержания технического состояния призабойной зоны. ●

### Литература

- Мажник В.И., Лешкович Н.М. Анализ текущего состояния разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2018. № 4. С. 72–98.
- Бобырь М.В. Инновационные подходы к разработке Ванкорского месторождения: влияние состава глушения на коэффициент восстановления проницаемости нефти / М.В. Бобырь, В.Ю. Немов // Бурение и нефть. – 2017. – № 7/8. – С. 40–43.
- Коверко Д.Г. Использование модели линий тока в рамках текущего мониторинга разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения. // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 65–68.
- Геохимия и генезис нефтей Ванкорского месторождения / М.В. Дахнова [и др.] // Геология нефти и газа. – 2009. – № 5. – С. 31–38.
- Применение геоэлектрических методов СКВП-ВЭРЗ для поисков нефти и газа в районе Ванкорского месторождения / В.А. Кринин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 11. – С. 18–21.
- Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. 2011. Т. 52, № 8. С. 1027–1050.
- Степанов Р.И. Методы повышения производительности горизонтальных скважин на примере Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 8 (380). – С. 48–58.
- Паникаровский Е.В. Опыт разработки Ванкорского месторождения / Е.В. Паникаровский, В.В. Паникаровский, А.Е. Анашкина // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 1. – С. 47–51.
- Мищенко И.Т. Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И.Т. Мищенко, А.Т. Кондратюк; под ред. И.Т. Мищенко. Москва: Нефть и газ, 1996. – 190 с.
- Технологии защиты осложненного фонда скважин нефтегазовых месторождений / С.А. Долгих и др. – Казань: Казан. ун-т, 2024. – 54 с.
- Кашавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти – М. 2004. – 432 с.
- Валекжанин И.В., Волошин А.И., Рагулин В.В., Резвова К.К. Оценка рисков солевыпадения в скважинах Ванкорского месторождения и выбор оптимальной технологии предупреждения // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 2 с. 30–33.
- Валекжанин И.В., Резвова К.К., Ахтямов А.Р., Рагулин В.В., Волошин А.И. Комплексный подход к предупреждению солеотложения в условиях Ванкорского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 5 с. 24–28.
- Антипин Ю.В., Исламова Г.Ш., Габдуллин Р.Ф. Повышение эффективности методов борьбы с отложениями неорганических солей при добыче нефти // Нефтепромысло-вое дело. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1999. – № 10. – С. 42–44.
- Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков и др.; Под ред. Н.Г. Ибрагимова, Е.И. Ишемгужина. – Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302 с.
- Подгорнов В.М. Формирование призабойной зоны скважины. М, Российский государственный университет нефти и газа им.И.М. Губкина, 2005 г.
- Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 295 с.: ил.
- Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховеров С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с
- Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предотвращение солеотложений при добыче нефти. – Уфа, Башкирское книжное издательство, 1987. – 168 с.
- Хормали А., Петраков Д.Г. Комплексная технология предотвращения отложений неорганических солей при добыче нефти // Территория Нефтегаз. 2017. № 10. С. 50–55.
- Булчаев Н.Д., Халадов А.Ш., Булюкова Ф.З., Думлер Е.Б. Прогнозирование солеотложений в призабойной зоне пласта нефтедобывающих скважин // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. № 3. 2020. С. 220–230.
- Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Москва, Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2004, с. 416.
- Осложнения в нефтедобыче / Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков [и др.]: Под ред. Н.Г. Ибрагимова, Е.И. Ишемгужина. – Уфа: Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302 с.
- Булчаев Н.Д. Защита насосного оборудования нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях эксплуатации: монография / Н.Д. Булчаев, Ю.Н. Безбородов. – Красноярск: Сиб. Федер. Ун-т, 2015. – 138 с.
- Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.: ил.
- Мирзаджанзаде А.Х. Кузнецов О.Л. Басниев К.С. Алиев З.С. Основы технологии добычи нефти и газа. – М. ОАО «Издательство» Недр 2003. – с. 880.

KEYWORDS: Salt deposits, inorganic compounds, permeability, terrigenous reservoir, bottomhole formation zone, Vankor field.



## «НАФТАГАЗ-РАЗВИТИЕ»: ИНВЕСТИЦИИ В КОМПЕТЕНЦИИ КАК ЗАЛОГ УСПЕХА ВАШЕГО ПРОЕКТА

В СОВРЕМЕННОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, ГДЕ СЛОЖНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ РАСТЕТ С КАЖДЫМ ДНЕМ, А РИСКИ ИЗМЕРЯЮТСЯ НЕ ТОЛЬКО ФИНАНСОВЫМИ ПОТЕРЯМИ, НО И БЕЗОПАСНОСТЬЮ ПЕРСОНАЛА, КЛЮЧЕВЫМ ФАКТОРОМ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ СТАНОВЯТСЯ ЛЮДИ. ИХ ЗНАНИЯ, НАВЫКИ И ГОТОВНОСТЬ ДЕЙСТВОВАТЬ В НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЯХ ОПРЕДЕЛЯЮТ, БУДЕТ ЛИ ПРОЕКТ УСПЕШНЫМ, РЕНТАБЕЛЬНЫМ И БЕЗОПАСНЫМ. УЧЕБНЫЙ ЦЕНТР «НАФТАГАЗ-РАЗВИТИЕ» – ЭТО НЕ ПРОСТО ПОСТАВЩИК ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ УСЛУГ, А СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР ДЛЯ КОМПАНИЙ, СТРЕМЯЩИХСЯ К ЛИДЕРСТВУ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ КОНКУРЕНЦИИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ВЫЗОВОВ

*IN THE MODERN OIL AND GAS INDUSTRY, WHERE THE COMPLEXITY OF TECHNOLOGICAL PROCESSES IS GROWING DAILY, AND RISKS ARE MEASURED NOT ONLY BY FINANCIAL LOSSES BUT ALSO BY PERSONNEL SAFETY, PEOPLE ARE A KEY FACTOR IN SUSTAINABLE DEVELOPMENT. THEIR KNOWLEDGE, SKILLS, AND READINESS TO ACT IN EMERGENCY SITUATIONS DETERMINE THE SUCCESS, PROFITABILITY, AND SAFETY OF A PROJECT. THE "NAFTAGAZ-DEVELOPMENT" TRAINING CENTER IS MORE THAN JUST A PROVIDER OF EDUCATIONAL SERVICES; IT IS A STRATEGIC PARTNER FOR COMPANIES STRIVING FOR LEADERSHIP IN A HIGHLY COMPETITIVE ENVIRONMENT AND FACING TECHNOLOGICAL CHALLENGES*

Ключевые слова: учебный центр, подготовка кадров, промышленная безопасность, эффективность производства, нефтегазовые предприятия.

### Анастасия Хасанова

Как показывает практика ведущих игроков рынка, даже при впечатляющих операционных показателях остаются зоны риска, напрямую зависящие от человеческого фактора. Большая часть инцидентов на объектах связана именно с человеческим фактором и ненадлежащим качеством используемого оборудования. Осложненные условия в стволах скважин, прихваты, ГНВП – все эти вызовы требуют от персонала не просто следования инструкциям, а глубокого понимания

процессов и умения принимать взвешенные решения в условиях дефицита времени.

Директор учебного центра «Нафтогаз-Развитие» Артур Сайфуллин отмечает: «Сегодня недостаточно просто иметь оборудование последнего поколения, даже с установленными на нем автоматическими комплексами бурения. Без команды, которая профессионально и безопасно может это оборудование эксплуатировать, самые передовые технологии не раскроют свой потенциал. Мы видим нашу миссию в создании такой культуры производства, где ценность

компетентного специалиста стоит на первом месте». Обучение становится тем самым фундаментом, который превращает инфраструктурные инвестиции в реальную производительность.

Учебный центр «Нафтогаз-Развитие», открывшийся в 2021 году, за короткое время стал флагманом отраслевого образования в ЯНАО и Тюменской области. Это первый и единственный в Ноябрьске центр подобного профиля, созданный с целью повышения качества образования коллектива и предоставления услуг для специалистов нефтегазовых компаний.

Ежегодный потенциал составляет 12 тысяч человек, при этом обучение ведется как очно в специализированном здании площадью 1500 м<sup>2</sup>, так и через собственную онлайн-платформу.

УЦ успешно прошел аккредитацию в качестве официального провайдера ПАО «Газпром нефть» в рамках пилотных проектов «УЦ «Партнеры»» и «Профмастер». Это дает право на обучение по ключевым корпоративным программам в области производственной безопасности, таким как «Погружение в безопасность» и «Барьеры «Каркаса безопасности»».

Центр аккредитован Национальной Ассоциацией по Управлению Скважиной (один из 5 УЦ в стране) и Ассоциацией «Нефтегазовый кластер».

Теория, подкрепленная практикой, – краеугольный камень подхода «Нафтогаз-Развития». Центр обладает серьезной материально-технической базой, включающей 3 специализированных полигона.

**Полигон для отработки навыков бурения.** Тренажер АМТ-231 имитирует в реальном времени ключевые технологические процессы. Это позволяет буровым бригадам отработать действия в осложненных условиях без риска для людей и оборудования.

**Полигон безопасности «Ветлан»**, включающий металлоконструкции для работы на высоте и VR-тренажер. Позволяет отрабатывать навыки по программам «Работы на высоте и в замкнутых пространствах», «Вышкомонтажные работы», «Эвакуация пострадавшего, в том числе с имитацией ЛЭП». Полигон соответствует критериям «Газпром нефти» и является эталоном для практической подготовки.

**Полигон защитного и зимнего вождения**, на котором ведется подготовка водителей по международным стандартам (CEPA, ROSPA), необходимая для допуска на объекты ведущих нефтегазовых компаний.

**«Школа Буровика».** Учебный класс, оснащенный буровым тренажером, для подготовки по программам контроля скважины, предупреждения и ликвидации прихватов, эксплуатации оборудования.

Центр реализует более 300 образовательных программ, охватывающих все необходимые для отрасли направления:

- Бурение и технологии. «Международное ГНВП» (аналог IWCF/IADC), эксплуатация бурового оборудования, программы для цифровой буровой.
- Производственная безопасность.
- Рабочие профессии и специальные навыки: вышкостроение, супервайзинг, первая помощь, защитное вождение.
- Программы для малоопытных работников.

Форматы обучения адаптивны – очное, очно-заочное и дистанционное через LMS платформу 1С:Электронное обучение. Кстати, этот проект по внедрению комплексной системы автоматизации для учебного центра «Нафтогаз-Развитие» стал победителем престижного всероссийского конкурса «1С:Проект года» в номинации «Лучший проект в предметной области: Электронное обучение».

Инвестиции в обучение в «Нафтогаз-Развитии» дают измеримый экономический эффект. Это и снижение операционных рисков и затрат, потому что подготовленный персонал – это меньше инцидентов, простоев, аварий и, как следствие, штрафов и затрат на ликвидацию. Отработанные на тренажерах навыки ведут к сокращению времени на операции, оптимизации режимов бурения и в итоге – к сокращению сроков строительства скважин. Все это в итоге обязательно приведет к минимизации имиджевых рисков, повышению привлекательности компании для настоящих профессионалов. Артур Сайфуллин подчеркивает: «Наш полигон – это уникальная площадка, где моделируются реальные производственные ситуации. Когда работник отработал эвакуацию с высоты или действия при ГНВП в безопасных, но максимально приближенных к реальности условиях, его реакция на настоящей буровой будет кардинально иной. Мы готовим не к экзамену, а к работе».

Нефтегазовая отрасль стоит на пороге нового витка цифровизации и автоматизации. Однако ядром любой трансформации остается человек – компетентный, безопасно мыслящий и готовый к вызовам. Учебный центр «Нафтогаз-Развитие» предлагает не просто курсы, а законченное решение для формирования такого кадрового капитала.



«Мы стремимся быть не просто учебным центром, а частью экосистемы безопасности и эффективности наших клиентов, – резюмирует Артур Сайфуллин. – Наша цель, чтобы каждый выпускник, возвращаясь на производство, становился агентом позитивных изменений, носителем культуры ответственного отношения к работе и безопасности. В конечном счете, это и есть самый ценный актив для любой компании, работающей в нашей сложной и требовательной отрасли».

Выбирая «Нафтогаз-Развитие» в качестве партнера, вы инвестируете в самое важное – в надежность, компетентность и безопасность вашей команды. ●

KEYWORDS: training center, personnel training, industrial safety, production efficiency, oil and gas enterprises.



naftagaz-training.ru

# НОВЕЙШИЕ МЕТОДИКИ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ геофизических исследований горизонтальных скважин

СТАТЬЯ ОБОБЩАЕТ НОВЕЙШИЕ МЕТОДИКИ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ, ПОЛУЧЕННЫХ ПРИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН. АНАЛИЗИРУЮТСЯ СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В ОБРАБОТКЕ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН. РАССМОТРЕНЫ НОВЕЙШИЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДОВ. РАБОТА ВЫПОЛНЕНА НА ОСНОВАНИИ СТАТЕЙ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ АВТОРОВ, ТЕЗИСОВ ДОКЛАДОВ НА ВЕДУЩИХ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ КОНФЕРЕНЦИЯХ, МАТЕРИАЛОВ ИНФОРМАЦИОННЫХ САЙТОВ, ДРУГОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ЛИЧНОГО ОПЫТА. РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ ПОМОГУТ ПОНЯТЬ СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ И ПРОБЛЕМЫ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИС В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ, А ТАКЖЕ ОПРЕДЕЛИТЬ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАБОТ

THE PAPER SUMMARIZES THE NEWEST METHODS OF PROCESSING DATA OBTAINED DURING GEOPHYSICAL LOGGING IN HORIZONTAL WELLS. ARTICLE ANALYSES THE LATEST TRENDS IN THE PROCESSING AND INTERPRETING OF LOGGING WHILE DRILLING DATA IN HORIZONTAL WELLS. THE CURRENT METHODOLOGICAL APPROACHES AND THEIR APPLICATION IN HYDROCARBON DEPOSITS ARE CONSIDERED. THE RESEARCH IS BASED ON ARTICLES BY RUSSIAN AND FOREIGN AUTHORS, ABSTRACTS OF REPORTS AT LEADING SPECIALIZED CONFERENCES, MATERIALS FROM SITES, DIVERSE LITERATURE, AND PERSONAL EXPERIENCE. THE RESULTS OF THE ANALYTICAL WORK WILL HELP TO UNDERSTAND CURRENT DEVELOPMENT TRENDS AND PROBLEMS OF LOG DATA INTERPRETING IN HORIZONTAL WELLS, AS WELL AS IDENTIFY PROMISING AREAS FOR FURTHER RESEARCH AND WORK

Ключевые слова: каротаж в процессе бурения, горизонтальные скважины, геонавигация, имидж, ядерно-магнитный каротаж (ЯМР), коэффициенты проницаемости, машинное обучение, тонкослоистый разрез.

## Сребродольская Мария Андреевна

заместитель заведующего по научной работе, кафедра геофизических информационных систем (ГИС), РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, доцент, к.г.-м.н.

## Карасева Мария Вадимовна

лаборант, кафедра геофизических информационных систем (ГИС), РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

Объемы бурения горизонтальных скважин в России растут с опережающими темпами. Так, по прогнозу, сделанному в 2017 году [4], в перспективе до 2025 года на горизонтальное бурение будет приходиться более 50% от всего объема работ. При этом, по данным на конец 2024 г., доля горизонтального бурения в общей проходке приближается к 70% [5], а по Западной Сибири превышает 80% [5]. В ПАО «Газпромнефть» доля горизонтального бурения в 2021 году составляла 86,7% от общего объема эксплуатационного бурения [1]. Приведенная статистика (рис. 1) отображает актуальность развития технологий проведения каротажа в процессе бурения (logging while drilling – LWD) горизонтальных скважин и разработки соответствующих методик интерпретации.

В рамках выполнения работ по внутривизовскому конкурсу РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

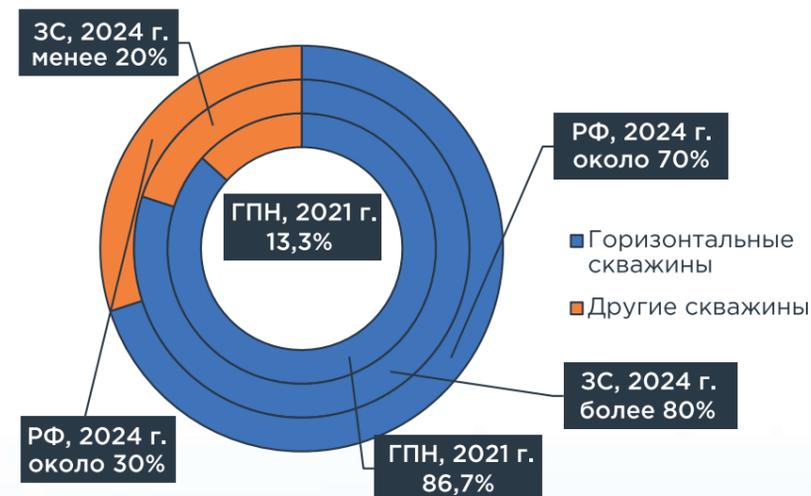
«Подготовка аналитических материалов по специализированным тематикам топливно-энергетического комплекса» были подготовлены дайджесты научно-технических публикаций за 2024 г. по тематике «Геофизика горизонтальных скважин» [2], в которых одним из ключевых разделов является «Обработка и интерпретация данных ГИС в горизонтальных скважинах».

Анализ статей, выпущенных организацией Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (SPWLA) в 2022 – 2025 гг., показал, что наиболее перспективными направлениями изучения отложений, вскрытых горизонтальными скважинами, по данным каротажа в процессе бурения являются следующие:

- учет анизотропии проницаемости коллекторов;
- интерпретация данных ядерно-магнитного каротажа (ЯМР) в процессе бурения;

УДК 550.832.552

РИСУНОК 1. Статистика по бурению горизонтальных скважин в России (РФ – Российская Федерация, ЗС – Западная Сибирь, ГПН – ПАО «Газпромнефть»)



- интерпретация азимутальных данных гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-п) – имиджей плотности;
- разработка методик машинного обучения и применения алгоритмов на практике.

Не теряют своей актуальности также вопросы геонавигации по данным электромагнитного каротажа приборами большого радиуса исследования (картографами границ) и в целом интерпретации данных этого метода в горизонтальных скважинах. Большое внимание в России и за рубежом продолжает уделяться применению данных геолого-технологических исследований (ГТИ) при каротаже в процессе бурения (КПБ) и повышению их информативности. Эти тенденции подтвердила конференция «Современные технические средства управления траекторией скважин; Каротаж в процессе бурения LWD. Развитие ГТИ с внедрением цифровых технологий; Комплексование ГТИ и LWD. Новые отечественные разработки аппаратуры и оборудования для ГИС (в рамках программы импортозамещения)», прошедшая 27 февраля 2025 г. в Москве, на которой подавляющее

большинство докладов было посвящено разработке отечественных картографов границ, интерпретации данных ГТИ, разработке азимутальной аппаратуры ядерных методов и обработке имиджей, а также применению всех этих данных для геологического сопровождения бурения скважин в режиме реального времени – геонавигации.

## Имиджи

В 2022 году была предложена методика автоматического распознавания границ по имиджу при синусоидальной идентификации [8]. Общие методы разделения и определения границ пластов на бинарных изображениях, которыми являются имиджи, включают преобразование Хафа, синусоидальное сопоставление, распознавание образов и т.д. [8]. В этой работе показано, что для повышения устойчивости и эффекта распознавания границы пласта при синусоидальном отслеживании взаимосвязанных точек с учетом того, что данная цепочка может разорваться при снижении качества имиджа, целесообразным является дополнение преобразования Хафа методом наименьших квадратов. Согласно этому исследованию, матричная операция в процессе подбора может значительно повысить эффективность вычислений, то есть вычислительная эффективность метода наименьших квадратов выше, чем преобразования Хафа, а время вычислений может быть уменьшено в сотни раз.

Данное направление является весьма перспективным, хотя все вопросы автоматического трассирования синусоид до сих пор не решены и присутствуют следующие проблемы:

- неоднозначность, появление ложных синусоид;
- не всегда достаточная воспроизводимость результатов;
- дублирование синусоид в интервале нечетких (размытых) границ.

Преимуществом автоматизации при структурной интерпретации имиджей является снижение человеческого фактора и повышение надежности трассирования.



Авторы настоящей статьи считают также целесообразным автоматическое распознавание и трассирование эллипсоидных отображений, которые появляются на имидже при частичном вскрытии пластов и позволяют определять углы падения пластов [3]. На сегодняшний день на практике эллипсоидные отображения либо вовсе не обрабатываются, что снижает информативность имиджей горизонтальных скважин, либо

Необходимо помнить, что как при ручном, так и при автоматизированном трассировании синусоидальных или эллипсоидных отображений на имидже большую роль играет качество самого имиджа, которое зависит в том числе от вертикальной разрешающей способности прибора. Повышение азимутальной и вертикальной разрешающей способности имиджей является на сегодняшний день перспективным

**Применение методики автоматического распознавания границ по имиджу с использованием ИИ предполагает сокращение времени ручной интерпретации имиджей горизонтальных скважин, обеспечивая стандартизированный и эффективный процесс структурного анализа**

трассируются синусоидами, что ошибочно с точки зрения геометрии и приводит к получению заведомо неверных значений углов падения и азимутов пластов. Поэтому эллипсоидные отображения рекомендуется трассировать именно эллипсами [3] в ручном или автоматизированном режиме, что повысит надежность структурной интерпретации имиджа.

До сих пор выделение несинусоидальных отображений подстилающей толщи основывалось на маркировке трассы серией отбираемых вручную сегментов. Авторы статьи [10] представляют методику точного автоматического выделения соответствующих пласту сегментов на имидже из несинусоидальных отображений с использованием модели искусственного интеллекта (ИИ) с автоматической группировкой сегментов с помощью алгоритма «автоматического выбора угла наклона». ИИ обнаруживает и выбирает несинусоидальные элементы и определяет угол падения подстилающего слоя в режиме реального времени. Синусоидальные отображения также выделяются и интерпретируются с определением угла падения и азимута пласта. Таким образом применение методики предполагает сокращение времени ручной интерпретации имиджей горизонтальных скважин, обеспечивая стандартизированный и эффективный процесс структурного анализа.

направлением. Например, компания Schlumberger разработала азимутальный прибор ГГК-п Imaging Density Neutron Standoff Caliper tool (IDNSC) с разрешением 32 сектора. Наибольшего качества имиджа можно достичь при роторном бурении, когда обеспечивается постоянное равномерное вращение буровой колонны. Таким образом, актуальным является развитие технологий роторно-управляемых систем (PVC) в России.

**Повышения точности оценки объемов углеводородов можно достичь при комплексировании ЯМР с данными с triple-combo, опробователя пластов в процессе бурения и данными о газонасыщенности бурового раствора (по результатам ГТИ)**

## ЯМР

Согласно материалам консалтинговой компании Intelligent Analytics, по результатам опроса экспертной группы в 2023 году прогнозируется, что отечественный прибор ЯМР в процессе бурения появится в Российской Федерации уже через 6–7 лет (то есть к 2031–2032 году). Этот метод отнесен к технологической группе с высокой степенью востребованности на рынке. На данный момент на территории России эксплуатируется прибор pro VISION Plus компании Schlumberger [9].

По ядерно-магнитному каротажу (ЯМР) не всегда возможно точно

оценить пористость газовых пластов. Сопоставление результатов различных подходов, использующих только данные ЯМР, не дает удовлетворительных результатов при оценке свойств газовых пластов. Авторы статьи [13] предлагают повысить качество анализа данных, комбинируя ГГК-п и ЯМР. Несоответствие, вызванное вариациями плотности матрицы, в значительной степени устраняется, подтверждая, что оценки CPI (computer-processed interpretation) и DDTW (density and dual wait time methods) дают согласованные результаты. Значительное повышение точности оценки объемов углеводородов достигается при комплексировании ЯМР с данными газового каротажа. Совместная обработка и интерпретация данных triple-combo (стандартный комплекс из индукционного, гамма-гамма плотностного и нейтрон-нейтронного каротажей, добавляемый к гамма-методу), ЯМР, опробователя пластов в процессе бурения и данных о газонасыщенности бурового раствора (по результатам ГТИ) были успешно проведены для двух скважин в коллекторе турбидитового песчаника в Северном море [13]. Получены надежные и последовательные

результаты оценки пласта, включая свойства флюидов и пород. Данные ЯМР обеспечивают альтернативные подходы к результатам обработки CPI для оценки пористости, насыщения и проницаемости в газовых, нефтяных и водных зонах. Интеграция данных triple-combo, ЯМР, пластоиспытателя и газосодержания бурового раствора (ГТИ) позволяет лучше понять свойства пласта и повысить точность оценки распределения флюидов.

В горизонтальных скважинах с тонкими пластами, размер которых меньше чувствительной области прибора, расшифровка вклада маломощных пластов в показания

ЯМР дает неоднозначные/ошибочные результаты. Сложность обусловлена положением слоя относительно цилиндрической чувствительной области, что затрудняет разработку точных перспективных моделей для приборов ЯМР в процессе бурения. Для решения этой задачи авторами [21] разработан и проведен эксперимент в резервуаре с водой, который воспроизводит условия, встречающиеся в горизонтальных скважинах с тонкими пластами. Во время эксперимента происходило систематическое снижение уровня воды в калибровочном резервуаре с дискретным шагом, имитирующее вертикальное движение тонкого пласта в горизонтальной цилиндрической чувствительной области прибора. Сбор данных осуществлялся через заданные интервалы времени по мере постепенного снижения уровня воды до полного опустошения резервуара. Путем тщательной обработки полученных результатов оценен индивидуальный вклад каждого перепада уровня в исходный сигнал, создана комплексная таблица, содержащая коэффициенты для горизонтальных слоев толщиной до 0,25 дюйма, определена и представлена функция, которая описывает этот отклик. Авторы статьи [21] считают, что результаты этого эксперимента помогут геофизикам оценить отклик прибора ЯМР в горизонтальных скважинах, когда на одной глубине исследуется более одного слоя.

## Оценка проницаемости

В диссертации [6] показана актуальность изучения анизотропии проницаемости при разработке месторождений горизонтальными скважинами: при оценке интегральной продуктивности скважины и выборе способа ее заканчивания необходимо учитывать различия в вертикальной и горизонтальной проницаемостях. Особенно это важно при вскрытии пластов-коллекторов под углом и при частичном вскрытии, а также в тонкослоистых коллекторах, характеризующихся высокой степенью неоднородности и анизотропии проницаемости.

Еще в 2017 году была предложена модель анизотропии проницаемости [19], которая,

согласно исследованиям [7], хуже описывает результаты лабораторных анализов керна, чем модель Сребродольской М.А. [6].

В 2024 г. в работе [15] представлен подход к оценке проницаемости по диэлектрическому каротажу (dielectric dispersion logging) и выведена формула, отражающая модель расчета коэффициентов проницаемости (Кпр), которая позволяет оценить Кпр в тонкослоистых коллекторах. Формула включает в себя учет таких параметров, как водонасыщенная пористость в ближней зоне, текстурный параметр, наиболее вероятный диаметр зерен по результатам интерпретации диэлектрического каротажа (с использованием данных лабораторного анализа

**В горизонтальных скважинах проницаемость необходимо оценивать пространственно-ориентированно как в анизотропных, так и в изотропных породах и строить имидж проницаемости для учета различия в коэффициентах проницаемости пород по периметру скважины**

керн, размера зерен и емкости катионного обмена); наиболее вероятная величина связанной воды глин (функция от текстурного параметра). Вероятностные функции, используемые в формуле, должны быть определены по представительным керновым данным. Описанная в статье [15] модель оценки проницаемости применима для любого типа разреза. В работе [15] было также проведено сравнение результатов оценки пористости и проницаемости по данным диэлектрического каротажа и по ЯМР. Исследование показало, что проницаемость, определенная по ЯМР (даже если она откалибрована по данным керн и улучшена по вертикальному разрешению), не является надежной по сравнению с результатами, полученными по методу диэлектрического каротажа. Метод ЯМР полностью пропускает некоторые проницаемые тонкие слои изучаемого интервала породы, что приводит к недооценке фильтрационно-емкостных свойств [15].

В карбонатных коллекторах процессы седиментации

и диагенеза формируют неоднородную структуру порового пространства. Оценка соотношения пористости и проницаемости осложняется из-за неоднородности геологической текстуры, присутствия трещиноватости и доломитизации. Авторами [17] разработана методика, повышающая достоверность оценки проницаемости, в том числе и в горизонтальных скважинах, где отбор керн ограничен, а латеральную неоднородность трудно охарактеризовать. Для оценки проницаемости исследователями используется комплекс современных геофизических методов, включающий электрические микросканеры, испытание пластов в процессе бурения (FTWD) и ЯМР.

Большинство из этих методов требуют нормализации и традиционно используют калибровочные точки из образцов керн, полученных в скважинах с малым зенитным углом. В указанной работе [17] данные пластоиспытателя в процессе бурения и микросопротивления применяются для нормализации нескольких значений проницаемости, полученных с помощью ЯМР, что позволяет использовать различные отсечки пористости и уравнение проницаемости Коутса. Сочетание данных пластоиспытателя и имиджей высокого разрешения, полученных при каротаже в процессе бурения, повышает эффективность принятия решений при геонавигации в режиме реального времени, а также при составлении программы разработки месторождения в изучаемом интервале латерально неоднородного коллектора.

Для корректной оценки проницаемости коллекторов, вскрытых горизонтальными скважинами, необходимо изучать на керне анизотропию

проницаемости. В исследовании [18] предлагается метод масштабирования измерений, полученных в ходе компьютерной томографии на образцах керна в горизонтальных и вертикальных пробах, с использованием классификации гидравлических потоков и методов машинного обучения для получения направленных величин абсолютной гидравлической проницаемости. Моделирование течения проводилось по локальным объемам в двух ортогональных направлениях с различными вертикальными окнами исследования для дальнейшего увеличения объема информации о проницаемости до масштаба каротажа. Данное исследование особенно актуально в карбонатных отложениях, характеризующихся высокой текстурной неоднородностью и сложной структурой порового пространства.

В диссертации [6] разработан алгоритм определения коэффициентов проницаемости, включающий комплексный учет анизотропии отложений и угла падения напластования и получены математические выражения для лабораторных и скважинных условий,

**Модели глубокого обучения DL могут стать надежным инструментом при определении угла падения пласта в процессе трассирования границ пластов синусоидами, но интерпретатор должен контролировать процесс для проверки и классификации коррелирующих признаков, что доказывает полезность полуавтоматического подхода к обработке и интерпретации данных LWD в горизонтальных скважинах**

содержащие эти параметры в явном виде. Для использования этих уравнений предварительно рекомендуется определять угол падения напластования по имиджу азимутального ГГК-п, записанного в процессе бурения горизонтальной скважины. Разработанный алгоритм пространственно-ориентированного определения коэффициентов проницаемости с использованием азимутальных данных гамма-гамма плотностного метода [7] обеспечивает учет взаимного пространственного расположения горизонтальной

скважины и вскрытого ею пласта при определении фильтрационно-емкостных свойств с получением их имиджей по данным КПБ. Важно отметить, что в горизонтальных скважинах проницаемость необходимо оценивать пространственно-ориентированно как в анизотропных, так и в изотропных породах и строить имидж проницаемости, обладающий высокой информативностью при полном и частичном вскрытии границ пластов, для учета различия в коэффициентах проницаемости пород по периметру скважины.

### Машинное обучение

Современные исследования в области интерпретации данных ГИС также направлены на создание алгоритмов и методик машинного обучения и экспрессной оценки литологического состава пород по данным каротажа в процессе бурения. Авторами [14] представлен подход к совершенствованию модели машинного обучения и прогнозирования показаний геофизического комплекса triple-combo по данным о динамике бурения в реальном времени. В основе обучения модели лежат предварительно обработанные данные о динамике бурения

и результаты измерений triple-combo. Предложенный в [14] подход опробирован на тестовых скважинах. Прогнозируемые геофизические кривые точно согласуются с соответствующими результатами измерений triple-combo, экспрессная обработка данных в реальном времени позволяет оперативно получать информацию о свойствах пласта, что дает возможность геологам, инженерам по бурению и геофизикам быстро принимать решения в процессе бурения или заканчивания скважины.

Анализ данных при помощи машинного обучения позволяет существенно улучшить качество интерпретации в горизонтальных скважинах. Так в исследовании [11] предложен эффективный и быстрый подход к обработке имиджей на основе метода глубокого обучения (deep learning – DL) для корреляции элементов динамически и статически нормализованных имиджей LWD. Были протестированы две стратегии обучения: «standard learning» (SL-PickNet) и «curriculum learning» (CL-PickNet) для анализа различия в применении как на синтетических, так и на полевых данных. Цель исследования [11] заключалась в разработке эффективного метода для корреляции признаков в азимутальном каротаже (скважинных имиджах) в процессе бурения на основе DL. Предлагаемый подход позволяет получить оценку неопределенности коррелированных признаков с помощью метода Монте-Карло. Такая оценка обычно недоступна в случае ручной интерпретации. Данный метод был протестирован на имиджах плотности LWD, но авторы [11] предполагают, что при достаточном количестве синтетических или реальных обучающих примеров он может быть применен к обработке имиджа любого физического свойства. Результаты исследования показывают, что модели глубокого обучения DL могут стать надежным инструментом при определении угла падения пласта в процессе трассирования границ пластов синусоидами, но исследователи [11] подчеркивают необходимость контроля процесса интерпретатором для проверки и классификации коррелирующих признаков, что доказывает полезность полуавтоматического подхода к обработке и интерпретации данных LWD в горизонтальных скважинах.

Данные из памяти прибора с полным объемом информации могут быть получены только через несколько часов после окончания бурения, что в некоторых случаях недостаточно для принятия эффективного решения о завершении буровых работ. В работе [20] были протестированы модели на основе генерируемых нейронных сетей (GAN) для восстановления полной информации на основе данных, поступающих в режиме реального времени.

РИСУНОК 2. Современные тренды в интерпретации LWD в горизонтальных скважинах



Как и в обычных GAN-системах, генератор обучается получать входные данные в реальном времени и создавать «похожий на данные из памяти прибора» имидж, а дескриптор обучается отличать истинные имиджи от нереальных. Для создания моделей CycleGAN использовались различные варианты процесса обучения и наборов данных. Полученные результаты весьма многообещающие, поскольку в некоторых интервалах полученные модели смогли зафиксировать наличие трещин и пустот. Эта методика позволяет обойти ограничения телеметрии, когда недостающая информация добавляется косвенно к данным в режиме реального времени по мере того, как алгоритм искусственного интеллекта изучает основные характеристики месторождения/пласта. Таким образом, предыдущие знания с месторождения можно использовать для постоянной оптимизации будущих операций, эффективно внедряя имеющуюся базу данных в рабочий процесс геофизиков для своевременного распознавания геологических и геомеханических структур с целью поддержки принятия решений при заканчивании скважин.

### Геонавигация

Приборы сверхглубокого азимутального удельного сопротивления (ultra deep azimuthal resistivity – UDAR) каротажа в процессе бурения становятся неотъемлемой частью технологии бурения горизонтальных скважин,

поскольку они имеют достаточную глубину исследования, чтобы изучить пласт в целом и составить его карту в масштабе, аналогичном сейсмическим разрезам. Из-за большого объема исследуемого пласта измерения UDAR зависят от многих параметров пласта и требуют сложных многослойных моделей пласта, используемых при интерпретации, а также новых, эффективных подходов к инверсии. Стохастические алгоритмы инверсии имеют множество преимуществ и широко используются в скважинных полевых приложениях. При работе с многопараметрическими моделями эти алгоритмы могут стать трудоемкими, что ограничивает их применимость в реальном времени, особенно при бурении с высокими скоростями проходки.

В работе [16] представлен новый высокопроизводительный стохастический алгоритм и специально разработанное программное обеспечение, позволяющее инвертировать данные UDAR в режиме реального времени. Программа инверсии поддерживает все существующие в США UDAR-приборы с коаксиальными, наклонными или ортогональными антеннами и имеет гибкий интерфейс для добавления новых приборов с произвольными типами измерений (предусмотрена возможность учета модульных конфигураций приборов UDAR путем задания количества передатчиков/приемников и расстояний между ними). Алгоритм основан на стохастическом

методе Монте-Карло с обратимо-скачкообразными цепями Маркова и может быть запущен без предварительных предположений о структуре пласта. Алгоритм автоматически регулирует сложность модели, анализируя возможности обнаружения и разрешения откликов приборов. В итоге инверсия дает набор несмещенных моделей пласта, их вероятности и оценку неопределенности восстановленных параметров модели. Разработанное исследователями [16] высокопроизводительное программное обеспечение для инверсии позволяет геонавигаторам улучшить оценку полномасштабных структур пласта в процессе бурения для повышения точности оконтуривания продуктивных пластов и принятия обоснованных решений.

При бурении горизонтальных скважин возможно вскрытие слоистых пластов с различными механическими свойствами и образование аномалий давления, которые могут привести к потерям бурового раствора, проникновению солей в ствол скважины и другим негативным явлениям. Передовая технология UDAR look-ahead [12] решает некоторые из этих проблем, предоставляя геологическую информацию в режиме реального времени перед долотом, этот подход повышает точность буровых работ и способствует принятию более взвешенных решений относительно направления бурения и позиционирования обсадной колонны, снижая риски, связанные с аномалиями

РИСУНОК 3. Применение результатов LWD в горизонтальных скважинах



давления и нестабильностью ствола скважины. Помимо непосредственного применения в подсолевых породах, представленная авторами статьи [12] технология UDAR look-ahead имеет потенциал для снижения риска буровых работ в пластах аналогичного литологического состава в месторождениях по всему миру.

Подобные UDAR приборы в Российской Федерации называются картографами границ. Актуальной задачей является разработка и совершенствование отечественного картографа.

## Заключение

По результатам проведенного анализа литературы и по собственному опыту в обработке и интерпретации данных LWD, авторы настоящей статьи пришли к выводу, что наиболее актуальными направлениями интерпретации данных ГИС в процессе бурения горизонтальных скважин на сегодняшний день являются учет анизотропии проницаемости, совершенствование алгоритмов интерпретации данных ЯМР и имиджей физических свойств высокого и низкого разрешения, а также машинное обучение (рис. 2). Все это позволяет повысить достоверность оперативного определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), что в свою очередь повышает надежность геонавигации и приводит к увеличению экономической эффективности. Особенно актуальны подобные инновации при изучении тонкослоистых разрезов, вскрытых горизонтальными скважинами, по данным LWD (рис. 3). При этом наилучшего эффекта можно достичь при комплексировании данных

стандартного triple-combo с ЯМР, электрическим микросканером и пластоиспытателем в процессе бурения (рис. 3). В связи с вышеизложенным перед отечественным приборостроением стоят задачи разработки и совершенствования приборов ЯМР, картографа границ и микросканера сопротивлений в процессе бурения, а также роторно-управляемой системы. ●

### Литература

1. Горизонтальное и наклонно-направленное бурение: ответ на вызов времени. «Бурение и нефть».
2. Жедяевский Д.Н. Дайджест научно-технических публикаций по направлению: «Геофизика горизонтальных скважин».
3. Карасева М. В. Определение относительного угла падения пласта при его частичном вскрытии горизонтальной скважиной по данным азимутальных приборов / М. В. Карасева // Tatarstan UpExPro 2024: Сборник научных трудов по материалам VIII Международной молодежной научной конференции – Новокузнецк: Издательство «Знание-М», 2024. – С. 105-107.
4. Медведев Н. В. Российский рынок сопровождения горизонтального и наклонно-направленного бурения: текущее состояние и перспективы развития до 2025 года.
5. Объемы ввода новых нефтяных скважин в России за неполный 2024 г. сократились более чем на 12%. Neftegaz.RU.
6. Сребродольская М. А. Алгоритмическое обеспечение интерпретации данных азимутального плотностного гамма-гамма метода в процессе бурения горизонтальных скважин – Москва: 2024. – 193 с.
7. Сребродольская М. А. Оценка проницаемости анизотропных осадочных горных пород по данным азимутального гамма-гамма плотностного метода в горизонтальных скважинах / М. А. Сребродольская // Геофизика. – 2025. – № 4. – С. 33–39.
8. Ц. Шао, С. Сой, Е. Юань и др. Метод определения залегания горных пород одно- и двумерными данными геофизических исследований в процессе бурения (LWD) для геонавигации скважин // Геофизика. – 2022. № 5. – С. 67–75.
9. Provision Plus. Ядерно-магнитные резонансные исследования. Оценка свойств коллекторов с целью оптимизации схемы заканчивания и программ интенсификации добычи.
10. A.Perrier, A.He, N.Bize-Forest, D.Quesada Enhanced AI-Driven automatic dip picking in horizontal wells

through deep learning, clustering, and interpolation in real time // Petrophysics. – december 2024. – vol. 65, no. 6. – p. 929–943.

11. A.Molossi, G.Roncoroni, M. Pipan. Efficient Logging-While-Drilling image logs interpretation using deep learning // Petrophysics. – june 2024 – vol. 65, NO. 3. p. 365–387.
12. G.Cuadros, A.Mainieri and all. Look-Ahead-While-Drilling technology assessment for early hazards identification in presalt offshore Brazil // Petrophysics. – april 2025 – VOL. 66, NO. 2. p. 190–211.
13. H. Thern, A. Kotwicki, N. Ritzmann and all. Formation Evaluation Using NMR, Mud Gas, and Triple-Combo Data – A Norwegian Logging-While-Drilling case history // Petrophysics. – june 2022 – VOL. 63, NO. 3 pages 368–388.
14. H.Lee, A. Mitkus, A.Pare and all. A new workflow for estimating reservoir properties with gradient boosting model and joint inversion using MWD Measurements // Petrophysics. april 2024 – VOL. 65, NO. 2 pages 215–232.
15. M.Pirrone, N. Bona, M.T. Galli. Physics-Based Probabilistic Permeability Prediction in Thin-Layered Reservoirs: transport theory, dielectric dispersion logging, and core-to-log Bayesian statistics // Petrophysics. – december 2024. – vol. 65, no. 6 p. 971–982.
16. M.Sviridov, D. Kushnir, A.Mosin and all. High-performance stochastic inversion for real-time processing of LWD ultradeep azimuthal resistivity data // Petrophysics. – april 2025. Vol. 66, NO. 2 p. 212–235.
17. M.Fouda, A.Taher and all. Understanding lateral permeability variations in heterogeneous carbonate reservoirs using Logging-While-Drilling NMR, microresistivity imaging, and azimuthally oriented formation testing // Petrophysics. october 2024. – vol. 65, no. 5. p.772–788.
18. P. da Silva Jr, R.Victor and all. Permeability anisotropy in Brazilian presalt carbonates at core scale using digital rock petrophysics // Petrophysics. october 2024. – VOL. 65, NO. 5. p. 711–738.
19. T.Huang, Z. Tao and all. Effect of Permeability Anisotropy on the Production of Multi-Scale Shale Gas Reservoirs // Energies, 2017.
20. W.Trevizan, C. de Jesus. Application of GAN to Resolution Enhancement of LWD Real-Time Image Logs to Support Decision Making // Petrophysics. december 2023. – VOL. 64, NO. 6. p. 890–899.
21. Z.Ramadan, D.Allen, A.Allam. Characterizing thin-bed responses in horizontal wells using LWD NMR Tools: Insights From a Water Tank Experiment // Petrophysics. october 2024 – VOL. 65, NO. 5. p. 765–771.

KEYWORDS: logging while drilling (LWD), horizontal wells, geosteering, image, nuclear magnetic logging (NMR), permeability coefficients, machine learning, thin-layer beds.

## ДОЛЛАР ОСТАНЕТСЯ ЗА БОРТОМ. БРИКС УСИЛИВАЕТ СВОЙ ФИНАНСОВЫЙ СУВЕРЕНИТЕТ

Berliner Zeitung

Резервный банк Индии предложил увязать национальные цифровые валюты центральных банков государств БРИКС между собой, чтобы упростить трансграничные расчеты. Речь идет о системе Brics Pay. Итоговая цель – создание трансграничной цифровой платежной архитектуры, позволяющей проводить прямые расчеты в национальных валютах.



Тогда операции можно будет проводить через долларские клиринговые центры или такие системы, как SWIFT. Речь не идет об отказе от доллара. Однако сеть цифровых валют означала бы, что платежные потоки внутри БРИКС в меньшей степени зависимы от каналов, завязанных на доллар.

Но пока ни одна из стран БРИКС еще не ввела цифровую валюту центрального банка в полноценный оборот. Открытыми остаются вопросы технической совместимости, доступ к данным, модель управления системой. Опыт последних лет показывает, какие риски несут подобные схемы. В торговле между Индией и Россией при расчетах в национальных валютах возникали перекосы: накапливались крупные рублевые или рупийные остатки, которые было трудно использовать в дальнейшем.

Чтобы избежать подобных эффектов, рассматриваются такие инструменты, как валютные свопы или регулярные системы взаимозачета. В каком виде будет реализован Brics Pay, пока неясно.

Однако план связать цифровые валюты центральных банков придает проекту первые конкретные институциональные очертания.

## СЛОВАКИЯ ВЫСТУПАЕТ ПРОТИВ РЕШЕНИЯ ЕС ПО РОССИЙСКОМУ ГАЗУ И ГОТОВИТ СУДЕБНЫЙ ИСК

interia

Премьер-министр Словакии Роберт Фицо заявил, что его страна подаст иск в суд ЕС против запрета на импорт российского газа в Евросоюз.

Эти действия должны быть предприняты в координации с Венгрией, которая объявила о таком же плане по этому вопросу. «Мы уверены, что это стандартная санкция, и в случае санкций требуется единогласие», – заявил Фицо, аргументируя жалобу.

Решение о прекращении импорта российского газа премьер охарактеризовал как «глупое» и «идеологическое». Страны ЕС приняли решение приостановить импорт российского СПГ до конца текущего года, а газа, поставляемого по трубопроводам, до 30 сентября 2027 года. Словацкий премьер подчеркнул, что невозможно подать в суд иск совместный с Венгрией, поэтому каждая страна выступит отдельно, но Братислава и Будапешт будут координировать действия.



На российский газ сейчас приходится около 30% поставок в Словакию. Кроме того, по мнению властей Братиславы, невыполнение действующего до 2034 года соглашения с «Газпромом» может привести к штрафу в 16 млрд долл.

## ЕВРОПА ПЕРЕНАПРАВИЛА СВОЮ ЗАВИСИМОСТЬ ОТ ГАЗА ИЗ МОСКВЫ В ВАШИНГТОН, ОДНАКО ПРОБЛЕМА ОСТАЕТСЯ

IL FOGLIO

Сократив свою зависимость от российского газа, Евросоюз решил, что стал более независимым в геополитическом плане. Отчасти так и произошло.



Американский СПГ помог европейской экономике, цены стабилизировались благодаря надежным поставкам, а для газопроводов, закрытых Россией, нашлись альтернативные варианты.

Однако ситуация изменилась из-за пошлин США и их претензий на территорию Гренландии. Пока поставки газа не относятся к ответным мерам Д. Трампа в области торговли, но в 2024 году администрация Д. Байдена временно заморозила выдачу новых лицензий на экспорт СПГ.

Экономисты отмечают, что европейский рынок газа уязвим, потому что растет его зависимость от США, в случае негативного сценария скачок цены на газ на 10 долл за миллион БТЕ приведет к снижению роста экономики в 2026 году на 0,3 пункта, а инфляция увеличится на 1,3 пункта. Доля США в импорте газа в ЕС в 2026 году достигнет 30%. Европа все больше начинает зависеть от поставок СПГ. Суровая зима и снижение запасов газа больше не приводят в резкому росту цен. Однако с полным отказом от российского газа зависимость будет перенаправлена из Москвы в Вашингтон, при этом сама проблема не будет решена. ●

# ЦИКЛОГЕКСАНОН И ЦИКЛОГЕКСАНОЛ: усовершенствование технологии получения

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНО АПРОБИРОВАННЫЕ СПОСОБЫ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ ЦИКЛОГЕКСАНОЛА И ЦИКЛОГЕКСАНОНА. АВТОРЫ ИССЛЕДОВАЛИ ПРОЦЕССЫ ОКИСЛЕНИЯ ЦИКЛОГЕКСАНА ДО ЦИКЛОГЕКСАНОЛА И ЦИКЛОГЕКСАНОНА, А ТАКЖЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ ЦИКЛОГЕКСАНОЛА В ЦИКЛОГЕКСАНОН В ПРИСУТСТВИИ КАТАЛИТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА ОСНОВЕ N-ГИДРОКСИФТАЛИМИДА И СОЛЕЙ МЕТАЛЛОВ ПЕРЕМЕННОЙ ВАЛЕНТНОСТИ (КОБАЛЬТА, МАРГАНЦА, МЕДИ, ХРОМА И НИКЕЛЯ). ПРЕДСТАВЛЕН СПОСОБ ПОЛУЧЕНИЯ ЭПОКСИДА ЦИКЛОГЕКСАНА СОВМЕСТНО С ЦИКЛОГЕКСАНОЛОМ И ЦИКЛОГЕКСАНОНОМ

*THIS PAPER PRESENTS EXPERIMENTALLY TESTED METHODS FOR IMPROVING THE TECHNOLOGY FOR PRODUCING CYCLOHEXANOL AND CYCLOHEXANONE. THE AUTHORS INVESTIGATED THE OXIDATION OF CYCLOHEXANE TO CYCLOHEXANOL AND CYCLOHEXANONE, AS WELL AS THE CONVERSION OF CYCLOHEXANOL TO CYCLOHEXANONE IN THE PRESENCE OF CATALYTIC SYSTEMS BASED ON N-HYDROXYPHthalIMIDE AND SALTS OF TRANSITION METALS (COBALT, MANGANESE, COPPER, CHROMIUM, AND NICKEL). A METHOD FOR PRODUCING CYCLOHEXANE EPOXIDE IN COMBINATION WITH CYCLOHEXANOL AND CYCLOHEXANONE IS PRESENTED*

**Ключевые слова:** каталитическое окисление, циклогексан, циклогексанол, циклогексанон, N-гидроксифталиимид, соли металлов переменной валентности, эпоксидирование, эпоксид циклогексана.

**Смулова Алина Александровна**  
аспирант кафедры «Химическая технология веществ и материалов»

**Курганова Екатерина Анатольевна**  
профессор кафедры «Биотехнология и фармацевтический инжиниринг», доцент, д.х.н.

**Фролов Александр Сергеевич**  
доцент кафедры «Химическая технология веществ и материалов», к.х.н.

**Кошель Георгий Николаевич**  
профессор кафедры «Химическая технология веществ и материалов», профессор, д.х.н.

**Косицына Анастасия Васильевна**  
студент кафедры «Биотехнология и фармацевтический инжиниринг»

**Баёв Егор Игоревич**  
аспирант кафедры «Химическая технология веществ и материалов»

**Кабанова Виктория Сергеевна**  
ассистент кафедры «Химическая технология веществ и материалов», к.х.н.

Ярославский государственный технический университет

Циклогексанол (ЦГ-ол) и циклогексанон (ЦГ-он) являются крупнотоннажными продуктами органического и нефтехимического синтеза. Циклогексанон – промежуточное соединение в получении синтетических полиамидов. 80% от общего потребления циклогексанона составляет производство капролактама и адипиновой кислоты, из которых получают нейлон-6 и нейлон-6,6 соответственно.

В настоящее время интерес представляет производство поликапролактона – перспективного материала в области инженерии костной ткани [1], косметологии, сосудистой и пластической хирургии [2, 3]. Помимо этого, циклогексанон используется в качестве растворителя и разбавителя для лаков, содержащих нитроцеллюлозу или поливинилхлорид, а также в качестве растворителя для синтетических смол, полимеров, инсектицидов и гербицидов. Циклогексанон является промежуточным продуктом в синтезе

РИСУНОК 1. Технология получения циклогексанона совместно с циклогексанолом

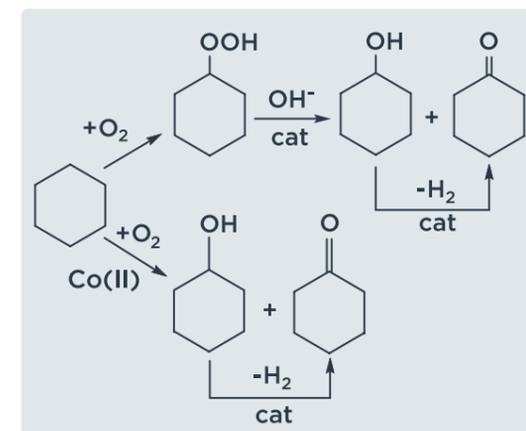
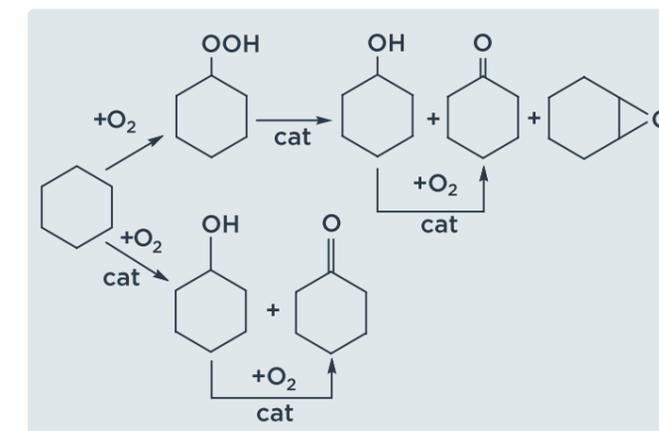


РИСУНОК 2. Способы модернизации одностадийного и двухстадийного процесса промышленного получения циклогексанона и циклогексанола



фармацевтических препаратов и веществ тонкой химической технологии [4]. Используется в качестве сырья для производства циклогексаноноксима и циклогексаноновых смол [5]. Следует отметить, что в 2024 году циклогексанон и циклогексанол были включены в перечень критических комплектующих РФ.

Получаемые на основе циклогексанола циклогексил- и дициклогексилфталаты используются в качестве пластификаторов. Продукт реакции циклогексанола с аммиаком – циклогексилламин – является ингибитором коррозии. Также циклогексанол используют в качестве стабилизатора и гомогенизатора для синтетических моющих эмульсий, растворителя красителей и лаков [6]. Циклогексанол является эффективной окислительной добавкой для дизельного топлива, способствующей повышению экологичности выбросов [7].

В настоящее время в промышленности реализованы две технологии получения циклогексанона совместно с циклогексанолом: одностадийное аэробное окисление циклогексана (ЦГ) в присутствии нафтената кобальта в качестве инициатора до целевых продуктов и двухстадийное окисление циклогексана до гидропероксида (ГП) с его последующим разложением до спирта и кетона в щелочной среде с использованием оксидов металлов переменной валентности (Mn, Fe, Co, Ni, Cu), нанесенных на носители [8] (рисунок 1).

В России получение циклогексанона и циклогексанола реализовано на нескольких крупных предприятиях, таких как ОАО «Куйбышевазот» (г. Тольятти), ОАО «Щекиноазот» и ОАО «Азот» (г. Кемерово, входит в холдинг «СИБУР»). Таким образом, получение циклогексанола и циклогексанона на основе циклогексана является важным промышленным процессом для химической отрасли страны.

Существенными недостатками процесса является низкая конверсия циклогексана 4–5% и невысокая селективность образования целевых продуктов 60–70%, поскольку с увеличением степени конверсии происходит резкое снижение селективности, так как целевые продукты окисляются в условиях процесса быстрее, чем исходный циклогексан [9]. В результате образуется большое число побочных продуктов, требующих затрат на утилизацию. В некоторых случаях полученный циклогексанол превращают в более ценный циклогексанон высокотемпературным дегидрированием в присутствии катализаторов на основе меди и цинка [10]. Таким образом, процесс характеризуется низкой эффективностью и высоким энергопотреблением. Тем не менее, технология окисления циклогексана за последние 50 лет не претерпела существенных изменений. Предлагаемые усовершенствования либо не приводили к повышению эффективности, либо требовали использования дорогостоящих и взрывоопасных веществ. Именно поэтому разработка способов усовершенствования процесса получения циклогексанона и циклогексанола, направленных на повышение технологических параметров, является в настоящее время актуальной задачей.

В статье предлагаются способы модернизации как одностадийного, так и двухстадийного процесса промышленного получения циклогексанона и циклогексанола, представленные на рисунке 2.

УДК 547.593.211+661.727.81



ТАБЛИЦА 1. Влияние солей металлов переменной валентности на процесс жидкофазного окисления циклогексана. Содержание *N*-ГФИ 1,5 мас.%, содержание соли металла переменной валентности 0,15 мас. %, температура 145 °С, давление 1,5 МПа, время реакции 60 мин

Соли металлов переменной валентности	Содержание в продуктах окисления, мас.%		Конверсия ЦГ, %	Селективность образования ЦГ-ола и ЦГ-она, %
	ЦГ-ол	ЦГ-он		
Co(CH <sub>3</sub> COO) <sub>2</sub>	5,5	4,2	10,2	95,0
Co(CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>16</sub> COO) <sub>2</sub>	5,8	4,4	10,9	93,6
Cu(CH <sub>3</sub> COO) <sub>2</sub>	5,1	3,1	8,9	92,1
Mn(CH <sub>3</sub> COO) <sub>2</sub>	4,2	3,1	7,6	96,1
Ni(CH <sub>3</sub> COO) <sub>2</sub>	3,1	3,3	7,1	90,1
Cr(CH <sub>3</sub> COO) <sub>2</sub>	2,1	3,2	6,1	86,9

### Пути усовершенствования технологии получения циклогексанола и циклогексанона

Первым потенциальным путем повышения технологических показателей рассматриваемого процесса может стать способ одностадийного окисления циклогексана с использованием органокатализа, а именно системы *N*-гидроксифталимид (*N*-ГФИ)/соль металла переменной валентности (кобальта, марганца, меди, хрома, никеля). Результаты описанных выше экспериментов окисления представлены в таблице 1.

Из таблицы 1 видно, что наиболее эффективными оказались каталитические системы

*N*-ГФИ/ацетат Co (II) и *N*-ГФИ/стеарат Co (II) [11]. Их применение позволяет повысить конверсию исходного циклогексана до 10 %, что в 2 раза больше по сравнению с традиционной технологией, при сохранении высокой селективности – 93–95%. Окисление циклогексана в присутствии *N*-ГФИ совместно с ацетатами хрома (III), никеля (II), марганца (II) и меди (II) менее эффективно: конверсия циклогексана составляет 6–8%. В связи с этим, процесс окисления циклогексана в присутствии каталитической системы *N*-ГФИ/ацетат Co (II) был выбран для более детального изучения, поскольку актуальной задачей является выбор оптимальных условий реакции (таблица 2).

Далее было изучено влияние продолжительности реакции на основные показатели процесса

окисления циклогексана, представленные на рисунках 3 и 4. Из полученных экспериментальных данных видно, что наибольшего содержания циклогексанола и циклогексанона – 5,5 и 4,2 мас.% соответственно удается достичь за 60 мин при температуре 145 °С, давлении 1,5 МПа и массовом соотношении *N*-ГФИ : ацетат кобальта (II) 10 : 1. Селективность образования целевых продуктов составляет 95%, конверсия – 10,2%. При этом эти показатели снижаются при использовании *N*-ГФИ в отсутствие ацетата Co (II): конверсия циклогексана составляет 8,5 %, селективность образования спирта и кетона 90% при температуре 145 °С.

Другим путем усовершенствования технологии может стать использование гидропероксида циклогексана не в реакции

разложения до циклогексанола и циклогексанона, как это реализовано в промышленном двухстадийном методе, а направление его в реакцию эпексидирования с циклогексеном с целью получения не только циклогексанола и циклогексанона, но и нового коммерчески важного продукта – эпексида циклогексана. Ввиду высокого напряжения окисранового кольца данное вещество может легко раскрываться различными нуклеофилами с образованием множества ценных химических продуктов ( $\beta$ -алкоксиспиртов, 1,2-диолюв, 1,2-диацетатов и  $\beta$ -аминоспиртов), что делает эпексид циклогексана универсальным прекурсором для органического синтеза, которое используется в синтезе анальгетиков, аминоспиртов и их сложных эфиров, обладающих биологической активностью [12].

В работе исследованы закономерности реакции эпексидирования циклогексена гидропероксидом циклогексана в присутствии катализаторов на основе молибдена – парамолибдата аммония (ПМА) и ацетилацетоната молибденила. В связи с низкой конверсией циклогексана в продуктах его некаталитического окисления содержится небольшое количество гидропероксида данного углеводорода. Это обуславливает необходимость его концентрирования путем вакуумной ректификации, в результате чего удается получить смесь, содержащую около 3–11 мас.% гидропероксида, которая в дальнейшем использовалась в реакции эпексидирования.

РИСУНОК 3. Зависимость содержания циклогексанола и циклогексанона от времени реакции окисления циклогексана: 1 – циклогексанол, 2 – циклогексанон. Содержание *N*-ГФИ 1,5 мас.%, ацетата кобальта (II) 0,15 мас. %, температура 145 °С; давление 1,5 МПа

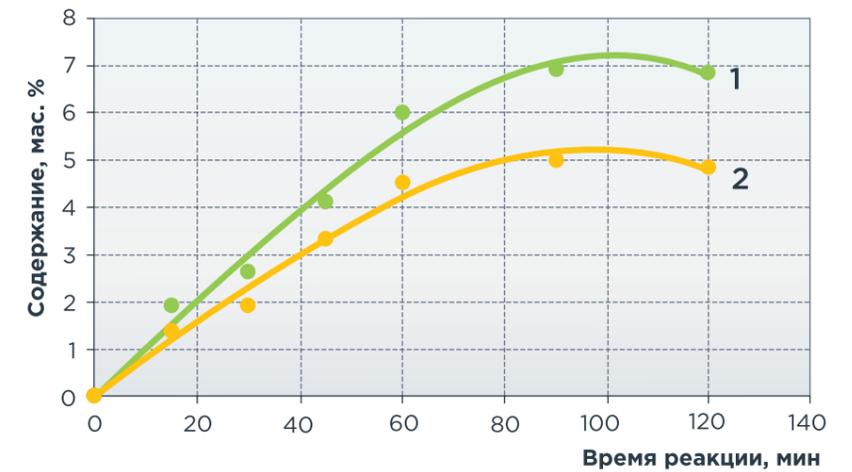


РИСУНОК 4. Зависимость конверсии циклогексана и селективности образования целевых продуктов от времени реакции окисления циклогексана: 1 – селективность образования циклогексанола и циклогексанона, 2 – конверсия циклогексана. Содержание *N*-ГФИ 1,5 мас.%, ацетата кобальта (II) 0,15 мас. %, температура 145 °С; давление 1,5 МПа

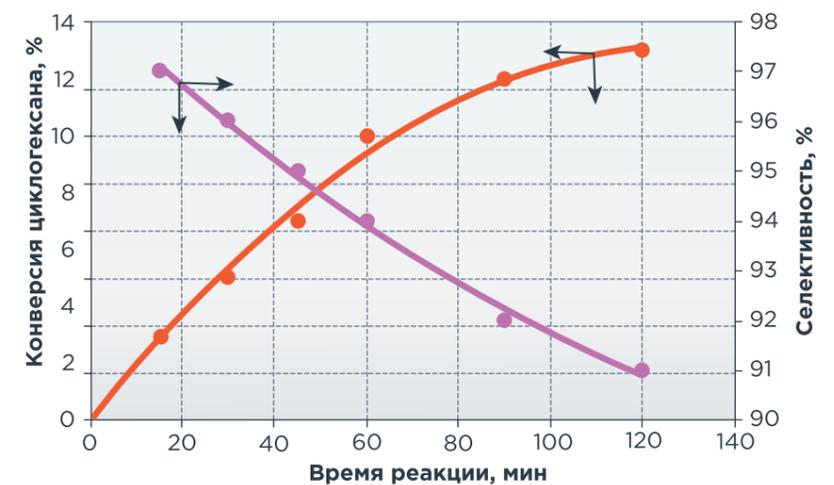


ТАБЛИЦА 2. Закономерности жидкофазного окисления ЦГ в присутствии двухкомпонентной системы *N*-ГФИ/Co(CH<sub>3</sub>COO)<sub>2</sub>. Содержание *N*-ГФИ 1,5 мас. %, содержание Co(CH<sub>3</sub>COO)<sub>2</sub> 0,15 мас. %, давление 1,5 МПа, время реакции 60 мин

Температура, °С	Содержание в продуктах окисления, мас. %		Конверсия ЦГ, %	Селективность образования ЦГ-ола и ЦГ-она, %
	ЦГ-ол	ЦГ-он		
115	0,4	0,4	1,0	80,0
120	1,1	1,0	2,3	91,3
125	2,0	2,4	4,5	97,7
130	2,4	3,7	6,3	96,8
135	2,2	3,1	5,6	94,7
140	3,1	3,6	7,0	95,7
145	5,5	4,2	10,2	95,0
145*	3,2	4,5	8,5	90,6
150	5,3	4,1	10,2	92,1

\* В качестве катализатора использовался *N*-ГФИ без Co(CH<sub>3</sub>COO)<sub>2</sub>

ТАБЛИЦА 3. Влияние исходной концентрации гидропероксида циклогексана на ход реакции эпексидирования циклогексена. Температура 80 °С, время реакции 40 минут, соотношение гидропероксид : циклогексен – 1 : 3, содержание катализатора (ПМА) 0,00043 гр-атом Mo на 1 г ГП ЦГ

Содержание ГП ЦГ, мас. %	Содержание в продуктах эпексидирования, мас. %			Селективность по эпексиду ЦГ, %	Выход эпексида ЦГ, %
	ЦГ-ол	ЦГ-он	Эпексид ЦГ		
3,0	3,0	0,5	0,9	47,3	27,1
6,4	2,5	0,4	1,7	52,6	33,4
8,1	4,4	0,7	2,8	69,1	44,2
9,6	5,8	0,5	4,4	78,4	58,8
10,0	5,1	0,5	4,6	80,5	61,6
11,3	6,1	0,8	4,8	90,0	61,3

ТАБЛИЦА 4. Влияние температуры на процесс эпексидирования циклогексена гидропероксидом циклогексана. Соотношение гидропероксид циклогексана : циклогексен 1 : 3, концентрация катализатора (ацетилацетоната молибденила) 0,0015 моль/л, продолжительность реакции 40 минут, исходное содержание гидропероксида ЦГ 7,7 мас. %

Температура, °С	Содержание в продуктах эпексидирования, мас. %			Селективность по эпексиду ЦГ, %	Выход эпексида ЦГ, %
	ЦГ-ол	ЦГ-он	Эпексид ЦГ		
70	8,4	1,1	5,1	90,3	73,0
80	9,4	1,4	5,6	87,8	80,0
90	8,0	1,2	5,1	82,7	73,0

Научной группой изучены основные закономерности эпексидирования циклогексена полученным гидропероксидом в присутствии указанных катализаторов. Так, например, было изучено влияние исходного содержания гидропероксида циклогексана на исследуемый процесс (таблица 3).

Исходя из полученных экспериментальных данных можно сделать вывод, что увеличение концентрации исходного гидропероксида циклогексана приводит к повышению всех исследуемых показателей: содержания целевых продуктов, выхода эпексида циклогексана

и селективности его образования. Так, при концентрации гидропероксида 11,3 мас. % содержание циклогексанола, циклогексанона и эпексида в продуктах реакции достигло 6,1, 0,8, и 4,8 мас. % соответственно, при этом селективность образования эпексида составила 90,0 %, а его выход – 61,3 %.

Также изучен процесс эпексидирования указанных соединений в присутствии ацетилацетоната молибденила, который был получен при взаимодействии подкисленного соляной кислотой дигидрата молибдата натрия и ацетилацетона

по методике, описанной в работе [13] в интервале температур от 70 до 90 °С (таблица 4).

Установлено, что предпочтительной температурой реакции является 70 °С, поскольку при этом селективность образования эпексида циклогексана составляет 90,3 %, а выход 73,0 %. Дальнейшее повышение температуры приводит к снижению селективности, и, следовательно, увеличению количества побочных продуктов. Хроматограмма продуктов реакции эпексидирования при данной температуре представлена на рисунке 5.

Как в предложенных в работе методах получения циклогексанола и циклогексанона, так и в реализованной технологии в промышленности, полученный циклогексанол можно превратить в циклогексанон жидкофазным аэробным каталитическим окислением спирта [14]. Окисление циклогексанола проводилось при температуре 100 °С, продолжительности реакции 1 час с использованием N-ГФИ. Также научный интерес представляет применение его различных производных в качестве катализаторов. Полученные результаты отображены на рисунке 6.

Как видно из рисунка 6, наибольшего содержания циклогексанона в продуктах окисления 33,5 мас. % удается достичь при использовании N-ГФИ за 1 час реакции, селективность его образования при этом составляет 97,5 %. Применение производных N-гидроксифталимида оказалось менее эффективным: содержание кетона в тех же условиях 15–21 мас. %. К преимуществам использования N-ГФИ можно отнести доступность сырья для его получения, высокую эффективность в процессах

РИСУНОК 5. Хроматограмма продуктов реакции эпексидирования. Температура 70 °С, соотношение гидропероксид циклогексана : циклогексен 1 : 3, содержание катализатора (ацетилацетоната молибденила) 0,0015 моль/л, продолжительность реакции 40 минут, содержание гидропероксида ЦГ 7,7 мас. %

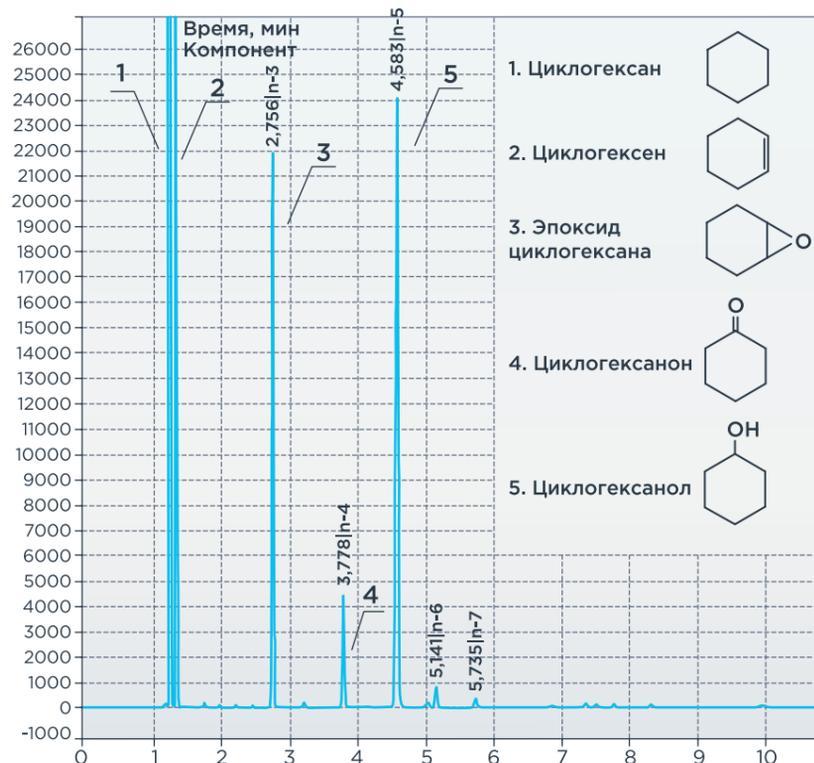
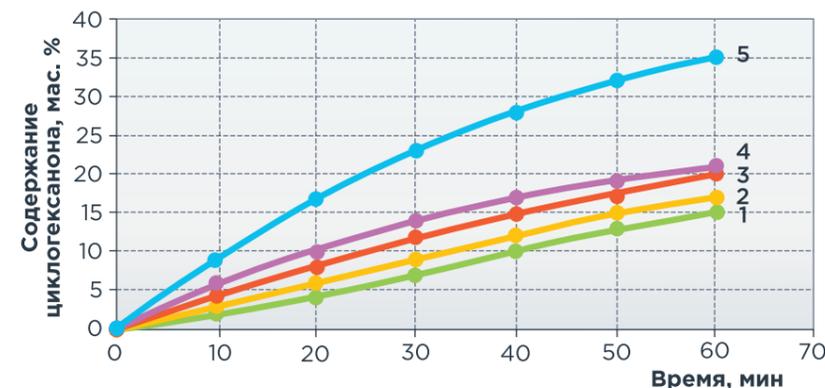


РИСУНОК 6. Окисление циклогексанола до циклогексанона в присутствии N-гидроксифталимидных катализаторов. Температура 100 °С, продолжительность реакции 1 час, концентрация катализаторов 6,7 мол. % ; 1 – 4-фенил-N-ГФИ; 2 – 4-бром-N-ГФИ; 3 – 3-метил-N-ГФИ; 4 – 4-метил-N-ГФИ; 5 – N-ГФИ



окисления других органических соединений, возможность его повторного использования [15, 16], также была доказана эффективность использования N-гидроксифталимида с солями металлов переменной валентности при окислении других соединений [17, 18].

В настоящей работе совместное применение N-гидроксифталимида и солей металлов переменной валентности было изучено и в рамках данного процесса. Были использованы ацетат, стеарат, октоат кобальта (II) и ацетат марганца (II) при мольном соотношении N-ГФИ : соль 10 : 1. Установлено, что среди указанных соединений использование ацетата кобальта (II) с N-гидроксифталимидом позволило существенно интенсифицировать процесс окисления циклогексанола до циклогексанона – содержание целевого продукта достигло 52,6 мас. % при селективности образования циклогексанона 95,3 % за 1 час реакции, температуре 100 °С. При окислении спирта в присутствии каталитической системы N-ГФИ/ацетат марганца (II) в тех же условиях содержание циклогексанона в продуктах окисления составило 18,0 мас. %.

Циклогексанон был выделен из продуктов окисления с чистотой 98,5 % вакуумной ректификацией при температуре паров 52 °С и остаточном давлении 0,02 атм. Структура полученного соединения подтверждена методом ИК-спектроскопии, чистота – методом газожидкостной хроматографии. На ИК-спектре были обнаружены следующие

полосы: 1706 см<sup>-1</sup> – связи С=О, 2863 и 1422 см<sup>-1</sup> – валентные и деформационные колебания СН<sub>2</sub>-групп соответственно. Непрореагировавший циклогексанол может быть повторно направлен в реакцию окисления.

### Заклучение

Полученные экспериментальные данные подтверждают перспективность и целесообразность проведения дальнейших исследований в области окислительных превращений циклогексана. Интенсификация процесса окисления циклогексана до кетона и спирта, а также кетона до спирта, может быть осуществлена за счет использования каталитических систем на основе N-гидроксифталимида и солей металлов переменной валентности. Альтернативным способом синтеза циклогексанола и циклогексанона может стать эпексидирование циклогексена гидропероксидом циклогексана. ●

### Литература

- Xue R. Qian Y., Li L., Yao G., Yang L. Sun Y. Polycaprolactone nanofiber scaffold enhances the osteogenic differentiation potency of various human tissue-derived mesenchymal stem cells // *Stem Cell Research & Therapy*. 2017. V. 8(1). P. 148.
- Захарова И.С. Смирнова А.М., Живень М.К. Разработка тканеинженерных конструкций на основе смеси хитозана и поликапролактона для сосудистой хирургии // *Гены и клетки*. 2016. Т. 11(4). С. 50–56.
- Jeong G.J., Ahn G.R., Park S.J., Hong J.Y., Kim B.J. A randomized, patient/evaluator-blinded, split-face study to compare the efficacy and safety of polycaprolactone and polynucleotide fillers in the correction of crow's feet: The latest biostimulatory dermal filler for crow's feet // *J Cosmet Dermatol*. 2020. V. 19(7). P. 1593–1599.

- Simon E. Rosas J.M., Santos A. Romero A. Coke formation in copper catalyst during cyclohexanol dehydrogenation: Kinetic deactivation model and catalyst characterization // *Chemical engineering journal*. 2013. V. 214. P. 119–128.
- Tangale N.P., Niphadkar P.S., Deshpande S.S., Joshi P.N. Dehydrogenation of cyclohexanol over Cu/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> catalysts prepared with different precipitating agents // *Applied Catalysis A: General*. 2013. V. 467. P. 421–429.
- Fisher, W. B. and Van Peppen, J.F. Cyclohexanol and cyclohexanone, Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology, Kirk, R. E. and Othmer, D. F., Eds., New York: Wiley, 2001, 4th ed. V. 7. P. 425–428.
- He J. Lu X., Shen Y., Jing R. Highly selective hydrogenation of phenol to cyclohexanol over nano silica supported Ni catalysts in aqueous medium // *Molecular Catalysis*. 2017. V. 440. P. 87–95.
- Frolkova A.K., Maevskii M.A., Oshanina I.V., Frolkova A.V. Cyclohexanone: The Main Methods of Obtaining and Extracting Target Products from a Reaction Mixture // *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*. 2018. V. 52(4). P. 653–660.
- Пучков С.В., Непомнящих Ю.В., Козлова Е.С., Перкель А.Л. Проблемы повышения селективности и конверсии в промышленном процессе окисления циклогексана // *Ползуновский вестник*. 2013. №1. С. 190–192.
- Лыскова Е.А., Ванчурина В.И., Караченко О.И. Импортзамещающий катализатор для дегидрирования циклогексанола в циклогексанон // *Успехи в химии и химической технологии*. 2017. Т. 31. № 5 (186). С. 79–81.
- Фролов А.С., Курганова Е.А., Яркина Е.М., Лебедева Н.В., Кошель Г.Н., Каленова А.С. Интенсификация процесса жидкофазного окисления циклогексана // *Тонкие химические технологии / Fine Chemical Technologies*. 2018. Т. 13. № 4. С. 50–57.
- Шон В.Х., Зверев Д.М., Борисова Н.Ю., Афанасьева Е.Ю., Колобова Т.П., Борисова Е.Я. Синтез, свойства и биологическое действие (±)-транс-2-диалкиламиноциклогексанолов и их сложных эфиров // *Тонкие химические технологии*. 2007. V. 2(6). P. 85–89.
- Толстиков Г.А. Реакции гидроперекисного окисления // *М.: Наука*. 1976. 200 с.
- Курганова Е.А., Пуркармян К.А., Фролов А.С., Лебедева Н.В., Г.Н. Кошель Аэробное окисление циклогексанола в циклогексанон, катализируемое N-гидроксифталимидом // *Вестник Казанского технологического университета*. 2016. Т. 19. № 2. С. 53–56.
- Фролов А.С. Курганова Е.А., Кошель Г.Н. Гидропероксидный метод получения алкилфенолов // *Вестник Технологического университета*. 2022. Т. 25. № 7. С. 79–87.
- Курганова Е.А., Кабанова В.С., Кошель Г.Н., Фролов А.С. Аэробное жидкофазное окисление втор-бутилбензола до гидропероксида // *Известия Академии наук. Серия химическая*. 2025. Т. 74. № 4. С. 1001–1006.
- Сапунов В.Н., Зотов Ю.Л., Нгуен Т.Т., Попов Ю.В., Шишкин Е.В. Образование сложных эфиров по реакции Байера-Виллигера при окислении кислородом воздуха 1-хлоргексадекана в присутствии каталитической системы гидроксистерат кобальта-N-гидроксифталимид // *Журнал общей химии*. 2024. Т. 94. № 5. С. 659–662.
- Konopińska A., Orlińska B., Gillner D. N-Hydroxyphthalimide as a Catalyst of Cumene Oxidation with Hydroperoxide // *Modern Chemistry*. 2017. V. 5(2). P. 29–34.

KEYWORDS: catalytic oxidation, cyclohexane, cyclohexanone, cyclohexanol, N-hydroxyphthalimide, metal salts of variable valence, epoxidation, cyclohexane epoxide.

# АВТОНОМНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

## Как безлюдные производства меняют российский ТЭК



**Камалетдинов Рустам Сагарярович**

председатель Экспертного совета по механизированной добыче нефти, К.Т.Н.

В КОНЦЕ 2025 Г. В ГАЛЕРЕЕ «ЦИФЕРГАУЗ» (Г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ) СОСТОЯЛАСЬ ОБРАЗОВАТЕЛЬНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «РАЗВИТИЕ АВТОНОМНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ», ОРГАНИЗОВАННАЯ ФАКУЛЬТЕТОМ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ КОРПОРАТИВНОГО УНИВЕРСИТЕТА ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ», ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ ИТО», ЭКСПЕРТНЫМ СОВЕТОМ ПО МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ООО «ЦЕНТР ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ». О ЧЕМ РАССКАЗАЛИ СПЕЦИАЛИСТЫ ОТРАСЛИ И К КАКИМ ВЫВОДАМ ПРИШЛИ УЧАСТНИКИ МЕРОПРИЯТИЯ?

AT THE END OF 2025, THE ZIFERGAUZ GALLERY (ST. PETERSBURG) HOSTED AN EDUCATIONAL CONFERENCE, "DEVELOPMENT OF SELF-CONTAINED TECHNOLOGIES", ORGANIZED BY THE DIGITAL TRANSFORMATION FACULTY OF THE GAZPROM NEFT CORPORATE UNIVERSITY, GAZPROMNEFT ITO LLC, THE EXPERT COUNCIL ON ARTIFICIAL OIL PRODUCTION, AND THE CENTER FOR PROFESSIONAL DEVELOPMENT LLC. WHAT WAS INDUSTRY EXPERTS' DISCUSSION ABOUT, AND WHAT CONCLUSIONS DID THE PARTICIPANTS REACH?

Ключевые слова: цифровизация, автономное месторождение, развитие топливно-энергетического комплекса, конференция, инновационные технологии.

На конференции, прошедшей под девизом «Автономный актив – ключевой драйвер роста ТЭК», было заслушано 14 докладов и проведен круглый стол. Об автономизации в нефтегазовой отрасли рассказали руководитель программы технологической стратегии «Газпром нефти» Данила Загороднюк и ведущий аналитик инновационных технологий «Газпромнефть ИТО» Ксения Черемисина.

Эксперты представили автономизацию как развитие цифровых решений и роботизации (рисунок 1). Технологии помогают автоматизировать сбор и обработку данных, оперативно выявлять отклонения, прогнозировать состояние оборудования и поддерживать принятие решений. При этом специалисты остаются ключевым звеном управления: контролируют процесс, принимают решения и отвечают за результат.

Особое внимание уделили масштабу автономизации и ее влиянию на универсальную модель управления отраслевыми процессами в физическом и информационном мирах (рисунок 2). Аналитики продемонстрировали, как технологии автономизации, находящиеся на разных стадиях зрелости, усиливают эффективность каждого этапа управленческого цикла «Наблюдение – Ориентация – Решение – Действие».

РИСУНОК 1. Концептуальное видение ключевых этапов цифровой трансформации



УДК 622.24: 004

РИСУНОК 2. Покрываемые технологиями автономизации цикла управления процессами



В докладе также было сформулировано определение автономизации как способности технологических систем выполнять измерение, анализ, прогнозирование, поддержку принятия решений и реализацию оптимальных действий для достижения ключевых целей в условиях неопределенности. Отдельно были продемонстрированы ключевые технологии, драйверы и процессный объем автономизации (рисунок 3).

Спикеры рассмотрели понятие «автономного актива» (рисунок 4): это комплекс инженерных, цифровых и организационных решений, который повышает устойчивость работы

оборудования и процессов. Среди практических эффектов – переход к предиктивному обслуживанию, расширение удаленного мониторинга и более точное управление в реальном времени. Внедрение таких решений сопровождается развитием цифровых компетенций и обновлением производственных практик.

Также была представлена методология классов задач – инструмент для системной оценки потенциала цифровизации в ключевых бизнес-процессах. Такой подход помогает быстрее находить приоритетные сценарии, сравнивать практики и тиражировать эффективные решения.

По завершении доклада участники конференции обсудили перспективные направления автономизации: роботизацию, AR/VR, носимые устройства, новые материалы, беспилотные авиационные системы, промышленный интернет и сенсорные сети и др.

В.В. Мяков, руководитель практики бизнес-анализа и аналитики Отраслевого центра компетенций по робототехнике ТЭК Ассоциации «Цифровые технологии в промышленности» выступил с докладом «Роботизация как элемент автономной производственной площадки ТЭК: потребность рынка, вызовы, эффекты».

РИСУНОК 3. Ключевые технологии, драйверы и процессный объем автономизации в целом



РИСУНОК 4. Характеристики автономности активов



В нем была дана информация о деятельности Отраслевого центра, миссией которого является координация развития робототехники в ТЭК, преодоление ключевых вызовов внедрения робототехнических комплексов (РТК) и способствование масштабированию спроса. На сегодня 19 компаний ТЭК приняли участие в стратсессиях по формированию отраслевого заказа на РТК, сформирована база научных исследований 500+РИД по результатам взаимодействия с 300 вузами и научными центрами, для четырех предприятий сформирован концепт-проект последующей комплексной роботизации, 20 технологий роботизации протестировано при поддержке экспертов ОЦКР, 6 уникальных РТК будут разработаны с привлечением софинансирования от государственных программ и др.

Владислав Владимирович сообщил о текущей ситуации (рисунок 5), обозначил задачу – к 2030 г. необходимо иметь 230 роботов на 10 тыс. рабочих мест, а также доложил о формировании потенциальной потребности отрасли в роботах до 2030 г. Всего в опросе участвовало 19 компаний, было определено 85 сценариев роботизации, оцененный спрос ТЭК на период 2025–2030 гг. – около 5500 роботов. Были определены топ-6 сценариев, готовых к испытаниям и внедрению, и топ-8 сценариев низкой степени зрелости, требующих R&D. Компании ТЭК заинтересованы в роботах по следующим направлениям: обслуживание и очистка резервуаров; роботизированная сварка;

перемещение МТР; внутритрубная диагностика; охрана периметра; инспекция инфраструктуры и линейных объектов и др. Были приведены примеры решений, готовых к внедрению, и обозначен экономический эффект от роботизации на безлюдных площадках. С докладами также выступили М.И. Кузьмин («Газпром нефть»); И.В. Грехов («НОВТЕХ»); М.Г. Тимерзянов («Татнефть»); С.В. Мухаметдинова («Роснефть»); Д.А. Чернов («Зарубежнефть»); А.И. Решетник («Зарубежнефть»); Г.С. Боголепов (Отраслевой центр компетенций по робототехнике); А.А. Ежов «РУСВЬЕТПЕТРО»); А.В. Земцов («ЛУКОЙЛ»); Б.Г. Марковец («НКМЗ-СТ»); В.В. Соловьев (ТПУ).

В рамках конференции состоялся круглый стол «Автономное безлюдное месторождение – вызовы и решения». Модераторы: В.Н. Дурягин (ООО «Газпромнефть ИТО»); М.И. Кузьмин (ООО «Газпромнефть НТЦ»); Г.С. Боголепов (Отраслевой центр компетенций по робототехнике ТЭК). Были обсуждены вопросы по четырем разделам – «Определение и текущее состояние», «Технологические аспекты», «Метрики и эффективность», «Нормативные и организационные барьеры», «Перспективы и кооперация». Спикеры: Е.А. Кибирев (Levare International); А.Л. Тистол («Зарубежнефть»); А.А. Зубакин («Зарубежнефть»); М.Г. Тимерзянов («Татнефть»); Н.Е. Комаров («Татнефть»); Р.М. Еникеев («Башнефть»).

В ходе дискуссии были высказаны следующие мнения (Камалетдинов, Дурягин, Кузьмин, Боголепов, Кибирев, Тистол, Тимерзянов, Комаров, Еникеев, Кузьмичев и др.).

Существует необходимость создания классификатора определения «Автономное месторождение». Подходы в части создания автономного месторождения должны различаться для действующего, обустроенного месторождения и нового. Один из подходов – надо начинать нарабатывать материально-техническую базу из простых компонентов (замерные устройства, датчики, системы сбора информации, системы передачи, мониторинга и так далее), далее формировать определенную логическую систему управления. Одним из основных критериев автономности является наличие персонала на объекте, его малолюдность. Создание цифрового месторождения с возможностью удаленного мониторинга и управления механизированным фондом скважин значительно сокращает создание автономного актива (месторождения). Одно из определений автономности: автономный объект – это объект, который может успешно противостоять внешним воздействиям и внутреннему хаосу. Можно собрать робота, который будет нормально функционировать, но проблема возникает тут же. Если робот поломался, то нет робота, который его починит. Соответственно, должен приехать человек, починить этого робота или заменить на другого. И поэтому это безлюдный объект, но не

РИСУНОК 5. Текущий ландшафт внедрения технологий роботизации в нефтегазовой отрасли

Совместно с Минэнерго в рамках инициативы по формированию ландшафта внедрения робототехники в нефтегазовой отрасли была собрана информация о роботах в эксплуатации



автономный. Одно из определений – автономный актив – это управленческая единица в составе месторождения, разрабатываемая технологическими средствами автоматизации, независимыми от человеческих условий и внешних факторов. В каждой нефтяной компании существуют руководящие документы по определению экономической эффективности от внедрения новых видов оборудования и технологий, они же и должны применяться при расчете эффекта создания автономного (безлюдного) месторождения. Причем с учетом категории месторождения – нового и обустроенного, на котором в каких-то случаях получить эффект от внедрения элементов автономизации невозможно. Именно экономический эффект от создания автономного месторождения является определяющим при планировании и подведении итогов. Прозвучало предложение определить в качестве метрики автономности количество подходов к объекту в единицу времени. Один из выводов конференции – слабый интерес заводов-изготовителей, сервисных компаний к обсуждению вопросов создания оборудования и технологий для автономных активов. Существуют определенные ограничения эксплуатации автономных безлюдных месторождений с точки зрения пожарной безопасности. Испытания автономных технологий на промышленных полигонах

могли бы продемонстрировать возможность их применения в реальных условиях с последующим допуском для тиражирования. Анализ зарубежных автономных месторождений показал, что в основном они существуют на оффшорных проектах. После обсуждения программы конференции были приняты следующие решения:

1. Считать достигнутыми основные цели конференции – обмен опытом создания и внедрения автономных технологий, обучение современным подходам интеллектуализации процессов добычи нефти, обсуждение проблем роботизации в ТЭК и др.
2. Отметить проблемные вопросы на сегодняшний день:
  - Наличие достаточно большого количества определений автономного (безлюдного) объекта (месторождения, актива), что затрудняет обсуждение;
  - Низкий уровень обмена опытом в части создания и внедрения автономных технологий между нефтяными компаниями, отсутствие кооперации при решении одних и тех же проблем;
  - Внедрение и тиражирование оборудования, разработанного нефтяной компанией и имеющей на него все права, в других нефтяных компаниях не всегда возможно;
  - Слабый интерес заводов-изготовителей, сервисных

компаний к созданию оборудования и технологий для автономных активов;

- Недостаток информации со стороны нефтяных компаний об их потребности в разработках нового оборудования для автономных месторождений с указанием функций и характеристик оборудования, сроков проектирования, проведения ОПИ и др.;
- Современные выпускники нефтяных вузов не всегда отвечают требованиям сегодняшнего дня, существует необходимость расширения программ обучения с уклоном в ИТ-технологии;
- Существуют определенные ограничения эксплуатации автономных безлюдных месторождений с точки зрения безопасности ведения работ, связанных с использованием недрами (Ростехнадзор), пожарной безопасности (ГПС РФ) и др.;
- Не организованы ускоренные испытания автономных технологий на промышленных полигонах, что могло бы продемонстрировать возможность их применения в реальных условиях и сократить сроки опытно-промышленных испытаний.
- 3. Отметить реализуемые в нефтяных компаниях проекты в области автономных технологий:
  - AR/VR и носимые устройства;

- Автоматизированный вывод скважин на технологический режим;
  - Автодиагностирование работы УШГН;
  - Предиктивная аналитика для прогнозирования отказов ГНО;
  - Адаптивный обход с применением БПЛА и видеоаналитики;
  - Проект «Малолюдный ЦДНГ» (переход к мобильным ремонтно-технологическим звеньям);
  - Применение БПЛА операторами ДНГ и обработка фотоматериала с использованием платформы ИИ;
  - Интеллектуальная система мониторинга состояния динамического оборудования «Предикс-А»;
  - Совершенствование систем мониторинга и управления механизированным фондом скважин;
  - Создание интерактивного ассистента, основанного на технологии генеративного искусственного интеллекта;
  - Автономная кустовая площадка;
  - Виртуальный тренажер технологического процесса;
  - Контроль целостности инфраструктуры, контроль газовой среды;
  - Роботизированная буровая;
  - Робот-обходчик;
  - Телеуправляемая роботизированная система обследования нефтегазопроводов;
  - Роботизированная очистка РВС, размыв и вынос нефтешлама и др.
4. Считать наиболее перспективными и актуальными направлениями развития автономных технологий в ближайшие 10 лет:
- Роботизированный ремонт скважины и элементов конструкции скважины;
  - Диагностика трубопроводов, емкостей с помощью роботов;
  - Роботизированный ремонт и строительство наземной инфраструктуры;
  - Блочные безлюдные комплексы по перекачке и подготовке нефти, воды и газа;
  - Ремонт ГНО, трубопроводов и емкостей с помощью биотехнологий;
  - Автоматизация и роботизация операций ремонта электропогружных установок;
  - Роботы для свинчивания-развинчивания труб;
  - Роботизированный комплекс для спуско-подъемных операций;
  - Робототехнический комплекс для парового обогрева фонтанной арматуры и оборудования;
  - Робот для подачи/укладки труб на стеллажи;
  - Подводный робот для обслуживания оборудования подводно-добычного комплекса;
  - Робот для локализации и ликвидации аварийных разливов и др.
5. Отметить необходимость внесения изменений в программы обучения высших учебных заведений для подготовки кросс-функциональных специалистов.
  6. Организовать проведение заседания комитета по энергетической стратегии и развитию ТЭК Торгово-промышленной палаты

РФ на тему «Автономные активы. Роботизация в ТЭК». Ответственный – Р.С. Камалетдинов. Срок – 2-е полугодие 2026 г.

7. Признать победителями в номинациях «Лучший доклад»:

- М.Г. Тимерзянов (ПАО «Татнефть»); Д.А. Чернов (АО «Зарубежнефть»); А.И. Решетник (АО «Зарубежнефть»);
- «Активный участник» – Д.М. Федосеев («Газпромнефть-ИТО»). ●

**В 2026 г. Экспертный совет по механизированной добыче нефти совместно с Центром профессионального развития планируют проведение конференций:**

- 23-я Международная практическая конференция «Механизированная добыча нефти-2026» 4 марта 2026 г., г. Москва
- 5-я Научно-техническая конференция «Интеллектуальная энергоэффективная добыча нефти 2026» 18–19 июня 2026 г., г. Альметьевск
- 7-я научно-техническая конференция «Повышение эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин-2026» 6–7 октября 2026 г., г. Когалым
- 2-я образовательная конференция «Развитие автономных технологий» 17 ноября 2026 г., г. Санкт-Петербург

KEYWORDS: *digitalization, autonomous field, development of the fuel and energy complex, conference, innovative technologies.*



## О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

### В Забайкалье запущена первая солнечная электростанция

В феврале 2016 г. в Чите начала свою работу солнечная электростанция. Это гибридная СЭС, технологически она подключена к электросети и если солнечной энергии будет не хватать, недостаток восполнит сеть. Мощность новой СЭС составляет 150 кВт, срок окупаемости – 5 лет.



### • Комментарий Neftegaz.RU

К 2026 году мощность солнечных электростанций Забайкалья составила порядка 100 МВт. В Чите работают две СЭС: Черновская и Читинская. В октябре 2025 года начала работу СЭС мощностью 571 кВт, обеспечивающая энергоснабжение вахтового поселка Быстринского горно-обогатительного комбината. Программа развития электроэнергетических систем предусматривает ввод в работу до 2030 года еще нескольких станций общей мощностью 998 МВт.

Лидером по использованию солнечной энергии в России является Краснодарский край, на втором и третьем местах – Ростовская и Волгоградская области, также солнечные электростанции используются в Калмыкии, Башкирии, Красноярском крае, Иркутской области, Республике Бурятия и Дагестане.



### Ухта-Торжок-2. Подготовка к активной фазе строительства начинается

В феврале 2016 года Газпром начал подготовку к активной фазе строительства МГП Ухта-Торжок-2. Выход на трассу был запланирован в марте 2016 г., основной комплекс работ планировалось завершить в 2019 г. Газопровод Ухта-Торжок должен был стать подводом к Северному потоку-2.

### • Комментарий Neftegaz.RU

В 2018 году, на год раньше запланированного срока, газопровод Ухта – Торжок-2 был введен в эксплуатацию. Магистральным газопроводом «Ухта – Торжок» и «Ухта – Торжок-2» предписывалось ключевое значение, ведь газ по ним должен был транспортироваться не только российским потребителям в коридоре от полуострова Ямал до



Финского залива, но и направляться на экспорт, таким образом газопровод «Ухта – Торжок-2» расширял российскую транспортную систему для обеспечения подачи газа в МГП «Северный поток-2». Сегодня мощности нескольких веток газопровода «Ухта – Торжок» используются для транспортировки этансодержащего газа из Надым-Пур-Тазовского региона

в Ленинградскую область для обеспечения сырья ГПК и ГХК в поселке Усть-Луга.

### Россия может начать строительство АЭС в Египте через 1,5–2 года

В первом квартале 2016 г. Атомстройэкспорт планирует подписать с Египтом контракт на строительство АЭС. Станция будет построена на побережье Средиземного моря по российским технологиям. Египет рассчитывает, что выработка электроэнергии на АЭС начнется в 2024 г.

### • Комментарий Neftegaz.RU

В декабре 2017 года были подписаны акты о вступлении в силу контрактов на строительство АЭС. В следующем году «Турбинные технологии ААЭМ» выиграли контракт на поставку оборудования машинного зала для четырех энергоблоков будущей АЭС. В июне 2022 власти Египта выдали Росатому разрешение на строительство первого энергоблока, а месяц спустя началось строительство. В ноябре 2022 года дан старт строительству второго энергоблока, в мае 2023 – третьего, в январе 2024 года – четвертого. В ноябре прошлого года состоялась установка корпуса реактора энергоблока №1. До 2028 года на площадке будет построено четыре энергоблока станции с реакторами ВВЭР-1200. Российская сторона осуществит поставку российского ядерного топлива на весь жизненный цикл станции. На протяжении 10 лет после запуска АЭС российские специалисты будут помогать египетским партнерам в обучении персонала объекта на этапе эксплуатации и техобслуживания. ●

# ПРОБЛЕМЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН с зарезкой боковых стволов

РАССМАТРИВАЮТСЯ ПРОБЛЕМЫ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ЗАРЕЗКОЙ БОКОВЫХ СТВолов НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ. ПРЕДСТАВЛЕНЫ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРИМЕНЕНИЯ ДАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ. ПОКАЗАНА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЕЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПО СРАВНЕНИЮ С ДРУГИМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ. ПРОВЕДЕН РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА ОТ ПРИМЕНЕНИЯ ЗБС В СООТВЕТСТВИИ С МЕТОДИЧЕСКИМИ РЕКОМЕНДАЦИЯМИ ПО КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПО ЭКСПРЕСС-МЕТОДУ. РАСЧЕТЫ ПОКАЗАЛИ ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ПРИМЕНЕНИЯ ЗБС

*THIS ARTICLE EXAMINES THE EFFICIENCY OF WELL DRILLING WITH SIDE-TRACKING AT RUSSIAN FIELDS. GEOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL CRITERIA FOR THE APPLICATION OF THIS TECHNOLOGY ARE PRESENTED, AND ITS EFFECTIVENESS COMPARED TO OTHER TECHNOLOGIES IS DEMONSTRATED. THE ECONOMIC IMPACT OF USING SIDE-TRACKING IS CALCULATED IN ACCORDANCE WITH METHODOLOGICAL RECOMMENDATIONS FOR A COMPREHENSIVE ASSESSMENT OF THE EFFECTIVENESS OF MEASURES AIMED AT ENHANCING OIL RECOVERY AND THE EXPRESS METHOD. THE CALCULATIONS DEMONSTRATED A POSITIVE ECONOMIC IMPACT FROM USING SIDE-TRACKING*

Ключевые слова: разработка месторождений, бурение скважин, зарезка боковых стволов, технико-экономические критерии, экономический эффект.

**Богаткина Юлия Геннадьевна**  
ведущий научный сотрудник Аналитического центра прогнозирования развития нефтегазовой отрасли Института проблем нефти и газа РАН, к.т.н.

Современное состояние нефтяной отрасли России характеризуется значительным ростом доли трудноизвлекаемых запасов, что напрямую отражается на эффективности добычи и управлении фондами скважин. При этом большинство крупных месторождений РФ находится на поздних стадиях разработки. В связи с этим технология бурения скважин с зарезкой боковых стволов представляет собой перспективное решение для повышения нефтедобычи на этих месторождениях и вовлечения бездействующих эксплуатационных скважин, которые ранее не подлежали восстановлению с помощью иных методов. Благодаря бурению боковых стволов удается

освоить доступ к извлечению дополнительных запасов углеводородов, добыча которых была ранее невозможна. Этот метод позволяет снизить фильтрационное сопротивление в призабойной зоне, а также способствует повышению производительности эксплуатационных скважин и существенному увеличению коэффициента извлечения нефти из залежи. Данный метод фактически заменяет уплотнение сетки скважин [1].

Исследование применения технологии бурения боковых стволов с горизонтальными ответвлениями на скважинах ОАО «Сургутнефтегаз» (включая Западно-Сургутское, Яун-Лорское и Федоровское месторождения) выявило значительный прирост нефтеотдачи.

В 2003 году для оценки эффективности были выбраны 10 скважин-кандидатов, на которых проводилось бурение боковых стволов с использованием методов бурения на депрессии и гибких труб.

ТАБЛИЦА 1. Сравнение альтернативных технологий

Технология	ЗБС	ГРП	СКО
Стоимость, млн руб.	5-7	4-6	0,5-0,8
Применимость	Высокая	Средняя	Низкая
Геологические ограничения	Прорыв воды в скважину	Подожженная вода	Тип породы
Повышение продуктивности, %	300-600	200-400	30

ТАБЛИЦА 2. Сравнительная характеристика технологических показателей вертикальной и горизонтальной скважины с БС, введенных в эксплуатацию

Показатели	Вертикальная	БС
Накопленный отбор, тыс. т	813,544	1079,250
Добыча нефти, тыс. т/скв.	3,819	9,901
Средний дебит, т/сут	2,5	7,3

Гидродинамическое моделирование, выполненное для каждого объекта, показало, что строительство как двух, так и четырех ответвляющих стволов дает заметный прирост добычи и, как следствие, существенное улучшение экономических показателей [2]

Опыт Павловского месторождения подтверждает, что бурение боковых стволов различных конструкций, включая горизонтальные окончания, позволяет повысить эффективность разработки зрелых месторождений. Реконструкция скважин данным методом, проведенная в период с 2006 по 2021 год, позволила обеспечить стабильный рост добычи нефти, увеличивая промышленную отдачу и тем самым улучшая финансовые результаты проектов [3]. Данные по росту производства говорят о том, что внесение дополнительных боковых ответвлений компенсирует снижение продуктивности традиционных вертикальных скважин, снижая удельные затраты на добычу.

В Верхнекамском месторождении калийно-магниевых солей компания ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» разработала и внедрила технические решения, повышающие эффективность строительства боковых стволов. Анализ затрат и прибыли показал экономическую целесообразность технологии при интеграции с современными методами бурения и оптимальной технологией крепления 11 боковых ветвей, что способствует сокращению сроков окупаемости инвестиционных проектов и увеличению общих доходов [4].

В технически сложных условиях Пермского края экономический анализ подтвердил целесообразность бурения скважин малого диаметра с боковыми ответвлениями. Использование этой технологии уменьшает капитальные и операционные расходы за счет сокращения объема выбуренной породы и уменьшения металлоемкости конструкций.

При этом достигается высокая степень вовлечения остаточных запасов в разработку, что положительно сказывается на показателях рентабельности и окупаемости проектов [5].

Как показывает практика, с каждым годом наблюдается тенденция к снижению продуктивности скважин на месторождениях Западной Сибири, что негативно сказывается на экономической эффективности их разработки. На примере одного из месторождений Западной Сибири с пластом ЮВ11 проведен сравнительный анализ эффективности бурения боковых горизонтальных стволов и иных методов повышения нефтеотдачи – гидравлического разрыва пласта и кислотных обработок (таблица 1).

Анализ данных, представленных в таблице, показывает, что, хотя затраты на проведение ЗБС превосходят затраты на альтернативные методы в диапазоне от 1,5 до 9 раз, продуктивность горизонтальных скважин с ЗБС по сравнению с представленными методами выше в два-три раза. Тем не менее существует фактор, который несколько ограничивает использование данной технологии – это риск проникновения воды в скважину.

Ниже представлено сравнение показателей работы вертикальной и горизонтальной скважины с боковым стволом на этом объекте (таблица 2).

Результаты показали, что бурение боковых стволов обеспечивает наиболее устойчивый и стабильный прирост дебита по сравнению с вертикальным бурением. Это делает технологию конкурентоспособной по отношению к современному комплексу методов интенсификации добычи [6].

УДК 338.45.665

ТАБЛИЦА 3. Затраты на ЗБС и бурение

№	Состав затрат	Сумма затрат, тыс. руб.
1	Материальные затраты	4910,400
2	Амортизационные отчисления	178,082
3	Заработная плата сотрудников	1079,313
4	Суммарные затраты на мероприятие	6493,746

Горизонтальные скважины с зарезкой одного или нескольких боковых стволов (многозабойное бурение) находят широкое применение в различных условиях, к которым относятся:

- разработка месторождений, содержащих тяжелые, высоковязкие и сверхвязкие нефти;
- работа с коллекторами, обладающими вертикальной трещиноватостью;
- освоение запасов в коллекторах с малой мощностью пласта от 5 до 10 метров, где бурение новых скважин не оправдано с экономической точки зрения;
- разработка месторождений или их отдельных участков в плотных коллекторах, запасы которых не были ранее поставлены на государственный баланс;
- возврат к эксплуатации скважин, считавшихся непригодными в результате аварийных ситуаций;
- разведка нефтяных залежей на более глубоких геологических горизонтах;

- освоение шельфовых месторождений.

Многозабойная технология бурения применяется также при разработке месторождений со сложными геологическими условиями.

К таким условиям относятся истощенные участки, краевые зоны, а также территории, где наблюдаются сложности, связанные с водонефтяными контактными зонами и тонкими литологическими перемычками.

В условиях постепенного ухудшения качества запасов на уже освоенных нефтяных месторождениях многозабойное бурение открывает новые возможности для повышения эффективности добычи. Отличительной характеристикой многоствольных скважин (многозабойное бурение) является необходимость учета продукции по каждому стволу.

Процесс проведения работ по зарезке бокового ствола (ЗБС) состоит из ряда последовательных этапов. Сначала осуществляется удаление нижнего слоя

основного ствола. Затем идет подготовка цементного моста и выполнение комплекса подготовительных мероприятий. После этого проводится детальное исследование текущего состояния скважины и клина-отклонителя. Далее выполняется подготовка окна в обсадной колонне, после чего осуществляется бурение нового ствола. Завершающими этапами являются крепление скважины и ее освоение. В общей сложности продолжительность работ по ЗБС может достигать примерно десяти дней.

Статистически общие затраты на реализацию проведения ЗБС на месторождениях Западной Сибири в 2016 году составляли около 6,5 млн руб. (таблица 3).

Расчет экономического эффекта от применения ЗБС производится в соответствии с методическими рекомендациями по комплексной оценке эффективности мероприятий направленных на увеличение нефтеотдачи [7].

Прирост выручки от реализации за *t*-й год определяется по формуле:

$$\Delta Vt = \Delta Qt \cdot Цн, \quad (1)$$

где  $\Delta Q$  – объем дополнительной добычи нефти в *t*-м году, тонн;

Цн – цена 1 тонны нефти, руб. (по состоянию на 2016 год, цена 1 тонны нефти составила 20 000 руб.).

Рассчитаем налогооблагаемую прибыль за *t*-й год по формуле:

$$\Delta Пн/обл t = \Delta Vt - \Delta Zt, \quad (2)$$

ТАБЛИЦА 4. Исходные данные и расчет экономического эффекта от ЗБС

Месторождение	Самотлорское	Ватьеганское	Усть-Балыкское	Похвовское
Наибольший объем добытой нефти в среднем на скважине, тыс. т	2,46	33,06	1,64	3,1
Предельный объем добытой нефти на скважине, тыс. т	1,58			
Прирост выручки, тыс. руб.	49 200	661 200	32 800	62 000
Затраты, тыс. руб.	6493,7	6493,7	6493,7	6493,7
Налогооблагаемая прибыль, тыс. руб.	42 706,3	654 706,3	26 306,3	55 506,3
Налог на прибыль, тыс. руб.	8541,26	130 940,66	5261,26	11 101,26
Экономический эффект, тыс. руб.	34 191,74	523 765,64	21 045,04	44 405,04

ТАБЛИЦА 5. Исходные данные и значение оценочного критерия по экспресс-методу

Названия показателей	Усл. обозн.	Значение
1. Стоимость бурения горизонтального ствола	Зкбн	6500,00
2. Норматив капитальных затрат в оборудование ствола, тыс. руб./скв.	Зкоб	9238,00
3. Норма затрат в условно-переменные эксплуатационные расходы руб./т жидкости	Зпр	400,00
4. Налог на добычу, руб./т	Нппн	6000
5. Социальный налог, дол. ед.	Нфзп	0,34
6. Цена реализации, руб./т	Цр	20 000
7. Средняя обводненность продукции скважины, годы	Вср	0,80
8. Время работы скважины, годы	t	1,00
9. Коэффициент эксплуатации скважин, дол. ед.	Кэсп	0,90
<b>10. Предельный объем добытой нефти на скважине, тыс. т</b>	<b>Qпр</b>	<b>1,58</b>

где  $\Delta Vt$  – прирост выручки от реализации в *t*-м году, руб.;

$\Delta Zt$  – текущие затраты в *t*-м году, руб.

Определяем величину налога на прибыль за *t*-й год:

$$\Delta Нпр t = \Delta Пн/обл t \cdot Нпр/100, \quad (3)$$

где  $N_{пр}$  – ставка налога на прибыль, 20%.

Чистая прибыль (экономический эффект) за *t*-й год:

$$\Delta Пн t = \Delta Пн/обл t - \Delta Нпр t, \quad (4)$$

Исходные данные и расчет экономического эффекта представлены в таблице 4.

Альтернативной методикой оценки эффективности ЗБС является экспресс-метод, который предусматривает расчет предельного объема добытой нефти на скважине ( $Q_{пр}$ ) на скважину (ствол) при равенстве затрат и выручки. [8]. Расчет осуществляется по следующей формуле:

$$Q_{прз} = \frac{(Нкб + Нкоб)}{Цреал - НДПИ - Нпр \cdot (1 - Всп)} \quad (5)$$

где  $N_{кб}$  – стоимость бурения БС, тыс. руб./скв.;

$N_{коб}$  – норма капитальных затрат в оборудование ствола, тыс.руб./скв.;

$N_{пр}$  – норма условно-переменных эксплуатационных затрат, руб./т жидкости;

$V_{ср}$  – средняя обводненность продукции, д.ед.;

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых, руб./т;

Цреал – цена реализации нефти, руб./т;

T – срок работы скважины, годы.

Исходные данные для применения экспресс-метода представлены в таблице 5.

В основе экспресс-метода технико-экономической оценки эффективности разработки месторождений лежит сравнение предельного объема добытой нефти на скважине с объемом нефти, который можно в среднем извлечь из одной скважины (ствола) после проведения буровых работ. Принцип оценки можно сформулировать так: если количество нефти, извлеченной из пласта на одну добывающую скважину (ствол) больше уровня предельного объема добытой нефти на скважине, то разработка залежи экономически эффективна. Полученное значение разности этих показателей имеет положительное значение, что соответствует положительному экономическому эффекту от применения ЗБС.

Таким образом, проведенное исследование подтверждает обоснованность применения технологии бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях России. Одним из ключевых достоинств данного метода бурения выступает повышение степени охвата пласта, что способствует существенному увеличению объема извлекаемой нефти. Применение технологии демонстрирует положительный экономический эффект за счет роста нефтеотдачи, увеличения добычи и улучшения управляющих параметров фонда скважин на зрелых и трудноразрабатываемых месторождениях. ●

Статья подготовлена по результатам научных исследований, выполненных в рамках государственного задания по теме: «Создание новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе системного подхода к изучению и моделированию полного жизненного цикла нефтегазовых месторождений» (№ в РОСРИДе 125020501405-1).

**Литература**

1. Аль-Хамати, Амин Хамид Мохаммед Абдулла. Оценка эффективности применения технологии зарезки боковых стволов при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири / Амин Хамид Мохаммед Абдулла Аль-Хамати, Абдул Азиз Мохаммед Мохаммед Ахмед Аль Малави. – Текст: непосредственный // Молодой ученый. – 2022. – № 28 (423). – С. 42–46. – URL: <https://moluch.ru/archive/423/93954>.
2. Желудков А.В., Мишагина В.Ф. Анализ бурения боковых горизонтальных стволов по пласту юв11 на примере одного из месторождений Западной Сибири // Наука. Инновации. Технологии. 2022. № 1.
3. Левкович С.В., Ушаков А.С., Самойлов А.С. Анализ эффективности строительства первых боковых стволов с горизонтальными ответвлениями на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» // Территория Нефтегаз. 2009. № 12.
4. Кудряшова Д.А. Использование вероятностно-статистических методов для определения источников обводнения скважин-кандидатов для водоизоляционных работ (на примере визейского объекта месторождения Пермского края) // Недропользование. 2018. № 1.
5. Ившин А.В., Устинов А.А. Повышение эффективности разработки павловского месторождения за счет реконструкции скважин методом бурения боковых стволов (на примере объекта т) // Недропользование. 2022. № 2.
6. Устькачкинцев Е.Н. Повышение эффективности строительства боковых стволов на территории Верхнекамского месторождения калийно-магниевых солей // Недропользование. 2012. № 5.
7. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 № ВК 477).
8. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Пресс, 2020. – 248 с.

KEYWORDS: field development, well drilling, side-hole drilling, technical and economic criteria, and economic effect.



Участники выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании DairySense на выставке iAGRI и AGRAVIA



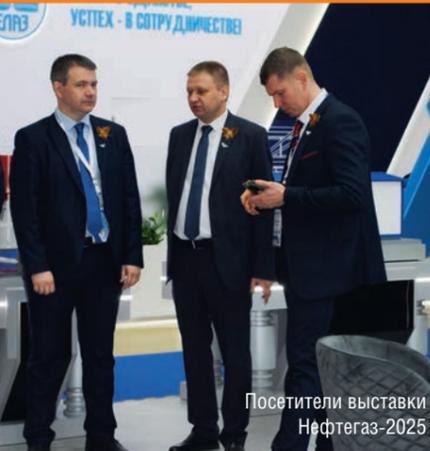
Посетители выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании Энергосила на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании Русские краски на выставке Нефтегаз-2025



Посетители выставки Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Участники выставки iAGRI и AGRAVIA



Н. Соколенко



Стенд компании Система БМ на выставке iAGRI и AGRAVIA

Я. Зубкова



Экспонат на выставке iAGRI и AGRAVIA



Посетители выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании RMR инжиниринг на выставке Нефтегаз-2025



Стенд Краснодарского края на выставке Нефтегаз-2025



Стенд ИНТК на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании Шелково Агрохим на выставке iAGRI и AGRAVIA



Стенд компании EX102 на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании М3 Поток на выставке iAGRI и AGRAVIA



Стенд Инженерной компании 555 на выставке Нефтегаз-2025



Экспонат на выставке iAGRI и AGRAVIA



Стенд компании Кензо на выставке Нефтегаз-2025



Экспонат на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании Ivcore на выставке iAGRI и AGRAVIA



Участники выставки iAGRI и AGRAVIA



**П. Сийярто**

Венгерская сторона использует все законные средства для отмены данной меры (о запрете импорта российского газа – ред.)



**Д. Родригес**

Республика должна перейти от статуса страны с крупнейшими в мире запасами нефти к крупнейшему мировому производителю



**Д. Мантуров**

Потребность в паровых и газовых турбинах в полном объеме обеспечивается производственными возможностями отечественных заводов



**А. Слепнев**

Отсутствие общей системы подсчета углеродного следа создает риски для экспорта, инвестиционной привлекательности и технологического развития государств-членов ЕАЭС



**Р. Гросси**

Для обеспечения ядерной безопасности необходимы своевременные и комплексные восстановительные работы (об аварийном энергоблоке Чернобыльской АЭС – ред.)



**А. Бухвалов**

Запуск общественного электротранспорта в регионах является ключевым шагом для укрепления отечественной экосистемы электромобильности



**Э. Макрон**

Мы полны решимости соблюдать международное право и обеспечивать эффективное применение санкций



**Д. Вудс**

Если взглянуть на юридические и коммерческие механизмы в Венесуэле, то она непригодна для инвестиций



**У. фон дер Ляйен**

Европейские государства готовы к координированному ответу на введение сборов со стороны США

# VEERROUTE ↗

Платформа маршрутизации для бизнеса, который заботится о клиенте, удобстве водителя и росте эффективности

## 10 лет разрабатываем и улучшаем свои алгоритмы

- доставка первой и последней мили
- гиперлокальная доставка
- дальнемагистральные перевозки
- работа выездных сервисных инженеров
- логистика работы с отходами



Переход на сайт [veeroute.ru](http://veeroute.ru)



# VITZRO CELL

с 1987 года

Vitzrocell – ведущий мировой поставщик решений на основе литиевых первичных батарей. Мы гордимся нашей продукцией, в частности, высокотемпературными батареями, которые находят применение в таких сферах, как наклонно-направленное бурение (M/LWD), внутритрубная инспекция (PIG), мониторинг резервов добывающих скважин и океанографические приборы.



Приобретение 100% доли участия канадской компании «Innova Power Solutions Inc.» (октябрь 2025 г.)



#### БЕЗОПАСНОСТЬ:

- повышенная ударопрочность и вибрационное сопротивление
- компактность и надежность
- соблюдение необходимых мер безопасности при производстве батарей



#### ТЕХНИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ:

- проведение испытаний
- проведение полевых работ и подготовка отчетов
- инженерная поддержка



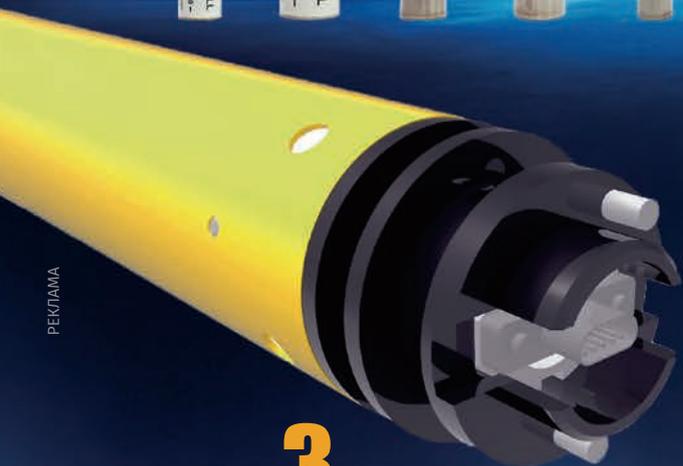
#### ПРЕИМУЩЕСТВА:

- надежный испытательный центр
- вертикально интегрированные производственные процессы
- наличие сертификатов взрывозащиты ATEX / ISO9001 / 14001 / RoHS / UL / Trans. Certi.



#### МОДЕЛЬНЫЙ РЯД:

- 10 моделей для MWD и LWD
- 3 модели для PIG & subsea
- индивидуальные модели батарей MWD / LWD / PIG



РЕКЛАМА

**50** СТРАН **250** КЛИЕНТОВ

В настоящее время компания Vitzrocell сотрудничает с более чем 250 партнерами в 50 странах и продолжает активно расширять свое мировое присутствие

**3**

**миллиарда**

На данный момент Vitzrocell произвела и поставила более 3 миллиардов батарей своим клиентам во всем мире

**2-е**

**место в мире**

85% доля на корейском рынке литиевых первичных батарей. Более 80% выручки приходится на экспорт

**15**

**миллионов**

С 2002 года было выпущено более 15 миллионов высокотемпературных батарей

#### Наши официальные партнеры в РФ:

##### ООО НПО «Свободная Энергия»

г. Томск  
Высокотемпературные элементы и батареи  
Tel: +7 3822 555-777  
E-mail: info@freepower.pro, gerulsky@freepower.pro

##### ООО «ОНЛИТ»

г. Новосибирск  
Высокотемпературные элементы и батареи  
Tel: +7 903 268-82-88  
E-mail: office@onlit.ru

##### ООО «Геолит»

г. Нижневартовск  
Высокотемпературные элементы и батареи  
Tel: 8(3466)313133  
E-mail: mwd\_batt@mail.ru

##### ООО «АК Бустер»

г. Санкт-Петербург  
Высокотемпературные и низкотемпературные первичные литиевые элементы  
Tel: +7 812 380-74-38  
E-mail: ak@buster-spb.ru



[www.youtube.com/vitzrocell](http://www.youtube.com/vitzrocell)

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

**VITZRO CELL**