



НЕЙРОМОДЕЛИРОВАНИЕ
РАБОТЫ ГАЗОСБОРНОЙ
СЕТИ

● ГТУ НА ПНГ ●

GE GAS
ENGINEERING

Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

9 [166] 2025

ПРОЕКТИРОВАНИЕ
КРУПНЕЙШИХ
ИЗОТЕРМИЧЕСКИХ
РЕЗЕРВУАРОВ



Входит в перечень ВАК (К1)

OPUS

Клубный дом
в Москве

OPUS-HOME.RU

ОПУС. ЗАСТРОЙЩИК ООО «СЗ «ОПУС». ПРОЕКТНАЯ ДЕКЛАРАЦИЯ
НА САЙТЕ НАШ.ДОМ.РФ. НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

В одном повороте
реки от Кремля

5 минут до Садового
кольца

Квартиры
с террасами

90% квартир
с видом на воду

Панорамные окна
и много света

Высота потолков
до 7,5 м

Приватная инфраструктура
для резидентов

Двор-парк
и детская площадка



95 лет
в промышленном
строительстве



Нейросетевое
моделирование работы
газосборной
сети

20

Применение
аналитических моделей
пласта, скважины
и газосборной сети
для обоснования
технологического
режима работы
системы
газодобычи

28

СОДЕРЖАНИЕ

Разработка модели
газотурбинной установки
малой мощности
с использованием
ПНГ

42

Интегрированные
методы диагностики
промысловых трубопроводов
в экстремальных условиях:
обзор технологий
и перспективы

56

Эпохи НГК

6

Хронограф

37

РОССИЯ *Главное*

«Сила Сибири-2» – в силе или
много шума из ничего?

8

Повышение планки снижения

10

События

12

Первой строчкой

14

АВТОМАТИЗАЦИЯ

Многофазный расходомер
российского производства для
подводных добычных комплексов

16

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Нейросетевое моделирование
работы газосборной сети

20

Применение аналитических
моделей пласта, скважины
и газосборной сети для обоснования
технологического режима работы
системы газодобычи

28

Автоматизация процессов
в нефтегазовой отрасли: как IOT
и цифровые технологии меняют
стандартные практики

34

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ

Малой генерации – важное место:
технологии распределенной
энергетики для нефтегазовых
предприятий

38

Разработка модели
газотурбинной установки
малой мощности с использованием
ПНГ

42

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Проектирование без границ:
как «ГЕ Газ Инжиниринг»
проектирует крупнейшие
криогенные резервуары

52

Интегрированные методы
диагностики промысловых
трубопроводов в экстремальных
условиях: обзор технологий
и перспективы

56

Расчет массы перекачиваемого
ШФЛУ в магистральном
трубопроводе с использованием
автоматизированной системы
«Материальный баланс»
(ПК «Сириус-СППР»)

60

НЕФТЕСЕРВИС

Кластерное бурение: новый
подход, который позволяет снизить
стоимость метра проходки

64

Причины формирования
отрицательного скин-фактора и его
влияние на состояние призабойных
зон карбонатного коллектора
Куюмбинского месторождения

68

Импортозамещение основного
узла «плавающих» хвостовиков

74

Календарь событий

79

Влияние изменения PVT-свойств
на расчет эффективной
компенсации

80

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Цена новых открытий:
геологоразведка в 2019–2024 гг.
анализ, результаты, вызовы

84

ДОБЫЧА

Технологии распределенного
сжатия газа на истощенных обводняющихся
месторождениях газа: оценка
эффективности использования

92

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Предупреждение и ликвидация
открытых газовых и нефтяных
фонтанов

98

ЭКОНОМИКА

Структура капитальных
вложений и эксплуатационных
затрат для оценки технико-
экономической эффективности
разработки месторождений УВ

102

Россия в заголовках

107

MODUS VIVENDI

Sun Siyam Vilu Reef:
четверть века в лучших традициях
мальдивского гостеприимства

108

ГАЗОПОДГОТОВКА

Совершенствование технологии
обезвоживания природного
газа с использованием
триэтиленгликоля

110

Новости науки

116

Нефтегаз Life

118

Цитаты

120

161 год назад

В 1864 году впервые проведены торги на сооружение системы уличного газового освещения, победителем которых стало предприятие «Букье и Компания» – будущий Московский газовый завод.

159 лет назад

В 1866 году в Москве построен первый завод по производству светильного газа.

152 года назад

В 1873 году на бакинских нефтяных промыслах появилась первая паровая машина, к началу XX века число таких машин составило 2769.

144 года назад

В 1881 году в Санкт-Петербурге создано Товарищество нефтяного газового освещения «Светозар».

137 лет назад

В 1888 году немецкие ученые Г. Гефер и К. Энглер провели опыт по перегонке жира трески при температуре 400°C и давлении 1 Мпа, на основании которого сделали вывод об образовании нефти из животных жиров.

124 года назад

В 1901 году в Бакинском районе достигнута максимальная дореволюционная добыча нефти – 11 млн тонн.

114 лет назад

В 1911 году создана первая российская компания по добыче и использованию природного газа «Ставропольское товарищество для исследования и эксплуатации недр земли».

101 год назад

В 1924 году создан Гелиевый комитет, положивший начало планомерным поискам газовых месторождений.

90 лет назад

В 1935 году было открыто Седьёльское месторождение – первое газовое месторождение на российском севере, расположенное в республике Коми, в верховьях реки Ижма.

87 лет назад

В 1938 году нефтяные промыслы Азербайджана давали до 70 % всей добычи нефти в СССР.

47 лет назад

В 1978 году на Западную Сибирь приходилось 44 % всей нефти, добываемой в СССР.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитик
Анатолий Чижовский

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифинова
Анастасия Гончаренко
Анастасия Хасанова
Анна Шевченко

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
к.т.н., 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 РАН

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко

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

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

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

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

Переписка 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



9 772410 383004

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

«Это будет
самый крупный,
самый масштабный
и самый капиталоемкий проект
в газовой отрасли в мире»
(А. Миллер)

Потребление газа в Китае
растет
на **8,7** %
в год

После запуска МГП
«Сила Сибири-2» Россия сможет
экспортировать в Китай
106 млрд м³
газа в год

Поставки по МГП
«Сила Сибири» увеличены
с 38 млрд м³
до **44** млрд м³
в год

«СИЛА СИБИРИ-2» – В СИЛЕ ИЛИ МНОГО ШУМА ИЗ НИЧЕГО?

СНПС И «ГАЗПРОМ» ПОДПИСАЛИ ОЧЕРЕДНОЙ
МЕМОРАНДУМ О СТРОИТЕЛЬСТВЕ МГП «СИЛА СИБИРИ-2».
ПОЧЕМУ КИТАЙСКИЕ СМИ МОЛЧАТ О ГРОМКИХ
ЗАЯВЛЕНИЯХ ГЛАВЫ РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ГИГАНТА,
А КОМПАНИИ НЕ РАСКРЫВАЮТ САМЫЕ ИНТРИГУЮЩИЕ
ДЕТАЛИ?

Анна Павлихина

Саммит Шанхайской организации сотрудничества, прошедший в начале сентября этого года, собрал наибольшее количество мнений, обсуждений, выводов и ожиданий за всю историю своего существования. Для России главным событием стало подписание «юридически обязывающего» (как подчеркивается) меморандума о стратегическом сотрудничестве, включающего строительство МГП «Сила Сибири-2» и транзитного газопровода «Союз Восток», который будет проложен по территории Монголии. За месяц до события Монголия исключила проект строительства газопровода из своих планов на ближайшие три года. Но накануне ШОС состоялась трехсторонняя встреча глав заинтересованных государств – России, Китая и Монголии, на которой этот вопрос был урегулирован.

Участники саммита в этом году как никогда были готовы к компромиссным решениям. Это касается и МГП «Сила Сибири-2». Проектирование газопровода началось пять лет назад, но переговоры застопорились на ключевом вопросе – цене на газ. Китай хотел получить его по ценам, близким к стоимости газа на российском внутреннем рынке, Россия хотела продавать дороже. Стандартная, казалось бы, ситуация торга, уместная в любой сделке по купле-продаже. Но в данном случае две страны не просто продавец и покупатель, а партнеры, реализующие общий проект. Это предполагает как взаимные уступки,



так и взаимные обязательства, причем не только импортно-экспортные, но и инвесторские. И вот, спустя несколько лет переговоров, предварительных договоренностей и меморандумов, наконец подписан «юридически обязывающий» документ (относительно термина «обязывающий» специалисты расходятся во мнении, все же меморандум – не контракт). Но степень компромиссности документа широкой публике не раскрыли. Так, совершенно не понятно, будет ли китайская сторона участвовать в финансировании строительства. А. Миллер заявил, что проект «будет самым крупным, самым масштабным и самым капиталоемким в газовой отрасли в мире». Значит, «Газпрому» будет сложно профинансировать его в одиночку, ведь доходы от экспорта в Европу падают, а другие рынки недостаточно капиталоемки. Вероятно, государство сможет оказать поддержку, что тоже непросто в нынешних условиях.

Второй непроясненный вопрос: по какой все-таки цене российский газ достанется китайским потребителям. Понятно только то, что цена газа будет для них ниже, чем

для европейских и наверняка для других покупателей. Но насколько ниже? Отвечая на этот вопрос, глава «Газпрома» объяснил, что цена для китайцев будет ниже из-за более короткого логистического плеча. То есть газ в Европу поступает с месторождений Западной Сибири, а в Китай – с месторождений Восточной Сибири, от которых до российско-китайской границы ближе, а раз логистические затраты ниже, то и цена на газ ниже. Было и другое объяснение: цена на газ для Европы определяется в ходе биржевых торгов, а на газ, поставляемый по МГП в Китай, привязана к котировкам азиатских рынков. Однако эти условия не новые, и центры газодобычи и способы формирования цены остались прежними, но прийти к соглашению о начале строительства удалось именно сейчас.

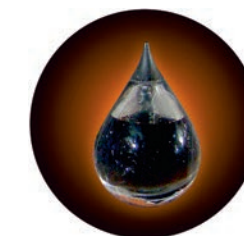
Почему? Вопрос кажется риторическим, а основная заслуга, вероятно, принадлежит Д. Трампу. Его нехитрая комбинация в три хода, которую шахматисты бы назвали попыткой мата во флибустьерском стиле, не только не дала желаемого результата, но привела к обратному эффекту. На встрече ШОС ее главные

участники продемонстрировали образец единства мнений и стремлений. А чтобы послание заокеанскому коллеге не оставляло сомнений, необходим был прорыв в крупном вопросе, которым стали договоренности в отношении строительства «Силы Сибири-2». Ради этого можно было пойти на любые компромиссы. Несмотря на то, что главные детали соглашения не раскрываются, можно предположить, что российская сторона пошла на наибольшие уступки.

Обе страны заинтересованы в строительстве МГП. Сегодня потребности китайского рынка в газе закрываются в значительной степени за счет поставок по МГП «Сила Сибири», «Дальневосточному маршруту», а также за счет добычи на собственных месторождениях. Нестабильность на Ближнем Востоке делает Иран ненадежным поставщиком, а через 5–10 лет, как утверждают специалисты, начнет снижаться собственная добыча. При этом страна продолжает наращивать потребление газа: за последние десять лет потребление росло на 8,7% в год, а импорт рос на 11,9% в год. Но даже при этих условиях мяч сегодня на китайской стороне.

«Сила Сибири-2» для России – не только рабочие места, заказы для сопутствующих отраслей и даже не столько развитие нефтехимического кластера на Дальнем Востоке. Это единственный способ компенсировать потерянный европейский рынок. Согласно новым договоренностям, Китай будет получать по МГП 50 млрд м³ газа в год на протяжении 30 лет. Если МГП «Сила Сибири-2» будет построен, то в совокупности Россия будет экспортировать в Китай 106 млрд м³ газа в год. Для страны, обладающей огромными углеводородными запасами и потерявшей значительную часть рынков сбыта, это крайне важно.

Поэтому, если китайскому рынку российский газ просто нужен, то России китайский рынок необходим. Это подтверждается и степенью резонанса события: в то время как российские издания долго и громко обсуждали «юридически обязывающий меморандум», китайские СМИ о нем практически умолчали. ●



ПОВЫШЕНИЕ ПЛАНКИ СНИЖЕНИЯ

Анастасия Хасанова

К 2035 г. правительству РФ поручено обеспечить сокращение выбросов парниковых газов до 65–67 % относительно уровня 1990 г. с учетом максимально возможной поглощающей способности лесов, иных естественных экологических систем и при условии устойчивого и сбалансированного социально-экономического развития РФ, ее недискриминационного доступа к оборудованию и технологиям, необходимым для сокращения (предотвращения) выбросов парниковых газов и увеличения их поглощения.

Предыдущий документ от 4 ноября 2020 г. предписывал правительству обеспечить к 2030 г. сокращение выбросов парниковых газов до 70 % относительно уровня 1990 г.

Премьер-министр РФ М. Мишустин в рамках COP-29 сообщал, что Россия остается приверженной целям низкоуглеродного развития и активно участвует в мерах, которые принимает международное сообщество для противостояния глобальным изменениям климата. При этом у России есть ряд козырей – значительное сокращение выбросов по сравнению с последними годами существования СССР, высокая доля низкоуглеродной генерации в общей структуре выработки электрической энергии, а также большие возможности поглощения выбросов экосистемами (правда сколько-нибудь точной оценки на данный момент нет).

Премьер-министр заявил, что удалось сократить выбросы парниковых газов более чем в два раза от уровня 1990 г., а к 2060 г. планируется выйти на углеродную нейтральность. При этом упор делается на повышение энергетической эффективности, развитие электротранспорта, внедрение современных решений в сельское и лесное хозяйство.

Сегодня 85 % вырабатываемой в России энергии приходится на низкоэмиссионную генерацию – газовую, атомную энергетику и ВИЭ. Кроме того в стране расположена 1/5 глобальных лесных ресурсов, благодаря которым объем поглощений превышает 1 млрд т CO₂-эквивалента в год. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Заместитель председателя правительства РФ А. Новак провел заседание подкомиссии по повышению устойчивости финансового сектора и отдельных отраслей экономики, где была рассмотрена ситуация в металлургической и угольной отраслях и обсуждались предложения о дополнительных мерах поддержки. Главный вопрос: что необходимо для развития металлургической и угольной отраслей?

Какие меры для развития металлургии и угольной отрасли наиболее эффективны?

21 %
Мероприятия, направленные на улучшение логистики бесперебойных поставок

20 %
Государственные субсидии

9 %
Внедрение цифровых решений в производственные процессы

17 %
Увеличение госзаказов

23 %
Развитие смежных отраслей, потребляющих продукцию металлургии и угледобычи

10 %
Выход на новые и возвращение утраченных рынков

В противоположность прогнозам, сделанным в начале года, аналитики предполагают, что экспорт сжиженного природного газа из России в текущем году снизится на 2 % по сравнению с 2024 годом. Объем направленного за границу СПГ составит 46 млрд м³. В чем причина падения поставок одного из основных продуктов российского экспорта?

Почему сокращается экспорт СПГ?

29 %
Главная причина в санкциях против среднетоннажных СПГ-заводов – Криогаз-Высоцк и КСПГ Портовая, отгрузки которых упали на 70 %

26 %
Неопределенность вокруг запуска «Арктик СПГ-2»

21 %
Планово-предупредительный ремонт на проекте Сахалин-2

15 %
Недостаточное развитие собственного сервиса и технологий СПГ, а также нехватка флота газовозов

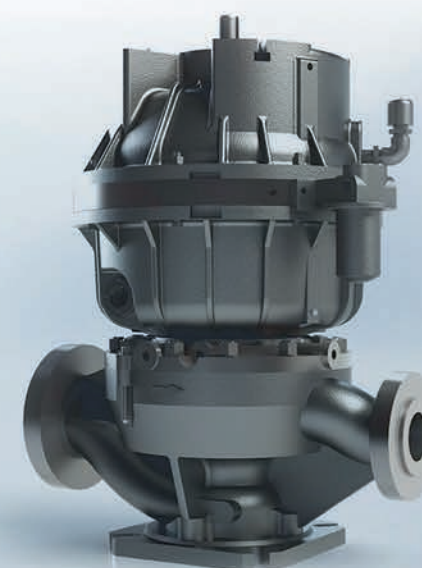
9 %
Снижение к рекордному 2024 г. составит лишь 2 %, но экспорт все равно превысит показатель 2023 г.



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



Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



Вертикальный насос (ОН6)

Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

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



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

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

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

www.calt11.com

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

Минэнерго меняет правила для сетевых компаний

Министерство энергетики России подготовило проект постановления правительства, направленный на совершенствование правового регулирования деятельности территориальных сетевых организаций. Проект предполагает внедрение единого подхода к определению объема услуг по передаче электроэнергии. Данная мера предназначена для применения в расчетах между субъектами оптового рынка и территориальными сетевыми организациями.

Также документом регламентируется уточнение порядка определения заявленной мощности. Это необходимо для повышения прозрачности и эффективности взаимодействия на рынке. Кроме того, проект закрепляет положение о включении обязательств по обеспечению надежности энергоснабжения потребителей в договоры между сетевыми компаниями. Отдельно

В России началась разработка газотурбинных установок мощностью свыше 300 МВт, не имеющих отечественных аналогов. Перед отраслью стоит комплекс задач, включающий разработку газотурбинных установок мощностью 24 МВт, 6–8 МВт, а также адаптацию морской версии турбины мощностью 7 МВт. Ведутся работы над мобильными установками класса 25 МВт и переходом к производству турбин мощностью более 300 МВт

прописывается процедура так называемого подхвата сетей территориальных организаций субъектами оптового рынка. Это произойдет в случае досрочной отмены тарифа ТСО до окончания установленного периода регулирования.

Первая партия CO₂ поступила на хранение в рамках проекта CCS

Первая партия углекислого газа доставлена с цементного завода Heidelberg Materials, расположенного в г. Бревике,

на приемный терминал проекта улавливания и хранения углерода (CCS) Northern Lights у побережья Ойгардена, Западная Норвегия, и закачана в резервуар на глубине 2,6 тыс. м.

Жидкий CO₂ транспортируется на специализированных судах с помощью специально сконструированных грузовых резервуаров-цистерн под давлением 15 бар при температуре -26 °С. Затем CO₂ выгружается и транспортируется по 100-километровому трубопроводу в резервуар Aurora, расположенный на дне Северного моря.

Northern Lights – первый в мире коммерческий проект по транспортировке и хранению CO₂, в равных долях принадлежащий TotalEnergies, Equinor и Shell, является частью более крупного норвежского CCS-проекта – Longship, в рамках которого отвечает за разработку и эксплуатацию объектов транспортировки и хранения CO₂, включает в себя береговой терминал приема CO₂ в Эйгардене, подводный газопровод протяженностью 100 км для транспортировки газа к шельфовому хранилищу и резервуар для хранения CO₂ – соленый водоносный горизонт на глубине 2,6 км от уровня дна моря.

Норвежская Aker BP обнаружила крупное месторождение нефти на проекте Yggdrasil в Северном море. Извлекаемые запасы углеводородов, разведанных в рамках кампании Omega Alfa, оцениваются в 96–134 млн бнз. Доказанные запасы Yggdrasil – 700 млн бнз, однако Aker BP планирует увеличить их до более чем 1 млрд барр. за счет дальнейшей разведки

Sinorep открыла в Китае крупное месторождение сланцевого газа с запасами 165 млрд м³. Месторождение, получившее название Hongxing, открыто на границе между г. Чунцин и провинцией Хубэй, характеризуется чрезвычайно сложным геологическим строением со структурной деформацией

Второй ветка ВСМД
Богучанская ТЭС запущена
Продажа квот
Цены на газ
Южный поток
Долгие руки до Арктики
Северный поток достроили

Новая нитка этиленопровода

СИБУР приступает к строительству новой нитки этиленопровода, который соединит Нижнекамскнефтехим (НКНХ) и Казаньоргсинтез (КОС). Ее протяженность составит 253,6 км, начальная точка – выход с площадки Нижнекамской компрессорной станции (цех № 2201), конечная точка – узел врезки в существующий этиленопровод на территории цеха № 2202 (Казанская компрессорная станция), диаметр – 273 мм, максимальное рабочее давление – 9,8 МПа, проектная мощность – до 600 тыс. т в год, проектный срок эксплуатации – 30 лет. Трасса новой нитки пройдет по территориям девяти районов Республики Татарстан. На компрессорных станциях НКНХ и КОС будут установлены факелы бездымного горения, что позволит повысить экологичность транспортировки

Китайская CCRC до конца следующего года планирует вложить более 1 млрд долл. в разработку венесуэльских месторождений Lago Cinco и Lagunillas Lago, которые компания разрабатывает в рамках 20-летнего контракта, подписанного в мае 2024 г. Сейчас на месторождениях добывается 12 тыс. барр. нефти в сутки. Всего китайцы планируют разработать 500 скважин и нарастить добычу до 60 тыс. барр. в сутки до конца 2026 г.

сырья. Для ускорения строительства укладка будет вестись в нескольких местах одновременно. Ввод в эксплуатацию ожидается в конце 2026 г. Инвестиции СИБУРа в проект составят порядка 35 млрд руб. Новая нитка этиленопровода позволит увеличить поставки этилена с НКНХ на КОС в 2,5 раза, до 500 тыс. т в год, и обеспечит загрузку перспективных проектов развития предприятий в связи с запуском олефинового комплекса ЭП-600 мощностью 600 тыс. т в год на НКНХ.

РусГидро начала строительство двух зарядных комплексов на трассе М-11. Пилотные комплексы будут представлять собой современные хабы с зарядной инфраструктурой для электромобилей и сервисами для водителей. Ключевым элементом станут электрозарядные станции двух типов: высокоскоростные мощностью 150–210 кВт и медленные на 22 кВт. В комплексах также установят резервные источники энергоснабжения

Equinor открыла новое месторождение нефти и газа в районе Troll-Fram в Северном море. Открытие было сделано при бурении разведочной скважины 35/11-31 S в 9 км к северу от месторождения Troll. Извлекаемые запасы F-South оцениваются примерно в 6,9 млн бнз. Лицензиатами являются Equinor Energy AS с долей участия 45 %, Vår Energi ASA (40 %) и INPEX Idemitsu Norge AS (15 %)

Самый протяженный в России подводный переход газопровода

«Газпром инвест» завершил строительство самого длинного в России подводного перехода МГП, выполненного методом горизонтально направленного бурения щитом (ГНБЩ). Газопровод проложен через реку Тунгуска в Хабаровском крае и имеет протяженность 1657 м, что более чем на 250 м превышает аналогичные сооружения, построенные в России данным методом.

Проект реализуется в рамках строительства МГП «Белогорск – Хабаровск». По технологии ГНБЩ осуществлялось одновременное горизонтально направленное бурение и проталкивание трубы диаметром 1400 мм, это позволило минимизировать воздействие на окружающую среду и сохранить русло реки без проведения открытых земляных работ.

В ходе строительства использовались два доталкивателя с тяговым усилием по 750 т, проложено 12,8 км силовых и информационных кабелей, а также смонтировано 11,4 км вспомогательных коммуникаций. ●

141,47

млрд руб.

составила
чистая прибыль
компании
СИБУР по РСБУ в первом
полугодии 2025 г.



Более

1 млрд
долл.

планирует вложить
китайская ССРС в
разработку венесуэльских
месторождений



На 6,7%

выросла
добыча угля
в Ростовской
области
за первое полугодие 2025 г.



На 27%

выросли цены
на электроэнергию в Сибири
за год



На 36%

китайская Sinopac сократила
полугодовую прибыль



На 20%

Казахстан нарастил импорт
топливно-энергетических
товаров из России



Более чем на 16%

Норвегия
нарастила добычу жидких
углеводородов в июле



До 650

млрд м³

СНРС прогнозирует
рост спроса
на газ
в Китае
к 2035 году



600

газомоторных
тягачей

поставит
КамАЗ
грузоперевозчику Natcar



5,440

млн т СПГ

Китай
импортировал
с начала 2025 года



На 9,1%

ЕС сократил
импорт
азербайджанского газа
за пять месяцев 2025 года



5 газотурбинных
агрегатов



ГТА-25 суммарной
мощностью 112,5 МВт
поставит Ростех в 2026 г.
для объектов ТЭК
в северных регионах

Славнефть показала
чистый убыток

В 34,51

млн руб.

за первое
полугодие 2025 г.



На 685

тыс. барр./сутки

вырастет мировой спрос
на нефть и жидкие
углеводороды,
по прогнозам
МЭА, в 2025 г.



На 12,4%

до 818,1 млрд руб.,
выросла выручка
Интер РАО
по МСФО в первом
полугодии 2025 года



10,25

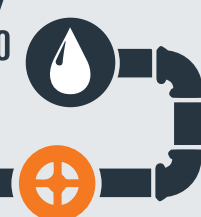
млрд м³

газа поставлено по второй
нитке МГП «Турецкий поток»
с начала 2025 года



На 4%

снизится прокачка нефти
по КТК в сентябре 2025 г.



40 млрд руб.

направят
на развитие энергетики
в Чувашии до 2035 года



30 млн тонн

угля добыли в Якутии
за 7 месяцев 2025 года



На 59%

«Силовые
машины»
увеличили выпуск
оборудования в первом
полугодии 2025 года





Исследовательское оборудование на испытаниях

МНОГОФАЗНЫЙ РАСХОДОМЕР РОССИЙСКОГО ПРОИЗВОДСТВА ДЛЯ ПОДВОДНЫХ ДОБЫЧНЫХ КОМПЛЕКСОВ

**Алексеев
Игорь Исаакович**

**Ломухин
Александр Юрьевич**

**Панкратов
Дмитрий Николаевич**
к.т.н.

**Стратиненко
Алексей Иванович**

**Эйдинов
Александр Владимирович**
к.ф.-м.н.

«Росатом Нефтегазовые технологии»

В СТАТЬЕ ПОКАЗАНА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МНОГОФАЗНЫХ РАСХОДОМЕРОВ В СОСТАВЕ ПОДВОДНЫХ ДОБЫВАЮЩИХ КОМПЛЕКСОВ ПРИ ОСВОЕНИИ ШЕЛЬФА. СДЕЛАН ВЫВОД О НЕОБХОДИМОСТИ СОЗДАНИЯ ПОДВОДНОГО МНОГОФАЗНОГО РАСХОДОМЕРА (ПМФР) ОТЕЧЕСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА. В ПРОЦЕССЕ СОЗДАНИЯ ПМФР ПРЕДЛОЖЕНО ОПИРАТЬСЯ НА ТЕХНОЛОГИЮ РАСХОДОМЕРА РВГ-1, РАЗРАБОТАННУЮ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И УЖЕ ЗАРЕКОМЕНДОВАВШУЮ СЕБЯ В НАЗЕМНОМ ПРИМЕНЕНИИ

THE ARTICLE SHOWS THE EFFICIENCY OF USING MULTIPHASE FLOW METERS IN UNDERWATER PRODUCTION SYSTEMS DURING SHELF DEVELOPMENT. A CONCLUSION ABOUT THE NEED TO CREATE AN UNDERWATER MULTIPHASE FLOW METER (UMFM) OF DOMESTIC PRODUCTION IS MADE. IN THE PROCESS OF CREATING THE UMFM, IT IS PROPOSED TO RELY ON THE TECHNOLOGY OF THE RVG-1 (PBG-1) FLOW METER, DEVELOPED IN THE RUSSIAN FEDERATION AND ALREADY PROVEN IN LAND-BASED APPLICATIONS

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: многофазный расходомер, подводный добычный комплекс, освоение шельфа, импортозамещение, контрольно-измерительное оборудование.

На континентальном шельфе Мирового океана сосредоточены огромные ресурсы углеводородов. По разным оценкам – примерно половина мировых ресурсов [1].

В настоящее время в мире насчитывается более 130 морских

месторождений, где применяются технологические процессы по добыче углеводородов на морском дне.

География распространения подводной добычи обширна: шельфы Северного и Средиземного

морей, Индия, Юго-Восточная Азия, Австралия, Западная Африка, Северная и Южная Америка.

В России первый добычный комплекс установлен на шельфе Сахалина в рамках обустройства Киринского месторождения.

РЕКЛАМА

Подводные технологии добычи планируется также применять в проектах освоения Южно-Киринского и Штокмановского месторождений.

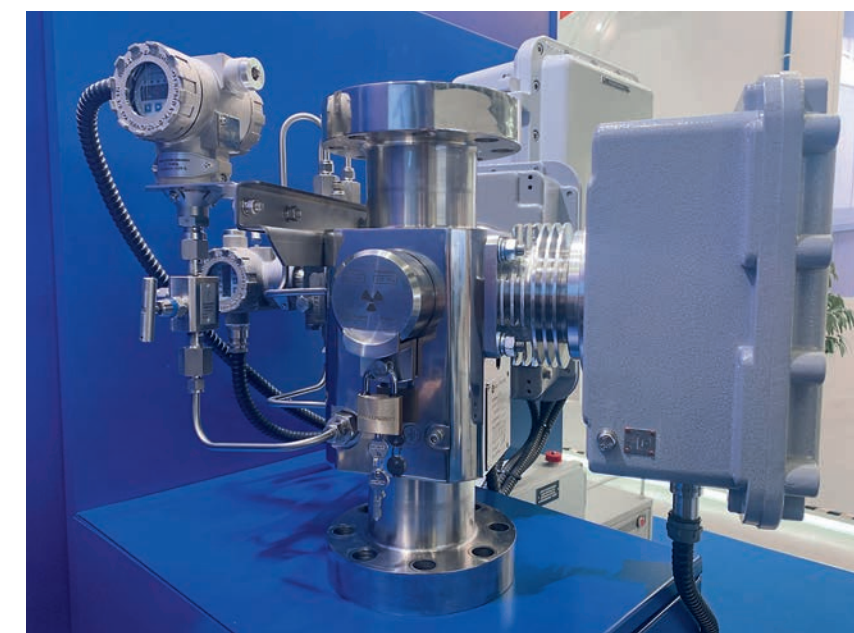
Одной из ключевых задач газодобывающих компаний при осуществлении добычи углеводородов является определение дебитов газа, углеводородной жидкости и воды.

Максимальная эффективность проведения измерений при выполнении данной задачи достигается при использовании многофазных расходомеров (МФР) [2]. Данный тип измерительного оборудования обеспечивает контроль раздельных дебитов непосредственно на выходе флюида из скважины в реальном времени и, что самое важное, без сепарации потока.

В случае подводной добычи необходима доработка конструкции МФР, значительно повышаются требования к материалам и компонентам оборудования, к его надежности, точности и долговечности.

В настоящее время ведется работа по созданию соответствующих отечественных решений. В качестве технологической основы рассматривается многофазный расходомер РВГ-1 АО «Росатом Нефтегазовые технологии», уже зарекомендовавший себя в наземном применении.

МФР РВГ-1 разработан и успешно внедрен в серийное производство [3–7].



МФР РВГ – 1

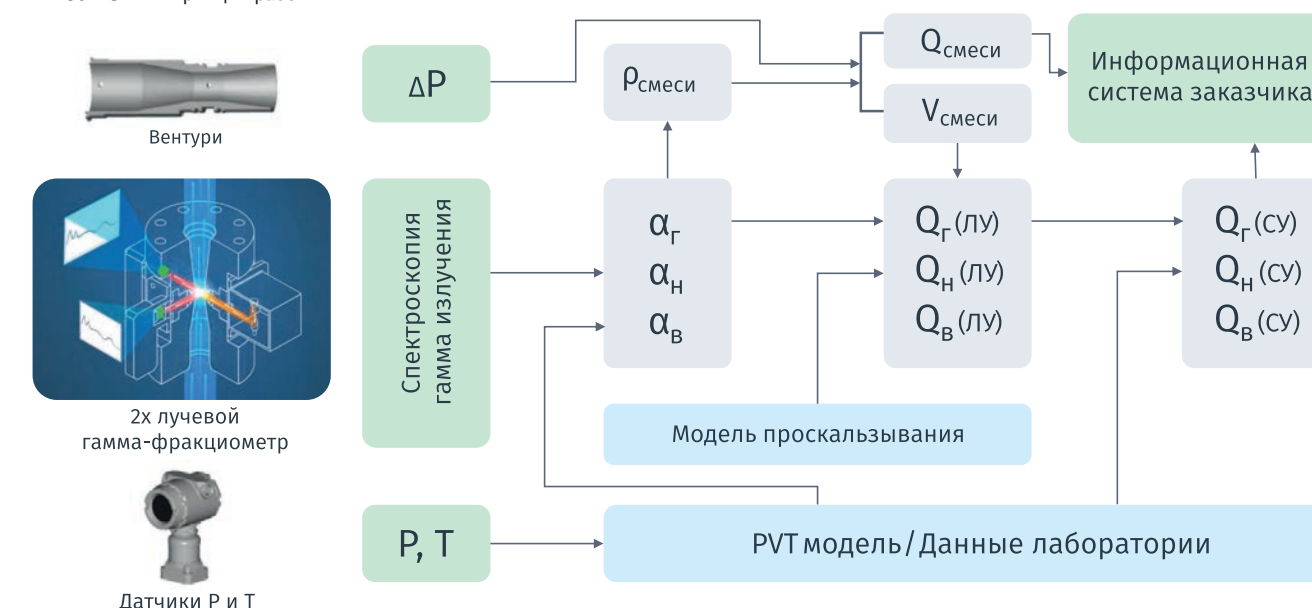
Создание МФР РВГ-1 изначально было нацелено на его использование для измерения потоков жирного газа. В процессе разработки РВГ-1 были выполнены научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, включая:

- разработку математической модели многофазного расходомера;
- создание специализированного программного комплекса, обеспечивающего математическую обработку результатов измерений, сохранение результатов в базе данных и предоставление

санкционированного доступа к информации со стороны оператора и внешних систем;

- подготовку конструкторской, технологической и эксплуатационной документации, обеспечивающей изготовление и дальнейшее использование оборудования;
- проведение испытаний оборудования в лабораторных, заводских и реальных условиях;
- проведение работ по сертификации и получению иной разрешительной документации для изготовления, транспортировки и эксплуатации изделия.

РИСУНОК 1. Принцип работы РВГ-1





Технологический блок



Помещение локальной системы управления

На разработанное программное обеспечение получены свидетельства о государственной регистрации.

Принцип работы многофазного расходомера РВГ-1 представлен на рис. 1.

Измерительная секция многофазного расходомера включает датчики давления и температуры, датчик дифференциального давления (трубка Вентури) и двухлучевой гамма-фракционер, состоящий из источника ионизирующего излучения (Ba^{133}) и детектора гамма-квантов (двухлучевого гамма-спектрометра).

Используемый источник относится к 5-й категории радиационной опасности. Наличие лицензии на эксплуатацию оборудования с таким источником не требуется.

Датчики обеспечивают измерение давления (Р), температуры (Т), дифференциального давления (ΔP) и поглощения гамма-квантов двух энергий. Первичные данные обрабатываются с использованием физических и эмпирических моделей.

В результате определяются значения удельного объемного содержания газа, углеводородной жидкости и воды ($\alpha_g, \alpha_n, \alpha_b$), скоростей их течения (V_g, V_n, V_b) и фазовые дебиты (Q_g, Q_n, Q_b) при линейных (ЛУ) и стандартных (СУ) условиях.

РВГ-1 сертифицирован для целей наземного применения, включая наличие сертификата об утверждении типа средства измерений. Расходомер внесен в Федеральный информационный

фонд по обеспечению единства средств измерений.

Производство всех деталей и компонентов МФР налажено на российских производственных площадках. Разработанная технология обеспечивает интеграцию многофазного расходомера РВГ-1 в автоматизированные системы управления и контроля месторождений российских добывающих компаний.

Первичные данные измерений полностью защищены от модификации, методики измерений проведены на действующих наземных скважинах. Это гарантирует надежность и прослеживаемость результатов определения фазовых дебитов.

Разработанная технология уже зарекомендовала себя при использовании на газоконденсатных объектах Уренгойского месторождения.

Испытания измерительных комплексов на базе РВГ-1 проведены на действующих наземных скважинах. В рамках испытаний расходомера подтверждено его соответствие требованиям ГОСТ Р 8.1016-2022.

Получен практический опыт интерпретации данных и ввода оборудования в работу в условиях промысла.

Успешная практика эксплуатации месторождений и объем компетенций добывающих компаний России, производственные возможности, научный потенциал и имеющиеся технологии Госкорпорации «Росатом» в области расходомерии в итоге могут дать максимальный синергетический

эффект и уверенность в успешности проекта по созданию и использованию отечественного ПМФР. ●

Литература

1. Маркелов В.А., Крылов П.В., Шарохин В.Ю. под редакцией Мартынова В.Г. Технология и техника подводного освоения нефтегазовых месторождений континентального шельфа. Оборудование для подводной добычи. – Москва:Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2023, 520 с.
2. Гречко А.Г., Новиков А.И. Обзор подводных многофазных расходомеров // Газовая промышленность. – 2019 – Спецвыпуск №1 (782), с. 71 – 78.
3. Badazhkov D., Usov E., Tyazhev A., Serdyuk D., Tailakov D.O., Ulyanov V.N., Vinnik A., Skakunov M., Shaymerdenova L., Tolbanov O., Mashnin A., Spirin A., Stenin V., Alekseev I. The fractional composition calculation of two-component mixtures using direct and scattered X-rays: a new methodology testing // Journal of instrumentation: electronic journal. 2023. Vol. 18, № 1.
4. Бадажков Д.В., Тайлаков Д.О., Сердюк Д.И., Усов Э.В., Ульянов В.Н. Реализация модели многофазного расходомера и апробация его на реальных и модельных данных // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2021 – 11(580), с. 35–42.
5. ПАТЕНТ № 2789623 Рос. Федерация, МПК G01F 1/58 (2022.08), Многофазный расходомер, № 2022108861: заявл. 04.04.2022: опубл. 06.02.2023 / Бадажков Д.В., Тайлаков Д.О., Ульянов В.Н., Гривастов Д.А., Козлов М.Г., Павлюченко Д.В., Сердюк Д.И., Соловьев Б.С., Усов Э.В., Шевцов Г.В. – 9 с.
6. ПАТЕНТ № 2807432 Рос. Федерация, МПК G01F 25/10 (2023.08), Способ калибровки многофазного расходомера, № 2023117280: заявл. 30.06.2023: опубл. 14.11.2023 / Ульянов В.Н., Гривастов Д.А., Павлюченко Д.В. – 8 с.
7. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022617488 Российская Федерация. РВГ-Расходомер-1: № 2022616564: заявлено 12 апреля 2022: опубликовано 21апреля 2022, Бюл. № 5 / Бадажков Д.В., Филиппов В.П., Шевцов Г.В., Козлов М.Г., Гривастов Д.А., Павлюченко Д.В., Богданов К.А., Соловьев Б.С., Нежнов А.В., Сердюк Д.И.; правообладатель АО «Росатом Нефтегазовые технологии»: изменение опубликовано 14.10.2024 Бюл. № 10.

KEYWORDS: multiphase flowmeter, underwater production complex, offshore development, import substitution, instrumentation equipment.

7–10 октября 2025

XIV Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ



САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

РЕКЛАМА 18+

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

Минпромторг России



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
САНКТ-ПЕТЕРБУРГА



Алмаз - Антей

ПАРТНЕРЫ



ОРГАНИЗАТОР



GAS-FORUM.RU



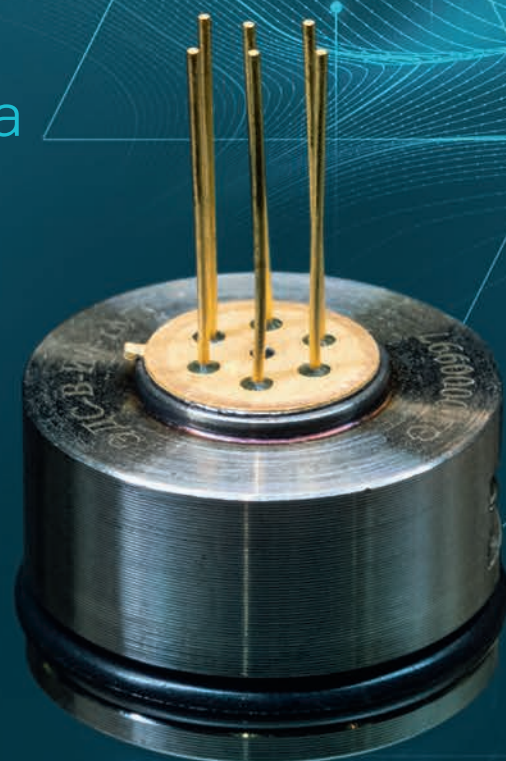
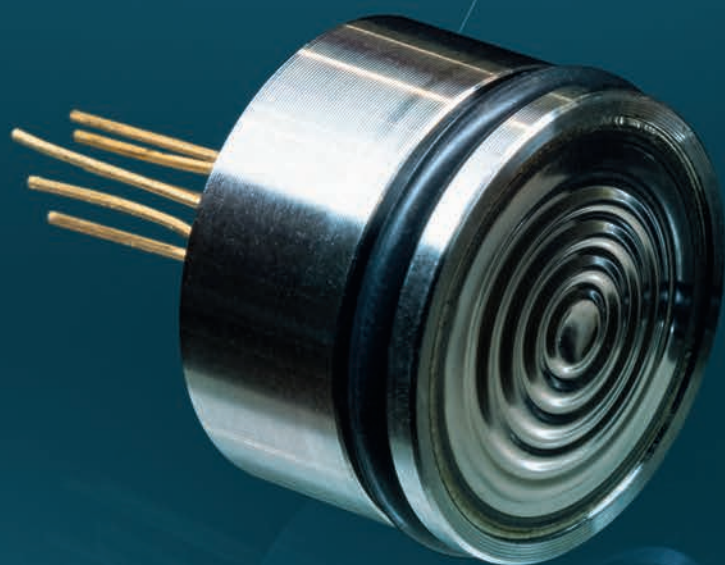
САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ –
В TELEGRAM-КАНАЛЕ
@GASFORUMSPB





ЧУВСТВИТЕЛЬНЫЙ ЭЛЕМЕНТ ДАТЧИКА ДАВЛЕНИЯ

Собственная разработка



• Точность
измерения

• Механическая
прочность
(устойчивость к нештатным
кратковременным повышениям
давления, кратно превышающим
рабочий диапазон ЧЗ)

• Долговременная
стабильность
(5 лет)



РЕКЛАМА



valcom.ru



ПДК
Судовой
преобразователь
давления



МOC-12
Операторская станция
с диагональю 12 дюймов



PI-485-CB-16P
Преобразователь интерфейса
Ethernet <-> RS-485

Датчики давления,
промышленные компьютеры
и преобразователи интерфейса.

НЕЙРОСЕТЕВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ работы газосборной сети

**Сердюк
Данил Александрович**
специалист,
УГРМ Сибнефтегаз
ООО «ТННЦ»

**Вершинин
Владимир Евгеньевич**
главный специалист УГРМ,
доцент кафедры моделирования
физических процессов и систем,
ФГАУ ВО «Тюменский
государственный университет»

**Выдренков
Антон Дмитриевич**
специалист,
УГРМ Сибнефтегаз
ООО «ТННЦ»

В РАБОТЕ РАССМОТРЕНО ПРИМЕНЕНИЕ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ РАСЧЕТА ДАВЛЕНИЯ И РАСХОДА ГАЗА В ГАЗОСБОРНЫХ СИСТЕМАХ. ОЦЕНЕНА ТОЧНОСТЬ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПОТОКА В СЛУЧАЕ СУХОГО ГАЗА (ОДНОФАЗНЫЙ ПОТОК) И ДВУХФАЗНОГО ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА. РАССМОТРЕН СЛУЧАЙ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ ДОБЫЧИ ГАЗА ПРИ УПРАВЛЕНИИ РЕЖИМАМИ РАБОТЫ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ИЗМЕНЕНИЯ ДИАМЕТРОВ ШТУЦЕРА ГАЗОСБОРНОЙ. ДЛЯ ОБУЧЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАЛИСЬ РЕЗУЛЬТАТЫ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ РЕАЛЬНОЙ ГАЗОСБОРНОЙ СИСТЕМЫ. ОПИСАНИЕ ПОТОКОВ ВЕЛОСЬ В ОДНОМЕРНОМ ПРИБЛИЖЕНИИ. В РАБОТЕ ИСПОЛЬЗОВАЛИСЬ НЕЙРОННЫЕ СЕТИ ПЕРСЕПТРОННОГО ТИПА. ИХ АРХИТЕКТУРА ПОДБИРАЛАСЬ ИСХОДЯ ИЗ СЛОЖНОСТИ РЕШАЕМОЙ ЗАДАЧИ. В РЕЗУЛЬТАТЕ ОБУЧЕНИЯ НЕЙРОННАЯ СЕТЬ ПОКАЗАЛА ВЫСОКУЮ ТОЧНОСТЬ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДАВЛЕНИЯ И ДЕБИТОВ ФЛЮИДОВ ВО ВСЕМ ДИАПАЗОНЕ УПРАВЛЯЮЩИХ ПАРАМЕТРОВ. ДОСТИГНУТАЯ ТОЧНОСТЬ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ УКАЗЫВАЕТ НА ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕЙРОСЕТЕВЫХ МЕТОДОВ В КАЧЕСТВЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ СПОСОБОВ БЫСТРОГО И ВМЕСТЕ С ТЕМ ТОЧНОГО РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ГАЗОСБОРНЫХ СИСТЕМ. ЭТО, В СВОЮ ОЧЕРЕДЬ, ПОЗВОЛИТ РЕШАТЬ ВАЖНЕЙШИЕ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

THE PAPER CONSIDERS THE USE OF NEURAL NETWORKS FOR CALCULATING GAS PRESSURE AND FLOW IN GAS COLLECTION SYSTEMS. THE ACCURACY OF FORECASTING FLOW PARAMETERS IN THE CASE OF DRY GAS (SINGLE-PHASE FLOW) AND TWO-PHASE FLOW IS ESTIMATED. THE CASE OF FORECASTING THE PARAMETERS OF GAS PRODUCTION WHEN CONTROLLING THE OPERATING MODES OF WELLS BY CHANGING THE DIAMETERS OF THE GAS COLLECTION FITTING IS CONSIDERED. THE RESULTS OF NUMERICAL SIMULATION OF THE OPERATION PARAMETERS OF A REAL GAS COLLECTION SYSTEM WERE USED FOR TRAINING. THE DESCRIPTION OF THE FLOWS WAS CARRIED OUT IN A ONE-DIMENSIONAL APPROXIMATION. PERCEPTRON-TYPE NEURAL NETWORKS WERE USED IN THE WORK. THEIR ARCHITECTURE WAS SELECTED BASED ON THE COMPLEXITY OF THE TASK BEING SOLVED. AS A RESULT OF THE TRAINING, THE NEURAL NETWORK SHOWED HIGH ACCURACY IN PREDICTING FLUID PRESSURE AND FLOW RATES OVER THE ENTIRE RANGE OF CONTROL PARAMETERS. THE ACHIEVED FORECASTING ACCURACY INDICATES THE POSSIBILITY OF USING NEURAL NETWORK METHODS AS ALTERNATIVE WAYS TO QUICKLY AND AT THE SAME TIME ACCURATELY CALCULATE THE PARAMETERS OF GAS COLLECTION SYSTEMS. THIS, IN TURN, WILL ALLOW US TO SOLVE THE MOST IMPORTANT TASKS OF OPTIMIZING THE OPERATING MODES OF PRODUCING WELLS IN REAL TIME

Ключевые слова: искусственный интеллект, искусственные нейронные сети, интегрированное моделирование, газосборные сети.

Отличительной особенностью добычи газа является фонтанный способ эксплуатации скважин, что приводит к зависимости их дебитов от давления в газосборной системе (ГСС). При этом изменение режима работы одних скважин оказывает непосредственное влияние на работу других скважин за счет изменения давления на всех участках ГСС. Полноценное прогнозирование параметров разработки в этих условиях требует использования интегрированной модели, которая учитывает фильтрационные процессы в пласте, гидравлические потери давления в стволах скважин и ГСС. Сложность адаптации и продолжительность расчета подобных моделей приводит к тому, что на практике их максимально упрощают. При долгосрочном гидродинамическом моделировании добычи газа упрощают гидравлический расчет ГСС, используя VFP таблицы потерь давления и опцию NETWORK в рамках модели «черной нефти». Для краткосрочного расчета текущих параметров технологического режима делается допущение о неизменности состояния пласта (пластового давления и распределения насыщенностей). Это позволяет ограничиться только гидравлическим расчетом ГСС. При таких упрощениях полноценное решение задач оптимизации процессов разработки весьма затруднено. Альтернативным подходом может стать использование нового класса моделей, сочетающих быстроту расчета с высокой точностью моделирования. К этому типу можно отнести метод нейросетевого моделирования. Искусственная нейронная сеть (ИНС) представляет собой математическую модель, обладающую способностью к обучению и обобщению данных для их дальнейшего прогнозирования.

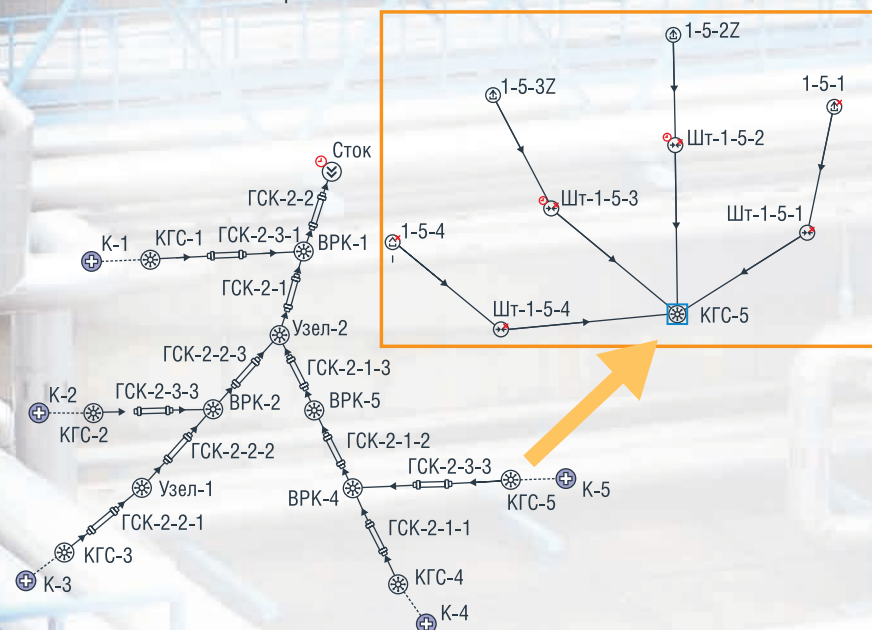
ФАКТЫ

8-10 лет

составляет период прогнозирования добычи

Учитывая способность ИНС аппроксимировать с высокой точностью многопараметрические нелинейные зависимости [1, 3, 4, 8], ее можно использовать для решения регрессионных задач, в том числе для прогнозирования технологического режима и его оптимизации. Многочисленные исследования подтвердили способность ИНС с высокой точностью воспроизводить параметры пластовой системы и технологический режим работы скважин. В работах [9, 10] приводятся результаты прогнозирования и оптимизации добычи на нефтяном месторождении. В качестве обучающей выборки использовались результаты численного моделирования пластовых систем на гидродинамическом симуляторе. Период прогнозирования добычи при этом составил 8–10 лет с ошибкой, не превышающей 3–5%. В работе [11] приводятся результаты аппроксимации динамически изменяющихся параметров пластовой системы, представленной в виде ячеек, аналогичных представлению в гидродинамической модели.

РИСУНОК 1. Схема газосборной сети



Для создания полноценной интегрированной нейросетевой модели необходимо описать модель пласта и модель ГСС, определить их возможности и точность прогнозирования. Полноценный гидравлический расчет параметров ГСС требует учета целого комплекса ее характеристик, фазового состава и уравнений состояния флюидов, граничных условий на входе в систему и на ее выходе. Особенностью расчета ГСС является возможность остановки скважин в результате «передавливания» одних скважин другими. При этом давление в точке присоединения скважины к ГСС оказывается выше, чем ее устьевое давление, определяемое уровнем пластового давления.

В данной работе рассматриваются подходы к подобной нейросетевой модели, а именно – к формированию обучающей выборки, оптимизации структуры нейронной сети перцептронного типа, а также результаты ее обучения и точность прогнозирования параметров ГСС в контрольных точках.

Исходные данные

В качестве объекта исследования был взят участок реальной ГСС, объединяющий пять кустовых площадок (K-1...K-5) и точку приема продукции (Сток). Общая схема используемой газосборной сети представлена на рисунке 1.

На каждой кустовой площадке располагается от 3 до 5 скважин. Система уравнений для полноценного гидравлического расчета содержит уравнения потерь давления для каждого участка ГСС, уравнения сохранения массы для узловых точек, уравнения энергетического баланса для расчета температуры на участках и в узловых точках. Потери давления на каждом участке определяются расходом, давлением, фазовым составом потоков и параметрами трубопровода. Параметры работы скважин и ГСС на различных режимах были получены с помощью гидравлического расчета в ПО t-Navigator (дизайнер сетей). Потери давления при наличии жидкости

в потоке рассчитывались с помощью соответствующих корреляций [2]. Фазовое поведение системы газ и «газ + вода» описывалось в рамках модели «черной нефти».

Поскольку режимы работы газовых скважин напрямую определяются давлением в точках присоединения скважин к ГСС, важно исследовать точность расчета давлений в этих точках с помощью ИНС. Проверка прогнозирующей способности ИНС проводилась отдельно для сухого газа (задача 1) и газожидкостного потока «газ + вода» (задача 2). Для расчета потерь давления в ГСС достаточно будет использовать источники с постоянными расходами вместо детально описанных скважин. В качестве граничных условий выступали заданное давление в точке сбора продукции «Сток» и заданные дебиты скважин в точках K-1...K-5.

Чтобы воспроизвести управление расходами скважин (задача 3) нужно добавить в модель ГСС элементы штуцирования. Штуцеры регулируют расходы за счет изменения проходного сечения. При уменьшении диаметра штуцера увеличивается сопротивление движению газа и снижается расход. Вместо источника с заданным расходом в ГСС необходимо использовать элемент «скважина» с заданной моделью притока. Граничным условием такой задачи является пластовое давление. В качестве формулы притока использовалась зависимость Джонса [7]:

$$P_r^2 - P_f^2 = A Q_G^2 + B Q_G, \quad (1)$$

где P_r – пластовое давление, бар; P_f – забойное давление, бар; $A \geq 0$ – коэффициент для турбулентного режима течения; Q_G – дебит газа, м³/сут; $B \geq 0$ – коэффициент для ламинарного режима течения.

Использованные гидравлические модели газосборной сети характеризовались следующие параметрами:

Задачи № 1 и № 2

- Количество источников – 17 штук. Первый куст содержит 4 скважины, второй куст 2 скважины, третий и четвертый кусты по 3 скважины, пятый куст 5 скважин. В рамках прогнозирования линейного давления, в зависимости от расходов газовых скважин

и давления на стоке, использовались источники вместо полноценных скважин.

Управляющие параметры:

- $P_{вх}$ – входное давление в точке сбора, в данном случае давление на стоке. Диапазон изменения давлений: 20–80 бар;
- Q_G – дебит газа для каждой скважины м³/сут, диапазон изменения: 50–600 тыс. м³/сут.

Зависимые переменные:

- P_L – линейное давление для каждой скважины.

Для задачи № 2 дополнительно задавалось значение водогазового фактора для каждой скважины в качестве управляющего параметра. Диапазон изменения: $1E-07$ – $5E-05$ (м³/м³).

Задача № 3

- Количество скважин – 17 штук. Первый куст содержит 4 скважины, второй куст 2 скважины, третий и четвертый кусты по 3 скважины, пятый куст 5 скважин.

Управляющие параметры:

- $P_{вх}$ – входное давление в точке сбора. Диапазон изменения давлений: 20–80 бар;
- $D_{шт}$ – внутренний диаметр штуцера. Диапазон изменения: 10, 20, 26, 24, 60 мм.

Зависимые переменные:

- Q_G – дебит газа для каждой скважины м³/сут;
- $Q_{в}$ – дебит воды для каждой скважины м³/сут;
- P_L – линейное давление для каждой скважины.

Обучение искусственной нейронной сети

Прогнозирование линейных давлений или расходов в контрольных точках газосборной сети в зависимости от значений управляющих параметров является регрессионной задачей. Для решения таких задач достаточно использовать ИНС перцептронного типа [5, 6].

В работе использовались три нейросетевые модели перцептронного типа, отличающиеся количеством нейронов. Подготовка данных осуществлялась на трех синтетических моделях газосборной сети. Для каждой модели оценивалась ошибка, полученная на обучающем и тестовом наборе данных.

Для каждой из задач было сгенерировано 5000 режимов. Массив данных случайным образом был разделен на обучающую, валидационную и тестовую выборки в пропорции 70–20–10% соответственно. После этого данные были нормализованы. Нормализация позволяет уравнивать влияние разнородных параметров при проведении процесса обучения, а также сократить время обучения. Нормализация проводилась по формуле (2) – «MinMax» нормализация:

$$X' = a + \frac{X - X_{min}}{X_{max} - X_{min}} (b - a), \quad (2)$$

где X – истинное значение; X_{min} – минимальное значение; X_{max} – максимальное значение; X' – нормализованное значение; a и b – границы диапазона нормализованных данных.

ФАКТЫ

5000

РЕЖИМОВ

было сгенерировано для каждой задачи, массив данных случайным образом был разделен на обучающую, валидационную и тестовую выборки в пропорции 70–20–10% соответственно

Процесс обучения

заключается в подборе весовых коэффициентов нейронной модели для достижения минимального значения функции потерь

Процесс обучения заключается в подборе весовых коэффициентов нейронной модели для достижения минимального значения функции потерь. В качестве функции потерь использовалась среднеквадратичная ошибка, вычисляемая по формуле (3):

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2, \quad (3)$$

где MSE – среднеквадратичная ошибка; y_i – истинное значение; $\hat{y}_i$ – предсказанное значение.

Функция активации ИНС представлена формулой гиперболического тангенса (4):

$$f(x) = th(x) = \frac{e^x - e^{-x}}{e^x + e^{-x}}, \quad (4)$$

В качестве оптимизационного алгоритма для подбора весовых коэффициентов при обучении использовался модифицированный алгоритм стохастического градиентного спуска «Adam». В отличие от стандартного метода оптимизации градиентного спуска, который имеет фиксированную скорость изменения параметров, в данном методе вычисляются индивидуальные адаптивные скорости обучения для различных параметров из оценок первого и второго моментов градиентов.

Для подбора гиперпараметров использовался метод сеточного поиска.

Размер входного слоя составил: для задачи № 1 – 18 нейронов, для задачи № 2 – 35 нейронов, для задачи № 3 – 18 нейронов.

Размер скрытого слоя для задачи № 1 – 38 нейронов, для задачи № 2 – 60 нейронов, для задачи № 3 – 81 нейрон.

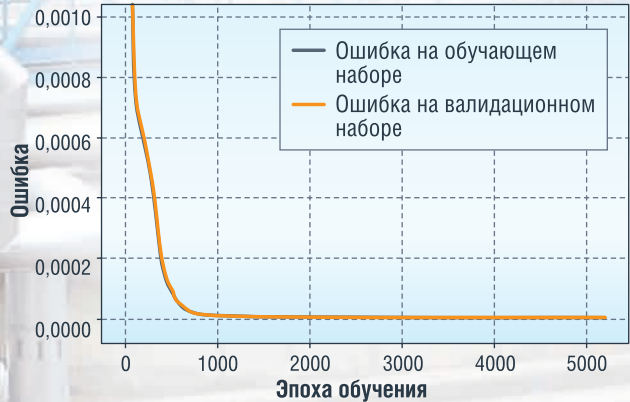
Размер выходного слоя для задач № 1, 2 – 5 нейронов, для задачи № 3 – 51 нейрон.

В дальнейшем каждая ИНС модель будет иметь номер соответствующей ей задаче.

Результаты обучения искусственной нейронной сети

На рисунках 2–4 представлены графики зависимости среднеквадратичной ошибки для обучающего и валидационного набора от количества эпох в процессе обучения. Для нейронной модели № 1 наименьшая ошибка

РИСУНОК 2. График зависимости среднеквадратичной ошибки от количества эпох в процессе обучения (задача № 1)



достигается на 5490 эпохе. Для нейронной модели № 2 наименьшая ошибка достигается на 5250 эпохе. Для нейронной модели № 3 наименьшая ошибка достигается на 8387 эпохе.

Результаты обучения и валидации моделей 1–3 представлены в таблице 1.

Графики на рисунках 2–4 и данные таблицы 1 указывают на то, что все три нейронных модели успешно обучились без переобучения. Это подтверждает способность персептронных ИНС воспроизводить давления/ дебиты газа в контрольных точках ГСС в широком диапазоне дебитов источников и диаметров штуцеров

Прогнозирование параметров работы ГСС на тестовой выборке

Тестовая выборка не участвует в обучении ИНС и точность воспроизведения ее значений позволяет оценить пригодность обученной ИНС к решению задачи прогнозирования параметров ГСС. Кросс-плоты прогнозируемых и фактических значений для тестовых выборок моделей 1–3 представлены на рисунках 5–7.

Нейронная модель № 1. Показывает лучшую точность. Максимальная ошибка по линейному давлению на тестовой выборке не превышает 0,05 % и составляет 0,4 бара. Подобная точность объясняется простотой зависимости потерь давления от объемного дебита газа.

Нейронная модель № 2. За счет усложнения зависимости потерь давления в двухфазном потоке наблюдается рост ошибки по сравнению с результатами прогнозирования модели № 1. Максимальная ошибка по линейному давлению на тестовой выборке не превышает 4 % и составляет 2,2 бара.

РИСУНОК 3. График зависимости среднеквадратичной ошибки от количества эпох в процессе обучения (задача № 2)

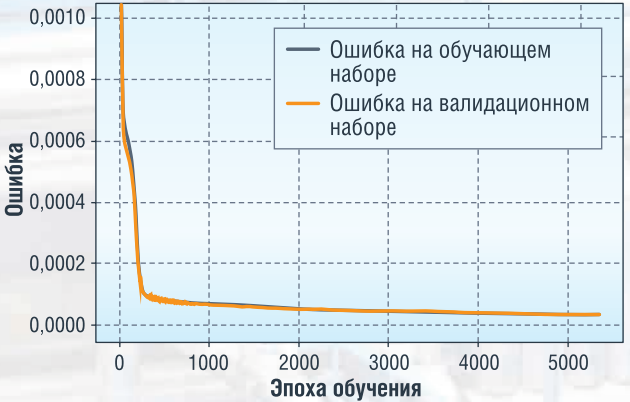
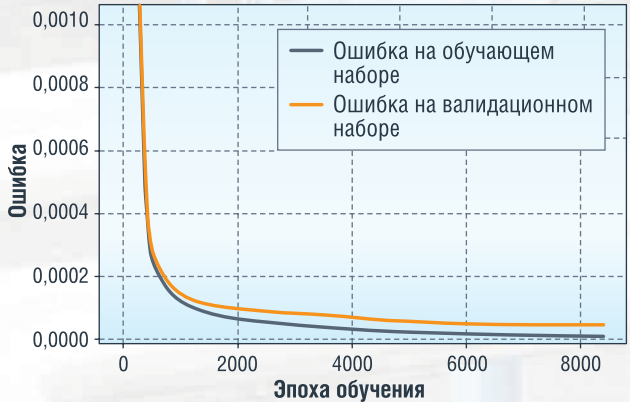


РИСУНОК 4. График зависимости среднеквадратичной ошибки от количества эпох в процессе обучения (задача № 3)



ФАКТЫ
Наличие жидкости
в потоке незначительно повышает погрешность прогнозирования

Результаты прогнозирования моделей 1 и 2 позволяют сделать вывод о том, что ИНС персептронного типа с высокой точностью рассчитывает давления на входе в газосборную сеть при заданных расходах газа и давлении на выходе из ГСС. Наличие жидкости в потоке незначительно повышает погрешность прогнозирования.

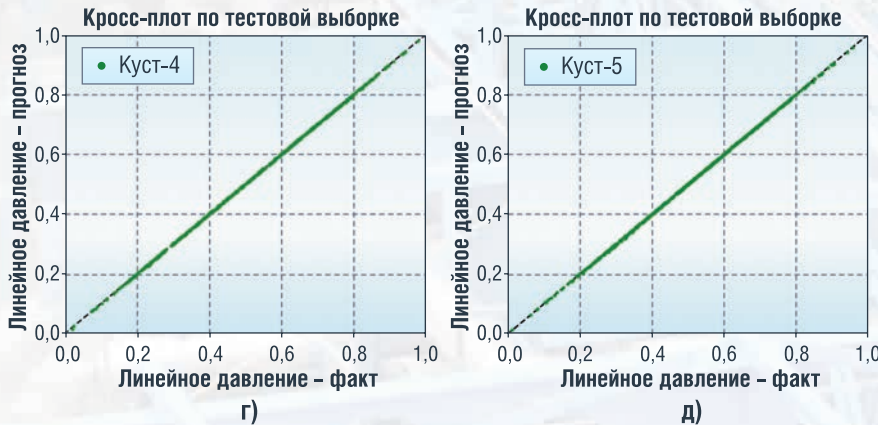
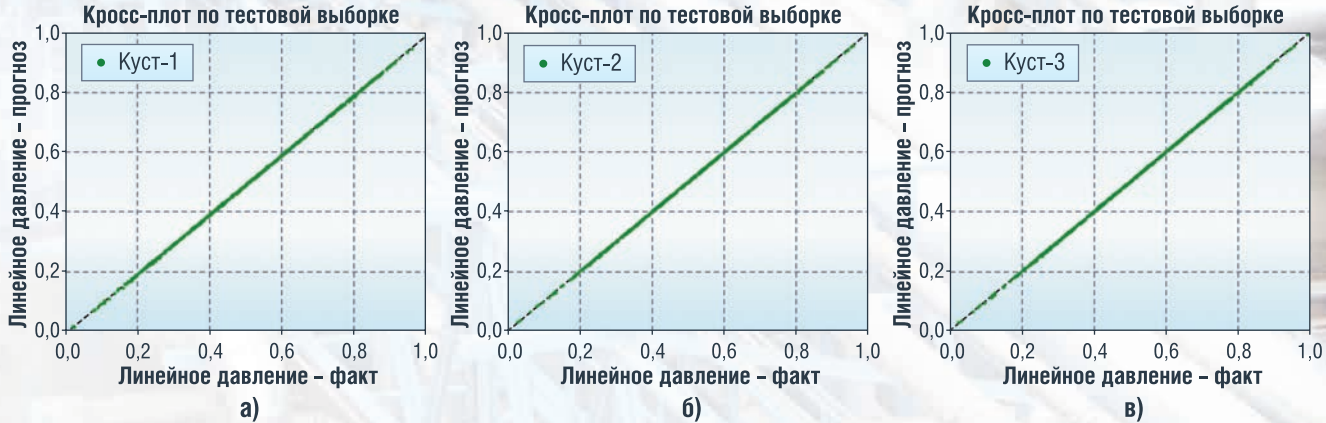
Нейронная модель № 3 обучалась на данных моделирования более сложной ГСС, которая дополнительно включала в себя модели притока газа из пласта, потерь давления в стволе скважины и потерь давления на штуцере для каждой скважины.

ТАБЛИЦА 1. Результаты обучения и валидационного тестирования

№	Задачи	Среднеквадратичная ошибка	
		Обучающая выборка	Валидационная выборка
1	Воспроизведение линейного давления для сухого газа	$1,3341 \times 10^{-6}$	$2,7303 \times 10^{-6}$
2	Воспроизведение линейного давления для газожидкостного потока	$6,607 \times 10^{-5}$	$8,8859 \times 10^{-5}$
3	Воспроизведение дебитов газа и жидкости в зависимости от управляющих параметров ГСС и параметров штуцера	$6,1205 \times 10^{-5}$	$3,1564 \times 10^{-4}$

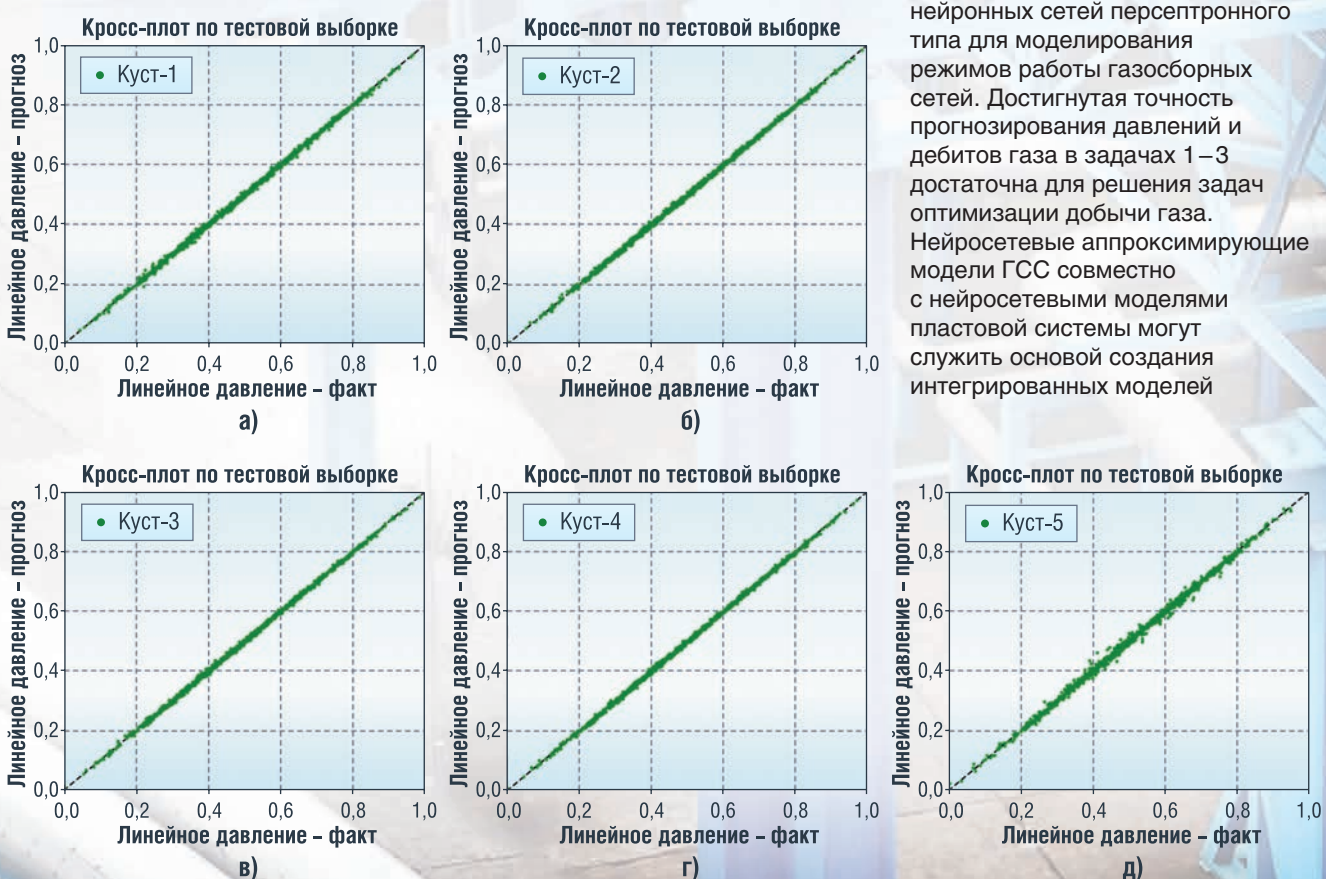
РИСУНОК 5. Результаты прогнозирования нейронной моделью тестовых режимов по кустам. Нейронная модель № 1:

а) Куст-1; б) Куст-2; в) Куст-3; г) Куст-4; д) Куст-5



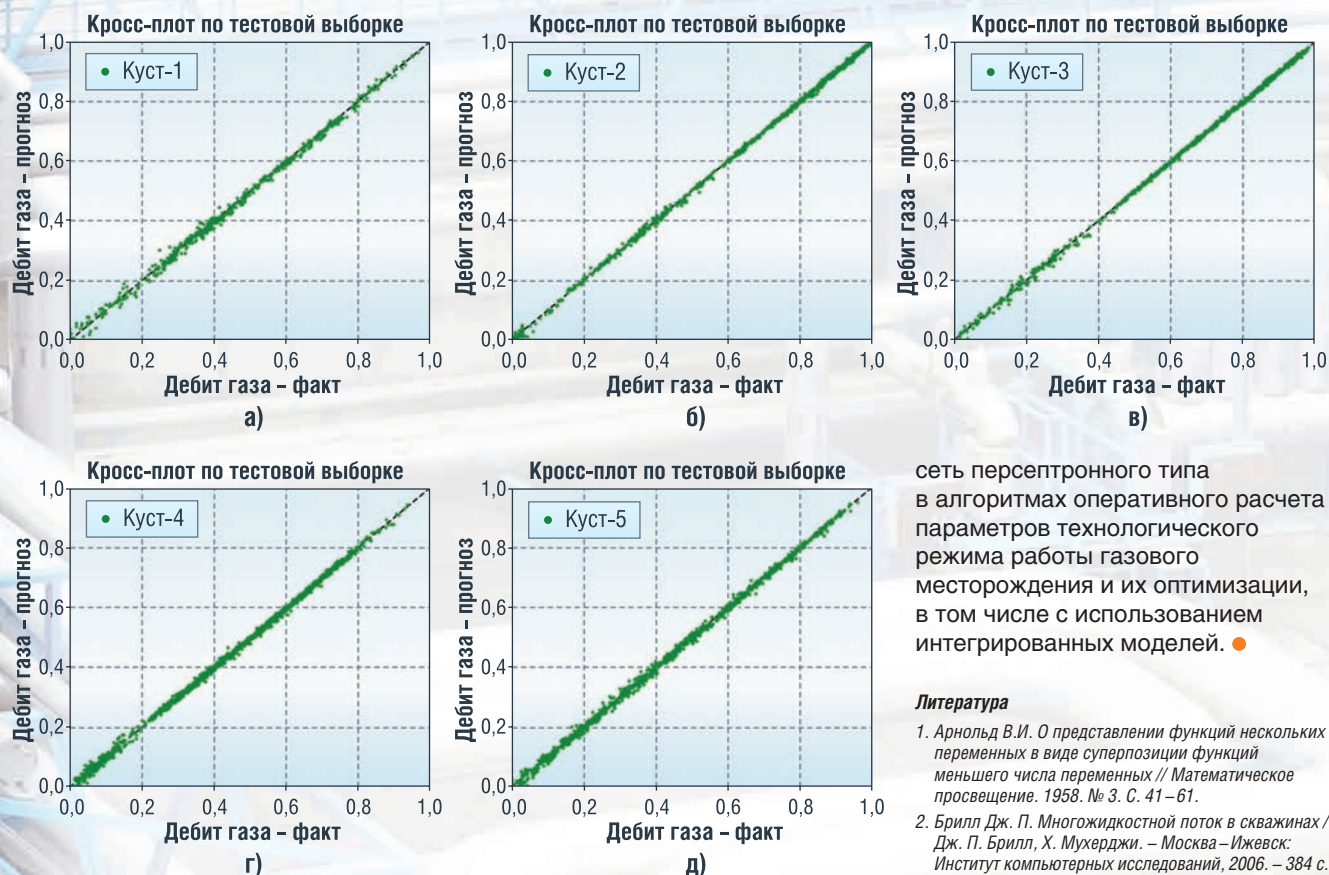
Дебиты скважин изменялись за счет изменения диаметров штуцеров. На ряде режимов происходила остановка скважин и кустов за счет передавливания, что усложняло процесс обучения и привело к некоторому снижению точности прогнозирования. Максимальная ошибка по дебиту газа на тестовой выборке не превышает 5 % и составляет примерно 10 тыс. м³/сут. Наибольшую ошибку прогнозирования имеют кусты № 1 и № 5 (см. рис. 1), это связано с остановками скважин на этих кустах.

РИСУНОК 6. Результаты прогнозирования нейронной моделью тестовых режимов по кустам. Нейронная модель № 2: а) Куст-1; б) Куст-2; в) Куст-3; г) Куст-4; д) Куст-5



Полученные результаты указывают на возможность использования нейронных сетей персептронного типа для моделирования режимов работы газосборных сетей. Достигнутая точность прогнозирования давлений и дебитов газа в задачах 1–3 достаточна для решения задач оптимизации добычи газа. Нейросетевые аппроксимирующие модели ГСС совместно с нейросетевыми моделями пластовой системы могут служить основой создания интегрированных моделей

РИСУНОК 7. Результаты прогнозирования нейронной моделью тестовых режимов по кустам. Нейронная модель № 3:
а) Куст-1; б) Куст-2; в) Куст-3; г) Куст-4; д) Куст-5



месторождения, что за счет высокой скорости расчетов позволит решать задачи оптимизации.

Для сравнения времени расчета нейронной модели и гидравлической модели газосборной сети, построенной в дизайнере сетей ПО tNavigator, был проведен расчет 300 режимов на модели из задачи № 3. Время расчета 300 режимов нейронной моделью составило 5,4 минуты. Аналогичные расчеты, проведенные на модели газосборной сети, потребовали 62 минуты, что в 11,5 раза больше, чем при использовании нейронной модели. На более сложных сетях расхождение времени расчета будет более существенным.

Выводы

Высокая точность и скорость расчета делает искусственную нейронную сеть актуальным инструментом для прогнозирования технологического режима и его оптимизации.

Рассмотрен метод прогнозирования параметров работы газосборной сети с помощью искусственных нейронных сетей. В расчетах использовалась полносвязная нейронная сеть – многослойный персептрон.

Скорость расчета у искусственной нейронной сети превышает скорость вычисления моделей газосборной сети на порядок и более. Достигнутая точность прогнозирующей способности искусственной нейронной сети (наибольшая ошибка не превышает 5%) в широком диапазоне параметров добычи и высокая скорость расчета позволяет использовать обученную нейронную

ФАКТЫ

Нейросетевые
аппроксимирующие
модели ГСС

совместно
с нейросетевыми
моделями пластовой
системы могут служить
основой создания
интегрированных моделей
месторождения, что
за счет высокой скорости
расчетов позволит решать
задачи оптимизации

сеть персептронного типа в алгоритмах оперативного расчета параметров технологического режима работы газового месторождения и их оптимизации, в том числе с использованием интегрированных моделей. ●

Литература

1. Арнольд В.И. О представлении функций нескольких переменных в виде суперпозиции функций меньшего числа переменных // Математическое просвещение. 1958. № 3. С. 41–61.
2. Брилл Дж. П. Многожидкостный поток в скважинах / Дж. П. Брилл, Х. Мухерджи. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.
3. Горбань А.Н. Обобщенная аппроксимационная теорема и вычислительные возможности нейронных сетей // Сибирский журнал вычислительной техники. 1998. Т. 1, № 1. С. 11–24.
4. Колмогоров А.Н. О представлении непрерывных функций нескольких переменных в виде суперпозиции непрерывных функций одного переменного. Докл. АН СССР, 1957. Т. 114, № 5. С. 953–956.
5. Хайкин Саймон Нейронные сети: полный курс: перевод с английского / С. Хайкин 2-е издание. Москва: Издательский дом «Вильямс», 2006. – 1104 с. – ISBN 5-8459-0890-6 (рус.).
6. Шолле-Франсуа Ф. Глубокое обучение на Python / Ф. Шолле-Франсуа. – Санкт-Петербург: Питер, 2018. – 400 с. (Серия «Библиотека программиста»). ISBN 978-5-4461-0770-4.
7. Jones, L.G. Use of Short Term Multiple Rate Flow Tests to Predict Performance of Wells Having Turbulence / L.G. Jones, E.M. Blount, O.H. Glaze – DOI: 10.2118/6133-MS // SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 1976.
8. Stone M.N. The generalized Weierstrass approximation theorem. Math. Mag., 1948. V. 21. PP. 167–183, 237–254.
9. Vershinin V.E. Neural network as a tool for predicting and controlling the technological regime of production wells / Vershinin V.E., Ponomarev R.Y., Strekalov A.V. – DOI: 10.2118/201937-MS // В сборнике: Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2020.
10. Vershinin V.E. Long-Term Forecasting and Optimization of Non-Stationary Well Operation Modes Through Neural Networks Simulation / Vershinin V.E., Ponomarev R.Y. – DOI: 10.2118/206529-MS // Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2021.
11. Zhang K., The prediction of reservoir production based proxy model considering spatial data and vector data / K. Zhang, X. Wang, X. Ma, et al. – DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109694 // J. Petrol. Sci. Eng., 2022.

KEYWORDS: artificial intelligence, artificial neural network, integrated modeling, gas gathering network.



ТНГ-Групп – один из лидеров на рынке нефтесервисных услуг

НАМ ОТКЛИКАЕТСЯ ЗЕМЛЯ

Основные направления деятельности

Геологоразведочные работы

- Полевая сейсморазведка 2D, 3D/3C; 4D
- Сейсморазведочные работы в транзитных зонах 2D, 3D, 4D
- Морская сейсморазведка 2D, 3D, 4D
- Скважинная сейсморазведка
- Полевые гравиразведочные работы
- Полевые магниторазведочные работы
- Полевые электроразведочные работы
- Геохимические исследования

Геология

- Обработка сейсмических данных и интерпретация
- Анализ геолого-геофизической информации
- Переинтерпретация
- Построение геологических моделей

Промыслово-геофизические работы

- Геофизические исследования в скважинах (ГИРС; MWD/LWD; ПВР; ГДИС; ГТИ)

Производство оборудования и аппаратуры

- Изготовление специализированного оборудования

География деятельности

Российская Федерация, ближнее и дальнее зарубежье

Компания готова проводить работы в любых климатических условиях и предоставлять материал для успешного освоения и эксплуатации нефтегазовых месторождений в оптимальные сроки

ПРИМЕНЕНИЕ АНАЛИТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПЛАСТА, СКВАЖИНЫ И ГАЗОСБОРНОЙ СЕТИ

для обоснования технологического режима работы системы газодобычи



**Грачева
Светлана Камиловна**

эксперт по разработке,
ООО «Тюменский нефтяной
научный центр»,
заведующий базовой кафедрой
ООО «ТННЦ»,
ФГБОУ ВО «Тюменский
индустриальный университет»,
к.т.н., доцент



**Воронкова
Любовь Николаевна**

главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной
научный центр»,
доцент базовой кафедры
ООО «ТННЦ»,
ФГБОУ ВО «Тюменский
индустриальный университет»,
к.ф.-м.н.



**Лазаренко
Алена Сергеевна**

магистрант,
ФГАОУ ВО «Тюменский
государственный
университет»

В СЛОЖНОЙ СИСТЕМЕ ГАЗОДОБЫЧИ И МЕЖПРОМЫСЛОВОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРИНЯТИЮ РЕШЕНИЙ ПОЗВОЛЯЕТ РАЗДЕЛИТЬ АЛГОРИТМЫ ОПТИМИЗАЦИИ НА ОТДЕЛЬНЫЕ ВЗАИМОСВЯЗАННЫЕ ПОДЗАДАЧИ. ОДНИМ ИЗ ВОЗМОЖНЫХ ИНСТРУМЕНТОВ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ СКВАЖИН И ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ ЯВЛЯЮТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ АНАЛИТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ «ПЛАСТ-СКВАЖИНА-ГАЗОСБОРНАЯ СЕТЬ». АНАЛИТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ПОЗВОЛЯЮТ ПРОВОДИТЬ ЭКСПРЕСС РАСЧЕТЫ ДЛЯ ОПТИМАЛЬНОГО ВЫБОРА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ. В РАБОТЕ РЕАЛИЗОВАН АЛГОРИТМ ВЫЧИСЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ СИСТЕМЫ «ПЛАСТ-СКВАЖИНА-ГАЗОСБОРНАЯ СЕТЬ» НА ОСНОВЕ АНАЛИТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ. ЗАДАЧА ОПТИМИЗАЦИИ С ПОИСКОМ ГЛОБАЛЬНОГО МАКСИМУМА/МИНИМУМА РЕШЕНА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ АЛГОРИТМА ГРУППОВОГО КОНТРОЛЯ

IN A COMPLEX MULTILEVEL HIERARCHICAL SYSTEM OF GAS PRODUCTION, AN INTEGRATED APPROACH TO DECISION-MAKING MAKES IT POSSIBLE TO DIVIDE OPTIMIZATION ALGORITHMS INTO SEPARATE INTERRELATED SUBTASKS. ONE OF THE POSSIBLE TOOLS FOR OPTIMIZING THE OPERATION OF WELLS AND A GAS TRANSPORTATION SYSTEM IS THE USE OF ANALYTICAL MODELS OF "RESERVOIR-WELL-GAS COLLECTION NETWORK". ANALYTICAL MODELS ALLOW QUICK COMPUTATIONS FOR THE OPTIMAL CHOICE OF OPERATION CONDITIONS. THE STUDY IMPLEMENTS AN ALGORITHM FOR COMPUTING THE OPTIMIZATION OPERATION CONDITIONS OF THE "RESERVOIR-WELL-GAS COLLECTION NETWORK" SYSTEM BASED ON ANALYTICAL MODELS. THE OPTIMIZATION PROBLEM WITH THE SEARCH FOR A GLOBAL MAXIMUM/MINIMUM IS SOLVED USING A GROUP CONTROL ALGORITHM

Ключевые слова: ГСС, модель пласта, модель скважины, оптимизация технологических режимов.

В настоящее время в среде специалистов принято, что при разработке газовых и газоконденсатных месторождений необходимо создавать интегрированную модель месторождения, описывающую весь период добычи углеводородов в согласии с иерархией системы. В идеале интегрированная модель должна содержать максимальное количество моделей: от модели пласта до экономической модели (модель пласта, модель скважины, модель ГСС, модель УКПГ+ДКС, экономическая модель), объединенные интегратором модели. Интегрированный подход к моделированию позволяет полностью охватывать всю производственную цепочку добычи углеводородов. Полноценная динамическая интегрированная модель (ПДИМ) в полном объеме должна содержать: модель пласта, модели скважин, модели ГСС, модель ДКС, модель комплекса подготовки, фактические и модельные показатели разработки.

Построение всей цепочки интегрированного моделирования в полном цикле с полномасштабными моделями является очень трудоемким процессом, требующим большого объема данных. В схему создания и адаптации ПДИМ входят различные исходные данные, которые содержат: геологическую модель, энергетику пласта, РVT, ГИС, ПГИ, ГДИ, ГКИ, КВД, конструкцию скважин, конфигурацию ГСС, схему

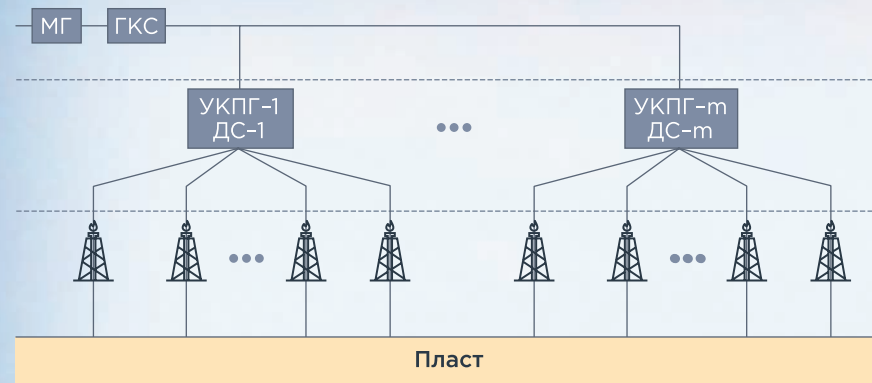
ФАКТЫ «Групповой контроль»

позволяет распределять значение общей групповой добычи по скважинам пропорционально значениям их продуктивности

и характеристики ДКС, схемы подготовки УВ, технологические режимы работы скважин: забойные и устьевые давления, расходы по каждой фазе, значение температуры на каждом узле и т.д. Объединение моделей в единую модель происходит на основе интегратора моделей с построением архитектуры, в которой указано, какие модели входят в состав ПДИМ. Для каждой из моделей ПДИМ с учетом поставленных задач выбирается инструмент и сложность модели пласта, скважины, сети сбора, ДКС, подготовки.

В работе показано альтернативное решение для упрощенного интегрированного моделирования газовых объектов на краткосрочные и долгосрочные периоды прогнозирования. Инструмент для формирования и оптимизации технологического режима работы скважин разработан на языке Python с алгоритмом решения на основе аналитических моделей.

РИСУНОК 1. Структура трехуровневой иерархической системы газодобычи



Поиск оптимизации режима работы газопровода осуществляется по одному из следующих критериев:

- максимизация добычи газа $\sum_{i=1}^k q_i \Rightarrow \max$;
- максимизация давлений газа на входах в МГ $\sum_{i=1}^k P_i \Rightarrow \max$;
- распределение фиксированного отбора газа между УКПГ и скважинами.

Целью данной работы является разработка программного приложения с уникальной архитектурой, содержащей собственную структуру данных и собственный интерфейс с расчетным ядром, содержащим алгоритмы решения по определению технологических режимов работы многоуровневой системы добычи на газовых месторождениях с применением аналитических моделей (рисунок 1).

Разработка алгоритма в согласии с иерархией системы газодобычи опирается на задачи:

- фильтрация газа внутри пласта к забою скважины и движение по стволу скважины;
- гидравлическое движение в шлейфах сбора газа к УКПГ и регулирующих штуцерах;
- стационарное движение газа по межпромысловому коллектору;
- оптимизация добычи газа по критерию максимального давления газа на входах в магистральный газопровод (МГ) и режимы работы скважин, ограниченные групповым контролем по дебиту.

В связи с тем, что поиск глобального максимума/минимума при решении задач оптимизации в сложной иерархической системе ПДИМ является непростой многопараметрической задачей, для решения которой требуются большие вычислительные мощности, специалисты ограничили нечеткое множество решений диапазоном, полученным из ограничений физики пласта и продуктивности скважин по аналогии опции «группового контроля» при гидродинамическом моделировании пласта. Опция «группового контроля» по скважинам на месторождениях используется для управления групповой добычей или закачкой скважин. Алгоритм группового контроля позволяет

распределять значение общей групповой добычи по скважинам пропорционально значениям их продуктивности. Физический смысл «группового контроля» для распределения общей добычи газа от куста по скважинам позволяет распределять значение расходов газа по скважинам в зависимости от их продуктивности, сохраняя общую депрессию на скважинах постоянной, избегая резкого падения давления в призабойных зонах отдельных скважин. В работе показано, что использование алгоритма «группового контроля» является упрощением для поиска глобального максимума/минимума, потому что заведомо позволяет с точки зрения физики регулировать и управлять работой куста оптимально, исходя из физических мощностей скважины и призабойной зоны пласта.

Постановка задачи

Для первого уровня системы приток газа к забою и его движение по стволу скважины описаны уравнениями [1]:

$$p_{\text{пласт}}^2 - p_{\text{заб}}^2 = A_i * q_i + B_i * q_i^2 \quad (1)$$

$$p_{\text{заб}}^2 - p_{\text{уст}}^2 * \exp(2 * S_i) = \theta_{Ci} * q_i^2 \quad (2)$$

$$S_i = 0,03415 \frac{\rho * L_i}{T_{Cpi} * Z_{Cpi}} \quad (3)$$

где $p_{\text{пласт}}$, $p_{\text{заб}}$, $p_{\text{уст}}$ соответственно пластовое, забойное и устьевое давление i -ой скважины;

A_i , B_i — коэффициенты фильтрационных сопротивлений;

РИСУНОК 2. Схема вычисления множителя для забойного давления



Множитель для увеличения забойного давления:

$$K_1 = \frac{1q}{1q+3q+2q+2,5q+1,5q} = 0,1$$

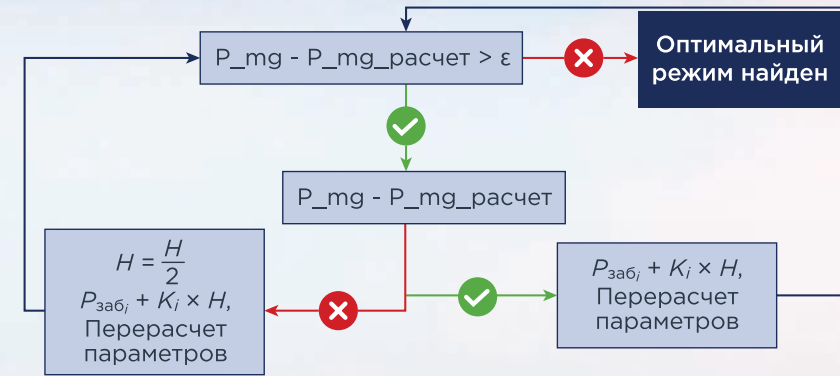
$$K_2 = \frac{3q}{1q+3q+2q+2,5q+1,5q} = 0,3$$

$$K_3 = \frac{2q}{1q+3q+2q+2,5q+1,5q} = 0,2$$

$$K_4 = \frac{1,5q}{1q+3q+2q+2,5q+1,5q} = 0,15$$

$$K_5 = \frac{2,5q}{1q+3q+2q+2,5q+1,5q} = 0,25$$

РИСУНОК 3. Схема алгоритма бинарного поиска забойных давлений



θ_{Ci} — коэффициент сопротивления при движении газа по стволу скважины;

ρ — относительная плотность газа по воздуху;

L_i — глубина скважины;

T_{Cpi} — средняя абсолютная температура газа в стволе скважины;

Z_{Cpi} — средний коэффициент сжимаемости газа.

Второй уровень иерархии системы газодобычи описан уравнениями движения газа в шлейфах и регулирующих штуцерах:

$$p_{\text{уст}}^2 - p_{\text{ши}}^2 = \theta_{\text{ши}} * q_i^2 \quad (4)$$

$$p_{\text{ши}}^2 - p_{\text{вх}j}^2 = \theta_{ri} * q_i^2 \quad (5)$$

$$p_{\text{вх}j}^2 = p_{\text{вх}j}^2 - \Delta p_j^2 \quad (6)$$

где $p_{\text{ши}}$, $p_{\text{вх}j}$ — давление газа в шлейфе после штуцера и на входе j -ой УКПГ; $\theta_{\text{ши}}$, θ_{ri} — коэффициент сопротивления при движении газа через штуцер и в шлейфе; Δp_j — потери давления в обвязках и на технологическом оборудовании j -ой УКПГ.

Для стационарного движения газа по межпромысловому коллектору уравнения выглядят следующим образом:

$$p_{\text{н}j}^2 - p_{\text{к}j}^2 = \lambda_j * q_j * |q_j|, \quad j = \overline{1, L} \quad (7)$$

$$\lambda_j = \frac{\lambda_j * \rho * T_{Cpj} * Z_{Cpj} * L_j}{(0,326 * 10^{-3} * D_j^{2,5})^2} \quad (8)$$

где λ_j — коэффициент гидравлического трения;

L_j — длина линейного участка; D_j — внутренний диаметр трубы; ρ — относительная плотность газа по воздуху;

T_{Cpj} — средняя абсолютная температура газа в стволе скважины; Z_{Cpj} — средний коэффициент сжимаемости газа.

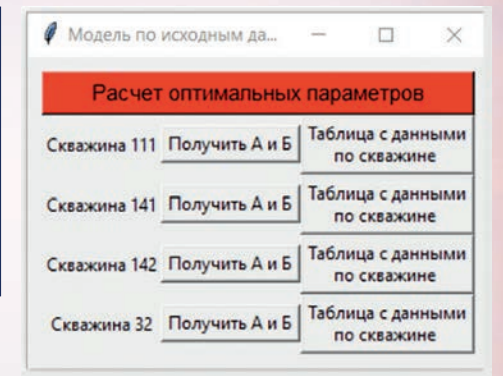
Решение задачи оптимизации

Модель призабойной зоны пласта определяется через коэффициенты фильтрационного сопротивления, которые получены с помощью преобразования уравнения (1):

$$p_{\text{пласт}}^2 - p_{\text{заб}}^2 = A_i * q_i + B_i * q_i^2 |q_i| \quad (9)$$

$$\frac{(p_{\text{пласт}}^2 - p_{\text{заб}}^2)}{q_i} = A_i + B_i * q_i$$

РИСУНОК 4. Интерфейс программы



ФАКТЫ Программная реализация решения

позволяет автоматически вычислять технологические режимы работы скважин для любого значения давления в конечной точки ГСС

Графический способ решения уравнения (9) позволяет определить для каждой скважины коэффициент фильтрационного сопротивления A как значение пересечения линии (9) с осью ординат, коэффициент фильтрационного сопротивления B определяются как тангенс угла наклона линии, описывающей уравнение (9).

Найденные значения коэффициентов A и B для каждой скважины будут определять модель пласта. При анализе режимов работы скважин и изменении дебитов и давлений в динамике, найденные коэффициенты будут иметь небольшую вариацию и требуют усреднения.

Коэффициент сопротивления при движении газа по стволу скважины определяется из выражения (2):

$$\theta_{Ci} = \frac{p_{\text{забойное}}^2 - p_{\text{устьевое}}^2 * \exp(2 * S_i)}{q_i^2} \quad (10)$$

Коэффициент сопротивления движения газа в штуцерах (4):

$$\theta_{\text{ши}} = \frac{p_{\text{устьевое}}^2 - p_{\text{ши}}^2}{q_i^2} \quad (11)$$

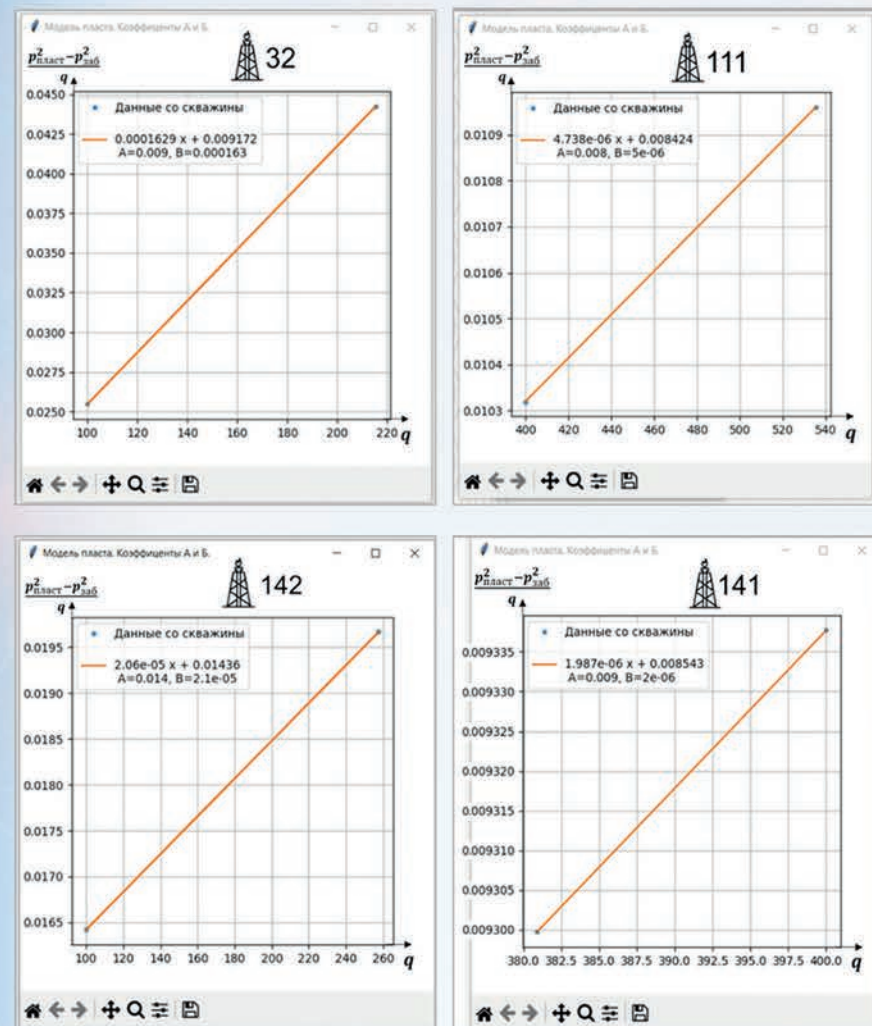
Коэффициент сопротивления движения газа в шлейфах (5):

$$\theta_{ri} = \frac{p_{\text{ши}}^2 - p_{\text{вх}j}^2}{q_i^2} \quad (12)$$

Динамические значения фактических режимов работы скважин и ГСС позволяют наблюдать изменения коэффициентов сопротивления от времени, но для определения модели скважины и модели УКПГ и ГСС принято решение брать усредненные значения коэффициентов.

Алгоритм группового контроля скважин по дебиту использован в задаче с двумя этапами (рисунок 2).

РИСУНОК 5. Окно определения коэффициентов А и В: а) для скважины 32, б) для скважины 111, в) для скважины 142, г) для скважины 141



Алгоритм бинарного поиска для определения оптимального значения забойного давления схематично представлен на рисунке 3.

Результаты работы программы

Важно отметить, что для корректной работы программы разработана структура данных загрузки входных параметров и их анализа. Интерфейс программы представлен на рисунке 4.

Программная реализация решения позволяет автоматически вычислять технологические режимы работы скважин для любого значения

РИСУНОК 6. Интерфейс отображения значений забойных, устьевых давлений и расходов по скважинам

	P _{zab_opt}	P _{yst_opt}	Добыча q
Скважина 111	58.1	57.12	579.52
Скважина 141	58.12	57.15	654.85
Скважина 142	56.99	56.03	356.98
Скважина 32	55.65	54.72	211.88
P _{pl}	63.4		

ФАКТЫ

Алгоритм расчета

использует упрощенную интегрированную модель

давления в конечной точке ГСС. Коэффициенты фильтрационных сопротивлений А и В из модели представлены на рисунке 5.

Результатом работы программы является рекомендованные режимы забойных и устьевых давлений по скважинам и значение дебита (рисунок 6).

Заключение

Полученное решение позволяет находить оптимальный режим работы сложной системы газодобычи с помощью аналитических моделей ее элементов (пласт, скважина, газосборная сеть).

В алгоритме расчета использована упрощенная интегрированная модель. Решение включает три уровня моделирования: притока газа к забою и его движения по стволу скважины, течения газа в шлейфах и регулирующих штуцерах и стационарного движения газа по межпромысловому коллектору.

Особенность полученного решения основана на применении метода группового контроля по дебиту, что позволяет сужать поиск оптимизационного решения, ограничиваясь физическим потенциалом скважин.

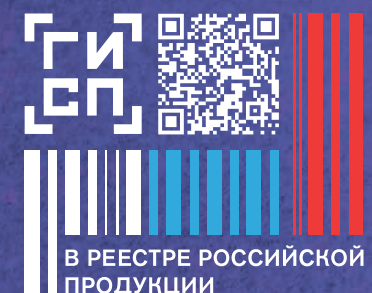
Решение запрограммировано на языке Python в виде готового приложения с собственной структурой данных и визуализацией. ●

Литература

- Алтуниев А.Е., Семухин М.В. Модели и алгоритмы принятия решений в нечетких условиях: Монография. Тюмень: Издательство Тюменского государственного университета, – 2000. – 352 с.
- Иванов И.И. Оптимизация технологических режимов работы скважин и газотранспортной системы. Москва: Издательство «Нефть и газ». – 2017. – 280 с.
- Сидоров А.С. Математические методы оптимизации в нефтегазовой промышленности. Москва: Издательская группа «ЛЭКСИС». – 2019. – 200 с.
- Чукчов А.А. Аналитические модели системы пласт-скважина-газосборная сеть. Журнал «Нефтегазовая промышленность». – 2015, – том 10, – № 3. – С. 45–56.
- Connor, M., Smith, S. J., & White, A. J. (2010). Estimating and mitigating global methane emissions associated with natural gas systems. Environmental Science & Technology, 44 (19), 8039-8045.
- International Association of Oil & Gas Producers. (2010). Guidelines for the Management of Safety Critical Elements.

KEYWORDS: gas collection system; reservoir model; well model; optimization of operation conditions.

МИРТЕК®



В РЕЕСТРЕ РОССИЙСКОЙ ПРОДУКЦИИ

РОССИЙСКОЕ
ПРОИЗВОДСТВО

УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ И ДИАФРАГМЕННЫЕ ПРИБОРЫ УЧЁТА ГАЗА

- ✓ Соответствуют требованиям ООО «ГАЗПРОМ МЕЖРЕГИОНГАЗ»
- ✓ Сертифицированы в системе ГАЗСЕРТ
- ✓ Соответствуют ПП РФ №719 и ПП РФ №878
- ✓ Сертифицированы по ТР ТС 012/2011 (взрывозащита)



Интеграция
с ИУС ЦИФРА



Сертификация
по ТР ТС 012/2011
(взрывозащита)

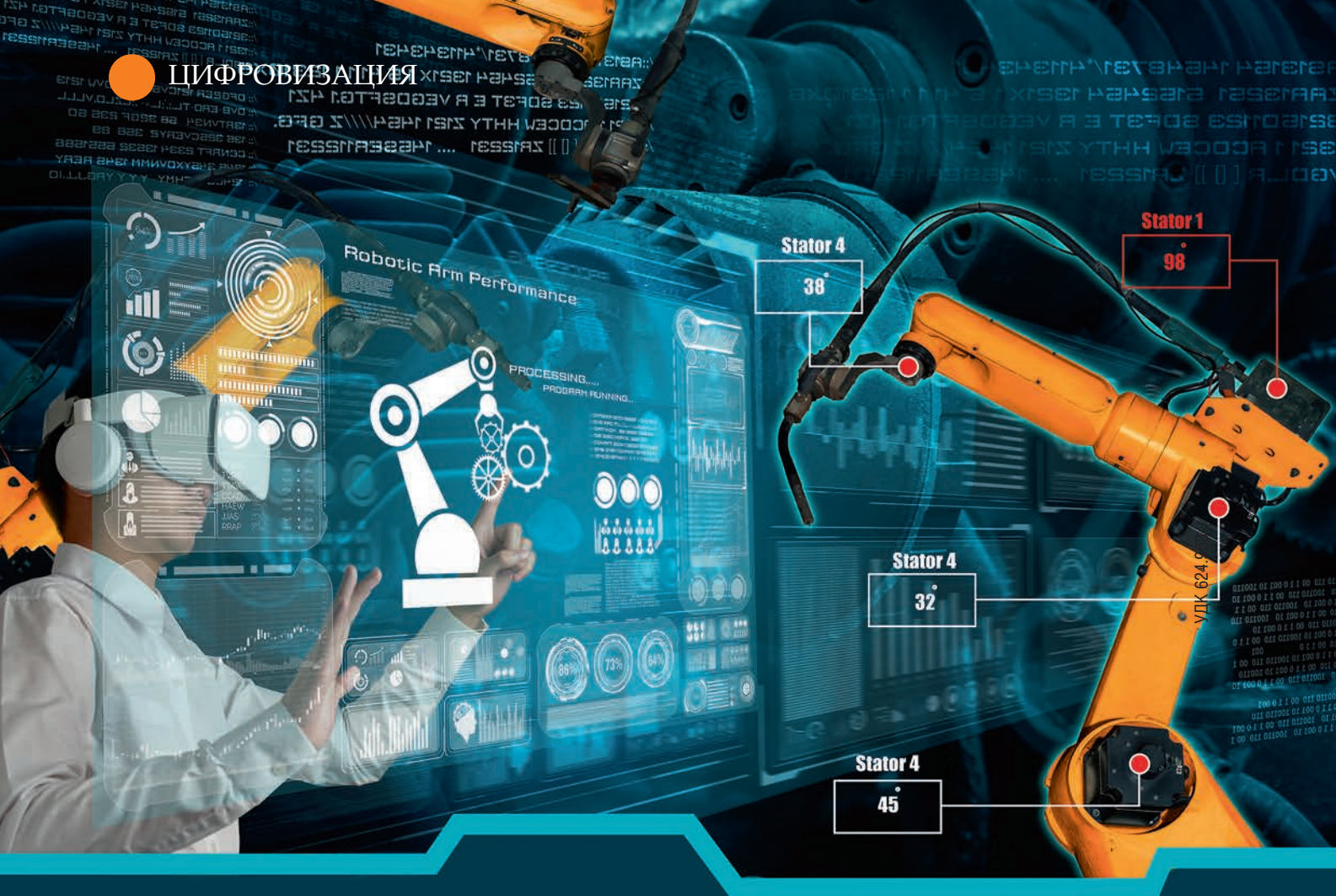


Возможность подключения
датчиков СО и СН₄



Поддержка GSM/GPRS/NB-IoT,
LTE и RF433





АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: как ИОТ и цифровые технологии меняют стандартные практики

В СОВРЕМЕННОМ МИРЕ НЕФТЯНОГО БИЗНЕСА ВНЕДРЕНИЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ КАРДИНАЛЬНО МЕНЯЕТ ПОДХОДЫ К ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТАКИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОЗВОЛЯЕТ ЗНАЧИТЕЛЬНО СНИЗИТЬ ЗАТРАТЫ НА ДОБЫЧУ, ПЕРЕРАБОТКУ И ТРАНСПОРТИРОВКУ НЕФТИ. ЭТО ПРИВОДИТ К ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ И, КАК СЛЕДСТВИЕ, УВЕЛИЧЕНИЮ ОБЩЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ХОЗЯЙСТВОВАНИЯ. СИСТЕМА «УМНОГО» МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ ЕДИНУЮ ПЛАТФОРМУ ДЛЯ СБОРА И АНАЛИЗА ДАННЫХ ИЗ РАЗЛИЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ, ТАКИХ КАК ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ, ИНЖЕНЕРНЫЕ МОДЕЛИ И СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ. ЭТИ ДАННЫЕ, А ТАКЖЕ ИНСТРУМЕНТЫ ДЛЯ АНАЛИЗА ФИНАНСОВЫХ АСПЕКТОВ ПОМОГАЮТ НЕФТЯНЫМ КОМПАНИЯМ ДОСТИГАТЬ ЗНАЧИТЕЛЬНЫХ УСПЕХОВ В ПОВЫШЕНИИ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ

IN THE MODERN WORLD OF THE OIL BUSINESS, THE INTRODUCTION OF INFORMATION TECHNOLOGY IS RADICALLY CHANGING APPROACHES TO HYDROCARBON PRODUCTION. THE USE OF SUCH TECHNOLOGIES MAKES IT POSSIBLE TO SIGNIFICANTLY REDUCE THE COSTS OF OIL EXTRACTION, REFINING AND TRANSPORTATION. THIS LEADS TO AN INCREASE IN THE QUALITY OF MANAGEMENT DECISIONS AND, AS A RESULT, AN INCREASE IN THE OVERALL EFFICIENCY OF MANAGEMENT. THE SMART DEPOSIT SYSTEM IS A SINGLE PLATFORM FOR COLLECTING AND ANALYZING DATA FROM VARIOUS SOURCES, SUCH AS GEOLOGICAL, ENGINEERING MODELS AND MANAGEMENT SYSTEMS. THIS DATA, AS WELL AS TOOLS FOR ANALYZING FINANCIAL ASPECTS, HELP OIL COMPANIES ACHIEVE SIGNIFICANT SUCCESS IN IMPROVING PRODUCTIVITY AND SAFETY

Ключевые слова: автоматизация, эффективность, инновации, интеграция, нефтяная отрасль, технологии.

УДК 004

Чурсин
Вадим Сергеевич

Тураев
Дамир Ренатович

группа ДННГБ 21,
кафедра разработки нефтяных
и газовых месторождений,
ФГБОУ ВО Астраханский
государственный технический
университет

Внедрение информационных технологий в производственную сферу становится важнейшей составляющей для повышения конкурентоспособности. Стремительное развитие технологий требует от компаний принятия комплексных решений. Нередко функциональные ИТ-отделы организаций сталкиваются с задачами, которые включают как создание инфраструктуры для хранения и обработки данных, так и автоматизацию процессов, что позволяет сократить время на выполнение операций и минимизировать человеческие ошибки.

Однако успешное внедрение инновационных технологий требует от менеджмента ясного понимания стратегических целей, финансовых ресурсов и стабильности, на которой строится данная интеграция. Не стоит забывать, что правильный выбор системы и ее адаптация к специфике конкретного предприятия играют решающую роль в успешности цифровой трансформации.

На рынке представлено множество программных решений, направленных на оптимизацию производственных процессов. Каждая из систем имеет уникальные функции, соответствующие требованиям конкретной отрасли. Это создает определенные трудности для выбора подходящего программного обеспечения, поскольку необходимо учитывать особенности работы каждой компании.

Системы SCADA являются одними из наиболее распространенных технологий в нефтегазовой отрасли, способствующие улучшению мониторинга и контроля производственных процессов. Эти решения позволяют получать оперативную информацию о работе системы, что приводит

к улучшению управления. При этом важно тщательно проверять совместимость новых технологий с имеющимися аппаратными и программными средствами, чтобы минимизировать риски и обеспечить бесперебойную работу. Это особенно актуально для нефтегазовой отрасли, где надежность и стабильность работы критически важны в сложных условиях эксплуатации.

Качество программного продукта и его автоматизированных решений становится все более важным аспектом, поскольку от этого зависит не только продуктивность, но и безопасность всех процессов. Каждое решение должно отвечать современным требованиям и обеспечивать устойчивость к сбоям, это крайне актуально для высокорисковых проектов, таких как нефтегазовые разработки. Поэтому выбор программного обеспечения требует тщательной проверки и выбора надежных, проверенных инструментов.

Технические требования для проектирования, создания и внедрения новых технологий и решений в нефтегазовом секторе становятся ключевыми документами с обязательным соблюдением норм. Эффективность целевых процессов возможна только при учете изменчивости внешних факторов и внутренних структур, влияющих на производительность.

Одним из самых перспективных направлений автоматизации является внедрение управлением жизненным циклом продукта в нефтегазовой сфере. Этот подход позволяет систематизировать данные на всех этапах жизненного цикла объекта

Например, это может быть задача повышения объемов добычи, снижения потерь или оптимизации управления. Увеличивая количественные результаты, важно помнить о реальных потребностях, среди которых особую значимость имеют разработки в области интеллектуальных систем, что становится актуальным исследованием и предметом обсуждения в отрасли.

С учетом современных трендов можно с уверенностью предположить, что в ближайшие

десять-пятнадцать лет интеллектуальные месторождения станут неотъемлемой частью нашей жизни. Многие ведущие компании активно работают в этом направлении, создавая цифровые модели разработки и эксплуатации месторождений, известные как ЦМРМ.

Данная система представляет собой централизованное хранилище данных, обеспечивающее актуальность и полноту информации о месторождении. Оно включает в себя схемы, планы и другую критически важную информацию. Благодаря регулярным обновлениям пользователи всегда имеют доступ к самой свежей информации о состоянии инфраструктуры месторождения.

Цифровые модели играют важную роль в процессах управления, позволяя пользователям анализировать данные и принимать обоснованные решения. Они способствуют долгосрочному планированию и оценке экономической эффективности проектов.

ЦМОЕМ активно используется на этапах проектирования Тевлинско-Русскинского и Южно-Ягунского месторождений. Но для достижения максимальной результативности в нефтегазовой индустрии, необходимо уделить внимание автоматизации процессов.

В частности, одним из самых перспективных направлений автоматизации является внедрение PLM (управление жизненным циклом продукта) в нефтегазовой сфере.

Этот подход позволяет систематизировать данные на всех этапах жизненного цикла объекта. На этапе проектирования создается информационная модель, позволяющая собирать, организовывать и передавать информацию о проекте всем участникам процесса, что

значительно увеличивает эффективность взаимосвязи между ними и минимизирует вероятность возникновения ошибок.

Современный рынок нефтегазовой отрасли демонстрирует, что вопросы безопасности и управления чрезвычайными ситуациями имеют первостепенное значение, и это совершенно не случайно. Использование высокотехнологичных и рискованных методов добычи углеводородов требует постоянного мониторинга и контроля, поскольку даже малейшие неточности могут привести к серьезным авариям. Эта проблема актуальна не только для России, но и для многих стран мира.

Для повышения уровня безопасности в нефтегазовой отрасли активно внедряются IT-решения, направленные на минимизацию последствий ЧС. В частности, можно выделить два направления, способствующие эффективной профилактике и быстрому реагированию в сложных ситуациях.

Прежде всего, разработка специализированного комплекса для моделирования и мониторинга технологических процессов становится критически важной. Такой комплекс позволяет осуществлять виртуальное воспроизведение всех операций, обеспечивая мониторинг в реальном времени. Это дает возможность оперативно отслеживать действия персонала и предсказывать возможные сбои на ранних стадиях, предотвращая появление инцидентов.

Создание цифровых копий физических моделей позволяет инженерам оптимизировать процессы, обеспечивая выбор наилучших решений, что ведет к экономии ресурсов и минимизации рисков

Далее, активная реализация систем быстрого реагирования, позволяющих минимизировать последствия инцидентов в рамках IT-процесса, также важна. У сотрудников, работающих в компании, заранее разработаны четкие алгоритмы действий в экстренных ситуациях, что предполагает незамедлительное вмешательство. Такой подход гарантирует быстрое устранение проблем и минимизацию

негативных последствий, в том числе и для безопасности окружающей среды. Это обеспечивает дополнительный уровень защиты и уверенность в том, что внедряемые технологии действительно работают на благо отрасли и общества.

Основополагающим аспектом в данной сфере является подготовка специалистов, обладающих соответствующей квалификацией и навыками работы в условиях возможных нестандартных ситуаций. Крепкая теоретическая основа в сочетании с практическими

Специализированный комплекс для моделирования и мониторинга технологических процессов позволяет осуществлять виртуальное воспроизведение всех операций, обеспечивая мониторинг в реальном времени

навыками поможет им оперативно и грамотно решать проблемы, возникающие в области информационных технологий. В результате это позволит минимизировать негативные последствия от кризисов в данной сфере.

Невозможно не заметить стремительное развитие технологий в нефтегазовой сфере за последние годы. Особенно выделяются передовые решения на основе Интернета вещей и цифровизации, которые кардинально меняют подход к автоматизации процессов.

Эти инновации играют ключевую роль в трансформации всех этапов добычи нефти и газа, начиная от повышения производительности и заканчивая повышением уровня безопасности и снижением негативного воздействия на природу.

Мониторинг работы бурового оборудования, нефтепроводов и прочих критически важных объектов с помощью сенсоров гарантирует актуальность данных о состоянии механизмов. Это дает возможность

компаниям не только осуществлять точный прогноз поломок, но и значительно улучшать производственные процессы.

Создание цифровых копий физических моделей, известных как цифровые двойники, стало важным источником информации для проведения анализа и разработки планов. Это позволяет инженерам радикально оптимизировать различные процессы, обеспечивая выбор наилучших решений, что ведет к экономии ресурсов и минимизации рисков. Кроме

того, аналитические инструменты, позволяющие работать с большими объемами информации и использовать алгоритмы машинного обучения, обеспечивают анализ миллионов параметров, что способствует повышению качества управленческих решений. Следовательно, слияние Интернета вещей (IoT) с цифровыми решениями не просто меняет устоявшиеся методы работы в нефтегазовой области, но и открывает горизонты для улучшения эффективности и надежности в данной сфере. ●

Литература

1. Бородин И.Ф. Автоматизация технологических процессов и системы автоматического управления (ССУЗ) / И.Ф. Бородин. – М.: Колосс, 2006. – 352 с.
2. Брюханов В.Н. Автоматизация производства / В.Н. Брюханов. – М.: Высшая школа, 2005. – 367 с.
3. Ермоленко А.Д. Автоматизация процессов нефтепереработки: Учебное пособие / А.Д. Ермоленко, О.Н. Кашин, Н.В. Лисицын; Под общ. ред. В.Г. Харазов. – СПб.: Профессия, 2012. – 304 с.
4. Ермоленко, А.Д. Автоматизация процессов нефтепереработки / А.Д. Ермоленко, О.Н. Кашин, Н.В. Лисицын и др. – Вологда: Инфраинженерия, 2012. – 304 с.
5. Иванов А.А. Автоматизация технологических процессов и производств: Учебное пособие / А.А. Иванов. – М.: Форум, 2012. – 224 с.
6. Ключев А.С. Автоматизация настройки систем управления / А.С. Ключев, В.Я. Ротач, В.Ф. Кузищин. – М.: Альянс, 2015. – 272 с.

KEYWORDS: oil industry, utomation, efficiency, innovation, integration, technology.

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

Минприроды призывает не бояться за будущее геологоразведки

В Минприроды повысили прогноз по снижению инвестиций в геологоразведочные работы на территории России в 2015 г. до 10 % с ранее предполагавшихся 15 %. По словам министра С. Донского, за первое полугодие 2015 г. отечественные НГК инвестировали в ГРП 143 млрд рублей, при этом на «большую тройку» – Газпром, Роснефть и ЛУКОЙЛ – пришлось более 80 % всех инвестиций.



• Комментарий Neftegaz.RU

В 2025 г. недропользователи инвестируют в разведку углеводородов около 350 млрд руб., государство намерено потратить 10,3 млрд руб. В 2024 году затраты компаний на ГРП составили 344 млрд рублей, а государство вложило 11,1 млрд рублей. В прошлом году Д. Патрушев отмечал, что рост инвестиций со стороны бизнеса за последние десять лет позволил увеличить прирост запасов по наиболее востребованным видам полезных ископаемых. Кроме того, правительство рассчитывает инвестировать средства в государственную геологоразведку, что позволит подготовить к добыче около 60 участков недр. Сумма инвестиций на ближайшие три года составит 50 млрд рублей.



Газпром хочет в начале 2016 г. утвердить бизнес-план по строительству газопровода Северный поток-2

Газпром собирается в январе 2016 г. утвердить бизнес-план и порядок трубных тендеров по проекту МГП Северный поток-2. 4 сентября 2015 г. Газпром подписал соглашение с BASF, E.ON, Engie, OMV и Shell по проекту МГП Северный поток-2, в июне был подписан меморандум о намерениях строительства двух ниток МГП.

• Комментарий Neftegaz.RU

23 августа 2016 г. ЧТПЗ отгрузил первые 3300 тонн труб большого диаметра для строительства газопровода Северный поток-2. К июню 2021 г. газопровод был завершён на 99 %. 29 декабря А. Миллер доложил, что и первая, и вторая нитка полностью готовы к эксплуатации. 26 сентября 2022 г. на двух газопроводах произошли взрывы.



В 2023 г. в СМИ были опубликованы результаты расследования, согласно которым взрывные устройства заложили водолазы ВМС США при поддержке норвежских специалистов. В августе 2025 г. Германия завершила расследование

дела о подрыве Северных потоков заявив, что все диверсанты являются гражданами Украины.

Минэнерго РФ прогнозирует дефицит буровых и комплектующих в условиях санкций Запада

Рост спроса на шельфовое оборудование и комплектующие может привести к их дефициту уже в ближайшем будущем. Дефицит плавучих буровых установок может составить более 20 единиц, запасных частей к ним – более 150 тыс. единиц в год уже через 5 лет. В геологоразведке на шельфе доля российского оборудования составляет менее 1 %. На платформе «Приразломная» – меньше 10 %.

• Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня парк отечественных плавучих буровых установок позволяет производить разведочное и эксплуатационное бурение на российском шельфе за исключением некоторых районов акватории Черного моря, но одной из главных причин низких темпов освоения шельфа является недостаточное количество ПБУ. Для ГРП на шельфе привлекаются зарубежные установки. ПБУ не хватает также для проведения КРС, проблема особенно актуальна для месторождений, оборудованных подводными добычными комплексами, и месторождений с надводным расположением устьев скважин на блок-кондукторах. Процент импортного оборудования и технологий все еще высок, он составляет 60 %, по ряду позиций доходит до 80 %. Нефтесервис зависит от иностранного оборудования на 65–70 %. ●

МАЛОЙ ГЕНЕРАЦИИ – ВАЖНОЕ МЕСТО: технологии распределенной энергетики для нефтегазовых предприятий



**Анвар Флюрович
Рамазанов**

заместитель генерального
директора по
стратегическому развитию
АО «ГТ Энерго»

В УСЛОВИЯХ, КОГДА РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ СМЕЩАЕТСЯ В УДАЛЕННЫЕ РАЙОНЫ, НЕ ОХВАЧЕННЫЕ ЦЕНТРАЛИЗОВАННЫМИ СЕТЯМИ, МАЛАЯ ГЕНЕРАЦИЯ ЗАЧАСТУЮ СТАНОВИТСЯ ЕДИНСТВЕННЫМ РЕШЕНИЕМ ДЛЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ИГРАЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ СКРОМНУЮ РОЛЬ НА ФОНЕ КРУПНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, ОНА ПРИОБРЕТАЕТ КЛЮЧЕВОЕ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТАКИХ ОБЪЕКТОВ. ВАЖНОЕ МЕСТО РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ ОТВОДЯТ И ОСНОВОПОЛАГАЮЩИЕ ДОКУМЕНТЫ: ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ДО 2050 ГОДА И СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ ДО 2042 ГОДА. О ТОМ, ЧТО ЖДЕТ РОССИЙСКУЮ МАЛУЮ ЭНЕРГЕТИКУ В БЛИЖАЙШИЕ ДЕСЯТИЛЕТИЯ, В ПРЕДДВЕРИИ ПМГФ МЫ ПОГОВОРИЛИ С ЗАМЕСТИТЕЛЕМ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА ПО СТРАТЕГИЧЕСКОМУ РАЗВИТИЮ АО «ГТ ЭНЕРГО» АНВАРОМ ФЛЮРОВИЧЕМ РАМАЗАНОВЫМ

IN CONDITIONS WHEN THE DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY IS SHIFTING TO REMOTE AREAS NOT COVERED BY CENTRALIZED NETWORKS, SMALL GENERATION OFTEN BECOMES THE ONLY SOLUTION FOR POWER SUPPLY OF FIELDS. PLAYING BY DEFINITION A MODEST ROLE AGAINST THE BACKGROUND OF LARGE POWER PLANTS, IT ACQUIRES KEY IMPORTANCE FOR THE ENERGY SECURITY OF SUCH FACILITIES. AN IMPORTANT PLACE IS ALSO GIVEN TO DISTRIBUTED GENERATION BY THE FUNDAMENTAL DOCUMENTS: ENERGY STRATEGY UNTIL 2050 AND THE SCHEME FOR THE PLACEMENT OF ENERGY FACILITIES UNTIL 2042. ON THE EVE OF THE SPIGF, WE TALKED ABOUT WHAT AWAITS RUSSIAN SMALL ENERGY IN THE COMING DECADES WITH ANVAR FLYUROVICH RAMAZANOV, DEPUTY GENERAL DIRECTOR FOR STRATEGIC DEVELOPMENT OF GT ENERGO JSC

Ключевые слова: нефтегазовая отрасль, малая генерация, энергоснабжение месторождений, Энергетическая Стратегия, промышленные объекты.

– Анвар Флюрович, сразу несколько программных для энергетической отрасли документов было принято в последнее время. Это и Энергостратегия, и Схема

размещения энергообъектов. В них также уделяется внимание газотурбинным установкам. Какую роль Вы видите для ГТУ малой мощности в энергетике России?

– Отрадно, что малая распределенная генерация больше не вспомогательный или резервный источник, а самостоятельное и весомое звено энергосистемы, определяющее

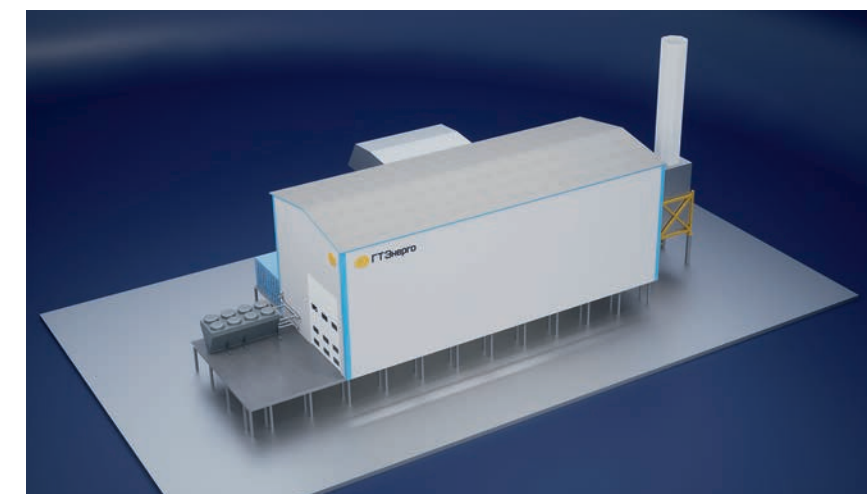
надежность энергоснабжения проблемных направлений. ГТУ малой мощности критически важны для ликвидации перебоев в энергодефицитных районах и для развития нефтегазовой отрасли в удаленных районах, оторванных от сетей. Но их применение шире. Это выгодная альтернатива сетям вне зависимости от региона.

Они могут интегрироваться в сети внутреннего электроснабжения промышленных и коммерческих потребителей. Могут участвовать в разгрузке сетей при квартальной застройке многоэтажными зданиями окрестностей крупных городов и мегаполисов. Кроме того, наши станции работают в когенерационном режиме, обеспечивая не только электроснабжение, но и тепло для прилегающих территорий. Причем эффективность такого решения на порядок выше, чем, например, у отдельно стоящих газовых котельных.

– Вот уже несколько лет страна живет в условиях санкций, а, как известно, импортные газовые турбины занимали большую нишу в российской энергетике. Но есть примеры отечественного турбиностроения, и опыт «ГТ Энерго» в том числе. Ваши газотурбинные установки успешно эксплуатируются уже не один год. Технология, как говорится, доказала свою жизнеспособность. И даже станции самого первого поколения еще в работе, но потом вы запустили второе, третье поколение, а дальше заявили о четвертом. Какие цели ставите от поколения к поколению?

– Прежде всего, повышение надежности и эффективности. В основе всех наших решений – газовые турбины ГТ-009М(МЭ). Суммарно 44 энергоблока, которые сейчас в работе, к сегодняшнему дню наработали более 2,7 млн часов. Второе и третье поколение станций появились с целью повышения эффективности и безопасности.

Заменили механические подшипники на магнитные, отказались от такого элемента, как редуктор, и в целом избавились от масла на станции, что повысило пожаробезопасность объекта и существенно снизило издержки эксплуатации и сервиса.



Энергоблок ГТ-009GT Арктика

А в четвертом поколении мы и вовсе снабдили турбины разработанной нами, полностью отечественной, системой управления магнитным подвесом (СУМП), чем обеспечили независимость от зарубежных партнеров.

– Чем высокотехнологичнее оборудование, тем больше первоначальные инвестиции на старте проекта. Какие механизмы вы используете, чтобы сделать эту историю более привлекательной для заказчиков?

– Мы приняли стратегическое решение, что поставлять свои решения для распределенной генерации будем исключительно в рамках комплексной услуги энергоснабжения. Возможны разные варианты ее реализации, в том числе полностью за счет наших инвестиций, но также и «партнерская схема», где предлагается с заказчиком разделение зон ответственности в проекте. И при такой схеме мы готовы предложить максимальную эффективность в рамках всего жизненного цикла проекта – стоимость энергоресурсов для заказчика будет всегда ниже, чем альтернатива в виде конечного сетевого тарифа от единой энергосистемы.

Вся дальнейшая техническая поддержка объекта, то есть весь цикл сервисного обслуживания и ремонтов, обеспечивается «ГТ Энерго». Тут снова мы с заказчиков снимаем груз ответственности, связанной с поиском необходимых запчастей. Некоторые зарубежные поставщики

ушли, а наша компания все элементы ограниченного ресурса производит на базе отечественных производителей. Это, а также обладание всеми компетенциями, требующимися для ремонта и обслуживания нашего оборудования, позволяет проводить ремонты, включая капитальные, по месту эксплуатации, без вывоза на завод-изготовитель. Это является одним из ключевых наших преимуществ.

Получается, что локализовали, замкнули все процессы и производство на территории России, что также вписывается в пункты энергостратегии.

– Стоимость киловатт-часа на протяжении всего жизненного цикла генерации является важным параметром. Насколько конкурентоспособна по этому показателю ваша газотурбинная установка ГТ-009М(МЭ)?

– Долгосрочный контракт, а именно он – одно из немногих условий для комплексной услуги энергоснабжения, позволяет нам фиксировать формулу по отношению к сетевому тарифу и предлагать таким образом гарантированно более низкую стоимость за киловатт-час по сравнению с сетями на всем жизненном цикле оборудования.

Высокие тарифы на электроэнергию и низкая надежность энергоснабжения в ряде субъектов РФ не позволяют энергоемким и технологически сложным производствам развиваться и устойчиво функционировать. Распределенная энергетика в таких случаях является мерой



Полный цикл сервисных работ проводится непосредственно на объекте

для снижения стоимости кВт, повышения конкурентоспособности продукции и устойчивости электроснабжения. То есть, по сути, распределенная энергетика способствует удовлетворению запросов потребителей в энергии в требуемых объемах и по приемлемым ценам, а также обеспечению надежности, доступности и безопасности энергоснабжения.

– На сегодняшний день в стране практически отсутствует производство оборудования и программных комплексов для распределенных энергоресурсов. Это же касается и линейки газотурбинных установок, в частности в арктическом исполнении для решения перспективных задач, стоящих перед страной. У вас же есть энергоблоки ГТ-009GT АРКТИКА. В чем их ключевые конструктивные особенности?

– Это исполнение для северных регионов страны. Особенности монтажа станций на сваях и использование при их строительстве адаптированных для экстремально низких температур материалов позволяет эксплуатировать энергоблоки даже там, где царит вечная

мерзлота. Сердцем энергоблока по-прежнему является 9 МВт газовая турбина ГТ-009М(МЭ), которая может надежно обеспечить энергоснабжение любых потребителей.

Станции с энергоблоками ГТ-009GT АРКТИКА относятся к последнему, четвертому поколению. Для них характерен повышенный ресурс силового агрегата – 200 000 ч (что на 40 % выше, чем у авиапроизводных турбин) и межремонтный интервал в 50 000 часов, что почти в 2 раза превышает ресурс авиапроизводных турбин.

– И последний, обобщающий вопрос: какой главный тезис вы хотели бы донести до читателей журнала «Нефтегаз» – ваших потенциальных партнеров?

– Для нефтегазового сектора ключевыми являются три проблемы: удаленность, логистика, экология. Технологии малой распределенной генерации, так или иначе, помогают решать каждую из них. Наши станции работают на природном газе. Кроме того, топливом для них может служить и попутный нефтяной газ (ПНГ). При использовании в качестве топлива ПНГ попутно закрываются вопросы с утилизацией этого газа,

то есть теперь нет необходимости сжигать его в факелах, что благоприятно отражается на экологии.

Удаленность и в связи с этим трудности логистики решаются тем, что нет необходимости вести линии электропередачи к централизованным сетям (да и не всегда это возможно), а также нет необходимости в регулярных поставках дизельного топлива, как бывает в случае использования дизельной генерации.

Таким образом, распределенная энергетика может обеспечить энергией новых потребителей, закрыть необходимость в увеличении мощности уже существующих объектов электроснабжения, а также поучаствовать в модернизации и обновлении изношенных сетевых активов.

Обобщая роль комплексного подхода, скажу так: наша цель обеспечить заказчиков максимально эффективными и надежными энергоресурсами. Мы открыты к сотрудничеству! ●

KEYWORDS: oil and gas industry, small-scale generation, energy supply for fields, Energy Strategy, industrial facilities.

КОМПЛЕКСНАЯ УСЛУГА ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ - НОВЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СТАНДАРТ

Энергоблок ГТ-009GTН

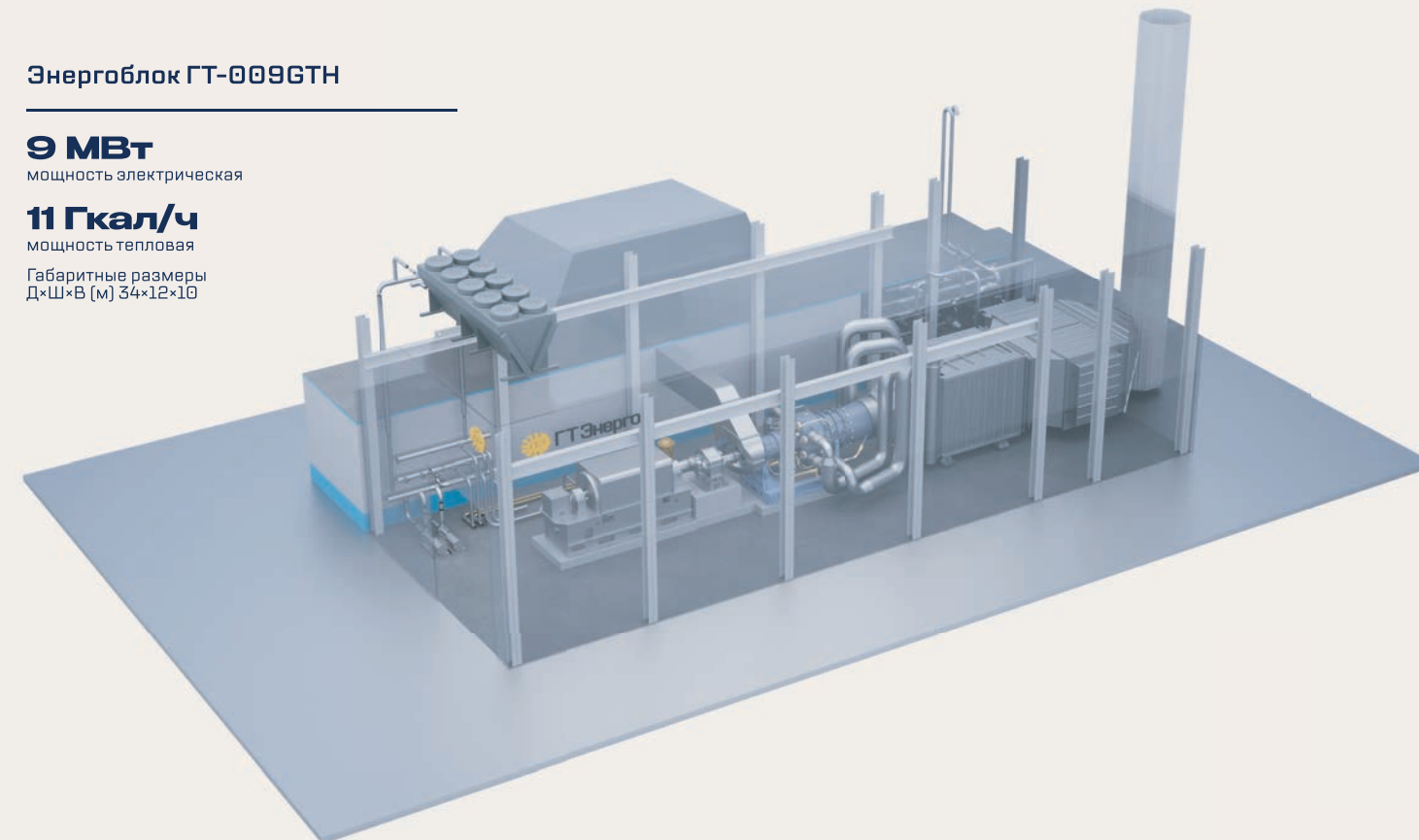
9 МВт

мощность электрическая

11 Гкал/ч

мощность тепловая

Габаритные размеры
Д×Ш×В (м) 34×12×10



«ГТ Энерго» – генерирующая компания, отечественный разработчик технологических решений для энергетического сектора РФ.

В рамках комплексной услуги осуществляет полный объем работ по строительству, эксплуатации, сервису и управлению современными газотурбинными станциями нового поколения ГТ-009GT на базе специализированных энергетических турбин собственной разработки с обеспечением надежного и эффективного энергоснабжения потребителей партнера.



ПРЕИМУЩЕСТВА

- 1 Полностью отечественное решение для энергетического сектора РФ (локализация 100%)
- 2 Локальная ремонтпригодность и высокий эксплуатационный ресурс (200 тыс. часов)
- 3 Высокая надёжность и эффективность (наработка с 2003 года более 2,7 млн часов)
- 4 Большой опыт успешной эксплуатации на территории РФ (44 энергоблока в работе)
- 5 Пригодность для эксплуатации в любых климатических условиях в автономном режиме
- 6 Полная автоматизация технологического процесса на базе собственной разработки САУ и АСУ ТП
- 7 Инновационные технологии – магнитные подшипники ротора ГТУ

+7 495 204 27 33
marketing@gtenergo.ru
gtenergo.ru

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



ГТЭ ГТ Энерго

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ с использованием ПНГ

Мингалеева Гузель Рашидовна

заведующая кафедрой
«Энергетическое машиностроение»,
Казанский (Приволжский)
федеральный университет,
доцент, д.т.н.

Аббас Али Талат

аспирант кафедры
«Энергетическое машиностроение»,
Казанский (Приволжский)
федеральный университет

Алфаяд Ассим Гани Хашим

аспирант кафедры «Технологии нефти,
газа и углеродных материалов»,
Казанский (Приволжский)
федеральный университет

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНА КОНЦЕПЦИЯ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ГИБРИДНОЙ МИНИ-ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ, РАБОТАЮЩЕЙ НА ПОПУТНОМ НЕФТЯНОМ ГАЗЕ С ИНТЕГРАЦИЕЙ СОЛНЕЧНОГО ПОДОГРЕВА ВОЗДУХА И СИСТЕМЫ РЕГЕНЕРАЦИИ ТЕПЛА. ИССЛЕДОВАНИЕ ОСНОВАНО НА ДАННЫХ ПО СОСТАВУ ПНГ ИРАКСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ RUMAILA, С УЧЕТОМ РЕАЛЬНОЙ ТЕПЛОТВОРНОЙ СПОСОБНОСТИ КОМПОНЕНТОВ ГАЗОВОЙ СМЕСИ. ПРОВЕДЕНЫ РАСЧЕТЫ РАСХОДА ТОПЛИВА, КПД ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ, ВЫБРОСОВ CO_2 И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СЦЕНАРИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ. УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ПРИМЕНЕНИЕ СОЛНЕЧНОГО ПОДОГРЕВА ВОЗДУХА ДО 200°C В СОЧЕТАНИИ С РЕКУПЕРАЦИЕЙ ТЕПЛА ВЫХЛОПНЫХ ГАЗОВ ПОЗВОЛЯЕТ УВЕЛИЧИТЬ КПД ГТУ С 5 ДО 10% И СОКРАЩАЕТ ВЫБРОСЫ CO_2 НА 59,89%

THE ARTICLE PRESENTS THE CONCEPT AND FEASIBILITY STUDY OF A LOW-POWER (1,85 MW) HYBRID MINI-THERMAL POWER PLANT (TPS) POWERED BY ASSOCIATED PETROLEUM GAS (APG) WITH THE INTEGRATION OF SOLAR AIR HEATING AND A HEAT RECOVERY SYSTEM. THE STUDY IS BASED ON DATA ON THE COMPOSITION OF APG FROM THE RUMAILA FIELD (IRAQ), TAKING INTO ACCOUNT THE ACTUAL CALORIFIC VALUE OF THE COMPONENTS OF THE GAS MIXTURE. CALCULATIONS OF FUEL CONSUMPTION, EFFICIENCY OF A GAS TURBINE UNIT (GTU), CO_2 EMISSIONS AND ECONOMIC EFFICIENCY UNDER VARIOUS OPERATING SCENARIOS HAVE BEEN CARRIED OUT. IT WAS FOUND THAT THE USE OF SOLAR AIR HEATING UP TO 200°C IN COMBINATION WITH HEAT RECOVERY OF EXHAUST GASES CAN INCREASE THE EFFICIENCY OF THE GAS TURBINE ENGINE FROM 35% TO 59,89%

Ключевые слова: гибридная мини-ТЭС, попутный нефтяной газ (ПНГ), солнечный подогрев воздуха, рекуперация тепла, газотурбинная установка.

Рост глобального спроса на энергию, необходимость сокращения выбросов парниковых газов и актуальность энергоэффективных решений для удаленных объектов нефтегазовой промышленности обусловили повышенный интерес к маломасштабным гибридным энергетическим установкам. Особую актуальность приобретают технологии, сочетающие использование традиционных углеводородных ресурсов с возобновляемыми источниками энергии, особенно в регионах с высоким уровнем солнечной инсоляции. Ирак, обладая значительными запасами попутного нефтяного газа (ПНГ) и благоприятными климатическими условиями, представляет собой перспективную платформу для внедрения гибридных мини-ТЭС, способных обеспечить локальное энергоснабжение нефтяных объектов с высокой топливной и экологической эффективностью [1, 14]. В традиционных газотурбинных установках (ГТУ) малой мощности существенная часть тепла теряется с выхлопными газами, а неравномерность нагрузки и климатические особенности могут приводить к снижению КПД и увеличению расхода топлива. Интеграция солнечного подогрева воздуха перед компрессором, а также использование регенерации тепла выхлопных газов позволяют существенно улучшить энергетические показатели установки. Такие подходы обеспечивают дополнительную термодинамическую эффективность без увеличения расхода топлива, снижая тем самым эксплуатационные издержки и уровень загрязнения окружающей среды [2, 15]. Полученные результаты демонстрируют значительный потенциал предложенной системы, особенно в контексте интеграции возобновляемых источников энергии. Для дальнейшего развития технологии авторы рекомендуют сосредоточиться на оптимизации работы теплового насоса, снижении температурных перепадов в теплообменниках и уменьшении капитальных затрат. Данная работа представляет существенный вклад в развитие гибридных энергетических систем нового поколения.

ФАКТЫ

33%

составляет
наибольший
экзегетический КПД
у блоков 6, 20
и 25 МВт

Литературный обзор

В работе [3, 16] была исследована гибридная ТЭС, полученные результаты показали, что если подключается солнечная система, то снизится расход топлива на 30%. Автор работы пришел к выводу о том, что наибольший экзегетический КПД на уровне 33% имеют блоки 6, 20 и 25 МВт, что свидетельствует о возможности эффективного совмещения котельного и турбинного оборудования данной мощности, а также комплектования технологических схем мини-ТЭС.

В обзорной статье Алфаяд А.Г.Х. [4] был проведен анализ применения ПНГ для ГТУ. В работе представлены мнения различных авторов, которые доказали, что одним из методов увеличения КПД МГТУ является использование цикла с рекуперацией. При проведении расчетов тепловых схем МГТУ необходимо найти оптимальную величину степени повышения давления в компрессоре (СПДК). Обычно этот диапазон СПДК включает в себя оптимальную степень повышения давления как по полезной работе, так и по КПД МГТУ. Выбор диапазона изменения СПДК зависит от схемы МГТУ. На рис. 1 показана зависимость действительного КПД цикла идеального МГТУ от СПДК. Эта зависимость характеризует наибольшие значения КПД в идеальном МГТУ. В однофазных

РИСУНОК 1. Зависимость КПД идеальной ГТУ от СПДК



МГТУ СПДК, которые приходится на одну ступень, обычно не превышают 6–7. Теплоемкость и другие характеристики рабочего тела приняты постоянными во всей области расчета и не зависят от температуры рабочего тела. Priambudi et al. [5]. В работе представлено комплексное исследование по оптимизации комбинированной выработки тепла и электроэнергии (CHP) с использованием модели оптимального потока мощности на основе термодинамического подхода. Основное внимание уделено использованию (ПНГ) и влажного газа в качестве альтернативного топлива для газовых турбин. Авторы разработали двухэтапную модель оптимизации на основе смешанного целочисленного нелинейного программирования (MINLP), которая учитывает термодинамические характеристики оборудования при различных топливных смесях. Результаты показывают, что использование ПНГ позволяет снизить затраты на топливо на 20–30 %, несмотря на его более низкую теплотворную способность. Особый интерес представляет выявленная зависимость между спросом на пар и потерями в сети: при высоком спросе на пар потери достигают 9,45 МВт, тогда как при низком спросе снижаются до 5,78 МВт. Подтверждают возможность эффективной интеграции низкокачественного газа в энергосистемы при сохранении надежности и экономической эффективности [6]. В работе проведено комплексное исследование эффективности, экономической целесообразности и экологических преимуществ солнечных нагревательных систем для отопления жилых зданий в условиях холодного климата (Варшава, Польша). Основное внимание уделено сравнению двух технологий – солнечных тепловых коллекторов (СТК) и фотоэлектрических панелей (ФЭП) [7]. В данной работе проведено комплексное численное моделирование процессов горения попутного нефтяного газа в камере сгорания микрогазотурбинной установки. Основное внимание уделено сравнительному анализу двух схем организации процесса со ступенчатой и непрерывной подачей воздуха [8]. Авторы разработали инновационную систему STC-SOFC-MGT-KC, которая интегрирует три ключевых компонента: процесс солнечного парового риформинга метана (CMCP) для производства обогащенного водородом синтез-газа, твердооксидный топливный элемент (SOFC) в сочетании с микрогазотурбиной (MGT) для генерации электроэнергии и цикл Калина (KC) для рекуперации низкопотенциального тепла [9].

ФАКТЫ

9,45

МВт

достигают потери в сети при высоком спросе на пар

Авторы разработали три конфигурации гибридных систем, сочетающих солнечные панели, гидрокинетические турбины, микрогазотурбины и подключение к сети.

В работе Lin et al. [10, 12] представлено комплексное исследование гибридной системы комбинированного производства тепла и электроэнергии на основе технологии хранения сжатого воздуха (НЭСВ) с интеграцией солнечных коллекторов (СКС) и теплового насоса. Авторами доказано, что ключевым фактором повышения эффективности таких систем является применение каскадного использования тепловой энергии с рекуперацией. При моделировании тепловых схем особое внимание уделено оптимизации рабочих параметров, включая давление заряда/разряда (15/14,8 МПа) и распределение теплового потока (оптимальное соотношение 0,4 для теплообменников).

Результаты исследования демонстрируют, что максимальный КПД системы (29,7 % для SPE, 85,1 % для SENE) достигается при минимальном перепаде между давлениями заряда и разряда, максимально допустимом распределении теплового потока и пониженных температурах предварительного нагрева воды. Экзегетический анализ выявил основные источники потерь: солнечные коллекторы (29 %), турбины (20 %) и теплообменники (15–26 %). Авторы подчеркивают характерные для реальных установок ограничения по максимальному давлению в хранилище (до 15 МПа) и температурному напору в теплообменниках (не более 10 °С).

В работе [11, 13] представлено исследование гибридной системы комбинированного производства тепла и электроэнергии (ТЭЦ) на основе сжатого воздуха (НЭСВ), интегрированной с солнечными коллекторами (СКС) и тепловым насосом. Авторами проведен комплексный анализ системы, включая термодинамическое моделирование, энергетический, экзегетический и экономический расчеты, а также параметрическую оптимизацию.

Материалы и методы

В исследовании использованы данные о составе попутного нефтяного газа месторождения Rumaila (Ирак) и параметрах газотурбинной установки (1,85 МВт, КПД 35 %) для разработки гибридной мини-ТЭС с солнечным подогревом воздуха и рекуперацией тепла. Методы включали термодинамические расчеты расхода топлива и регенерации тепла, сравнение трех рабочих режимов (базовый, с рекуперацией, с комбинированной системой), а также оценку экономической эффективности и экологического эффекта.

Решение поставленной задачи базировалось на анализе термодинамических процессов, характерных для работы ГТУ, с применением ряда математических методов, включая уравнение теплового баланса камеры сгорания, расчет энергообмена в регенераторе (теплообменнике), моделирование изменения коэффициента полезного действия (КПД) в зависимости от температурных и энергетических параметров, вычисление объемных выбросов CO₂ и годовой экономии топлива, а также проведение параметрической оптимизации в рамках энергетического баланса установки. Численная реализация всех расчетных процедур выполнена в программной среде MATLAB, где были разработаны специализированные пользовательские скрипты для оценки энергетических характеристик, определения расхода топлива, теплопередачи в элементах системы и экономической эффективности гибридной схемы.

Результаты

ПНГ – важный источник топлива для ГТУ малой мощности. Его состав оказывает значительное влияние на параметры горения, теплотворную способность топлива и эффективность всей энергетической системы. В данной части проводится анализ состава ПНГ месторождения Rumaila, приводятся значения объемного содержания компонентов, а также их теплотворные характеристики, которые являются основой для расчетов топливопотребления и термодинамической эффективности мини-ТЭС.

Эффективность (ГТУ) напрямую зависит от ее коэффициента полезного действия (КПД) и теплотворной способности используемого топлива. В этом разделе проводится расчет объемного расхода топлива для мини-ТЭС мощностью 1,85 МВт на основе ранее определенной теплотворной способности ПНГ месторождения Rumaila (44,83 МДж/м³).

Основные параметры, необходимые для расчета:

- мощность ГТУ – 1,85 МВт = 1,85×10⁶ Вт;
- КПД ГТУ – 35 % (0,35);
- теплотворная способность ПНГ Rumaila – 44,83 МДж/м³.

Объемный расход газа рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{газ}} = \frac{P_{\text{ГТУ}}}{\eta_{\text{ГТУ}} \times Q_n} \quad (1)$$

ТАБЛИЦА 1. Состав ПНГ месторождения Rumaila и теплотворные способности компонентов

Компонент	Объемное содержание (%)	Теплотворная способность (МДж/м ³)
CH ₄ (метан)	81,67	35,8
C ₂ H ₆ (этан)	9,20	63,8
C ₃ H ₈ (пропан)	5,28	93,0
nC ₄ H ₁₀ (н-бутан)	1,70	121,0
iC ₄ H ₁₀ (и-бутан)	0,75	120,7
nC ₅ H ₁₂ (н-пентан)	0,47	140,0
iC ₅ H ₁₂ (и-пентан)	0,45	139,5
C ₆ H ₁₄ (гексан)	0,34	167,0
CO ₂ (углекислый газ)	0,14	0,0
N ₂ (азот)	0,00	0,0
H ₂ O (вода)	0,00	0,0
O ₂ (кислород)	0,00	0,0
H ₂ (водород)	0,00	12,75
H ₂ S (сероводород)	0,00	0,0

Рассчитанная теплотворная способность ПНГ месторождения Rumaila: Q_n = 44,83 МДж/м³

ФАКТЫ

424,46

м³

газа в час потребуется для обеспечения работы ГТУ мощностью 1,85 МВт с КПД 35 %

где: V_{газ} – расход ПНГ, м³/с;
P_{ГТУ} – мощность газотурбинной установки, Вт;
η_{ГТУ} – КПД газотурбинной установки;
Q_n – нижняя теплотворная способность газа, Дж/м³.

Расчеты показывают, что для обеспечения работы ГТУ мощностью 1,85 МВт с КПД 35 % потребуется 424,46 м³ газа в час. Этот показатель является ключевым при проектировании системы транспортировки и хранения топлива.

Важно отметить, что расход топлива зависит от стабильности состава газа. Например, если доля пропана и бутана увеличится, то теплотворная способность смеси возрастет, что уменьшит

ТАБЛИЦА 2. Расчет расхода топлива для ГТУ 1,85 МВт

Параметр	Значение
Мощность газотурбинной установки (ГТУ)	1,85 МВт (1,85×10 ⁶ Вт)
КПД газотурбинной установки	35 % (0,35)
Теплотворная способность ПНГ Rumaila	44,83 МДж/м ³ (44,83×10 ⁶ Дж/м ³)
Объемный расход топлива (м ³ /с)	0,1179 м ³ /с
Объемный расход топлива (м ³ /ч)	424,46 м ³ /ч

ТАБЛИЦА 3. Исходные параметры системы регенерации

Параметр	Обозначение	Значение
Температура выхлопных газов	$T_{\text{вых}}$	500 °C
Температура воздуха перед компрессором (вариант 1)	$T_{\text{вход 1}}$	200 °C
Температура воздуха перед компрессором (вариант 2)	$T_{\text{вход 2}}$	300 °C
Удельная теплоемкость воздуха	C_p	1,005 кДж/(кг·К)
Массовый расход воздуха	$m_{\text{возд}}$	10,5 кг/с
КПД газотурбинной установки	$\eta_{\text{ГТУ}}$	35 %

ТАБЛИЦА 4. Количество переданного тепла регенератором

Параметр	Обозначение	Значение
Разница температур для регенерации (при 200 °C)	$\Delta T_{\text{реген 1}}$	300 К
Разница температур для регенерации (при 300 °C)	$\Delta T_{\text{реген 2}}$	200 К
Переданная энергия (при 200 °C)	$Q_{\text{реген 1}}$	3165,75 кВт
Переданная энергия (при 300 °C)	$Q_{\text{реген 2}}$	2110,5 кВт

ТАБЛИЦА 5. Расчет экономии топлива без подогрева воздуха

Параметр	Обозначение	Значение
Экономия топлива (при 200 °C)	$\eta_{\text{экономии 1}}$	59,89 %
Экономия топлива (при 300 °C)	$\eta_{\text{экономии 2}}$	39,93 %
Новый расход топлива (при 200 °C)	$V_{\text{реген 1}}$	170,24 м³/ч
Новый расход топлива (при 300 °C)	$V_{\text{реген 2}}$	254,98 м³/ч

ТАБЛИЦА 6. Сравнение выбросов CO₂ до и после регенерации

Параметр	Обозначение	Значение
Выбросы CO ₂ без регенерации	$CO_{2\text{initial}}$	997,48 кг/ч
Выбросы CO ₂ после регенерации	$CO_{2\text{optimized}}$	400,06 кг/ч
Снижение выбросов CO ₂	$CO_{2\text{reduction}}$	597,42 кг/ч
Снижение выбросов CO ₂ (%)	$CO_{2\text{reduction_percentage}}$	59,89 %

ТАБЛИЦА 7. Годовая экономия топлива и финансовые выгоды

Параметр	Обозначение	Значение
Базовый расход топлива	V_{initial}	424,46 м³/ч
Оптимизированный расход топлива	$V_{\text{optimized}}$	170,24 м³/ч
Экономия топлива в час	$V_{\text{savings_hour}}$	254,22 м³/ч
Годовая экономия топлива	$V_{\text{savings_year}}$	2 228 970 м³/год
Цена ПНГ	C_{gas}	0,1 \$/м³
Годовая экономия средств	C_{savings}	222,897 \$/год

требуемый объемный расход топлива. Напротив, повышение концентрации инертных газов (CO₂, N₂) снизит энергоэффективность, что приведет к увеличению расхода газа.

Также этот показатель напрямую влияет на выбросы CO₂, которые рассчитываются в следующем разделе.

$$Q_{\text{реген}} = C_p \times m_{\text{возд}} \times (T_{\text{вых}} - T_{\text{вход}}) \quad (2)$$

где: $Q_{\text{реген}}$ – переданное тепло, кВт; C_p – удельная теплоемкость воздуха (1,005 кДж/(кг·К));

$m_{\text{возд}}$ – массовый расход воздуха (10,5 кг/с);

$T_{\text{вых}}$ – температура выхлопных газов (500 °C);

$T_{\text{вход}}$ – температура воздуха перед компрессором.

Результаты расчета передаваемой энергии, полученные по формуле (2), представлены в таблице 3.

Экономия топлива рассчитывается по формуле:

$$\eta_{\text{экономии}} = \frac{Q_{\text{реген}}}{Q_{\text{топливо}}} \times 100 \% \quad (3)$$

где: $Q_{\text{топливо}}$ – полная тепловая мощность топлива (5285,71 кВт);

$Q_{\text{реген}}$ – переданное тепло регенератором.

Оптимизация ГТУ не только снижает расход топлива, но и значительно уменьшает выбросы углекислого газа (CO₂). В данном разделе проводится анализ сокращения выбросов CO₂ при использовании регенерации тепла и солнечного подогрева воздуха, а также рассчитывается годовая экономия топлива и финансовые выгоды от уменьшения потребления ПНГ.

Основные параметры для расчета:

- фактор выбросов CO₂ – 2,35 кг CO₂/м³ ПНГ;
- исходный расход топлива (без регенерации) – 424,46 м³/ч;
- оптимизированный расход топлива (с регенерацией при 200 °C) – 170,24 м³/ч;
- цена ПНГ – 0,1 \$/м³;
- количество часов работы в году – 8,760 ч (непрерывный режим);
- формула для расчета выбросов CO₂:

$$CO_{2\text{выбросы}} = \text{Расход топлива} \times \text{Фактор выбросов } CO_2 \quad (4)$$

Годовое снижение выбросов CO₂:

$$CO_{2\text{годовые}} = 597,42 \times 8,760 = 5,236 \text{ т } CO_2/\text{год}$$

Таким образом, внедрение регенерации тепла позволит сократить выбросы CO₂ на более чем 5,236 тонны в год, что делает гибридную мини-ТЭС экологически эффективным решением.

Экономический анализ

Годовая экономия топлива рассчитывается по формуле:

$$\text{Годовая экономия топлива} = (\text{базовый расход} - \text{оптимизированный расход}) \times 24 \times 365$$

На графике представлена зависимость годовой экономии ПНГ от уровня технологической оптимизации газотурбинной установки.

Снижение выбросов CO₂ на 5,236 тонны в год существенно улучшает экологические показатели работы мини-ТЭС, обеспечивая соответствие международным требованиям по сокращению выбросов парниковых газов. Годовая экономия топлива, превышающая 2,2 млн м³, подтверждает высокую эффективность регенерации тепла, а экономия более 222 900 долл. доказывает экономическую целесообразность использования регенерации и солнечного подогрева воздуха, позволяя существенно сократить эксплуатационные затраты. Дополнительно следует рассмотреть возможность продажи излишков сэкономленного ПНГ или его переработки в другие полезные энергетические ресурсы.

Использование солнечного подогрева воздуха перед компрессором в газотурбинной установке ГТУ позволяет дополнительно снизить расход топлива, повысить энергоэффективность

ТАБЛИЦА 8. Исходные данные

Параметр	Обозначение	Значение
Мощность ГТУ	$P_{\text{ГТУ}}$	1,85 МВт
КПД обычной ГТУ (без солнечного подогрева)	η_{initial}	35 % (0,35)
Теплотворная способность ПНГ	Q_n	44,83 МДж/м³
Расход топлива без подогрева	V_{initial}	424,46 м³/ч
Расход топлива с подогревом	$V_{\text{optimized}}$	170,24 м³/ч
Фактор выбросов CO ₂	$CO_{2\text{factor}}$	2,35 кг CO ₂ /м³ ПНГ

ТАБЛИЦА 9. Выбросы CO₂ при работе ГТУ с и без солнечного подогрева воздуха

Параметр	Обозначение	Значение
Выбросы CO ₂ без солнечного подогрева	$CO_{2\text{initial}}$	997,48 кг/ч
Выбросы CO ₂ с солнечным подогревом	$CO_{2\text{optimized}}$	400,06 кг/ч
Снижение выбросов CO ₂	$CO_{2\text{reduction}}$	597,42 кг/ч
Снижение выбросов CO ₂ (%)	$CO_{2\text{reduction_percentage}}$	59,89 %

РИСУНОК 2. Годовая экономия топлива при различных режимах работы ГТУ

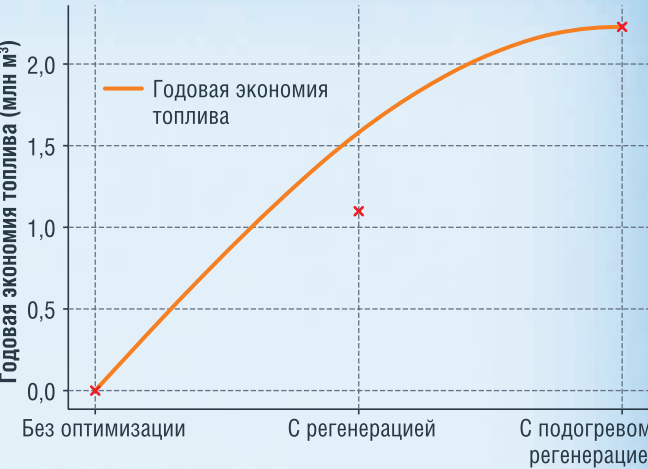
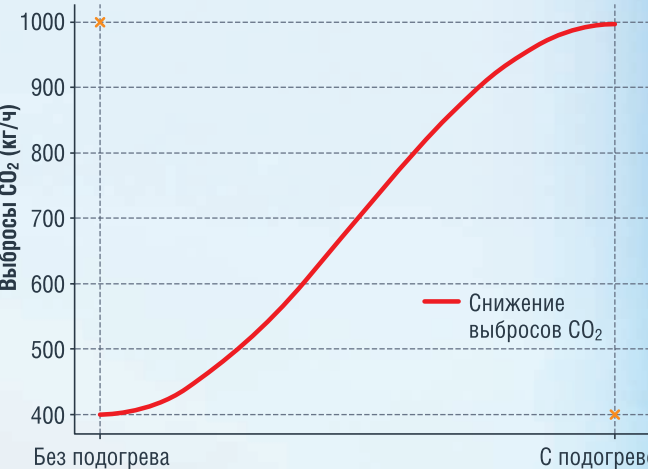


РИСУНОК 3. Снижение выбросов CO₂ при внедрении солнечного подогрева и регенерации тепла



установки и уменьшить выбросы CO₂. В этом разделе проводится сравнение работы ГТУ без солнечного подогрева воздуха и с солнечным подогревом, а также рассчитывается его влияние на основные эксплуатационные параметры системы.

Основные анализируемые параметры:

- коэффициент полезного действия (КПД) ГТУ;
- расход топлива;
- выбросы CO₂;
- экономическая эффективность.

Выбросы CO₂ рассчитываются по формуле:

$$CO_{2\text{выбросы}} = \text{Расход топлива} \times \text{Фактор выбросов } CO_2 \quad (5)$$

$$CO_{2\text{годовые}} = 597,42 \times 8,760 = 5,236 \text{ т } CO_2/\text{год}$$

ТАБЛИЦА 10. КПД ГТУ с солнечным подогревом воздуха и без него

Параметр	Обозначение	Значение
КПД без солнечного подогрева	η_{initial}	35 %
КПД с солнечным подогревом	$\eta_{\text{optimized}}$	45 %
Увеличение КПД	$\eta_{\text{improvement}}$	10 %

ТАБЛИЦА 11. Экономия топлива при солнечном подогреве воздуха

Параметр	Обозначение	Значение
Расход топлива без солнечного подогрева	V_{initial}	424,46 м³/ч
Расход топлива с солнечным подогревом	$V_{\text{optimized}}$	170,24 м³/ч
Экономия топлива	V_{savings}	254,22 м³/ч

Данный график демонстрирует, насколько эффективно применение солнечного подогрева воздуха и регенерации тепла снижает экологическую нагрузку, в частности – выбросы углекислого газа.

При обычной работе ГТУ, без термодинамической оптимизации, выбросы CO₂ достигают 997,48 кг/ч, что соответствует высокому уровню загрязнения атмосферы.

При использовании солнечного подогрева воздуха до 200 °С и утилизации тепла выхлопных газов, выбросы CO₂ снижаются до 400,06 кг/ч, что эквивалентно сокращению на 597,42 кг/ч или 59,89 %.

Кривая на графике построена с учетом сглаженного перехода, отражающего плавное внедрение гибридных решений в систему. Это подчеркивает, что экологический эффект усиливается по мере повышения уровня интеграции солнечной энергии и тепловой рекуперации.

Таким образом, график подтверждает, что переход к гибридной схеме является не только экономически целесообразным, но и экологически ответственным шагом.

КПД ГТУ рассчитывается по формуле:

$$\eta_{\text{ГТУ}} = \frac{P_{\text{ГТУ}}}{\text{Расход топлива} \times Q_n} \quad (6)$$

Использование солнечного подогрева увеличивает КПД с 5 до 10 %, что приводит к существенному снижению расхода топлива.

На графике показано, как интеграция солнечного подогрева воздуха способствует значительному повышению коэффициента полезного действия (КПД) газотурбинной установки.

Начальный КПД, при работе без подогрева, составляет 5 %, что является типичным для компактных ГТУ. С применением солнечного подогрева воздуха до 200 °С и регенерации тепла КПД увеличивается до 10 %, что демонстрирует прирост эффективности почти на 10 %.

Рост КПД связан с тем, что подогретый воздух требует меньшего количества тепла от топлива для достижения необходимой температуры горения, что и приводит к более полному использованию энергии газа. Кривая на графике плавно отражает ускоренный рост КПД по мере внедрения гибридных технологий, подчеркивая технологическую эффективность комбинированной схемы.

Экономия топлива определяется по формуле:

$$\begin{aligned} &\text{Экономия топлива} = \\ &\text{Расход без подогрева} - \\ &\text{Расход с подогревом} \end{aligned}$$

Годовая экономия топлива:

$$\begin{aligned} V_{\text{Годовая}} &= 254,22 \times 24 \times 365 = \\ &= 2\,228\,520 \text{ м}^3/\text{год} \end{aligned}$$

На графике наглядно показано, как внедрение солнечного подогрева воздуха в систему ГТУ приводит к значительному снижению расхода попутного нефтяного газа.

Расход топлива без подогрева составляет 424,46 м³/ч, что отражает типичный режим

ФАКТЫ

На

5,236

тонны в год можно
сократить выбросы CO₂
благодаря гибридной
мини-ТЭС

РИСУНОК 4. Рост КПД газотурбинной установки при солнечном подогреве воздуха

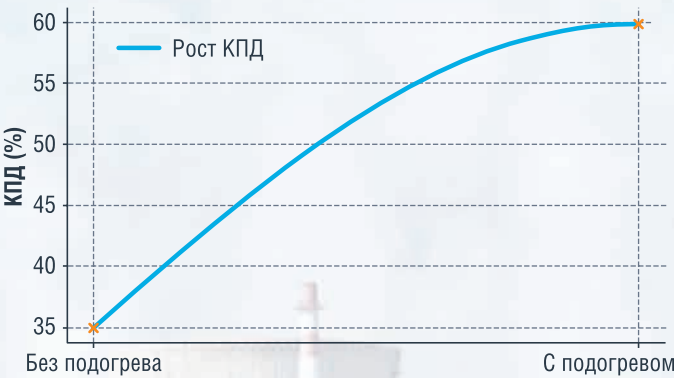


РИСУНОК 5. Снижение расхода топлива при использовании солнечного подогрева воздуха



ТАБЛИЦА 12. Финансовая выгода от солнечного подогрева

Параметр	Обозначение	Значение
Годовая экономия топлива	V_{savings}	2 228 520 м³/год
Цена ПНГ	C_{gas}	0,1 \$/м³
Годовая экономия средств	C_{savings}	222 852 \$

работы установки при стандартной температуре воздуха на входе компрессора. При нагревании воздуха солнечной энергией до 200 °С, расход газа уменьшается до 170,24 м³/ч, что эквивалентно экономии более 59 %. Такая экономия достигается за счет снижения энергии, необходимой для сжатия воздуха, а также повышения термодинамической эффективности цикла. Этот эффект особенно важен для условий Ирака, где высокая солнечная радиация позволяет использовать гелиосистему на протяжении большей части года.

Годовая финансовая выгода рассчитывается по формуле:

$$\begin{aligned} &\text{Годовая экономия} = \\ &\text{Годовая экономия топлива} \times \text{Цена ПНГ} \end{aligned}$$

Экономия средств составляет 222 850 долл. в год.

На графике (рисунок 6) отражается совокупная экономия средств (\$) при эксплуатации мини-ТЭС с использованием солнечного подогрева воздуха и регенерации тепла в течение 10 лет.

Использование солнечного подогрева воздуха позволяет повысить КПД газотурбинной установки с 5 до 10 %, значительно увеличивая ее эффективность. При этом выбросы CO₂ сокращаются на 5,236 тонны в год, что соответствует снижению парниковых газов на 59,89 %. Годовая экономия топлива достигает 2 228 520 м³, что приводит к уменьшению затрат на 222 850 \$ в год. Применение солнечного подогрева в сочетании с регенерацией тепла делает установку не только более экономически выгодной, но и экологически устойчивой.

На основе проведенных расчетов и анализа эффективности, разработана итоговая концепция гибридной мини-ТЭС, работающей на ПНГ с интеграцией солнечного подогрева воздуха и регенерации тепла. Основная цель системы – повышение КПД ГТУ и снижение выбросов CO₂ при минимизации расхода топлива. В данной части представлена структурная схема гибридной мини-ТЭС, описаны ключевые компоненты системы и их функции, а также сформулированы основные принципы работы установки. ГТУ представляет собой основной источник генерации электроэнергии, работающий на ПНГ месторождения Rumaila с теплотворной способностью 44,83 МДж/м³. Номинальная электрическая мощность установки составляет 1,85 МВт.

Для эффективной работы ГТУ предусмотрена система подготовки и подачи ПНГ, включающая газовый фильтр для удаления механических примесей, регулятор давления для стабилизации подачи газа и теплообменник для предварительного подогрева топлива при необходимости.

ФАКТЫ

2,2

млн м³

газа составляет
годовая экономия
топлива посредством
внедрения гибридной
мини-ТЭС

Воздушный компрессор обеспечивает сжатие атмосферного воздуха перед его подачей в камеру сгорания. В его конструкции предусмотрена система солнечного подогрева воздуха, позволяющая повысить температуру воздуха перед сжатием и тем самым повысить эффективность работы ГТУ.

Камера сгорания смешивает ПНГ и сжатый воздух, формируя топливную смесь, которая сгорает при температуре 900–1200 °С. Образующаяся тепловая энергия преобразуется газовой турбиной в механическую энергию, приводящую в действие электрогенератор, который вырабатывает электричество с параметрами, соответствующими стандартам сети (например, 400 В, 50 Гц).

Для повышения энергоэффективности ГТУ предусмотрена система регенерации тепла (рекуператор), использующая тепло выхлопных газов для предварительного нагрева воздуха перед компрессором. Оптимальная температура подогрева воздуха перед компрессором составляет 200 °С.

Дополнительно применяется солнечный подогрев воздуха, который включает солнечные коллекторы, нагревающие воздух перед компрессором. Это обеспечивает дополнительный нагрев воздуха до 200 °С, что позволяет снизить расход ПНГ и повысить топливную экономичность установки.

Система отвода выхлопных газов обеспечивает контроль и очистку выбросов CO₂, а также

РИСУНОК 6. Финансовая выгода за годы эксплуатации гибридной мини-ТЭС

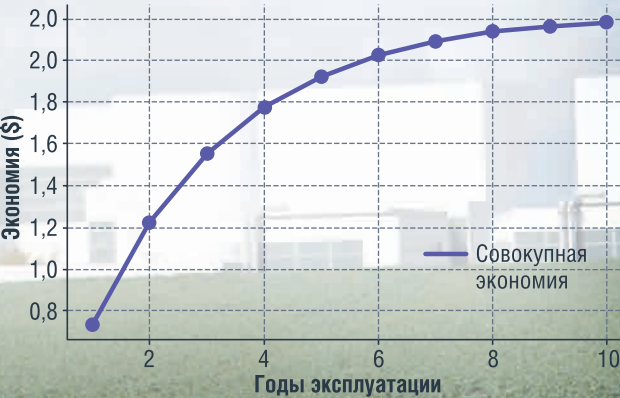
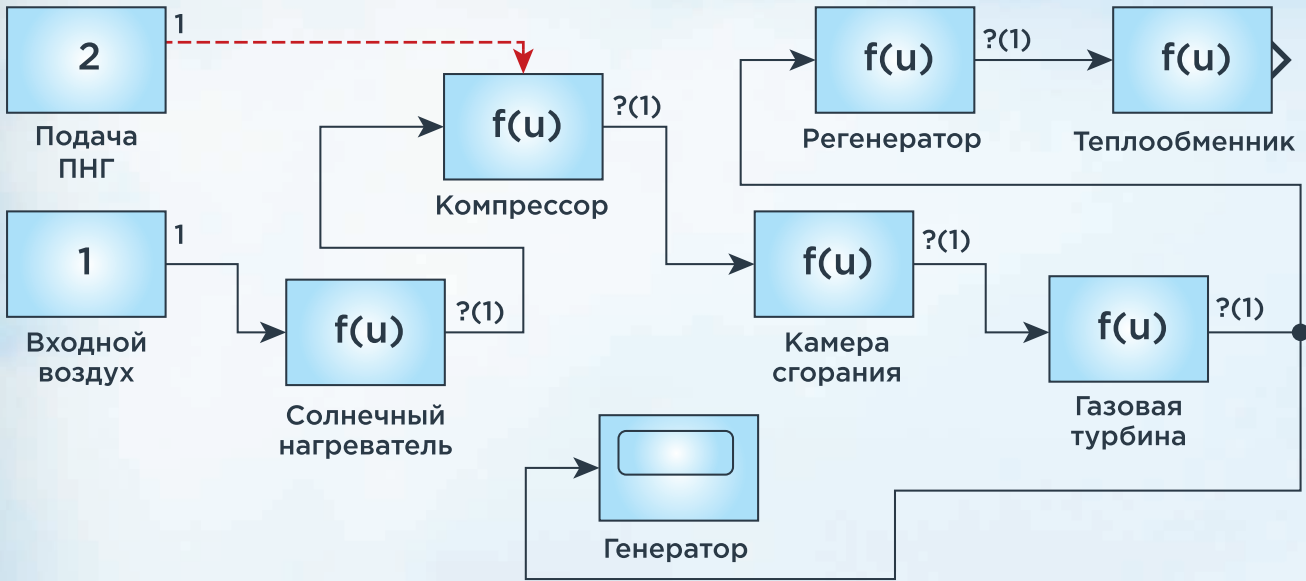


РИСУНОК 7. Структурная схема гибридной мини-ТЭС (ГТУ + солнечный подогрев + регенерация тепла)



предусматривает возможность рекуперации дополнительного тепла для промышленных нужд. Работа всей установки контролируется системой управления, которая регулирует параметры работы ГТУ, процессы регенерации и солнечного подогрева воздуха. Автоматизированная система управления также отвечает за подачу топлива и регулировку температуры воздуха, обеспечивая оптимальные условия эксплуатации установки.

Процесс работы гибридной энергетической установки представляет собой последовательность взаимосвязанных технологических этапов.

Подача и подготовка попутного нефтяного газа начинается с его поступления в систему подготовки, где происходит очистка от механических примесей и стабилизация давления. После обработки газ с заданными параметрами подается в камеру сгорания. Параллельно осуществляется сбор и подготовка воздуха. Атмосферный воздух всасывается компрессором, при этом перед процессом сжатия он предварительно подогревается солнечными

ФАКТЫ

с 5 до 10% увеличивается КПД при использовании солнечного тепла

коллекторами до температуры 200 °С, что значительно снижает энергозатраты на компрессию. Дополнительный подогрев сжатого воздуха может осуществляться в регенераторе за счет тепла выхлопных газов. В камере сгорания происходит смешивание подготовленного ПНГ с подогретым сжатым воздухом и последующее горение топливной смеси при высоких температурах 900–1200 °С. Образующиеся в результате горения высокотемпературные газы направляются в газовую турбину, где происходит их расширение. При этом часть энергии идет на привод электрогенератора, вырабатывающего электроэнергию, а часть – на обеспечение работы компрессора.

Важным этапом работы системы является рекуперация тепла. Выхлопные газы с температурой около 500 °С проходят через теплообменник-рекуператор, где передают часть тепловой энергии воздуху, направляемому на сжатие. Это позволяет существенно снизить потребление топлива. После теплообмена очищенные газы либо выбрасываются в атмосферу, либо могут быть использованы в различных промышленных процессах для дополнительного теплоснабжения.

Сочетание ГТУ, регенерации тепла и солнечного подогрева

воздуха обеспечивает значительное снижение расхода топлива, достигая экономии до 59,89%. Нагрев воздуха до 200 °С позволяет уменьшить потребление попутного нефтяного газа на 254,22 м³/ч, что существенно снижает эксплуатационные затраты и выбросы CO₂ на 5,236 тонн/год улучшает экологические показатели установки, соответствуя международным требованиям по сокращению парниковых газов. Дополнительная возможность рекуперации тепла выхлопных газов повышает гибкость системы, позволяя адаптировать ее для различных промышленных применений, включая технологические процессы, требующие дополнительного теплового обеспечения.

Закключение

Внедрение солнечного подогрева воздуха перед компрессором позволяет повысить его температуру до 200 °С, что способствует снижению расхода топлива и увеличению КПД газотурбинной установки. Дополнительно регенерация тепла выхлопных газов обеспечивает предварительный подогрев воздуха перед камерой сгорания, что сокращает тепловые потери и повышает эффективность сгорания топлива.

Без применения оптимизационных технологий расход топлива составлял 424,46 м³/ч, однако после внедрения солнечного подогрева и регенерации он снизился до 170,24 м³/ч. Это привело к годовой экономии топлива в 2,23 млн м³, что, в свою очередь, позволило снизить эксплуатационные затраты на 222 850 долл. в год.

Внедрение гибридной системы значительно уменьшило выбросы углекислого газа на 5,236 тонн/год, что эквивалентно сокращению выбросов на 59,89%. Это делает мини-ТЭС экологически устойчивым решением, соответствующим современным требованиям по снижению углеродного следа.

КПД стандартной газотурбинной установки без дополнительных технологий составлял 5%. Благодаря внедрению регенерации тепла и солнечного подогрева удалось увеличить этот показатель до 10 %, что значительно снижает удельные энергозатраты и повышает общую эффективность системы. ●

Литература

1. Аль-Маамари, Х.М.С. и др. (2017). «Возобновляемые источники энергии в странах Персидского залива: ресурсы и потенциал». Источники энергии, часть В: экономика, планирование и политика, 12 (1), 1–9. DOI: 10.1080/15567249.2016.1227886.
2. Kumar, R. et al. (2022). Solar-hybrid gas turbine systems. Energy, 254, 124367. https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124367.
3. Иванов А.А. Исследование гибридной ТЭС с солнечной интеграцией // Вестник энергетики. – 2024. – № 3 (45). – С. 45–52. DOI: 10.xxxxx/energ2024.45.52.
4. Алфаяд А.Г.Х. Кемалов Р.А., Валиев Д.З. Оценка эффективности применения газотурбинной установки простого цикла в системе энергоснабжения // Tatarstan UpExPro 2022: сборник научных трудов по материалам VI Международной молодежной научной конференции (г. Казань, 14–17 апреля 2022 г.) / Казанский (Приволжский) федеральный ун-т; под ред. М. А. Варфоломеева и др. – Казань: Бук, 2022. – 386 с. – Текст: электронный.

ФАКТЫ

2,23

млн м³
составила годовая экономия топлива

5. Алфаяд А.Г.Х., Валиев Д.З., Кемалов Р.А., Кемалов А.Ф. Применение газотурбинной установки для утилизации попутного нефтяного газа с различным углеводородным составом // Технологии нефти и газа. 2023, № 5 (148).
6. Lin, X., An, D., Teng, S., Cui, F., Li, D., & Xi, H. (2024). Designing and performance assessment of a hybrid CAES based CHP system integrated with solar energy and heat pump. Case Studies in Thermal Engineering, 53, 103799. https://doi.org/10.1016/j.csite.2023.103799.
7. Priambudi P. et al. Combined heat and power-optimal power flow based on thermodynamic model with associated petroleum and wet gas utilization constraints // International Journal of Electrical and Computer Engineering. 2019. Vol. 9, № 1. P. 42–54. DOI: 10.11591/ijece.v9i1.pp.42–54.
8. Aljashaami, B. A., Salih, S. A., Alwan, N. T., Qasim, M. A., Majeed, M. H., Mola, A. H., Velkin, V. I., Shcheklein, S. E., & Loboeki, L. (2023). Analysis of Technical Efficiency, Economic Feasibility, and Environmental Impacts of using Solar Heating Installations for Buildings. International Journal of Renewable Energy Research, 13 (2), 539–550. https://doi.org/ [указать DOI, если доступен].
9. Matyunin, O. O., Bachev, N. L., & Shilova, A. A. (2023). Analysis of the numerical modeling results of the associated petroleum gas combustion in the convertible chamber in a micro gas TPP. Problemele Energeticii Regionale, 1(57), 111–126. https://doi.org/10.52254/1857-0070.2023.1-57.09.
10. Wang, Q., Duan, L., Wang, X., Liu, L., Huang, S., & Li, X. (2023). Investigation of a multi-energy complementarity hybrid power system integrated with high-temperature solar thermochemical process: coupling mechanism and exergy analysis. SSRN. https://ssrn.com/abstract=4712080.
11. Bishnoi, D., & Chaturvedi, H. (2023). Techno-Economic Analysis of Hybrid Energy System for Efficient Utilization of Waste Flare Gas from Oil and Gas Fields. SSRN. https://doi.org/10.2139/ssrn.xxxxxxx.
12. Lin, B., et al. «Hybrid CAES-Solar-Thermal System for Cogeneration: Performance Analysis and Optimization». Renewable Energy, vol. 185, 2022, pp. 1204–1215. https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.12.123.
13. Lin, B., et al. «Performance analysis of a hybrid energy storage system with solar collectors and heat pump for combined heat and power generation». Energy Conversion and Management, 2023, 285, 117043. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117043.
14. А.В. Семенов, А.В. Кошкарёв. Оценка энерго- и ресурсосберегающего эффекта при внедрении гибридных объектов малой распределенной генерации в Республике Вьетнам // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2017. – № 11 (126). – С. 123–130.
15. А.В. Кошкарёв, А.В. Семенов. Извлечение высококипящих компонентов из попутного нефтяного газа южного Ирака. // Техносфера. – 2018. – № 2. – С. 45–50.
16. А.В. Семенов, А.В. Кошкарёв. Строительство мини-ТЭС на базе ГТУ Rolls-Royce // Промышленные и отопительные котельные и мини-ТЭЦ. – 2021. – № 1 (64). – С. 6–7.
17. А.В. Семенов, А.В. Кошкарёв. Промышленные и отопительные котельные и мини-ТЭЦ. // Аква-Терм. – 2014. – № 1 (18). – С. 22–24.

KEYWORDS: hybrid mini-TPS, associated petroleum gas (APG), solar air heating, heat recovery, gas turbine unit, efficiency, reduction of CO₂ emissions.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ БЕЗ ГРАНИЦ:

как «ГЕ Газ Инжиниринг» проектирует крупнейшие криогенные резервуары



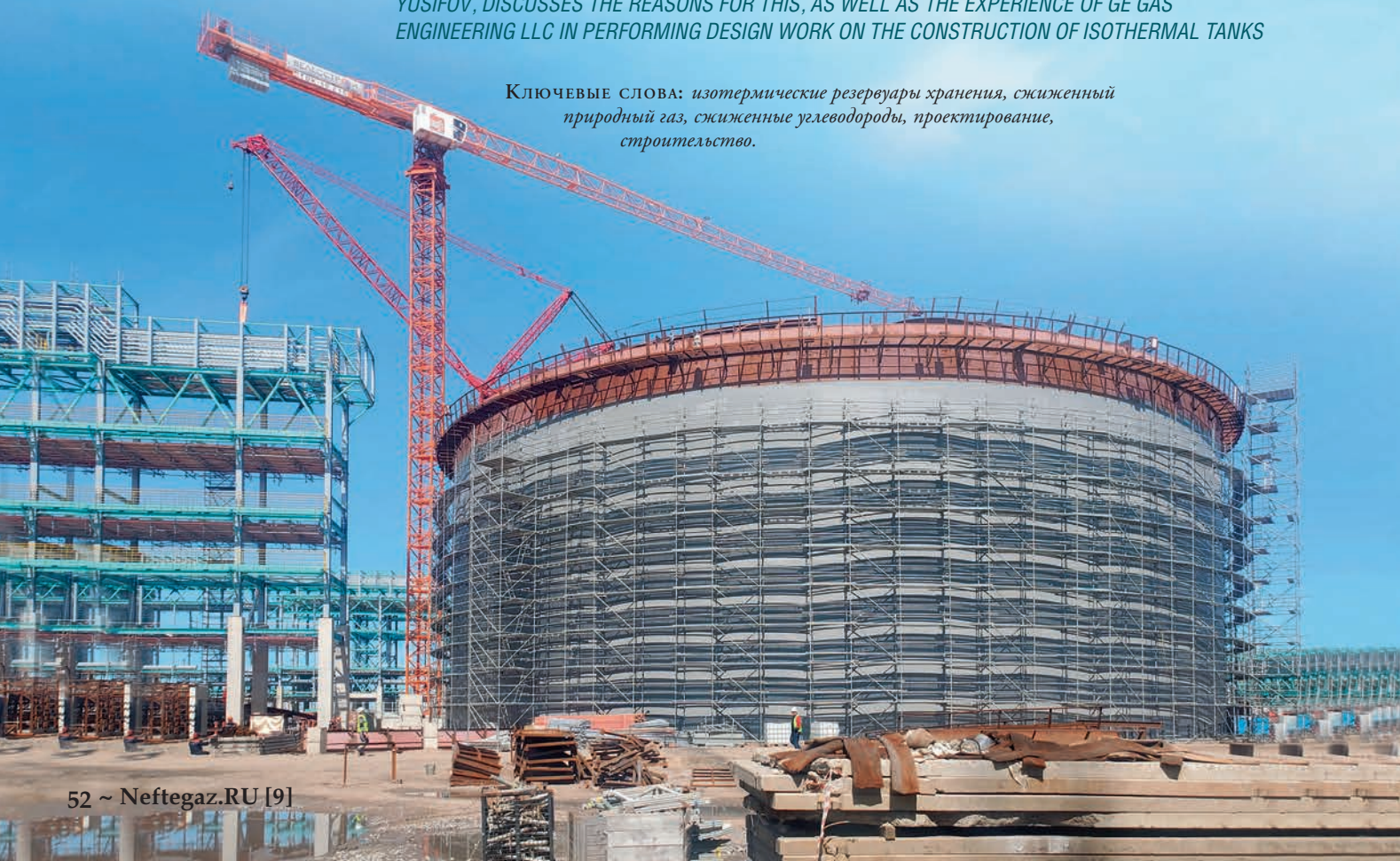
**Юсифов
Эльдар Айдынович**
директор по инжинирингу,
ООО «ГЕ Газ Инжиниринг»

ВЫПОЛНЕНИЕ ПРОЕКТНЫХ РАБОТ В ЧАСТИ ВОЗВЕДЕНИЯ ИЗОТЕРМИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ ХРАНЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА И СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В РОССИИ ВЕДЕТ СВОЮ ИСТОРИЮ С НАЧАЛА 2000-Х ГОДОВ, КОГДА БЫЛИ СПРОЕКТИРОВАНЫ И ПОСТРОЕНЫ ПЕРВЫЕ ИЗОТЕРМИЧЕСКИЕ РЕЗЕРВУАРЫ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ СПГ ОБЪЕМОМ ПОРЯДКА 100 000 М³. ЗА ПОСЛЕДНИЕ ДВАДЦАТЬ ЛЕТ БЫЛ РЕАЛИЗОВАН РЯД ПРОЕКТОВ ПО ВОЗВЕДЕНИЮ ИЗОТЕРМИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ, И ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ КАЖДОГО БЫЛ ПРИМЕНЕН ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПОДХОД. НЕСМОТРЯ НА НАЛИЧИЕ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ПРОЕКТНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, РАЗРАБОТАННЫЙ КОМПЛЕКС НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ ФЕДЕРАЛЬНОГО УРОВНЯ И РЕГУЛЯРНЫЕ ПРОВЕДЕНИЯ НАУЧНЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ, ТИПОВОЙ ПОДХОД К ПРОЕКТИРОВАНИЮ ИЗОТЕРМИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ ОТСУТСТВУЕТ. О ПРИЧИНАХ ЭТОГО, А ТАКЖЕ ОБ ОПЫТЕ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ РАБОТ ПО ВОЗВЕДЕНИЮ ИЗОТЕРМИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ КОМПАНИЕЙ ООО «ГЕ ГАЗ ИНЖИНИРИНГ» РАССКАЗЫВАЕТ ДИРЕКТОР ПО ИНЖИНИРИНГУ – ЭЛЬДАР АЙДЫНОВИЧ ЮСИФОВ

THE IMPLEMENTATION OF DESIGN WORK IN TERMS OF THE CONSTRUCTION OF ISOTHERMAL STORAGE TANKS FOR LIQUEFIED NATURAL GAS AND LIQUEFIED HYDROCARBONS IN THE RUSSIAN FEDERATION DATES BACK TO THE EARLY 2000S, WHEN THE FIRST ISOTHERMAL STORAGE TANKS FOR LNG WITH A VOLUME OF ABOUT 100,000 M³ WERE DESIGNED AND BUILT. OVER THE PAST TWENTY YEARS, A NUMBER OF PROJECTS HAVE BEEN IMPLEMENTED TO BUILD ISOTHERMAL TANKS, AND AN INDIVIDUAL APPROACH WAS USED IN THE DESIGN OF EACH. DESPITE THE PRESENCE OF SPECIALIZED DESIGN ORGANIZATIONS, A DEVELOPED SET OF REGULATORY FEDERAL LEVEL DOCUMENTS AND REGULAR SCIENTIFIC CONFERENCES, THERE IS NO STANDARD APPROACH TO THE DESIGN OF ISOTHERMAL TANKS. THE ENGINEERING DIRECTOR – ELДАР AYDINOVICH YUSIFOV, DISCUSSES THE REASONS FOR THIS, AS WELL AS THE EXPERIENCE OF GE GAS ENGINEERING LLC IN PERFORMING DESIGN WORK ON THE CONSTRUCTION OF ISOTHERMAL TANKS

Ключевые слова: изотермические резервуары хранения, сжиженный природный газ, сжиженные углеводороды, проектирование, строительство.

РЕКЛАМА



– Эльдар Айдынович, какие подходы «ГЕ Газ Инжиниринг» применяет при выполнении проектных работ?

– ООО «ГЕ Газ Инжиниринг» отказалось от шаблонных решений в пользу индивидуального и гибкого проектирования каждого изотермического резервуара.

В зависимости от продукта хранения и действующих нормативных документов наша компания может разрабатывать проекты для изотермических резервуаров объемом до 360 000 м³. Это, в том числе, позволило нам победить в тендерных процедурах на проектирование изотермических резервуаров хранения СПГ в районе Усть-Луги¹ и ИРХ СУГ в Амурской области².

Однако не только выбор продукта влияет на рабочие и конструктивные параметры ИРХ. Также необходимо учитывать такие факторы, как технологические параметры работы ИРХ: тип продукта (СПГ, СУГ, аммиак и т.п.) температура его хранения, давление; климатические и сейсмические условия места расположения площадки строительства резервуара; требования к загрузке/отгрузке продукта хранения, а также требования к промышленной безопасности и экологии.

Важно понимать, что резервуар не является отдельно стоящим сооружением, это часть сложной технологической системы.

Только комплексный анализ перечисленных факторов приведет к принятию оптимального решения, которое устроит заказчика.

Наша компания может разрабатывать проекты для изотермических резервуаров объемом до 360 000 м³. Это, в том числе, позволило нам победить в тендерных процедурах на проектирование изотермических резервуаров хранения СПГ в районе Усть-Луги и ИРХ СУГ в Амурской области

– С чего начинается процесс проектирования изотермических резервуаров?

– В основе нашего метода – партнерский подход с полным сопровождением заказчика на всех стадиях разработки.



Мы не ограничиваемся простым выполнением требований технического задания, а проводим комплексный анализ предоставленных материалов. После тщательного изучения первичных данных мы запрашиваем у заказчика дополнительные технологические параметры, характеристики входящих потоков и требования к конечному продукту.

Специалистам нашей компании необходима исчерпывающая информация о продукте и выходных параметрах, чтобы смоделировать весь технологический цикл – от приемки на площадку хранения продукта до его отгрузки через стендеры либо авто/

по проекту (ОТР). В зарубежных проектах эта стадия называется pre-FEED. На данном этапе мы предлагаем клиенту оптимальные решения, основываясь на опыте реализации подобных проектов. Иногда это приводит к существенной корректировке или перевыпуску технического задания, а именно: пересмотру состава проектируемых объектов; добавлению необходимого технологического оборудования (компрессоры, системы захлаживания, теплообменники и т.п.), а также изменению типа или конструкции изотермического резервуара.

– Перечислите критерии выбора конструктива резервуара.

– Существуют специфические требования, которые мы учитываем при рекомендации типа конструкции.

Во-первых, выбор конструктива резервуара определяется объемом хранения сжиженного продукта. Для резервуаров объемом 50–60 тыс. м³ толщина стенок внутреннего и внешнего стаканов, а также компрессионного кольца может достигать 40–46 мм.

железнодорожные посты. Только имея полную модель процесса, мы можем указать на тонкие места в проекте и способы их решения.

На основании проектной проработки наши специалисты готовят общие технические решения

¹ Крупнейшие на данный момент ИРХ СПГ в Европе и России.

² Крупнейший ИРХ СУГ в России.

Это труднореализуемо для проектов в России, поскольку листовой прокат толщиной 50 мм у нас не производится. В то же время хочу отметить, что расчеты наших инженеров подтвердили возможность проектирования изотермического резервуара объемом до 300 тыс. м³ с внешней бетонной стенкой (стаканом).

в несколько раз меньшую испаряемость продукта по сравнению с типом исполнения «металл/металл».

В-третьих, на выбор конструктива влияют условия размещения площадки строительства.

Проектирование резервуаров в исполнении «бетон/металл» целесообразно, если оборудование

застройки и объем строительномонтажных работ.

В-четвертых, на конструктив резервуара влияют нормативные требования.

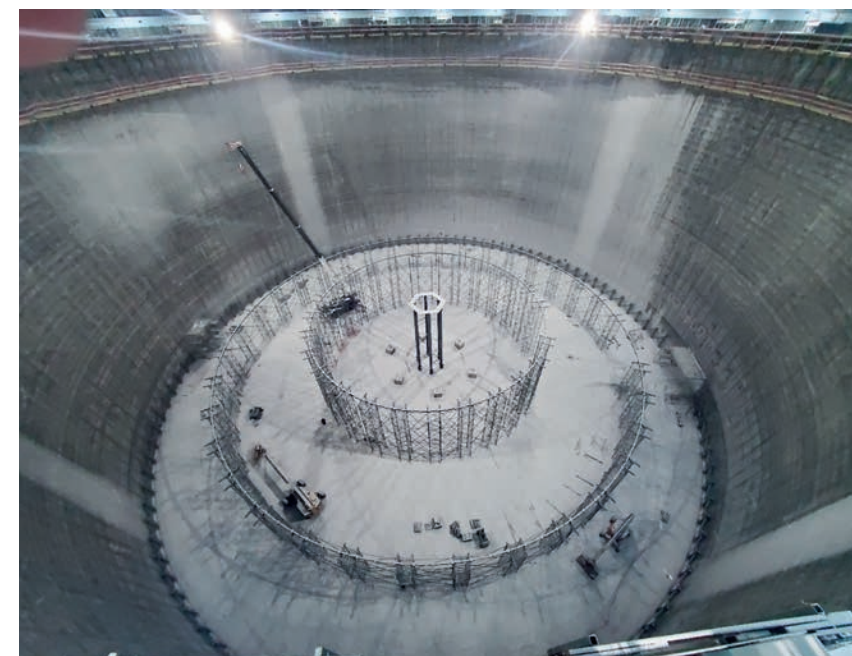
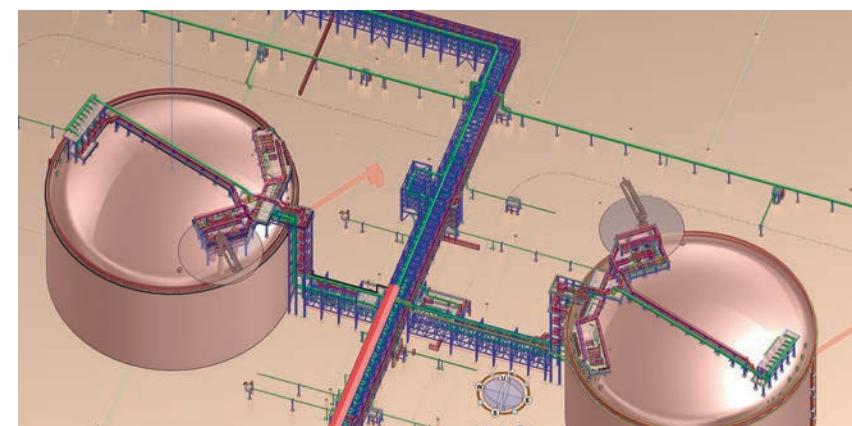
При одном и том же объеме резервуар типа «металл/металл», согласно требованиям НТД РФ, требует полного орошения стен и крыши, что обычно приводит к необходимости дополнительного оснащения имеющихся систем пожаротушения насосными станциями и резервуарами хранения пожарной воды. В то время как конструкция «бетон/металл» в большинстве случаев не требует орошения поверхности.

– Расскажите о финансовой составляющей. Существует мнение, что резервуары с наружной стенкой из бетона значительно дороже полностью металлических, так ли это?

– Специалистами нашей компании проведен сравнительный анализ стоимости строительства изотермического резервуара СУГ (пропан) 60 тыс. м³ в двух исполнениях для одного из наших заказчиков на Дальнем Востоке.

По результатам анализа было выявлено, что стоимость резервуара «бетон/металл» лишь на 8 % превышает стоимость металлического резервуара, но снова повторим, что оценка проводилась именно для этого проекта с учетом всех его особенностей.

Многолетний опыт, инновационный подход позволяет компании оставаться лидером в криогенной отрасли, предлагая решения, которые не просто соответствуют стандартам, а формируют их



- использование внутренних погружных насосов вместо отдельно стоящих внешних насосных групп;
- в качестве теплоизоляции было выбрано пеностекло, которое крепится (монтируется) на внешнюю поверхность внешнего стакана резервуара.

Тема применения иностранных стандартов и реализации международных проектов, в том числе на территории стран СНГ, очень объемна и заслуживает отдельного внимания.

– Что, по вашему мнению, позволяет успешно реализовывать такие сложные проекты?

– Наша компания – партнер для заказчиков, а не исполнитель задач.

Во-вторых, на выбор конструктива влияют технологические параметры. Такие как: скорость отгрузки и испаряемость продукта хранения. Первый параметр определяют количество погружных насосов. Максимальная производительность доступных в мире насосов не превышает 2000 м³/час. При необходимости отгрузки более 4000 м³/час требуется установка минимум трех насосов (один из которых резервный), что создает дополнительную нагрузку порядка 400 тонн на кровлю резервуара (для резервуара объемом 50 тыс. м³), т.к. вся технологическая обвязка насосов, площадки обслуживания резервуара и запорная арматура находятся непосредственно на его крыше. Это значительно увеличивает металлоемкость конструкции резервуара.

Что касается испаряемости, то конструктив резервуара типа «бетон/металл» обеспечивает

будет эксплуатироваться в сейсмоопасных регионах, на объектах, требующих повышенной устойчивости к ударным и взрывным нагрузкам, а также на земельных участках ограниченной площади.

Резервуары типа «металл/металл» требуют дополнительного защитного обвалования, которое представляет из себя бетонное каре. В случае разрушения внутреннего и внешнего стаканов резервуаров продукт хранения попадает и удерживается в бетонном каре. Возведение подобных защитных сооружений вокруг резервуара значительно увеличивает площадь

Также отмечу, что, с учетом необходимого времени на набор прочности бетона, строительство резервуара типа «бетон/металл» по срокам больше и во многом зависит от возможностей и опыта работ строительной-подрядной организации. Общий срок возведения резервуара «бетон/металл» составляет ~11–12 месяцев, против ~8–9 у резервуара типа «металл/металл». Но срок эксплуатации резервуара типа «бетон/металл» составляет 50 лет, что в двое превышает срок службы резервуара типа «металл/металл».

– В одном из недавних интервью генеральный директор ООО «ГЕ Газ Инжиниринг» Д.Р. Шафеев (см. сайт ge-gas.ru) отметил, что специалисты компании обладают опытом реализации международных проектов. Есть ли разница между проектными подходами и решениями в реализации международных и российских проектов по возведению ИРХ?

– В зарубежных проектах обычно используются стандарты EN, стандарты Евросоюза, и API, разработанные в Соединенных Штатах Америки. Но в каждой стране могут быть также и свои нормы и правила, которые предъявляют более жесткие требования к проектированию и эксплуатации изотермических резервуаров, чем стандарты EN и API, или являются обязательными при выполнении проектных работ.

Мы не просто проектируем резервуары – мы создаем технологические комплексы, наилучшим образом соответствующие техническим требованиям и бизнес-процессам наших клиентов

В этом году мы готовили проектные решения по изотермическому резервуару хранения сжиженного аммиака для заказчика из Бразилии. Требования к конструктиву и исполнению резервуара определены стандартами API. Но оказалось, что в Бразилии действует локальный нормативный документ, запрещающий использовать перлит в качестве теплоизоляционного материала в изотермических резервуарах хранения сжиженного аммиака. Причина – требования промышленной безопасности. Помимо этого, нормативный документ регламентирует использование только изотермического резервуара полной герметизации.

Таким образом, наш инженерный блок обосновал заказчику возможность выполнения проектных работ по возведению изотермического резервуара хранения жидкого аммиака, обладающего рядом характеристик:

- максимально возможный объем для типа конструкции «металл/металл»;

Мы не просто проектируем резервуары – мы создаем технологические системы, идеально соответствующие бизнес-процессам наших клиентов. Наш метод – это гибкий подход на любой стадии реализации проекта. Мы регулярно инвестируем в новые разработки и подготовку специалистов. Многолетний опыт, инновационный подход позволяет компании оставаться лидером в криогенной отрасли, предлагая решения, которые не просто соответствуют стандартам, а формируют их. ●

KEYWORDS: *isothermal storage tanks, liquefied natural gas, liquefied hydrocarbons, design, construction.*

За текущими проектами и деятельностью Компании вы можете следить на нашем официальном сайте и на страницах в социальных сетях:



Вконтакте
vk.com/gegasengineering



Telegram
t.me/gegasengineering

ИНТЕГРИРОВАННЫЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ: обзор технологий и перспективы

В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В УСЛОВИЯХ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУР – ОТ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР РЕГИОНОВ БЛИЖНЕГО ВОСТОКА ДО НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР КРАЙНЕГО СЕВЕРА. АНАЛИЗИРУЕТСЯ СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА, ПРИВОДИТСЯ ОБЗОР ТРАДИЦИОННЫХ И ИННОВАЦИОННЫХ МЕТОДОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ, А ТАКЖЕ ОЦЕНИВАЮТСЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ФЛЮИДОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБОПРОВОДОВ В ДАННЫХ УСЛОВИЯХ. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЯЕТСЯ ИНТЕГРАЦИИ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ, ВКЛЮЧАЯ ПРИМЕНЕНИЕ РОБОТОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ДИАГНОСТИКИ И СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ НА ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ. ПРЕДСТАВЛЕНО ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ, А ТАКЖЕ ДАНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ РАЗВИТИЮ МЕТОДОЛОГИИ ДИАГНОСТИКИ В УСЛОВИЯХ ЭКСТРЕМАЛЬНОГО КЛИМАТА

THIS ARTICLE REVIEWS MODERN DIAGNOSTIC METHODS FOR FIELD PIPELINES OPERATING UNDER EXTREME TEMPERATURE CONDITIONS – RANGING FROM THE HIGH TEMPERATURES OF THE MIDDLE EASTERN REGIONS TO THE LOW TEMPERATURES OF THE FAR NORTH. THE CURRENT STATE OF RESEARCH IS ANALYZED BY PRESENTING AN OVERVIEW OF BOTH TRADITIONAL AND INNOVATIVE NON-DESTRUCTIVE TESTING METHODS, AS WELL AS BY EVALUATING THE PHYSICO-CHEMICAL PROPERTIES OF FLUIDS THAT AFFECT PIPELINE PERFORMANCE UNDER SUCH CONDITIONS. SPECIAL ATTENTION IS PAID TO THE INTEGRATION OF VARIOUS TESTING METHODS, INCLUDING THE APPLICATION OF ROBOTIC SYSTEMS TO IMPROVE DIAGNOSTIC ACCURACY AND REDUCE MAINTENANCE COSTS. A TECHNO-ECONOMIC JUSTIFICATION OF THE INTEGRATED DIAGNOSTIC SYSTEM IS PROVIDED, ALONG WITH RECOMMENDATIONS FOR FURTHER DEVELOPMENT OF DIAGNOSTIC METHODOLOGIES IN EXTREME CLIMATIC CONDITIONS

Ключевые слова: *промысловые трубопроводы, диагностика, экстремальные температуры, неразрушающий контроль, робототехника.*

УДК 621.644.07

Аль-рубейа Салех
Салех Салех Салах
аспирант

Брусник
Олег Владимирович
доцент, к.т.н.

*Российский университет
дружбы народов*

Эксплуатация промысловых трубопроводов в условиях экстремальных температур является одной из наиболее сложных инженерных задач современной нефтегазовой отрасли. Традиционные методы диагностики и контроля технического состояния трубопроводных систем зачастую оказываются недостаточно эффективными при высоких или низких температурах, когда изменяются физико-химические свойства транспортируемых флюидов, усиливаются процессы коррозии и происходят структурные изменения материалов [1]. Традиционные методы (визуальный и измерительный контроль, ультразвуковая, магнитопорошковая дефектоскопия и др.) регламентируются общими требованиями ГОСТ 18353 79 и соответствуют нормам ГОСТ Р 55724 2013 при применении ультразвуковых методов. Данная статья направлена на обзор современных методов диагностики промысловых трубопроводов, а также на разработку концепции интегрированной системы, объединяющей традиционные методы неразрушающего контроля с современными робототехническими решениями.

Актуальность темы обусловлена необходимостью повышения надежности эксплуатации трубопроводов, что непосредственно влияет на безопасность технологических процессов и снижение экономических потерь в случае аварий. Использование комплексного подхода позволяет не только своевременно выявлять дефекты, но и прогнозировать развитие отказов, что является важным для определения остаточного ресурса трубопроводов.

Обзор современных методов диагностики промысловых трубопроводов

На сегодняшний день диагностика промысловых трубопроводов основывается на широком спектре методов неразрушающего контроля (НК), которые включают в себя визуальный и измерительный контроль (ВИК), ультразвуковую дефектоскопию, магнитные и вихретоковые методы, а также тепловизионный и радиационный контроль [8]. Каждый из этих методов обладает своими достоинствами и ограничениями, особенно при работе в условиях экстремальных температур.

Так, визуальный контроль остается одним из самых доступных методов и позволяет проводить первичную оценку состояния трубопровода после подготовки поверхности путем удаления коррозионных отложений и изоляционных покрытий. Однако данный метод не всегда способен выявить скрытые дефекты, находящиеся внутри металла.

Ультразвуковые методы диагностирования обеспечивают возможность обнаружения внутренних дефектов, таких как трещины и несплошности сварных соединений. Магнитные методы контроля, включая магнитопорошковую дефектоскопию, широко применяются для выявления поверхностных и подповерхностных дефектов, обусловленных изменением магнитных свойств материала. Вихретоковый метод позволяет обнаружить мелкие дефекты, такие как микротрещины, за счет анализа искажений вихревых токов, возникающих в присутствии дефектов [9]. Тепловизионные методы контроля являются эффективными для определения мест утечек и локальных нарушений теплообмена, что особенно актуально в условиях высоких температур.

Кроме того, современные достижения в области робототехники позволяют использовать внутритрубные инспекционные устройства, способные самостоятельно передвигаться по трубопроводам и проводить комплексную диагностику с использованием

нескольких методов контроля одновременно. Такие системы повышают оперативность и точность обследования, а также позволяют существенно снизить затраты на проведение ремонтных работ.

Согласно российским нормам (см. [Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности, приказ № 534 от 15.12.2020] и методику диагностики промысловых трубопроводов М 01.02.04-08), периодичность комплексного диагностирования составляет 8 лет для низкой категории риска, 4 года – для средней, 1 год – для высокой и очень высокой. При этом для объектов с высокой и очень высокой категорией риска нередко рекомендуется проведение внутритрубного диагностирования (ВТД) с применением высокоточных магнитных и/или ультразвуковых дефектоскопов.

Физико-химические особенности флюидов и влияние экстремальных температур на эксплуатацию трубопроводов

Эксплуатационные условия трубопроводов в экстремальных температурных режимах существенно отличаются от стандартных условий. При высоких температурах, характерных для регионов Ближнего Востока, наблюдаются изменения вязкости флюидов, испаряемость легких фракций и повышенная коррозионная активность, что ведет к быстрому разрушению защитных покрытий и ускоренному старению материалов [2]. В условиях низких температур, типичных для районов Крайнего Севера, флюиды могут загустевать, образовываться парафиноотложения, а также возрастают риски образования газогидратов, что приводит к закупорке трубопроводов.

Помимо вопросов внутренней коррозии, стоит учитывать также внешние воздействия (почвенная, атмосферная и микробиологическая коррозия), что особенно критично при укладке трубопровода в заболоченных или вечномёрзлых грунтах [см. ГОСТ Р 51164 98 и др.].

ТАБЛИЦА 1. Классификация методов неразрушающего контроля, применяемых при диагностике промысловых трубопроводов¹

Метод контроля	Преимущества	Ограничения
Визуальный и измерительный	Быстрота, простота, низкая стоимость	Низкая чувствительность к внутренним дефектам
Ультразвуковая дефектоскопия	Высокая точность обнаружения внутренних дефектов	Требует подготовки поверхности, чувствительность к шуму
Магнитопорошковая диагностика	Эффективна для обнаружения поверхностных дефектов	Необходимость непосредственного контакта
Вихретоковый метод	Обнаружение микродефектов	Зависимость от геометрии объекта контроля
Тепловизионный метод	Бесконтактный, оперативный контроль утечек	Зависимость от внешних температурных условий

¹ Источник: обобщено на основе [5], [6], [ГОСТ 18353 79], а также рекомендаций (Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 535)

Данные особенности требуют адаптации методов диагностики. Физико-химический анализ флюидов, их вязкости, поверхностного натяжения и фазовых переходов является ключевым этапом при оценке технического состояния трубопроводов. Различные методы неразрушающего контроля демонстрируют измененную эффективность в зависимости от температурного режима, что обусловлено изменением магнитных и акустических характеристик материалов [4]. В этой связи особое значение приобретает интеграция нескольких методов контроля для получения максимально достоверных данных.

Основные принципы интеграции

Предлагаемая концепция комплексной системы диагностики основана на интеграции традиционных методов неразрушающего контроля с современными робототехническими решениями. Такой подход позволяет использовать преимущества каждого метода, компенсируя их индивидуальные ограничения. Основными компонентами системы являются:

- **Модуль визуального контроля** – используется для первичного обследования и идентификации явных дефектов.
- **Акустико-эмиссионный модуль** – позволяет обнаружить микротрещины и признаки начала разрушения материалов.

- **Магнитометрический модуль** – применяется для регистрации аномалий в магнитном поле, вызванных дефектами.
- **Тепловизионный модуль** – используется для контроля температурного режима и выявления мест утечек.
- **Робототехническая платформа** – обеспечивает автономное перемещение по трубопроводу и объединяет данные, полученные от различных модулей.

Интеграция и алгоритм работы системы

Интегрированная система диагностики реализует следующий алгоритм:

- **Сбор исходных данных.** На начальном этапе производится сбор данных о температурном режиме, давлении и физико-химических характеристиках транспортируемых флюидов.
- **Первичный визуальный осмотр.** Роботизированное устройство

с камерой высокого разрешения проводит первичный осмотр внутренней поверхности трубопровода.

- **Акустико-эмиссионный и магнитометрический контроль.** Устройства, оснащенные соответствующими датчиками, фиксируют акустические сигналы и аномалии магнитного поля, характерные для дефектных участков.
- **Тепловизионное обследование.** Тепловизор регистрирует распределение температуры по поверхности трубопровода, выявляя потенциальные утечки и нарушения теплоизоляции.
- **Анализ и интеграция данных.** Специализированное программное обеспечение объединяет полученные данные, формируя полную карту технического состояния трубопровода с указанием мест и характеристик обнаруженных дефектов.

Кроме того, при выявлении серьезных аномалий по результатам ВТД рекомендуется

проводить дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК) на отдельных шурфованных участках, чтобы уточнить реальные размеры и глубину коррозионных повреждений перед ремонтом².

Указанные параметры дополнительно должны содержать сведения об уровне риска по [Правилам безопасности, приказ № 534 от 15.12.2020], а также год ввода в эксплуатацию, материал труб согласно сертификатам и схему прокладки (подземная/надземная), см. методические указания М 01.02.04 08, п.5.1.

Технико-экономическое обоснование предложенной системы

Комплексная система диагностики промысловых трубопроводов, объединяющая несколько методов неразрушающего контроля, позволяет существенно снизить риск аварийных ситуаций за счет своевременного обнаружения дефектов и оперативного принятия мер по их устранению. Технико-экономический анализ показывает, что применение робототехнических систем для диагностики трубопроводов позволяет:

- Сократить затраты на проведение контрольных работ за счет автоматизации процесса.
- Уменьшить риск аварий и связанных с ними экологических и экономических потерь.
- Повысить точность определения остаточного ресурса трубопровода, что способствует оптимизации графиков технического обслуживания.

Экономическая эффективность системы обосновывается сравнением затрат на проведение диагностики с последующим ремонтом дефектных участков и затратами, возникающими в случае аварийных ситуаций. Например, модельный расчет для участка нефтепровода показал, что применение диагностической системы может снизить затраты на ликвидацию последствий аварии на несколько миллионов рублей, что особенно актуально для объектов с большой протяженностью и высокой стоимостью эксплуатации.

Перспективы развития и рекомендации

Современные тенденции развития неразрушающего контроля направлены на интеграцию методов, позволяющую достигать максимально высокой точности и оперативности диагностики. Перспективным направлением является внедрение систем искусственного интеллекта для анализа и интерпретации данных, получаемых с различных датчиков, что позволит автоматизировать процесс принятия решений.

Рекомендуется продолжить исследования по следующим направлениям:

- Разработка алгоритмов обработки сигналов, получаемых при акустико-эмиссионном и магнитометрическом контроле, с целью повышения чувствительности обнаружения мелких дефектов.
- Оптимизация конструкций робототехнических платформ для повышения их маневренности и проходимости в сложных геометрических условиях трубопроводов.
- Проведение пилотных испытаний интегрированной системы на различных типах промысловых трубопроводов, эксплуатируемых в условиях экстремальных температур.
- Разработка методических рекомендаций для операторов диагностических систем, с учетом специфики эксплуатации в жарком и холодном климате.

Заключение

В статье был проведен обзор современных методов диагностики промысловых трубопроводов в условиях экстремальных температур, а также предложена концепция интегрированной системы, объединяющей традиционные методы неразрушающего контроля с современными робототехническими решениями. Проведен анализ влияния экстремальных температур на физико-химические свойства флюидов и эксплуатационные характеристики трубопроводов. Технико-экономическое обоснование показало высокую эффективность применения интегрированной системы для предотвращения аварийных

ситуаций и оптимизации затрат на техническое обслуживание. Полученные результаты могут служить основой для дальнейших исследований и разработки практических рекомендаций по повышению надежности эксплуатации промысловых трубопроводов в экстремальных климатических условиях. ●

Литература

1. Абрамян С.Г., Савеня С.Н., & Савеня А.А. (2011). Контроль качества систем трубопроводного транспорта на всех этапах строительства и эксплуатации [Электронный ресурс]. Волгоград: ВолгГАСУ.
2. Collins, D. (1992). Damage to materials in constructions. B: The 58th Autumn Symposium IGE, London, 24–25 November 1992, pp. 88–94.
3. Дьяконов А.А., & Козлов И.В. (2020). Научно-технические разработки в области диагностики промысловых трубопроводов. Губкинский университет. DOI: 10.33285/2073-9028-2020-1(298)-79-88.
4. EN 13018:2001. (2001). European Standard on Non-Destructive Testing – Visual Inspection. Brussels: CEN.
5. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ. О промышленной безопасности опасных производственных объектов. – Введ. 25.07.1997. – [Электронный ресурс]. – Доступ: www.consultant.ru.
6. ГОСТ 18353-79. (1979). Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов. Москва: Стандартинформ.
7. ГОСТ 9.602-2016. Единая система защиты от коррозии и старения. Защита подземных металлических сооружений от коррозии.
8. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
9. ГОСТ Р 52630-2012. Сосуды и аппараты стальные. Общие технические условия.
10. ГОСТ Р 55724-2013. (2013). Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые. Москва: Стандартинформ.
11. Мустафин Ф.М., Быков Л.И., Васильев Г.Г., и др. (2007). Технология сооружения газонефтепроводов. Уфа: Нефтегазовое дело.
12. Новиков В.Ф., Яценко, Т.А., & Бахаров, М.С. (2004). Промысловые трубопроводы и оборудование: Учебное пособие для студентов вузов. Москва: Недра.
13. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности объектов магистрального трубопроводного транспорта».
14. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 535. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности магистральных трубопроводов».
15. РД 03-606-03. Методические указания по неразрушающему контролю трубопроводов. – Введ. 01.06.2003.
16. Селезнева А.А., Садилов А.И., Чепкасова О.А., & Лосев Д.А. (2015). Методы технического диагностирования промысловых трубопроводов для оценки технического состояния. Молодой ученый, № 22 (202), 185–187.
17. СП 36.13330.2012. Свод правил. Магистральные трубопроводы.

KEYWORDS: *field pipelines, diagnostics, extreme temperatures, non-destructive testing, robotics.*

² Источник: пп. 7.5, 7.8 методического документа ПАО «Газпром нефть».

РАСЧЕТ МАССЫ ПЕРЕКАЧИВАЕМОГО ШФЛУ

в магистральном трубопроводе
с использованием автоматизированной
системы «Материальный баланс»
(ПК «Сириус-СППР»)



**Горбунов
Игорь Вячеславович**

главный технолог
ООО «НПА Вира Реалтайм»

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ОДНО ИЗ РЕШЕНИЙ ПРОБЛЕМЫ ДЕБАЛАНСА ШФЛУ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ. ПРЕДСТАВЛЕНЫ НОВЫЕ ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ МОДУЛИ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «СИРИУС-СППР», ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ РАСЧЕТА МАССЫ ПРОДУКТА В ТРУБОПРОВОДЕ И ФОРМИРОВАНИЕ ДОСТОВЕРНОГО МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА НА ОСНОВЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

THIS ARTICLE ADDRESSES ONE OF THE SOLUTIONS TO THE PROBLEM OF NGL (NATURAL GAS LIQUIDS) IMBALANCE DURING TRANSPORTATION THROUGH MAIN PIPELINES. IT PRESENTS NEW FUNCTIONAL MODULES OF THE "SIRIUS-SPPR" SOFTWARE COMPLEX THAT ENHANCE THE ACCURACY OF PRODUCT MASS CALCULATION WITHIN PIPELINES AND ENABLE THE FORMATION OF A RELIABLE MATERIAL BALANCE THROUGH REAL-TIME MATHEMATICAL MODELING

Ключевые слова: ШФЛУ, материальный баланс, дебаланс, трубопроводный транспорт, математическое моделирование, Сириус-СППР, компонентный состав, двухфазное состояние, плотность.

В процессе транспортировки ШФЛУ по системе магистральных трубопроводов возникает дебаланс, определяемый при проведении инвентаризации продукта на предприятии. Дебаланс – разность между суммарной массой продукта, принятой в систему за период, и массой, отпущенной из системы за тот же период, с учетом изменения остатков, заполнения/опорожнения системы и технологических потерь.

Дебаланс, если не учитывать аварийные потери, как правило, возникает в результате погрешностей измерений количества перекачиваемого продукта, как на стороне приема, так и на стороне сдачи грузополучателям, а также погрешностей определения величины массы ШФЛУ в резервуарах и трубопроводах на начало и конец отчетного периода.

Фактический дебаланс за отчетный период может иметь как положительное, так и отрицательное значение.

По правилам бухгалтерского учета, если фактический дебаланс за отчетный период имеет положительное значение, излишек имущества приходится по рыночной стоимости на дату проведения инвентаризации и зачисляют на финансовые результаты

предприятия. Если фактический дебаланс за отчетный период имеет отрицательное значение, недостачу в размере, определенном по средней стоимости, относят на виновных лиц, а если виновные лица не установлены, то убытки от недостачи имущества списывают на финансовые результаты предприятия.



РЕКЛАМА

Общая вместимость магистральных трубопроводов имеет значительный объем (сотни тысяч тонн), поэтому погрешности при инвентаризации продукта в трубопроводах несут большие риски для финансовых показателей предприятия. Применение автоматизированных систем по расчету массы продукта в трубопроводе на базе математического моделирования технологических процессов перекачки ШФЛУ в соответствии с фактическими режимами работы трубопроводной системы позволит повысить достоверность расчета и снизить данные риски. С этой целью ООО «НПА Вира Реалтайм» расширило функциональные возможности собственного программного комплекса «Сириус-СППР» (системы поддержки принятия решений), разработав к нему дополнительные программные модули:

- модуль расчета движения партий ШФЛУ по трубопроводу с различным компонентным составом сниженных газов;
- модуль расчета двухфазного состояния ШФЛУ (жидкость, газ) в трубопроводе в зависимости от физических условий перекачки;
- модуль расчета массы ШФЛУ в трубопроводе.

Для выполнения расчетов ПК «Сириус-СППР» получает в режиме реального времени необходимые данные технологических параметров работы трубопроводов, обеспечивая взаимодействие с АСУТП и с другими системами MES-уровня.

Модуль расчета движения партий ШФЛУ по магистральным трубопроводам

Модуль в режиме реального времени осуществляет расчет компонентного состава ШФЛУ в каждой точке трубопровода. Так как перекачка партий ШФЛУ осуществляется «прямым контактированием», изменение компонентного состава ШФЛУ по длине трубопровода в процессе перекачки происходит по причине двух факторов:

- линейного переноса (конвекции);
- перемешивания соседних партий между собой (диффузии).

РИСУНОК 1. Модуль ПК «Сириус-СППР» – «Контроль параметров трубопровода»



Для расчета линейного переноса гидравлическая модель трубопровода в ПК «Сириус-СППР» рассчитывается скорость движения продукта в каждой нитке трубопровода (основной трубопровод, лупинг, подводящий трубопровод и т.п.) на основании фактических данных с узлов учета (массомеров, ультразвуковых расходомеров), давлений на начальных и конечных пунктах магистрального трубопровода и данных по компонентному составу ШФЛУ на входе в трубопровод.

Для расчета диффузии используется так называемая квазистационарная модель конвекции, в которой перенос на каждом временном слое происходит с постоянной скоростью, но значение этой скорости может изменяться между различными моментами времени из-за смены режима перекачки. Расчет диффузии на границе партий ШФЛУ с различным компонентным составом осуществляется решением уравнения, которое имеет вид:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = -k \cdot \frac{\partial^2 c}{\partial x^2}, \quad (1)$$

Решение данного уравнения в конечно-разностной схеме имеет следующий вид:

$$c(x, t + \Delta t) = c(x, t) + k \cdot \frac{\Delta t}{\Delta x^2} \cdot (c(x + \Delta x, t) - 2c(x, t) + c(x - \Delta x, t)) \quad (2)$$

где переменная $c(x, t)$ обозначает концентрацию перекачиваемого вещества;

x и t – независимые переменные, которые представляют собой значения координаты, отложенной вдоль оси трубопровода, и времени; k – коэффициент диффузии или коэффициент продольного смешивания (m^2/c). Коэффициент диффузии, в свою очередь, зависит от диаметра трубопровода, скорости движения продукта в трубопроводе и коэффициента гидравлического сопротивления при фактическом режиме перекачки.

Для визуализации расчетных параметров используется модуль «Контроль параметров трубопровода» представленный на рисунке 1. В верхней части окна в процентном соотношении отображается компонентный состав ШФЛУ вдоль трассы трубопровода. Каждому газу соответствует свой цвет. В нижней части окна отображается фактический температурный профиль перекачиваемого продукта (коричневая линия) и расчетная плотность ШФЛУ (желтая линия).

Расчет движения партий ШФЛУ может осуществляться как в режиме реального времени, так и в режиме прогнозирования.

Модуль расчета двухфазного состояния ШФЛУ

ШФЛУ представляет собой смесь сжиженных углеводородных газов и при определенных значениях температуры и давления может

переходить из жидкого состояния в двухфазное состояние (газ и жидкость). Алгоритм модуля по расчету двухфазного состояния многокомпонентных смесей ШФЛУ основан на расчете разделения фракций и определения их компонентного состава при известном давлении P и температуре T . Задача сводится к определению параметра β из уравнения Рэчфорда-Райса:

$$\sum_{i=1}^n \frac{z_i}{K_i - 1 + \beta} = 0 \quad (3)$$

Здесь z_i – молярная концентрация i -й компоненты углеводородной смеси (жидкая + газовая фракции);

K_i – коэффициент летучести i -й компоненты при давлении P и температуре T ;

β – искомый параметр, равный молярной концентрации газовой фракции в составе смеси.

Зная β , определяется компонентный состав жидкой и газовой фракции. Далее по рассчитанному компонентному составу определяется молярная масса газовой смеси и по уравнению состояния идеального газа – плотность газовой смеси.

Работа модуля позволяет рассчитать количество жидкой и газовой долей объема трубопровода при появлении двухфазного состояния ШФЛУ и, следовательно, корректно рассчитать массу продукта в трубопроводе.

Модуль расчета массы ШФЛУ в трубопроводе

Расчет массы ШФЛУ выполняются в соответствии с утвержденными на предприятии ООО «Запсибтрансгаз» «Методическими указаниями по учету ШФЛУ» от 2019 года. Для расчета массы алгоритм модуля делит трубопроводы на элементарные участки длиной порядка 100 метра. Для каждого элементарного участка автоматически определяется следующие параметры:

- компонентный состав ШФЛУ (из Модуля 1);
- давление;

- температура перекачиваемого продукта;
- фазовое состояние (жидкость/пар, из Модуля 2).

На основании данных параметров и в соответствии с ГОСТ 28656-19 «ГАЗЫ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СЖИЖЕННЫЕ, Расчетный метод определения плотности и давления насыщенных паров» в каждом участке трубопровода рассчитывается значения плотности ШФЛУ в жидком фазовом состоянии. При давлении перекачки ШФЛУ в трубопроводе, превышающем давление насыщения паров при рабочей температуре, расчетное значение плотности умножается на поправочный коэффициент C_{PL} учитывающий сжимаемость ШФЛУ в жидком состоянии.

Для каждого участка трубопровода корректируется его вместимость с учетом коэффициентов:

K_t – коэффициент, учитывающий влияние температуры стенки трубы на вместимость трубопровода;

K_p – коэффициент, учитывающий влияние давления ШФЛУ на вместимость трубопровода.

$$V_{np,i} = V_{mp,i} \cdot K_t \cdot K_p, \quad (4)$$

где $V_{mp,i}$ – вместимость i -того участка трубопровода согласно градуировочной таблице, м³;

$V_{np,i}$ – объем ШФЛУ в i -том участке трубопровода при температуре и давлении на этом участке, м³.

Масса всего продукта в трубопроводе рассчитывается как сумма масс ШФЛУ всех элементарных участков на данном трубопроводе.

$$M_w = \sum_{i=1}^n V_{np,i} \cdot \rho_{sp,i} \cdot 10^{-3}, \quad (5)$$

M_w – масса ШФЛУ в трубопроводе, тонн;

$\rho_{sp,i}$ – плотность ШФЛУ при температуре и давлении в i -том участке трубопровода, кг/м³.

Заключение

Внедрение модулей «Материального баланса трубопроводной системы» в ПК «Сириус-СППР» обеспечивает:

- **Повышение достоверности** расчета массы ШФЛУ в трубопроводе за счет:

- учета реального компонентного состава и его изменения вдоль трассы;
- точного определения фазового состояния продукта;
- расчета плотности с учетом фактических давления, температуры и компонентного состава;
- корректировки вместимости трубопровода.

- **Снижение финансовых рисков** за счет минимизации погрешностей инвентаризации, ведущих к дебалансу.
- **Повышение объективности** формирования материального баланса.
- **Сокращение временных затрат и минимизацию влияния человеческого фактора** на процесс учета.

Использование системы «Сириус-СППР» с новыми модулями позволяет перейти на качественно новый уровень контроля и управления процессом транспортировки ШФЛУ. ●

Литература

1. «Методические указания по учету ШФЛУ», Редакция1: нормативный документ ООО «Запсибтрансгаз» / утв. К.В. БЕЛКИН – Нижневартовск: ООО «Запсибтрансгаз», 2019 – 37 с.
2. ГОСТ 28656-19 «ГАЗЫ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СЖИЖЕННЫЕ, Расчетный метод определения плотности и давления насыщенных паров» – Москва: Стандартинформ, 2019 – 19 с.

KEYWORDS: NGL, material balance, imbalance, pipeline transportation, mathematical modeling, Sirius-SPPR, component composition, two-phase flow, density.



+7 495 723 75 59
rlt@rlt.ru



107589, г. Москва,
ул. Красноярская, дом 1, корп. 1



Сканируй
и переходи
на наш сайт

ЧЕТВЕРТЬ ВЕКА РАССКАЗЫВАЕМ
О ТЕХНОЛОГИЯХ, КОТОРЫЕ
ДВИГАЮТ ОТРАСЛЬ ВПЕРЕД

ЭКОСИСТЕМА Neftegaz.RU

- Информационный портал
- Печатный журнал
- Маркетплейс
- TG: @neftegazchannel
- VK: neftegaz_ru
- MAX: neftegazchannel



КЛАСТЕРНОЕ БУРЕНИЕ: новый подход, который позволяет снизить стоимость метра проходки

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ СЕГОДНЯ СТАЛКИВАЕТСЯ С БЕСПРЕЦЕДЕНТНЫМИ ВЫЗОВАМИ: РАСТУЩИЕ ОПЕРАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ, ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ И НЕОБХОДИМОСТЬ СОХРАНЕНИЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ДАЖЕ В УСЛОВИЯХ НЕСТАБИЛЬНЫХ ЦЕН НА НЕФТЬ. ТРАДИЦИОННЫЕ МЕТОДЫ БУРЕНИЯ, ОСОБЕННО В КУСТОВЫХ СХЕМАХ, ДЕМОНИСТРИРУЮТ СИСТЕМНЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ, КОТОРЫЕ НАПРЯМУЮ ВЛИЯЮТ НА ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТОВ. В ЭТОМ КОНТЕКСТЕ КЛАСТЕРНОЕ БУРЕНИЕ КАК ТЕХНОЛОГИЯ, ПРИМЕНЯЕМАЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ РАЗНЫХ ТИПОВ СКВАЖИН НА ОДНОЙ КУСТОВОЙ ПЛОЩАДКЕ, СПОСОБНАЯ ТРАНСФОРМИРОВАТЬ ПРОЦЕСС СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН, ПРЕДЛАГАЕТ ЗНАЧИТЕЛЬНОЕ СОКРАЩЕНИЕ ФИНАНСОВЫХ И ВРЕМЕННЫХ ЗАТРАТ ПРИ ОДНОВРЕМЕННОМ ПОВЫШЕНИИ ОПЕРАЦИОННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ. КОМПАНИЯ АО «СИБИРСКАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ» (ССК), ЯВЛЯЯСЬ ОДНИМ ИЗ ЛИДЕРОВ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ УСЛУГ С ДОЛЕЙ 6–8 %, АКТИВНО ИСПОЛЬЗУЕТ ЭТОТ МЕТОД В СВОЕЙ ПРАКТИКЕ. КОМПЕТЕНЦИИ ИНЖЕНЕРОВ, МОЩНАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ БАЗА И СОБСТВЕННЫЕ R&D-РАЗРАБОТКИ ФОРМИРУЮТ ЯДРО ЭКСПЕРТИЗЫ ССК ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ВЫСОКОЙ СЛОЖНОСТИ

THE OIL AND GAS INDUSTRY TODAY FACES UNPRECEDENTED CHALLENGES: GROWING OPERATING EXPENSES, ENVIRONMENTAL REQUIREMENTS AND THE NEED TO MAINTAIN PROFITABILITY EVEN IN THE CONTEXT OF UNSTABLE OIL PRICES. TRADITIONAL DRILLING METHODS, ESPECIALLY IN CLUSTER SCHEMES, DEMONSTRATE SYSTEMIC LIMITATIONS THAT DIRECTLY AFFECT THE ECONOMIC EFFICIENCY OF PROJECTS. IN THIS CONTEXT, CLUSTER DRILLING AS A TECHNOLOGY CAPABLE OF TRANSFORMING THE WELL CONSTRUCTION PROCESS OFFERS A SIGNIFICANT REDUCTION IN FINANCIAL AND TIME COSTS WHILE SIMULTANEOUSLY INCREASING OPERATIONAL EFFICIENCY. THE COMPANY SIBERIAN SERVICE COMPANY (SSC) JSC, BEING ONE OF THE LEADERS IN THE RUSSIAN OILFIELD SERVICES MARKET WITH A SHARE OF 6-8%, ACTIVELY USES THIS METHOD IN ITS PRACTICE. THE COMPETENCIES OF ENGINEERS, A POWERFUL TECHNICAL BASE AND IN-HOUSE R&D DEVELOPMENTS FORM THE CORE OF SSC'S EXPERTISE FOR THE IMPLEMENTATION OF HIGHLY COMPLEX PROJECTS

Ключевые слова: снижение операционных затрат, бурение, повышение эффективности проекта, строительство скважин, нефтесервисные услуги.

Валерий Милинцев
начальник управления
супервайзинга

Иван Гумнов
менеджер
по супервайзингу

АО «Сибирская Сервисная
Компания»

«Кластерное бурение – это пример инструмента взаимовыгодного повышения эффективности. Тщательная подготовка и продуманный технологический процесс позволяют нам предлагать заказчикам услугу, которая сокращает сроки и затраты без компромиссов в качестве», – **Алексей Канашук**, первый заместитель генерального директора ССК.

Проблемы традиционного бурения: почему изменения необходимы

Традиционный метод бурения скважин в кустовой схеме сопряжен с рядом системных ограничений, которые негативно влияют на экономическую эффективность и операционную результативность проектов.

Избыточные операционные затраты и временные потери

При традиционном подходе каждая скважина рассматривается как отдельный проект, что приводит к:

- Дублированию подготовительных операций – на каждую скважину требуется отдельная подготовка буровой установки (БУ), включая сборку/разборку бурильного инструмента, настройку оборудования, что занимает в среднем 8–12 часов на скважину.
- Циклическим операциям – повторная подготовка бурового раствора для каждой скважины (сброс отработанного раствора и приготовление нового), что увеличивает время цикла на 15–18 часов.
- Неоптимальным передвижкам БУ – классическое перемещение между скважинами без единой стратегии, приводящее к дополнительному времени простоя на подготовительные работы.

Логистические сложности

Современные кустовые площадки с плотным расположением скважин создают особые логистические вызовы:

- Усложнение завоза/вывоза оборудования – частые перемещения техники на ограниченном пространстве приводят к конфликтам в графике сервисных работ.
- Неэффективное использование скважинного оборудования – необходимость хранения большого количества материально-технических ресурсов для каждого отдельного этапа бурения.

Технологические ограничения

Специфика бурения горизонтальных скважин в условиях кустовой площадки создает дополнительные сложности:

- Требуется полная замена раствора.
- Снижение качества работ – частые перенастройки оборудования приводят к ошибкам персонала и увеличению рисков аварийных ситуаций.

Сравнение традиционного и кластерного методов бурения

Параметр	Традиционный метод	Кластерный метод	Экономический эффект
Время подготовительных работ на скважину	8–12 часов	3–5 часов	Сокращение на 60–70 %
Объем бурового раствора на 4 скважины	Стандартный объем + запас на замену	Экономия до 450 м³	Снижение материальных затрат
Непроизводительное время (НПВ)	10–15 % от общего времени	5–7 % от общего времени	Повышение общей эффективности
Логистические операции	Множественные разовые поставки	Оптимизированный график	Снижение затрат на 10–15 %

Высокие удельные затраты

Вышеперечисленные проблемы приводят к значительным затратам:

- Более высокая себестоимость строительства скважин.
- Высокая доля непроизводительного времени (НПВ) до 10–15 % от общего времени строительства скважины.
- Снижение экономической эффективности проекта из-за увеличения срока ввода скважин в эксплуатацию.

Экологические аспекты

Традиционный метод бурения также создает дополнительные экологические риски:

- Увеличение объема отработанных буровых растворов за счет их частой замены.
- Расширение временного воздействия на окружающую среду из-за увеличения срока строительства куста.
- Повышенное энергопотребление из-за избыточных операций и перемещений техники.

Кластерное бурение: инновационный подход ССК

Кластерное бурение представляет собой стратегически важный шаг для повышения конкурентоспособности компаний в нефтегазовой отрасли. Эта технология основана на тщательной подготовке и оптимизации всех

этапов работ, что позволяет значительно повысить эффективность процесса бурения.

Основные цели внедрения кластерного бурения:

- Сокращение непроизводительного времени (НПВ) за счет исключения дублирования подготовительных операций при переходе между скважинами в кусте.
- Оптимизация использования бурового оборудования путем применения фиксированной последовательности работ и систематизации передвижек буровой установки между скважинами.
- Снижение материальных затрат за счет единой подготовки бурового раствора для группы скважин (экономия до 450 м³ на 4 скважины).
- Исключение циклических операций по сборке/разборке бурильной колонны и перенастройке оборудования при переходе от скважины к скважине.
- Упорядочивание логистических процессов за счет слаженной работы интегрированных сервисов и оптимального графика завоза/вывоза скважинного оборудования.

Технологический процесс кластерного бурения от ССК

Реализация кластерного бурения в ССК основана на четком планировании и строгом соблюдении последовательности операций. Процесс делится на три основных этапа:

ЭТАП 1 Первый блок скважин куста

- Старт с четвертой скважины – строительство скважин инициировано с четвертой скважины первого блока, что позволяет сразу приступить к основным работам без предварительной подготовки площадки под все скважины куста. Этот подход минимизирует начальные временные затраты и позволяет быстрее ввести буровую установку в рабочий режим.
- Последовательное бурение интервалов – бурение 4-х скважин под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну (ЭК) с движением буровой установки против направления движения станка (НДС). Такая последовательность обеспечивает максимальную эффективность применения скважинного и наземного оборудования.
- Единая система бурового раствора – последовательное бурение 4-х интервалов под хвостовик с передвижкой БУ по НДС с использованием единой системы бурового раствора, что исключает необходимость его полной замены между скважинами.
- Переход на следующий блок – передвижка БУ на 4-ю скважину второго блока завершает работу с первым блоком и готовит к переходу к следующему этапу работ.



ЭТАП 3 Четвертый блок скважин куста

Последовательное бурение наклонно направленных скважин (ННС) выполняется в традиционном исполнении, так как преимущества применения кластерной технологии малоэффективны на скважинах данной конструкции. Однако даже в этом случае сохраняется накопленный эффект за предыдущие этапы.

Методы реализации: системный подход ССК

Четкая последовательность строительства скважин

Реализация кластерного бурения основана на определении строгой последовательности строительства скважин, например: 4 горизонтальные скважины на проектный пласт N1 → 4 горизонтальные скважины на пласт N2 → наклонно-направленные скважины. Такой порядок обеспечивает:

- Минимизацию перенастройки оборудования при бурении скважин одного типа;

- Оптимизацию состава и свойств бурового раствора для конкретного интервала и пласта;
- Сокращение времени на подготовительные работы между скважинами;
- Обеспечение непрерывности рабочего процесса.

Систематизация передвижек буровой установки

Для повышения эффективности процесса бурения внедрена строгая система передвижек буровой установки с фиксированными расстояниями (на примере кустовой площадки из 16 скважин):

- Передвижки на 9 м – 21 операция (на схеме: п. 1–6, 8–13, 15–20, 22–24): основной тип перемещений при переходе между соседними скважинами в рамках одного блока.
- Передвижки на 42 м (на схеме: п. 7 и 14) – 2 операции: применяются при переходе между блоками скважин, где требуется более значительное перемещение установки.
- Передвижки на 15 м (на схеме: п. 21) – 1 операция: используется для завершения работ по определенному этапу и подготовки к следующему блоку работ.

Единая подготовка к каждому этапу бурения скважин

Ключевым методом реализации является подготовка единой системы бурового раствора и оборудования для всего этапа работ:

- Приготовление для бурения блока 4-х скважин полимер-глинистого раствора объемом 300 м³ на направления, кондуктора и эксплуатационные колонны; хлор-калиевого раствора объемом 150 м³ для хвостовиков.
- Наладка бурового оборудования: буровых насосов, бурильного инструмента, блока ЦСГО и цементировочного флота.
- Систематизация сервисных работ (цементирование, буровые растворы, ННБ, ГИС и др.) для всего блока скважин.

Условия успешной реализации: экспертный подход ССК

«Успех кластерного бурения на 90 % зависит от подготовительного этапа. Наша компания инвестирует значительные ресурсы в планирование и проектирование, чтобы избежать непредвиденных ситуаций в процессе работ», – пояснил начальник управления супервайзинга ССК Валерий Милинцев.

Для успешной реализации кластерного бурения необходимо соблюдение нескольких критически важных условий:

- Утверждение проектных целей и очередности бурения до начала разбуривания кустовой площадки, включая полное утверждение проектной документации на все скважины куста и подготовку детального графика выполнения работ.
- Строгое соблюдение последовательности бурения скважин, направленных на один и тот же пласт, без чередования бурения скважин на разные горизонты в рамках одного этапа.
- Отсутствие изменений целей и траекторий скважин в процессе бурения, так как любые корректировки приводят к нарушению оптимальной последовательности работ.
- Начальная установка буровой установки на четвертую скважину каждого блока, что позволяет

Ключевые показатели эффективности кластерного бурения

Показатель	Результат	Вклад в общую эффективность
Сокращение времени на подготовительные операции	До 70 %	Значительное снижение непроизводительного времени
Экономия бурового раствора	До 450 м³ на 4 скважины	Снижение материальных затрат и экологической нагрузки
Сокращение логистических затрат	10–15 %	Оптимизация использования ресурсов
Общее сокращение сроков бурения	1 сутки на скважину	Ускорение ввода скважин в эксплуатацию

сразу приступить к основным работам без предварительной подготовки площадки.

- Наличие достаточного количества тумб для реализации передвижек, особенно на 42 м, что требует тщательного проектирования расположения тумб с учетом всех этапов работ.

позволяет значительно сократить затраты и время на бурение, но и повышает общую эффективность операционной деятельности нефтегазовых компаний.

АО «Сибирская Сервисная Компания» благодаря своему опыту, технологическим возможностям и системному подходу к реализации проектов предлагает заказчикам услугу кластерного бурения, которая сочетает в себе высокую эффективность и низкую себестоимость. Тщательная подготовка, которая является отличительной чертой подхода ССК, позволяет минимизировать риски и обеспечить бесперебойное выполнение работ даже в самых сложных условиях.

Как отмечает **Алексей Канашиук**, первый заместитель генерального директора ССК:

«Наша цель – не просто внедрять инновационные технологии, а делать их максимально эффективными и практичными для заказчиков. Кластерное бурение – это яркий пример того, как тщательная подготовка и глубокие экспертные знания позволяют достигать необходимых результатов в снижении затрат и повышении операционной эффективности».

В условиях растущих требований к экономической эффективности и экологической ответственности в нефтегазовой отрасли, кластерное бурение становится не просто опцией, а необходимостью для компаний, стремящихся сохранить конкурентоспособность на рынке. ССК готова стать надежным партнером в этом процессе, предлагая экспертное решение и исполнение сложных, масштабных проектов. ●

KEYWORDS: reduction of operating costs, drilling, improvement of project efficiency, well construction, and oilfield services.

Результаты внедрения: измеримая эффективность

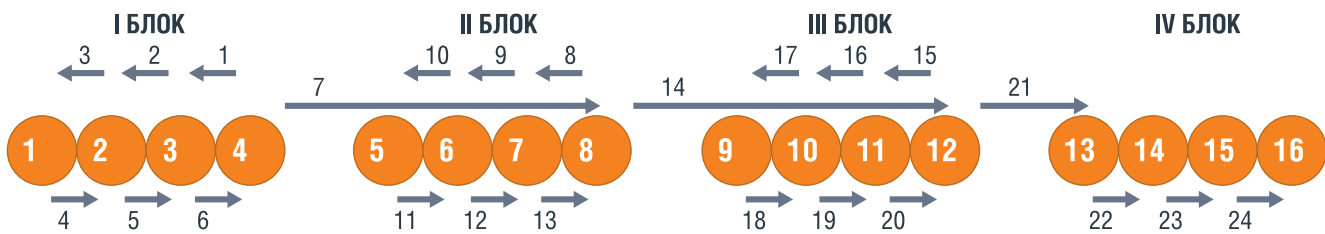
Внедрение кластерного бурения по технологии ССК позволяет достичь значимых результатов:

- Сокращение повторных/циклических операций за счет исключения дублирования таких операций, как сборка/разборка бурильной колонны, подготовка буровой установки под каждую скважину.
- Экономия объема приготовления бурового раствора для 4-х скважин до 450 м³ (полимер-глинистый – 300 м³, и хлор-калиевый – 150 м³).
- Снижение логистических затрат и простоя незадействованного скважинного оборудования на 10–15 %.
- Суммарное сокращение сроков бурения менее 1 суток на каждую скважину.
- Устранение дублирования операций по подготовке буровой установки и бурового оборудования.

Будущее бурения за кластерными технологиями

Кластерное бурение представляет собой значительный шаг вперед в эволюции технологий строительства скважин. Этот метод не только

Систематизация передвижек буровой установки



ПРИЧИНЫ ФОРМИРОВАНИЯ ОТРИЦАТЕЛЬНОГО СКИН-ФАКТОРА

и его влияние на состояние призабойных зон карбонатного коллектора Куюмбинского месторождения

В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НАБЛЮДАЕТСЯ ИЗМЕНЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ. СВЯЗАНО ЭТО С ВОЗДЕЙСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ, ПРОВЕДЕНИЕМ РЕМОНТНЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ, РАЗРУШЕНИЕМ ЕСТЕСТВЕННОГО ЦЕМЕНТА ПОРОД ПЛАСТА, ПРОНИКНОВЕНИЕМ ФИЛЬТРАТА БУРОВОГО РАСТВОРА. ОДНИМ ИЗ ОСНОВНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ, КОТОРЫЙ ПОКАЗЫВАЕТ ИЗМЕНЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПЗП (ПРИЗАБОЙНАЯ ЗОНА ПЛАСТА), ЯВЛЯЕТСЯ СКИН-ФАКТОР. ОН ОТРАЖАЕТ ВОЗНИКАЮЩИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ В ПЛАСТЕ, ВЕДУЩИЕ К КОЛЬМАТАЦИИ СТенок ПЗП И ПАДЕНИЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН. В ПРЕДСТАВЛЕННОЙ РАБОТЕ НА ПРИМЕРЕ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА КУЮМБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ СКИН-ЭФФЕКТА И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА СОСТОЯНИЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

DURING THE OPERATION OF FIELDS, CHANGES IN THE TECHNICAL CONDITION OF THE BOTTOMHOLE ZONE ARE OBSERVED. THIS IS DUE TO THE IMPACT OF TECHNICAL AND PROCESS FLUIDS, REPAIR WORK IN WELLS, DESTRUCTION OF NATURAL CEMENT OF FORMATION ROCKS, PENETRATION OF DRILLING MUD FILTRATE. ONE OF THE MAIN HYDRODYNAMIC INDICATORS THAT SHOWS THE CHANGE IN THE FILTRATION PROPERTIES OF THE BZP (BOTTOMHOLE FORMATION ZONE) IS THE SKIN FACTOR. IT REFLECTS THE ADDITIONAL FILTRATION RESISTANCE THAT ARISES IN THE FORMATION, LEADING TO COLMATATION OF THE BZP WALLS AND A DROP IN THE PRODUCTIVITY OF PRODUCING WELLS. IN THE PRESENTED WORK, USING THE EXAMPLE OF THE CARBONATE RESERVOIR OF THE KUYUMBINSKOYE FIELD, THE MAIN CAUSES OF THE SKIN EFFECT AND ITS IMPACT ON THE STATE OF THE BOTTOMHOLE ZONE ARE CONSIDERED

Ключевые слова: карбонатный коллектор, призабойная зона пласта, проницаемость, поверхностный эффект, кольматация, продуктивность скважины.

**Степанов
Руслан Илдарович**

кафедра разработки
и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений,
Институт нефти и газа,
Сибирский федеральный
университет,
аспирант

Призабойная зона скважин является важнейшей областью пласта, от которой зависит текущая и суммарная добыча нефти и газа, дебит добывающих скважин и приемистость нагнетательных [1]. Для достижения максимального потенциала скважин требуется регулировать техническое состояние ПЗП, для сохранения естественной

проницаемости пород-коллекторов. Процессы бурения и заканчивания скважин негативным образом сказываются на фильтрационно-емкостных свойствах пласта, что ведет к снижению показателей работы скважин. Изменение коллекторских свойств, по мнению исследователей, происходит с момента разбуривания пласта и в течение всего эксплуатационного периода скважины [2]. Чаще всего изменение коллекторских свойств связано с нарушением физических свойств пород. Именно через ПЗП происходит процесс течения флюидов в скважину. Основным свойством резервуара, которое позволяет контролировать показатели разработки месторождения, является проницаемость. Проницаемость призабойной зоны и ее изменчивость контролируется показателем скин-фактором, являясь одним из важнейших гидродинамических параметров скважин. Скин-фактором

называют, по Ван Эвердингену и Херсту, разность давлений, при условии установившегося режима фильтрации вокруг исследуемой скважины [3]. Величина скин-фактора описывается следующим выражением:

$$S = \frac{2\pi kh}{q\mu B} \Delta P_{\text{скин}}, \quad (1)$$

где: k – проницаемость, мкм²; h – толщина пласта, м; q – дебит скважины, м³/сут; μ – динамическая вязкость жидкости, мПа·с; B – объемный коэффициент нефти д.ед.

Рассматриваемое в работе Куюмбинское месторождение – одно из крупнейших в пределах Красноярского края и Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции. Его основной особенностью является то, что оно представлено древнейшим сложно построенным резервуаром, с наличием высокопродуктивных трещин и каверн [4]. Кристаллический фундамент в рассматриваемом месторождении сложен гранитами и гранитоидными архейского возраста. Сам исследуемый осадочный чехол представлен карбонатными и терригенно-карбонатными породами рифея, венда и кембрия. Основная залежь рифея – юрубченская представлена зелендуконской, вздрэшевской, мадринской, юрубченской, долгоктинской, куюмбинской, копчерской, юктенской, рассолкинской, вингольдинской, токурской и ирэмэкэнской толщ. Продуктивность связана с породами рифея [5]. Исследуемые породы продуктивного рифея обладают трещиноватостью и зонами повышенной кавернозности. Модель продуктивного резервуара Куюмбинского месторождения приведена на рисунке 1.

Рифейский продуктивный резервуар представлен проницаемыми терригенно-карбонатными толщами, сложенными в основном доломитами зернистыми, водорослевыми, органогенно-обломочными. Коллекторы относятся к сложному каверново-трещинному типу, емкость которого формируется кавернами и микротрещинами [6]. Величина открытой пористости достигает величины 1 %, с вторичной емкостью примерно равной около 5,5 %. Основная величина емкости обусловлена наличием горизонтальных щелевидных пустот, чьи морфологические особенности

РИСУНОК 1. Модель продуктивного коллектора Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции

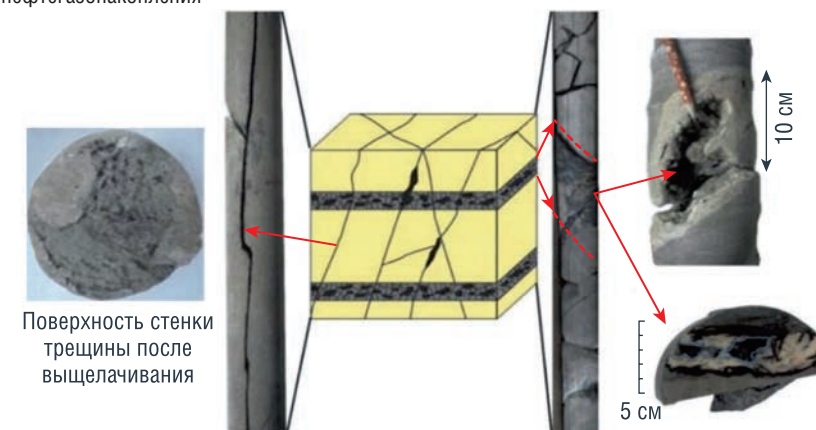
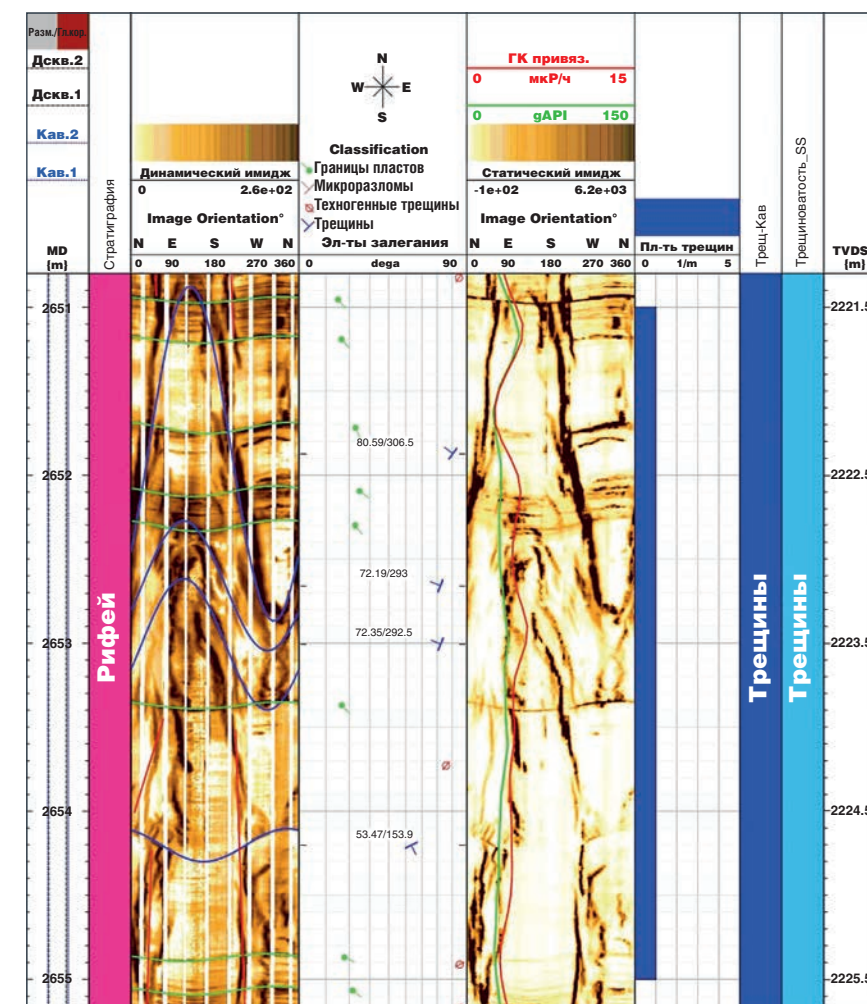


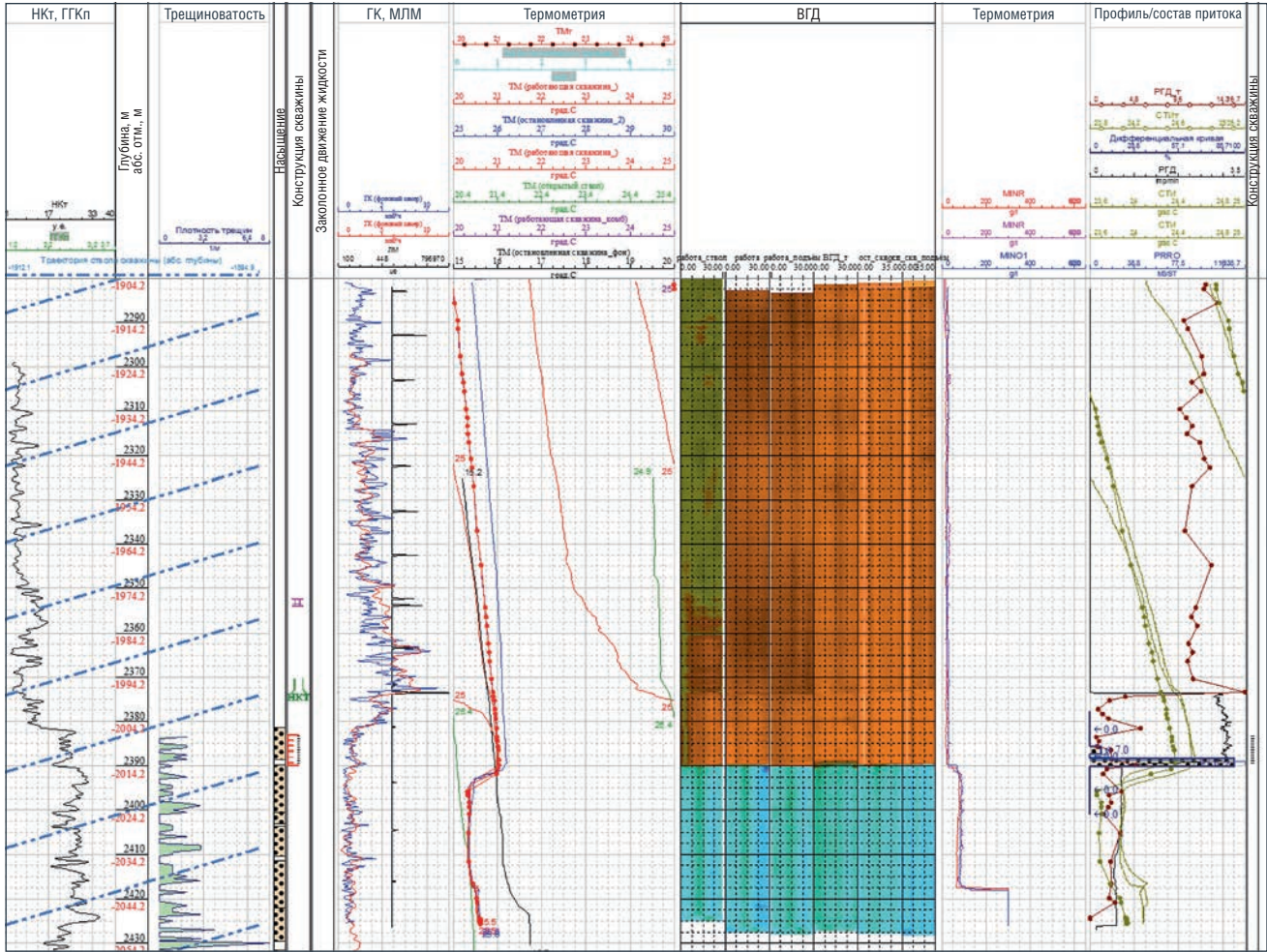
РИСУНОК 2. Выделение трещин по материалам ГИС (Куюмбинское месторождение)



определяются интенсивностью процессов выщелачивания [7]. Сами пустоты имеют вытянутую форму, их раскрытость колеблется от первых миллиметров и до 8 см. Наибольшие величины проницаемости фиксируются вблизи кровли эрозионной поверхности рифея, а также поверхности ГНК и ВНК. В направлении плоскости

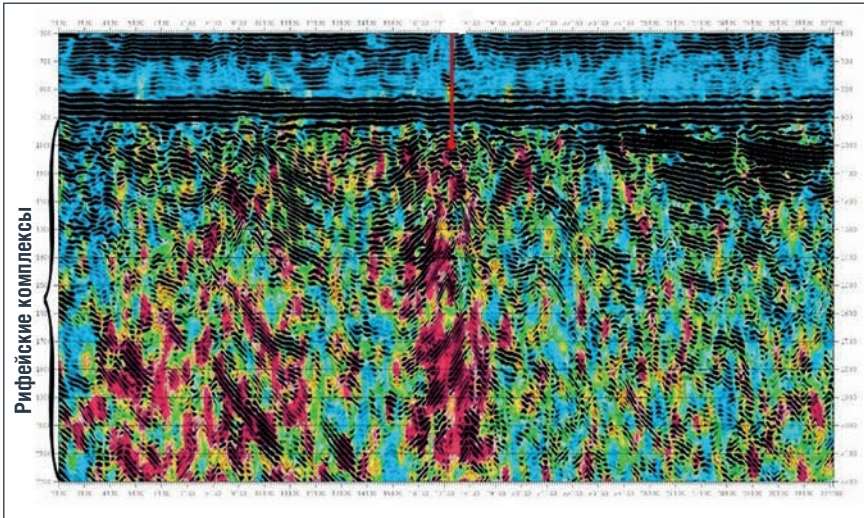
простираются данные проницаемости открытых трещин достигают нескольких дарси. Трещиноватость и кавернозность рифейского резервуара уверенно прослеживается по материалам исследований керна, геофизических и гидродинамических исследований скважин. Пример исследования каверн по данным ГИС приведен на рисунке 2.

РИСУНОК 3. Результаты исследования Куюмбинской скважины материалами ПГИ



Сложное геологическое строение Куюмбинского месторождения и использование бурового раствора на нефтяной основе при проведении бурения, ограничивают возможности проведения каротажных работ в скважинах. Для выделения зон повышенной трещиноватости и кавернозности применяются специальные методы, а именно акустические и электрические микросканеры и кросс-дипольный акустический каротаж, материалы исследования керна и данные гидродинамических исследований скважин на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации флюидов [8]. К наиболее применяемым относятся кривая восстановления давления (КВД) и гидропрослушивание скважин. Для выделения рабочих интервалов скважин и оценки состава притока УВ применяются методики ГИС при контроле за разработкой углеводородов. К наиболее применяемым относят способы термометрии, расходомерии, влагомерии [9]. Пример планшета, выполненного

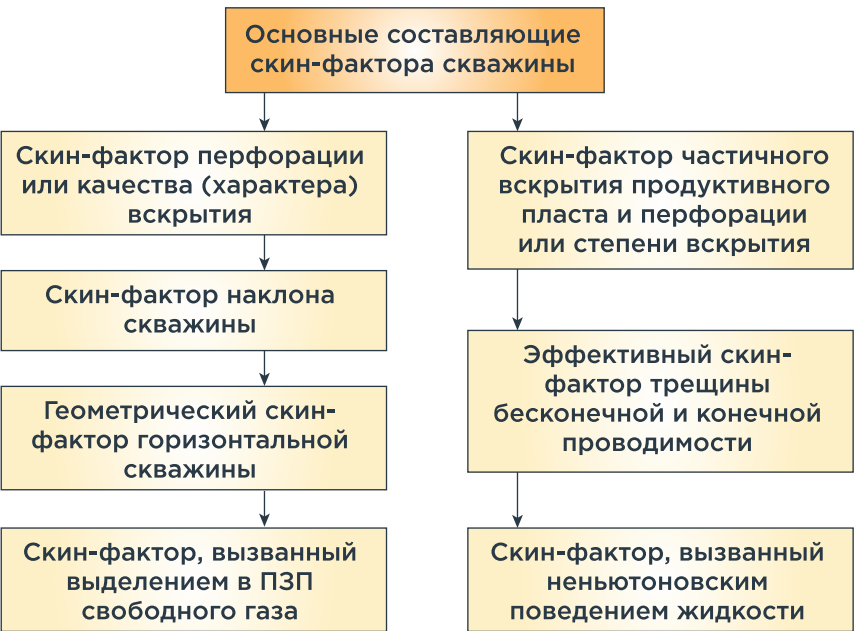
РИСУНОК 4. Выделение трещиноватости способом сейсмических исследований СЛБ0 (Куюмбинское месторождение)



по материалам промыслово-геофизических исследований (ПГИ), приведен на рисунке 3. Также для локализации трещиноватости и кавернозности применяются сейсмические исследования. К наиболее

известным относится метод фокусирующих преобразований [10]. Пример сейсмического разреза с выделением рассеянных волн по рифейских отложениям Куюмбинского месторождения приводится на рисунке 4.

РИСУНОК 5. Основные факторы возникновения скин-эффекта месторождений



Причины возникновения отрицательного скин-эффекта в карбонатном резервуаре Куюмбинского месторождения

Длительная эксплуатация скважин неизменно отражается на свойствах продуктивных пластов и техническом состоянии призабойных зон. Высокие значения естественной проницаемости и ФЕС ПЗП позволяют контролировать показатели работы скважин, извлекать максимальную добычу из продуктивного пласта и т.д. Скин-эффект и его наличие приводит к снижению коллекторских свойств ПЗП, что ведет к снижению добычи УВ. Поскольку чаще всего при фильтрации флюидов в пористой или же в трещиноватой среде наблюдаются процессы, которые приводят к резким падениям величин давлений. Согласно исследованиям, чем меньше величина проницаемости горной породы, тем сложнее флюиду преодолеть определенные величины расстояния, что сказывается на интенсивном снижении величины давления. Проницаемость в призабойной зоне снижается по разного рода факторам, но наиболее известными являются закупорка поровых каналов, сжатие породы, химическое осаждение выпадающих в осадок отложений и т.д. Изменения глин при контакте с закачиваемой жидкостью, наличие несовместимых закачиваемых

жидкостей с пластовым флюидом и выпадение осадков в призабойной зоне, повреждение продуктивного пласта при проведении вторичного вскрытия пласта (перфорация скважин) сжатие коллектора [11]. Скин-эффект определяется в том числе для скважин, где проводился ГРП. Геометрический скин-эффект вычисляется по формуле:

$$R_{\text{eff}} = R_c \exp(-S) \quad (2)$$

Основные составляющие скин-фактора приведены на схеме на рисунке 5. Скин-фактор обладает разными значениями, по показателям которых специалисты нефтяники могут оценить техническое состояние призабойной зоны скважины и степень ее загрязнения. Значения скин-эффекта приведены в таблице 1. Далее приводятся основные причины, ведущие к образованию скин-эффекта.

Скин-эффект в процессе вскрытия продуктивного пласта бурением и перфорацией

Наиболее известным примером образования скин-эффекта и возникновения в пристволенной части скважины дополнительных фильтрационных сопротивлений являются операции по заканчиванию скважин, а именно при вторичном вскрытии продуктивного пласта (перфорация) скважин. Каждая проводимая технологическая операция по проведению глушения скважин цементирования обсадных и эксплуатационных колонн влияет на образование явления скин-эффекта и проницаемости всей призабойной зоны [12]. Степень выполнения перфорации в добывающих скважинах Куюмбинского месторождения приведена в таблице 2.

Скин-эффект по окончании процесса первичного вскрытия с учетом влияния зоны колюматации твердой фазы бурового раствора мы можем рассчитать по формуле [13]:

$$S = \left(\frac{1}{\beta_{\text{mf}}} - 1 \right) \ln \frac{R_c + 1}{R_c} + \left(\frac{1}{\beta_1} - 1 \right) \ln \frac{R_c}{R_c + 1}, \quad (3)$$

где R_c – радиус скважины, м; R_1 – радиус зоны обводнения фильтратом бурового раствора; β_1 – коэффициент восстановления проницаемости в зоне проникновения фильтрата бурового раствора; β_{mf} – коэффициент восстановления проницаемости в зоне колюматации, д.ед; $R_{\text{mf}} = R_c + L$ – радиус зоны, подверженной влиянию твердой фазы бурового раствора, м; L – глубина проникновения твердой фазы, м.

ТАБЛИЦА 1. Значения величин скин-эффекта

Значение	Интерпретация
$S < 0$	Интенсификация притока
$S > 0$	Загрязнение призабойной зоны пласта
$S \approx 1-2$	Умеренное загрязнение призабойной зоны пласта
$S \approx -3$	Предел кислотной обработки
$S \approx -4$	Хороший гидроразрыв пласта
$S \approx -5$	Серьезное загрязнение призабойной зоны пласта
$S \approx -5,5$	Нижний предел
$S > 10$	Механические проблемы

ТАБЛИЦА 2. Степень выполнения перфорации в скважинах Куюмбинского месторождения

Скв.	Прод. пласт	Тип перфоратора	Глубина спуска НКТ, м	Диаметр штуцера, мм	Диаметр шайбы, мм	Кол-во перфорационных отверстий, шт.
D-065	R ₂ vng1	ПКО-89	2520,4	10	8	22
D-122	R ₂ vng1	ПКО-102	3222	8	6	20
D-456	R ₂ vng1	ПКО-73	2033,7	6	10	22
D-980	R ₂ rs1	ПКО-73	2567,9	12	4	24
D-233	R ₂ jkt	ПКО-102	1885,6	5	3,5	24
D-898	R ₂ jkt	ЗПКО-89	2065,8	3	2	22
D-098	R ₂ rs1	ПК-73	2412	4,3	5,8	20
D-988	R ₂ rs1	ПК-89	2650,7	4	4	20
D-900	R ₂ rs1	ПКО-89С	3087,5	6	7,4	20
D-922	R ₂ vng2	ПКС-105	1930,8	8	7,2	12
D-389	R ₂ vng2	ПКС-105	2466	4,8	8,9	12
D-355	R ₂ vng2	Фильтр	2298	3	10	14
D-890	R ₂ vng2	Фильтр	2801,8	4	7,32	28
D-454	R ₂ vng2	ПКО-102	2325	6	6,48	28

Скин-фактор после перфорации определяется по выражению [14]:

$$S = \left(\frac{1}{\beta_1} - 1\right) \ln \frac{R_1''}{R_2} + \left(\frac{1}{\beta_2} - 1\right) \ln \frac{R_2''}{R_3} + \left(\frac{1}{\beta_3} - 1\right) \ln \frac{R_3}{R_c}, \quad (4)$$

где β_1 – коэффициент восстановления проницаемости в зоне проникновения фильтрата бурового раствора, д.ед.; β_2 – коэффициент восстановления проницаемости в зоне проникновения фильтрата цементного раствора, д.ед.; β_3 – коэффициент восстановления проницаемости в зоне проникновения фильтрата бурового раствора.

Радиус зоны проникновения фильтрата бурового раствора по окончании процесса первичного вскрытия продуктивного пласта определяется при помощи выражения Н.Р. Рабиновича:

$$R_1 = R_c * \sqrt{1 + \frac{2V_{\phi 1} * T_1}{\eta * m * R_c}}, \quad (5)$$

где R_1 и R_c – радиусы зоны проникновения фильтрата и скважины, м; $V_{\phi 1}$ – скорость фильтрации жидкой фазы, через фильтрационную корку и зону кольматации, м/с (определяется экспериментально по заданной величине репрессии на пласт); T_1 – продолжительность действия репрессии (от начала вскрытия пласта до начала цементирования обсадной колонны), с; η – коэффициент вытеснения

нефти водой (фильтратом бурового раствора), m – пористость породы-коллектора.

Оценка качества перфорации определяется с помощью выражения Щурова В.И:

$$S_p = \frac{4250}{(l * 100 + 1,5) * n * d} - 0,6, \quad (6)$$

где n – плотность перфорации (количество отверстий на 1 м); l – длина отверстий, м; d – диаметр отверстий, мм.

Скин-фактор также обусловлен наличием гидродинамического несовершенства скважины, которое обусловлено притоком пластового флюида в ствол скважины через интервалы перфорации в зацементированной колонне. Величина гидродинамического несовершенства скважины по степени вскрытия продуктивного пласта вызвана значительным изменением фильтрационного состояния пород в призабойной зоне пласта за счет ее загрязнения твердыми частицами, фильтратом бурового раствора, их физико-химическим взаимодействием между породами продуктивного пласта, примесями в карбонатном резервуаре пластовыми флюидами, изменением величины напряженности состояния горных пород и характеристиками неоднородности в радиальном направлении [15]. Фактор несовершенства по степени вскрытия говорит о росте

скин-эффекта. Величина гидродинамического совершенства скважины определяется с применением выражения:

$$\Phi_c = \frac{\ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{X * r_k}{l_{пл}}\right) + \frac{1}{l_{пл} * n_{я} * n_k} * \ln\left(\frac{1}{2 * \pi * r_{пл} * n_{я}}\right)}, \quad (7)$$

где r_k – радиус контура питания, м; r_c – радиус скважины, м; $l_{пл}$ и $r_{пл}$ – длина и радиус канала в пласте за цементным кольцом, м; n_k – число каналов в горизонтальной плоскости; $n_{я}$ – число ярусов каналов в одном линейном метре вертикальной плоскости; χ = 4; 2.

Оценка скин-фактора по материалам гидродинамических исследований скважин

Изменение в призабойной зоне могут быть определены также с применением гидродинамических исследований скважин, поскольку применение скин-эффекта и наличие фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне влияют на процесс распространения давления в скважине после прекращения нагнетания или же отбора. Основным методом регистрации изменений является обработка и интерпретация материалов гидродинамических исследований методом кривой восстановления давления(КВД) [16]. Характер изменения величины КВД определяется следующим уравнением:

$$\Delta P_t = i * \left(\lg t + \lg \left(\frac{2,25 * \chi}{r_c} \right) \right), \quad (8)$$

где ΔP_t – прирост давления в течение времени t после закрытия скважины, МПа; $\chi = \frac{k}{\mu * (m * \beta_{ж} + \beta_n)}$ – пьезопроводность пластов, см²/с; i – угловой коэффициент прямолинейного конечного отрезка кривой восстановления давления в координатах $\Delta P_t = f(\lg t)$; m – коэффициент пористости коллекторов; $\beta_{ж}$, β_n – коэффициенты сжимаемости жидкости и породы.

Результаты гидродинамических исследований методом КВД добывающих скважин Куюмбинского месторождения приведены в таблице 3.

Так, величина падения дополнительного давления выражается следующей формулой:

$$\Delta P_s = 18,41 * \frac{q_{Bu}}{kh} S, \quad (9)$$

ТАБЛИЦА 3. Результаты гидродинамических исследований методом кривой восстановления давления скважин рифейской залежи Куюмбинского месторождения

Скважина	Дебит, м³/сут	Пластовое давление, МПа	Депрессия на пласт, МПа	Забойное давление, МПа	Скин-фактор
D-065	31,52	21,4	3,4	18	-1,4
D-122	39,6	21,4	3,4	18	-1,22
D-456	29,04	21,3	3,8	17,5	-0,2
D-980	16,04	21,3	3,8	17,5	-4,3
D-233	29,11	21,3	3,6	17,7	-0,1
D-898	93	20,1	2,4	17,7	-0,2
D-098	42,5	20,1	2,3	17,8	-3,2
D-988	20,32	20,1	2,3	17,8	-2,24
D-900	26,11	21,8	2,7	19,1	-2,27
D-922	39,8	21,8	2,7	19,1	-1,78
D-389	45,3	20,6	1,8	18,8	-1,65
D-355	16,7	20,6	2,1	18,5	-1,8
D-890	31,1	20,6	1,8	18,4	-2,01
D-454	40,87	20,6	2,6	18	-2,67

где S – скин-фактор, безразмерная величина, которая характеризует состояние призабойной зоны пласта и зависит от свойств измененной величины зоны пласта, а именно от величины проницаемости.

Скин-фактор определяется исходя из основного линейного закона фильтрации Дарси через величину общего расхода жидкости Q , через единицу площади равной F :

$$Q = \frac{k * F}{\mu} * \frac{dP}{dr}, \quad (10)$$

где k – коэффициент проницаемости, Мд; F – площадь фильтрации жидкости, м²; μ – динамическая вязкость пластовой жидкости, МПа·с; dP/dr – радиальный градиент давления.

В процессе эксплуатации скважин в условиях карбонатного кавернозно-трещиноватого коллектора изменение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны связано с проникновением глинистых частиц бурового раствора в проводящие каналы продуктивного пласта, проникновением воды, фильтруемой из глинистого раствора, попаданием в поры пород пласта твердых частиц из глинистого раствора, формированием глинистой корки на поверхности ствола скважины, а также попаданием в призабойную зону бурового раствора и т.д. Все перечисленные факторы приводят к заполнению забоя скважин глинистым раствором, образуется глинистая корка, которая приводит к

ухудшению фильтрации вследствие закупорки поровых каналов породы и набухания и диспергирования глинистых минералов. Закупорка водой капиллярных каналов, которые составляют поровое пространство пласта, возникает в тех случаях, когда порода преимущественно смочена нефтью, а радиус глобул воды r_2 превышает радиус капилляра r_1 . Для проникновения капли воды в зону сужения капиллярного канала необходимо создать величину перепада давления [17]:

$$\Delta P = 2\sigma * \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{r} \right) \cos \theta, \quad (11)$$

где σ – поверхностное натяжение на границе раздела вода-нефть; θ – угол смачивания вода-порода.

Заключение

В представленной работе рассмотрены причины образования отрицательного скин-фактора на примере рифейского коллектора Куюмбинского месторождения. Установлено, что основными причинами, которые ведут к образованию скин-эффекта, являются работы по вторичному вскрытию продуктивного пласта, загрязнение призабойных зон жидкостями глушения, буровыми растворами и иными технологическими жидкостями. Для контроля величины скин-эффекта требуется проведение щадящих технологий перфорационных работ, проведение гидродинамических исследований на установившихся

и неуставившихся режимах фильтрации и своевременное проведение геолого-технических мероприятий для поддержания стабильной добычи углеводородов в сложных горно-геологических условиях. ●

Литература

1. Щуров В.И. «Технология и техника добычи нефти», М.: «Недра», 1983 г.
2. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин. Учеб. для вузов. – М. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 543 с.
3. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД – Наука, 1998 – 304 с.
4. Нефтегазосность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазоаккумуляции. – М. Научный мир, 2011. – с. 420.
5. Данилова Е.М., Несмелова М.Г. Влияние вторичных преобразований на измене-ние фильтративно-емкостных свойств карбонатного трещинно-кавернозного коллекто-ра на ЮрубченоТохомском месторождении по комплексу геофизических данных и керна // Известия Сибирского отделения РАН. Геология, поиски и разведка рудных месторож-дений, 2016. – № 2 (55). – С. 66–73.
6. Кутукова Н.М. Модель рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомской зоны // Науч.-техн. Вестник ОАО «НК Роснефть». – 2009, №3. – с. 6–10.
7. Кутукова Н.М., Бирун К.М., Малахов Р.А. и др. Концептуальная модель строения рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения // Нефтяное хозяйство. № 11. – 2012. – С. 4–7.
8. Зарай Е.А., Шевелева М.К., Локшин Д.А., Ахмадишин А.Т. Методика выделения и разделения по типам пустотного пространства сложных трещинно-каверново-поровых карбонатных коллекторов на основе данных керна и геофизических исследований скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 9. С. 64–71. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-9-64-71.
9. Хуснуллин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов. – М.: Недра, 1989 г.
10. В.А. Поздняков, Д.В. Сафонов, В.В. Шиликов. Прогноз распространения зон трещиноватости по данным 3D – сейсморазведки в пределах Юрубчено-Тохомской зоны. Технологии сейсморазведки. 2009. – С. 85–90.
11. Курочкин В.И. Санников В.А. Теоретические основы и анализ гидродинамических исследований скважин: монография. – М. Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2015. – с. 372.
12. Савенок О.В. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин: монография / О.В. Савенок, Ю.Д. Качмар, Р.С. Яремийчук. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
13. Бабаян Э.В. Технология бурения с управлением забойным давлением в системе «скважина – пласт»: учебное пособие / Э.В. Бабаян. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. – 308 с.: ил., табл.
14. Бабаян Э.В. Заключительные работы при строительстве продуктивной скважины: учебное пособие / Э.В. Бабаян. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2022. – 352 с.: ил., табл.
15. Филин В.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие/ В.В. Филин. – Тюмень: ТюмГНГУ. 2012. – С. 206.
16. Эрлагер Р. Гидродинамические исследования скважин. – Москва – Ижевск. Институт компьютерных исследований, 2004, с. 469.
17. Хисамутдинов Н.И., Астахова А.Н. Теория и практика разработки нефтенасыщенных карбонатных коллекторов. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2024. – 376 с.

KEYWORDS: *carbonate reservoir, bottomhole formation zone, permeability, skin effect, colmatation, well productivity.*

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ основного узла «плавающих» хвостовиков

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ УСПЕШНАЯ РАЗРАБОТКА, СОЗДАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ ОСНОВНОГО УЗЛА НИЖНЕЙ СИСТЕМЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ ДЛЯ СКВАЖИН С ЭКСТРЕМАЛЬНЫМИ ОТХОДАМИ ОТ УСТЬЯ – ФЛОТАЦИОННОЙ МУФТЫ РОССИЙСКОГО ПРОИЗВОДСТВА. ОПИСЫВАЕМОЕ В СТАТЬЕ РЕШЕНИЕ ПОЗВОЛИЛО ОСУЩЕСТВИТЬ СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН С ЭКСТРЕМАЛЬНЫМИ КОЭФФИЦИЕНТАМИ ОТХОДА ОТ ВЕРТИКАЛИ ДЛЯ ЗАПУСКА В РАЗРАБОТКУ ЧАСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ТРЕБУЮЩЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ УСТАНОВОК ДЛЯ МОРСКОГО БУРЕНИЯ

THE ARTICLE DISCUSSES THE SUCCESSFUL DEVELOPMENT, CREATION AND IMPLEMENTATION OF THE MAIN UNIT OF THE LOWER COMPLETION SYSTEM FOR WELLS WITH EXTREME WASTE FROM THE WELLHEAD – A FLOTATION COLLAR OF RUSSIAN MANUFACTURE. THE SOLUTION DESCRIBED IN THE ARTICLE MADE IT POSSIBLE TO CONSTRUCT WELLS WITH EXTREME WASTE FROM THE VERTICAL COEFFICIENTS FOR LAUNCHING INTO DEVELOPMENT A PART OF THE FIELD REQUIRING THE USE OF OFFSHORE DRILLING RIGS

Ключевые слова: заканчивание скважин, флотационная муфта, строительство скважин, морское бурение, хвостовик.

**Тихомиров
Денис Владимирович**
генеральный директор

**Шарифуллин
Ильдар Фаритович**
заместитель генерального
директора – главный геолог

**Валеев
Радий Дамирович**
заместитель главного геолога

**Борщёв
Роман Владимирович**
начальник управления
бурения и ремонта скважин

**Гавриленко
Андрей Валентинович**
менеджер по супервайзингу

**Астапов
Борис Николаевич**
технический консультант
проекта

ООО «РусГазАльянс»

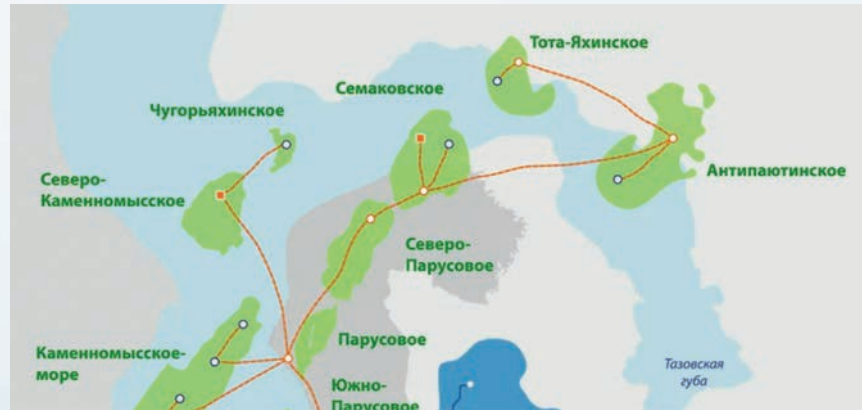
XX век ознаменован интенсивным развитием нефтегазовой отрасли, в части поиска, разведки и ввода в эксплуатацию как «простых» месторождений, где достаточными являются типовые решения, так и ростом количества «сложных» месторождений – обусловленных логистическими, геологическими и техническими критериями, снижающими экономическую эффективность и порой требующими применения нестандартных решений, что, соответственно, придало отрасли качественный импульс развития.

Одним из таких месторождений является Семаковское ГМ с подтвержденными запасами ~300 млрд м³ газа, открытое в 70-х годах двадцатого века и расположенное под акваторией Тазовской губы (рисунок 1), что послужило причиной его консервации на длительный срок из-за низкой экономической эффективности,

обусловленной недостаточным развитием технических решений того времени.

Технические и технологические возможности строительства скважин XXI века позволили пересмотреть его экономику.

РИСУНОК 1. Географическое расположение Семаковского ГМ



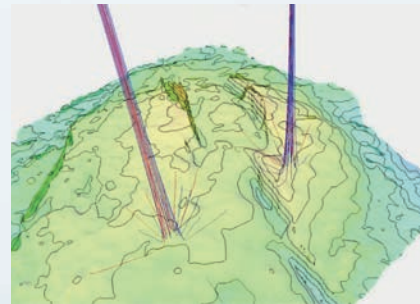
Описание технической части

Целевой пласт месторождения расположен в верхней части Сеноманской залежи на а.о. ~850–870 м и представляет собой два купола, разделенных разломом (рисунок 2), поэтому стратегия бурения предполагает:

- Строительство двух кустовых площадок;
- Три фазы разбуривания и запуска скважин, где геологические цели требуют больших протяженностей горизонтальных участков и отходов от вертикали до 6,38 ERD;
- Выбор оптимального способа бурения:
 - с применением буровых установок для морского бурения;
 - бурением скважин с экстремальными отходами от устья наземными буровыми установками – «с берега под море».

И если количество кустовых площадок и фазы величины являются базовыми условиями задачи, то выбор оптимального способа обусловлен: наличием парка соответствующих буровых установок, развитием рынка внутрискважинного оборудования бурения и заканчивания, а также другими переменными,

РИСУНОК 2. Модель месторождения



сопротивления (Friction Factor-FF) возникал главный риск – отсутствие возможности спустить КНБК заканчивания на плановую глубину. На этапе проведения инженерных изысканий перед строительством скважин фазы 2 стало понятно, что только применение технологии «плавающего» хвостовика позволит достигнуть реализации геологических задач. Эта технология, известная с 90-х годов XX века, является альтернативным методом спуска, позволяющим снижать вес обсадных колонн, тем самым уменьшая продольное сопротивление перемещению.

Для реализации технологии «плавающего» хвостовика требовалось оборудование, предоставляемое иностранными компаниями, которые ушли из России ввиду геополитических событий, что стало триггером для разработки и внедрения флотационной муфты российского производства.

ТАБЛИЦА 1

Преимущества	Недостатки
• существенное снижение стоимости капитального строительства • существенное снижение рисков безопасности персонала • существенное снижение рисков экологических последствий	• узкое «окно» буримости • высокие сопротивления продольному перемещению • технические ограничения оборудования • потребность в специализированном оборудовании для бурения • потребность в специализированном оборудовании нижнего заканчивания скважин

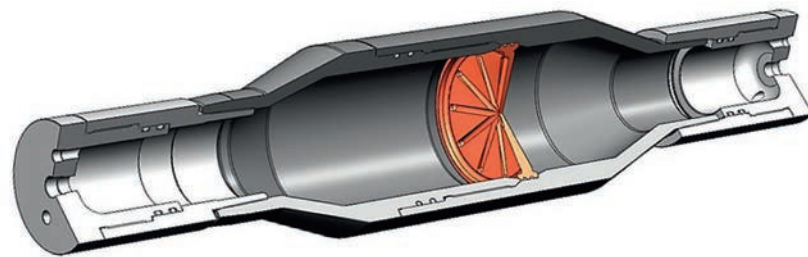
Учитывая особенности нижнего заканчивания на проекте, а именно наличие растворимых заглушек в фильтрах прямой намотки, возникла идея о создании флотационной муфты с растворимой мембраной из такого же материала, способной обеспечить достаточную герметичность при заданных условиях, обеспечить высокую операционную эффективность и безопасность проведения операций при ее активации.

Создание муфты велось по следующему алгоритму:

- анализ решений ушедших компаний;
- выявление позитивных и негативных сторон;
- создание концепта будущего изобретения;
- определение условий эксплуатации и разработка технических требований к промышленному образцу;
- испытание промышленного образца и проведение стендовых испытаний;
- проведение ОПР и промышленное внедрение на проекте.

Изделие – флотационная муфта представляет собой индивидуально изготовленный стальной переводник под резьбовые соединения фильтровой и глухой частей спускаемой системы нижнего заканчивания, внутри которого размещается

РИСУНОК 3. Флотационная муфта



пазах «мембрана» из растворимого металла (рисунок 3).

Функциональным назначением изобретения является герметичное разделение физических сред (бурового раствора и воздуха) при спуске фильтр-хвостовика (рисунок 4).

Для обеспечения эффективного результата от применения флотационной муфты необходимо правильно определить место ее расположения в транспортной колонне. Ввиду чего инженерные расчеты (цифровая симуляция) технологической операции – «спуск фильтр-хвостовика» проводят для каждой скважины.

По результатам цифровой симуляции отмечается существенное улучшение показателя спуска хвостовика – остаточного веса на крюке (рисунок 5).

Как видно из предоставленных графиков, применение флотационной муфты позволяет спустить фильтр-хвостовик без вращения до проектного забоя, в то время как традиционный спуск значительно ограничен

по глубине спуска – ~5500 м вместо целевых ~6200 м при коэффициентах трения ~0,2 и ~0,24 соответственно. Фактические результаты спуска (рисунок 6) подтверждают результаты расчетов и эффективность применения технологии.

Во время реализации фазы 2 методом плавающего хвостовика успешно окончено 11 скважин, что подтверждает высокую эффективность применения флотационной муфты российского производства, раскрывает потенциал разработки труднодоступных залежей на территории РФ и может составить существенную конкуренцию импортным аналогам.

При спуске обсадных колонн в скважину основным критерием контроля является «вес на крюке», регистрируемый на устье поверхностным датчиком веса. Формула его расчета выглядит следующим образом:

$$W_{hklid} = W_{fluid} \pm FF \pm F_{momentum} \pm F_{HF},$$

РИСУНОК 4. Схематичное расположение флотационной муфты

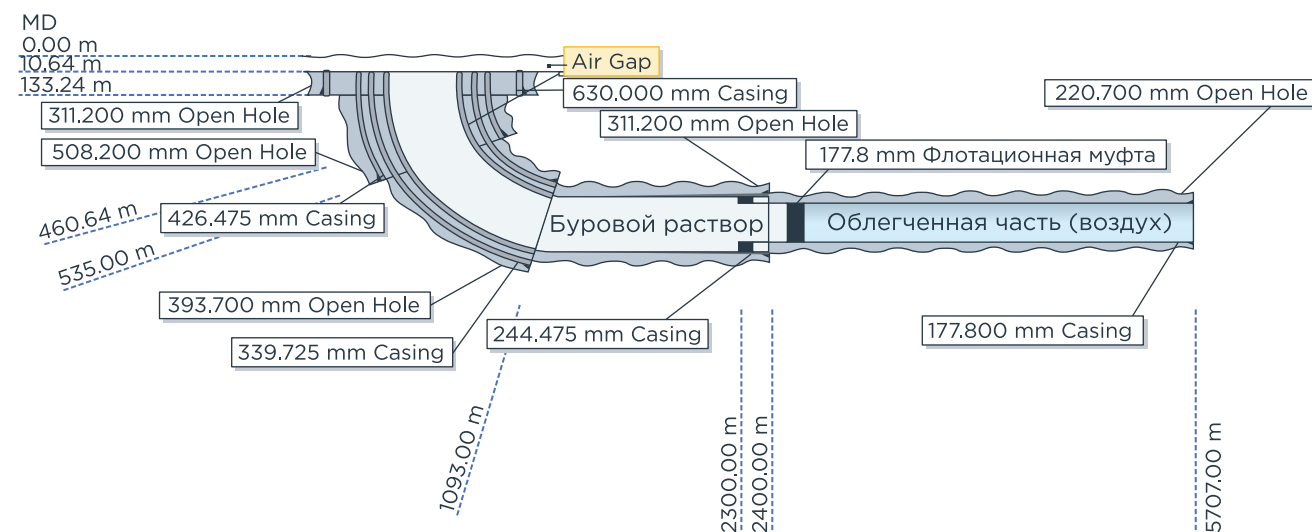


РИСУНОК 5. Сравнение типов спуска

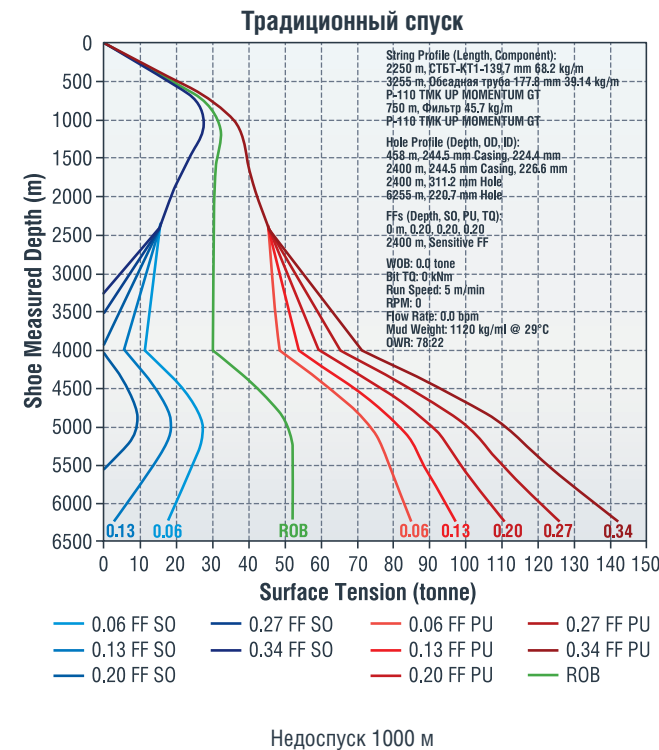


РИСУНОК 6. Фактический спуск фильтр-хвостовика

где

W_{hklid} – вес колонны на устье;

W_{fluid} – вес колонны в растворе;

FF – факторы трения (механические при соприкосновении стенок ОК со стенками скважины);

$F_{momentum}$ – сила инерции;

F_{HF} – гидродинамические напряжения.

Причем знак +/- выбирается из направления движения обсадной колонны.

Каждую составляющую формулы также можно рассчитать по формулам, приведенным ниже.

1. Вес колонны в воздухе, определяемый линейной формулой:

$$W_{air} = L_{section} * q_{section},$$

где

W_{air} – вес колонны в воздухе;

$L_{section}$ – длина колонны (секции);

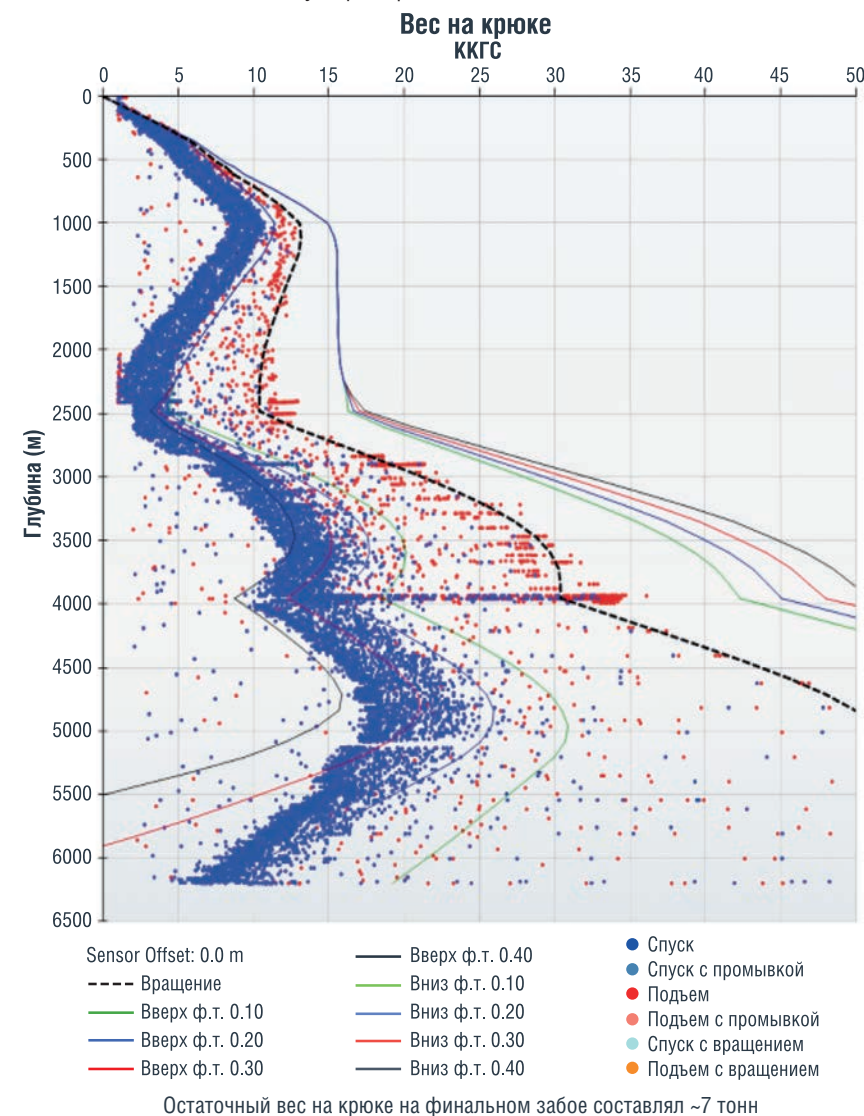
$q_{section}$ – линейный вес колонны (секции).

2. Выталкивающая сила (сила Архимеда)

$$W_{fluid} = W_{air} + W_{MWcasing} - F_A = W_{air} - MW * g * V,$$

где

W_{fluid} – вес колонны в растворе (в скважине);



Остаточный вес на крюке на финальном забое составлял ~7 тонн

$W_{MWcasing}$ — вес раствора внутри обсадной колонны;

W_{air} — вес колонны в воздухе;

F_A — сила Архимеда;

MW — удельный вес бурового раствора;

g — ускорение свободного падения;

V — объем спускаемого в жидкость тела.

3. Сила трения особенно важна при наклонных типах скважин, в этом контексте необходимо понимать не силу трения в чистом виде, а факторы трения, возникающие в скважине в силу многофакторности условий спуска обсадных колонн.

$$W_{hklid} = W_{fluid} \pm FF,$$

где

W_{hklid} — вес колонны на устье «на крюке» (регистрируемый датчиком веса на поверхности);

W_{fluid} — вес колонны в растворе (в скважине);

FF — friction factor, фактор трения, относительная безразмерная величина, на которую влияют коэффициент трения (μ), шероховатость материала, местные сопротивления (конструктивные особенности) и прочие фактические условия.

4. Динамические нагрузки

Инерционная (ускорение/замедление ОК при начале и окончании движения ОК)

$$F_{momentum} = m \cdot a,$$

где

$F_{momentum}$ — сила инерции;

m — масса тела;

a — ускорение.

Гидродинамическое сопротивление (сила, вектор которой направлен в обратную сторону движения обсадной колонны)

$$F_{HF} \approx 1/2 \cdot C_d \cdot MW \cdot A \cdot v^2,$$

где

F_{HF} — гидродинамическое сопротивление;

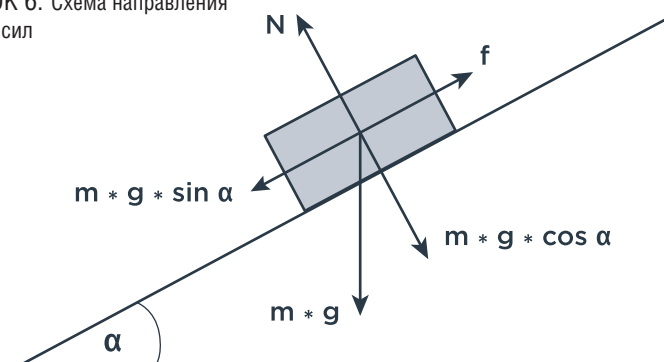
C_d — коэффициент сопротивления;

MW — удельный вес раствора;

A — площадь поперечного сечения;

v^2 — скорость спуска/подъема.

РИСУНОК 6. Схема направления векторов сил



Описываемое в статье изобретение базируется на основании управления факторами трения (FF) за счет изменения веса обсадной колонны соприкасающейся со стенками скважины, и снижения усилия, необходимого для преодоления силы трения скольжения.

Учитывая, что в классической механике формула коэффициента трения покоя/скольжения выглядит следующим образом:

$$F = \mu \cdot N,$$

где

F — сила трения (сила, оказывающая сопротивление движению обсадной колонны к забою);

μ — коэффициент трения покоя/скольжения. Коэффициент трения — величина постоянная между двумя поверхностями, в нашем случае «сталь — сталь» в обсаженной части скважины и «сталь — горная порода» в открытом стволе.

N — сила нормальной реакции опоры, которая, в свою очередь, рассчитывается по формуле

$$|N| = m \cdot g \cdot \cos \alpha.$$

В графическом виде представлен на рисунке 7.

Из схематичного отображения видно, что переменной может быть только масса спускаемого тела, а если точнее, то вес. Вес спускаемой колонны представляет собой:

$$W_{casing} = W_{air} + W_{MWcasing},$$

W_{casing} — вес колонны;

W_{air} — вес колонны в воздухе (колонна внутри заполнена воздухом);

$W_{MWcasing}$ — вес раствора внутри обсадной колонны, когда колонна находится в скважине.

В результате применения разработанного решения доказаны:

• Эффективность

11 из 11 хвостовиков спущены методом флотации на целевые глубины и обеспечивают проектные показатели по добыче газа. Запасных технологических решений при спуске не применялось.

• Безопасность

Самым тяжелым риском при разработке такой технологии предполагалось скоротечное облегчение бурового раствора, находящегося в затрубном пространстве, что могло привести к ГНВП, однако опасения оказались напрасны ввиду программируемого разрушения мембраны, обеспечивающей контролируемое замещение воздуха буровым раствором без выхода первого в затрубное пространство.

• Тиражируемость

Предлагаемое решение в комплексе с применяемыми системами фильтров может быть использовано при строительстве скважин с большими коэффициентами ERD, чем были достигнуты на Семаковском месторождении. Предварительные расчеты позволяют рассматривать строительство скважин с отходами 8000–8500 метров от устья, что позволяет существенно корректировать экономические модели разработки морских частей месторождений, находящихся в удаленных и труднодоступных локациях. ●

KEYWORDS: well completion, flotation coupling, well construction, offshore drilling, tailpiece.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1–3 октября

V Технологический Форум
Растворимые технологии для строительства и освоения нефтегазовых скважин
г. Иркутск

4–5 октября

Межрегиональная специализированная выставка
Сахапромэкспо 2025
г. Якутск

6–8 октября

Выставка нефтяной и газовой промышленности
NAPEC 2025
Алжир, Оран

8–10 октября

Российский нефтегазовый технический конгресс
Москва, Отель Лесная Сафмар

ОКТАБРЬ

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

7–10 октября

Международная выставка и конференция по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ
RAO/CIS Offshore 2025
г. Санкт-Петербург

20–22 октября

Выставка технологий добычи нефти и газа на море
SPE Technical Exhibition 2025
США, Хьюстон

30–31 октября

XVIII Конференция
Подряды на нефтегазовом шельфе
Нефтегазшельф-2025
Москва, Hotel Continental

ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ PVT-СВОЙСТВ на расчет эффективной компенсации

Популова Татьяна Павловна
ведущий специалист,
ООО «Тюменский нефтяной
научный центр»

Афонин Денис Геннадьевич
старший эксперт,
ООО «Тюменский нефтяной
научный центр»,
к.т.н.

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНО ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ PVT-СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ ВО ВРЕМЕНИ НА ТОЧНОСТЬ РАСЧЕТОВ ЭФФЕКТИВНОЙ КОМПЕНСАЦИИ ГАЗОНЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ПОКАЗАНО, ЧТО НЕДОУЧЕТ ИЗМЕНЕНИЙ PVT-СВОЙСТВ ПРИВОДИТ К СУЩЕСТВЕННЫМ ОШИБКАМ В ПРОГНОЗИРОВАНИИ ОБЪЕМОВ ЗАКАЧИВАЕМОЙ ВОДЫ И ДОБЫЧИ НЕФТИ. НА ПРИМЕРЕ УЧАСТКА ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПРОВЕДЕНО СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ РАСЧЕТА КОМПЕНСАЦИИ: БЕЗ УЧЕТА ГАЗА, СТАТИЧЕСКОГО МЕТОДА С УЧЕТОМ ГАЗА И ДИНАМИЧЕСКОГО (С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЯ PVT-СВОЙСТВ). АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОКАЗАЛ, ЧТО СТАТИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ ДЕМОНСТРИРУЮТ ПОГРЕШНОСТЬ ДО 40%. КАК СЛЕДСТВИЕ, ДОКАЗАНА НЕОБХОДИМОСТЬ ПЕРЕХОДА К ДИНАМИЧЕСКИМ МОДЕЛЯМ, КОТОРЫЕ ИНТЕГРИРУЮТ ВРЕМЕННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ОБЪЕМНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ НЕФТИ И ГАЗА, ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ И ДРУГИХ КЛЮЧЕВЫХ ПАРАМЕТРОВ. ПОЛУЧЕННЫЕ ДАННЫЕ ПОЗВОЛЯЮТ ПОВЫСИТЬ ТОЧНОСТЬ ПРОГНОЗОВ КОМПЕНСАЦИИ, ОПТИМИЗИРОВАТЬ ПРОЦЕССЫ ЗАКАЧКИ И ДОБЫЧИ, А ТАКЖЕ УВЕЛИЧИТЬ ДОБЫЧУ УГЛЕВОДОРОДОВ В ХОДЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

THE ARTICLE PRESENTS THE IMPACT OF CHANGES IN PVT PROPERTIES OF RESERVOIR FLUIDS OVER TIME ON THE ACCURACY OF EFFECTIVE COMPENSATION CALCULATIONS FOR OIL FIELDS. IT IS SHOWN THAT NEGLECTING CHANGES IN PVT PROPERTIES LEADS TO SIGNIFICANT ERRORS IN FORECASTING WATER INJECTION VOLUMES AND OIL PRODUCTION. A COMPARISON OF COMPENSATION CALCULATION METHODS – WITHOUT CONSIDERING GAS, A STATIC METHOD WITH GAS CONSIDERATION, AND A DYNAMIC METHOD (CONSIDERING CHANGES IN PVT PROPERTIES) – WAS CONDUCTED USING DATA FROM A FIELD IN WESTERN SIBERIA. THE RESULTS DEMONSTRATE THAT STATIC APPROACHES EXHIBIT AN ERROR OF UP TO 40%. THE ANALYSIS HIGHLIGHTS THE NECESSITY OF TRANSITIONING TO DYNAMIC MODELS THAT INTEGRATE TEMPORAL CHANGES IN OIL AND GAS VOLUME COEFFICIENTS, RESERVOIR PRESSURE, AND OTHER KEY PARAMETERS. THE OBTAINED DATA ALLOWS FOR INCREASED ACCURACY IN COMPENSATION FORECASTS, OPTIMIZATION OF INJECTION AND PRODUCTION PROCESSES, AND INCREASED HYDROCARBON RECOVERY DURING FIELD DEVELOPMENT

Ключевые слова: PVT-свойства, расчет эффективной компенсации, газосодержание.

Одна из основных задач при проектировании системы разработки на любом газонефтяном месторождении – это создание условий для длительного и эффективного вытеснения пластового флюида рабочим агентом. Данные условия создаются в том числе оптимальными депрессиями, которые, в свою очередь, зависят от пластового давления. Одним из мероприятий, влияющих на пластовое давление, является формирование системы поддержания пластового давления (ППД), позволяющей компенсировать отборы с помощью закачки рабочего агента. Пластовое давление измеряется с определенной периодичностью и в большинстве случаев не на всем фронте скважин, что осложняет получение полной картины изменения энергетического состояния. В качестве дополнительного показателя, позволяющего осуществлять оперативный мониторинг энергетического состояния объектов разработки, используется показатель компенсации отборов.

Компенсация отборов (коэффициент компенсации) – отношение объемов закачиваемого агента к объемам добываемых флюидов в пластовых условиях. Этот коэффициент используется в качестве индикатора изменения энергетического состояния объекта разработки, если он больше 100%, то пластовое давление должно увеличиваться, а если меньше 100% – снижаться.

В то же время, в зависимости от геологических особенностей строения пластовой системы и насыщающих ее флюидов, а также влияния технологических условий разработки, динамика пластового давления может не соответствовать динамике компенсации. Например, при коэффициенте компенсации больше 100% может наблюдаться снижение пластового давления из-за перетоков или оттоков части закачиваемого агента за пределы объекта разработки.

ФАКТЫ Коэффициент компенсации

– отношение объемов закачиваемого агента к объемам добываемых флюидов в пластовых условиях, используется в качестве индикатора изменения энергетического состояния объекта разработки

Либо, при коэффициенте компенсации меньше 100%, возможна стабилизация пластового давления по причине притока законтурных вод или расширения газа в газовой шапке (ГШ).

Таким образом, достоверный расчет компенсации отборов является ключевым элементом в управлении системой ППД и имеет непосредственное влияние на экономическую эффективность разработки месторождения.

Для расчета компенсации отборов на месторождениях традиционно используют результаты гидродинамического моделирования. Однако ресурсоемкость построения, адаптации и расчетов на детальных моделях вынуждает использовать для оперативных решений альтернативные подходы. В качестве эффективного инструмента для оперативных оценок разработчики применяют аналитические методы.

Существуют три основных аналитических метода расчета:

- метод без учета газа;
- статический метод;
- динамический метод.

Расчет компенсации методом без учета газа и статическим методом применяется при низком газосодержании.

Динамический метод применяется при высоком газосодержании (более 300 м³/т) или наличии ГШ.

При оценке компенсации без учета газа применяется стандартная формула (1), в которой используется отношение закачиваемой жидкости в пласт к добываемой жидкости. При расчете статическим методом используется универсальная формула (2) с учетом газа с использованием параметров на начало периода эксплуатации месторождения, то есть без учета изменений PVT-свойств в пласте.

Динамический метод также рассчитывается по формуле 2, но основное его отличие от статического метода заключается в учете PVT-свойств пластовых флюидов (Вн, Вг, ГС) в зависимости от изменения пластового давления. Данный метод применим в любых условиях разработки, при снижении пластового давления ниже давления насыщения учет изменений PVT-свойств становится обязательным.

$$K_{\text{комп}} = \frac{W_v \cdot B_v / p_v}{\frac{Q_n \cdot B_n}{p_n} + \frac{Q_v \cdot B_v}{p_v}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

$$K_{\text{комп}} = \frac{W_v \cdot B_v / p_v}{\frac{Q_n \cdot B_n}{p_n} + \frac{Q_v \cdot B_v}{p_v} + (Q_g - \frac{Q_n \cdot \text{ГС}}{p_n}) \cdot B_g} \cdot 100\%, \quad (2)$$

где $K_{\text{комп}}$ – коэффициент компенсации, %; W_v – закачка воды с целью ППД в поверхностных условиях, м³; Q_n – добыча нефти в поверхностных условиях, т; Q_v – добыча воды в поверхностных условиях, т; Q_g – добыча газа в поверхностных условиях, м³; p_n – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³; p_v – плотность воды в поверхностных условиях, т/м³; B_v – объемный коэффициент воды, д. ед.; B_n – объемный коэффициент нефти, д. ед.; B_g – объемный коэффициент газа, д. ед.; ГС – газосодержание нефти, м³/т.

Текущая ситуация на месторождении

Для анализа выбран участок газонефтяного месторождения. Участок находится на четвертой стадии разработки. Одним из основных факторов, осложняющих разработку данного объекта, является наличие газовой шапки. Для расчета компенсации на месторождении использовался

РИСУНОК 2. Показатели разработки рассматриваемого участка



РИСУНОК 1. Ошибка при расчете компенсации стационарным методом в сравнении с динамическим методом



ФАКТЫ

40 %

может достигать ошибка при определении эффективной компенсации из-за неучета изменения PVT-свойств пластовых флюидов

7 раз

вырос газовый фактор за весь период с начала разработки относительно начального, равного 100 м³/т из-за снижения пластового давления ниже давления насыщения

статический метод, что, как показала практика, приводило к ошибкам в результатах.

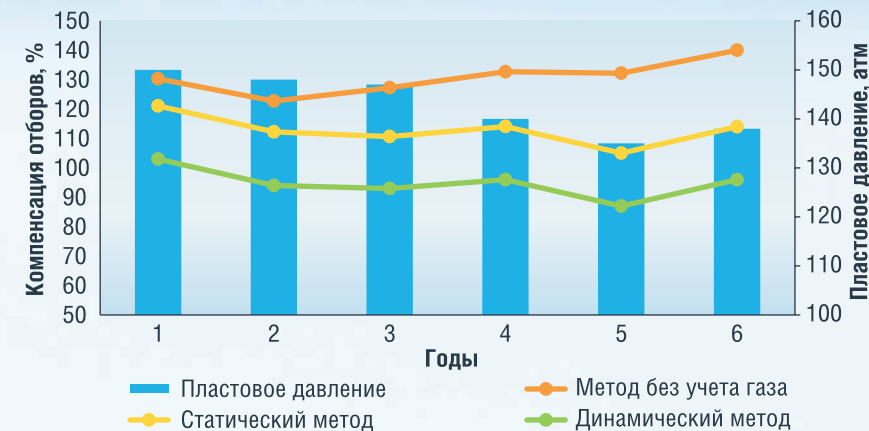
Ошибка при определении эффективной компенсации может достигать 40 % по причине неучета изменения PVT-свойств пластовых флюидов (рис. 1), как следствие, это приводит к снижению дебита жидкости. Это происходит в результате изменения параметров пласта и флюидов во времени (рис. 2).

В рассматриваемом случае при расчете компенсации принят газовый фактор, соответствующий газосодержанию при изначальном энергетическом состоянии залежи. В процессе разработки, произошло снижение пластового давления ниже давления насыщения, как следствие, газовый фактор вырос за весь период с начала разработки в 7 раз относительно начального газового фактора, равного 100 м³/т, а за последние шесть лет – в 2,5 раза.

В процессе разработки месторождения наблюдается динамическое изменение PVT-свойств пластового флюида, вызванное снижением давления ниже давления насыщения. При начальных условиях разработки пластовое давление соответствовало давлению насыщения (164 атм). Текущее пластовое давление на последний год разработки составляет 138 атм. Таким образом, пластовое давление снизилось на 26 атм (на 16 % от начального значения). Это привело к росту газового фактора.

Статический метод, традиционно применяемый на месторождении для расчета компенсации, не учитывает эту динамику,

РИСУНОК 3. Расчет компенсации в зависимости от изменения пластового давления



что приводит к завышению оценки эффективности ППД. Формально компенсация остается близкой к 100 %, тогда как фактически, с учетом изменения PVT-свойств, она снижается. Это приводит к несоответствию между объемами закачки и реальной компенсацией отбора, что выражается в постепенном снижении добычи жидкости на пятый год, когда резкий рост газового фактора и падение эффективной компенсации свидетельствуют о переходе в неустойчивый режим эксплуатации (рис. 3).

В этих условиях использование динамического метода, учитывающего изменение PVT-свойств во времени, становится необходимым для корректной оценки энергетического состояния объекта разработки и оптимизации системы ППД.

Снижение пластового давления привело к снижению объемного коэффициента нефти (с 1,23 до 1,19 д. ед.), что обусловлено выделением газа.

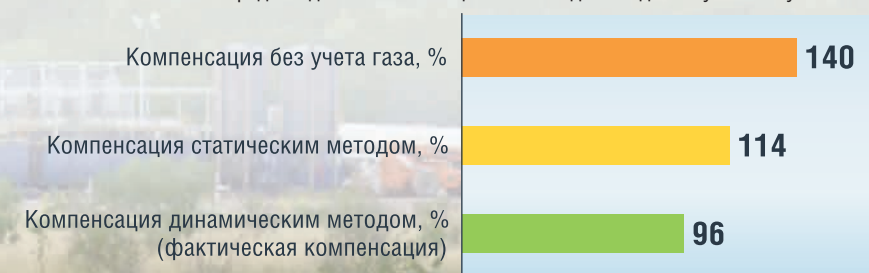
На рис. 4 представлены расчеты среднегодовой компенсации за последний год, выполненные по трем методам. При этом для анализа результатов в качестве фактической компенсации принят расчет компенсации динамическим методом.

Расчеты показывают, что ошибка по стационарному методу, который традиционно применяется на месторождении, 19 %, а по методу без учета газа – 46 %.

Обсуждение и выводы

Результаты расчетов демонстрируют значительную разницу в итогах среднегодовой компенсации в зависимости от выбранного метода, за счет недоучета динамических свойств газа.

РИСУНОК 4. Расчет среднегодовой компенсации за последний год на изучаемом участке



ФАКТЫ

138 атм

составляет текущее пластовое давление на последний год разработки, снизившись на 26 атм

17 %

от базы составит прирост добычи нефти в случае увеличения закачки до целевых уровней компенсации в 114 %

Это указывает на то, что игнорирование изменений PVT-свойств пластовых флюидов во времени в условиях высоких газовых факторов может привести к существенным ошибкам в оценке текущего состояния разработки и потенциала добычи.

В приведенном примере разница в 19 % – это потенциал для увеличения закачки. Если увеличить закачку на изучаемом участке месторождения до целевых уровней компенсации в 114 %, прирост добычи нефти составит 17 % от базы.

Данная оптимизация работы нагнетательных скважин с учетом затрат на подготовку дополнительной нефти, удельного расхода электроэнергии и затрат на закачку жидкости обеспечит экономический эффект в размере 1 млрд рублей за год.

Таким образом, учет изменений PVT-свойств играет важную роль при анализе текущего состояния разработки и прогнозировании технологических показателей. Для обеспечения точности расчетов и оптимизации процесса добычи необходимо учитывать динамические изменения свойств нефти и газа во времени. Это позволит точнее оценивать компенсацию, сократить потери и повысить общую эффективность разработки месторождений. ●

Литература

1. Бульчук Д.Д. О перенасыщенности нефти газом / Бульчук Д.Д. // Разработка и эксплуатация месторождений. Тр. УНИ, вып. IV. М.: Недра, 1967. – С. 30–33.
2. Давление насыщения пластовой нефти [Электронный ресурс] // Техническая библиотека Neftegaz.RU. – Режим доступа: <https://neftgaz.ru/>. Дата обращения: 16.04.2025. – Загл. с экрана.
3. Полякова Н.И. Комплексный подход к применению методов анализа эффективности системы заводнения нефтяных пластов / Полякова Н.И., Максимова Ю.А., Зятиков П.Н. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 10. – С. 91–97.
4. Поушев А.В. Повышение эффективности выработки остаточных подвижных запасов нефти подгазовой зоны пласта АВ1(1-2) Самотлорского месторождения / Поушев А.В., Чамеев И.Л. // Георесурсы, геознергетика, геополитика. – 2012. – № 3. – С. 3–10.
5. Фу Фан Моделирование и методы расчета физико-химических свойств углеводородных систем / Фу Фан, Н.В. Чеканцев, А.В. Иванчина, А.В. Кравцов // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – № 3. С. 58–62.

KEYWORDS: PVT properties, calculation of effective compensation, gas content.

ЦЕНА НОВЫХ ОТКРЫТИЙ:

геологоразведка в 2019–2024 гг. анализ, результаты, вызовы

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНА ДИНАМИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА УВС В 2019-2023 ГГ., ТАКИЕ КАК УРОВЕНЬ ИНВЕСТИЦИЙ В СЕГМЕНТ «РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА» В ЦЕЛОМ И ОТДЕЛЬНО ФИНАНСИРОВАНИЯ ГРП. РАССМОТРЕНА ДИНАМИКА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ БУРОВЫХ УСТАНОВОК В 2019–2024 ГГ. ПО ТИПАМ СЫРЬЯ, ПО СУХОПУТНЫМ И МОРСКИМ УЧАСТКАМ И ПО РЕГИОНАМ. ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ОТКРЫТИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УВС В 2019–2024 ГГ. СДЕЛАНЫ ВЫВОДЫ О НАПРАВЛЕНИЯХ РАЗВИТИЯ СЕГМЕНТА ГРП В БЛИЖНЕ- И СРЕДНЕСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ

THE ARTICLE CONSIDERS THE DYNAMICS OF EXPLORATION WORK FOR HYDROCARBONS IN 2019-2023, SUCH AS THE LEVEL OF INVESTMENT IN THE "EXPLORATION AND PRODUCTION" SEGMENT AS A WHOLE AND SEPARATELY FINANCING OF EXPLORATION. DRILLING RIG DISTRIBUTION DYNAMICS IN 2019–2024 BY FEEDSTOCK TYPE, BY ONSHORE AND OFFSHORE AREAS, AND BY REGION HAVE BEEN EXAMINED. DISCOVERIES OF HYDROCARBON FIELDS IN 2019-2024 HAVE BEEN ANALYZED. CONCLUSIONS ARE DRAWN ON THE DIRECTIONS OF DEVELOPMENT OF THE EXPLORATION SEGMENT IN THE NEAR AND MEDIUM TERM

Ключевые слова: буровые установки, нефтегазовая отрасль, сухопутное бурение, морское бурение, буровая активность, буровые работы, глобальный рынок, добыча нефти и газа, восстановление отрасли, тренды бурения.

Ремизов Алексей Евгеньевич
начальник Центра технологического прогнозирования и научно-технической информации, к.т.н.

Ткач Владимир Сергеевич
начальник отдела информационно-аналитического обеспечения технологического развития

Ершова Анастасия Николаевна
научный сотрудник

Пузанов Александр Сергеевич
научный сотрудник

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

В условиях высокой геополитической неопределенности, сопровождаемой значительными колебаниями цен на углеводороды, наблюдалось замедление темпов роста ГРП. Несмотря на некоторое увеличение объемов ГРП в сравнении с минимальными уровнями 2020–2021 гг., активность не достигла показателей 2019 г. Дефицит проведения ГРП стал причиной снижения объемов прироста извлекаемых запасов УВ, что негативно отразилось на долгосрочной ресурсной базе отрасли и перспективах устойчивого развития топливно-энергетического комплекса.

В 2024 г. одной из ключевых тенденций стало увеличение объемов геолого-разведочных

работ (ГРП) на фоне растущих рисков истощения доступных запасов. Крупнейшие нефтегазовые компании сосредоточились на интенсивном изучении нетрадиционных и шельфовых месторождений включая глубоководные проекты. Наибольшая активность наблюдается в регионах Ближнего Востока, Северной Африки и Южной Америки, где инвестиции в новые проекты значительно выросли за последние два года.

Параллельно компании наращивают объемы добычи и доразведки на уже действующих месторождениях, что требует модернизации бурового оборудования и совершенствования технологий, применяемых как на сухопутных, так и на морских объектах.

Инвестиции в сегмент «Разведка и добыча»

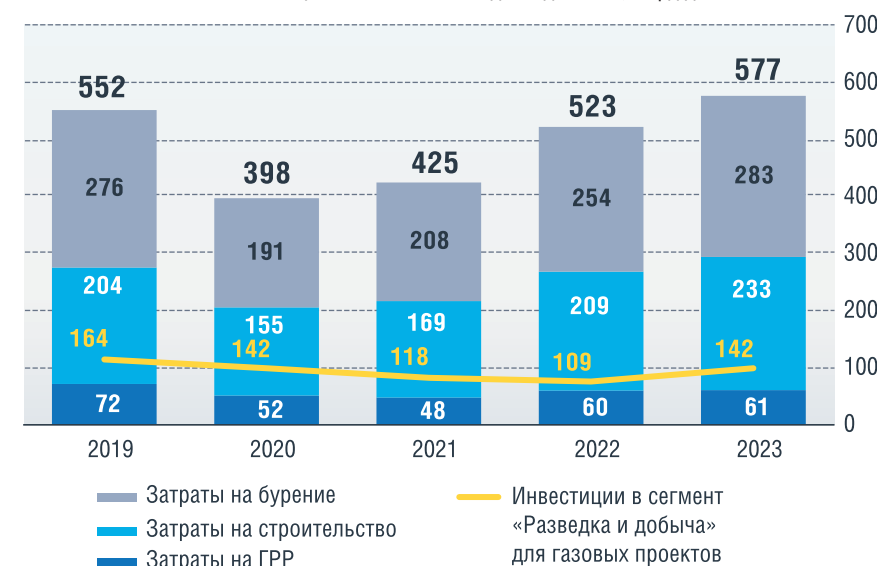
Динамика инвестиций в сегменте «Разведка и добыча» (рисунок 1) за последние пять лет показывает, что, хотя общий объем буровых установок сократился, затраты на бурение увеличивались, достигнув 283 млрд долл. в 2023 г. по сравнению с 276 млрд долл. в 2019 г. Этот тренд объясняется усложнением конструкции скважин, увеличением глубины бурения и расширением доли шельфовых проектов, требующих применения более сложных и дорогостоящих технологий.

Затраты на строительство также демонстрируют положительную динамику в последние годы. После сокращения затрат до 155 млрд долл. в кризисном 2020 г. капитальные вложения в эту статью расходов неуклонно росли, достигнув 233 млрд долл. в 2023 г., что на 11% больше показателя 2022 г. Это связано с усиливающимся переходом к освоению сложных месторождений и увеличением масштабов инфраструктурных проектов, таких как строительство трубопроводов и объектов по подготовке УВС [1].

Инвестиции в ГРП относительно стабильны, находясь в диапазоне 48–72 млрд долл. за анализируемый период. Меньшая изменчивость этих показателей объясняется тем, что ГРП остаются важным, но относительно стабильным направлением, в первую очередь зависящим от долгосрочных стратегических планов нефтегазовых компаний. В 2023 г. затраты на геолого-разведочные работы составили 61 млрд долл., что лишь незначительно выше уровня 2022 г. (60 млрд долл.).

Совокупный объем инвестиций в сегмент «разведка и добыча» отражает устойчивую динамику восстановления после резкого спада в 2020 г., вызванного глобальной пандемией COVID-19 и снижением спроса на углеводороды. Согласно представленным данным, в 2019 г. инвестиции достигли 552 млрд долл. США, однако в 2020 г. произошло значительное снижение до 398 млрд долл. США (-28%). С 2021 г. началось восстановление, и объем инвестиций вырос до

РИСУНОК 1. Объем инвестиций в сегмент «Разведка и добыча», млрд долл. США



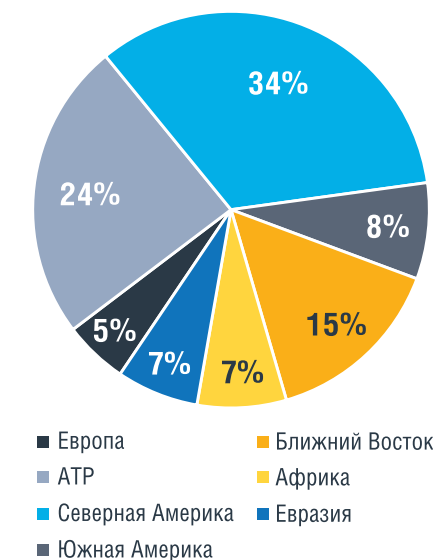
425 млрд долл. США, а в 2022 г. составил уже 523 млрд долл. США. В 2023 г. показатели превысили докризисный уровень и достигли 577 млрд долл. США, что свидетельствует о возвращении отрасли к активным темпам развития. Данный рост обусловлен увеличением капитальных затрат на освоение новых месторождений, модернизацией технологической базы и повышенным интересом к трудноизвлекаемым запасам и глубоководным проектам. Восстановление инвестиционной активности подтверждает усиление роли сегмента «Разведка и добыча» в обеспечении мировой энергетической безопасности и закрепляет его ключевую значимость в структуре глобального энергетического рынка.

Инвестиции в сегмент «Разведка и добыча» для газовых проектов продемонстрировали более заметные колебания за анализируемый период. В период с 2019 по 2022 гг. наблюдалось сокращение вложений – со 164 млрд долл. до 109 млрд долл., вызванное снижением мирового спроса на газ. Однако в 2023 г. этот показатель вырос до 142 млрд долл., что связано с восстановлением потребления газа на ключевых рынках, а также с переходом на газовые проекты в рамках энергетических стратегий декарбонизации, а также резким ростом финансирования газовых проектов для компенсации снижения поставок из РФ на европейский рынок.

Региональная структура инвестиций в 2023 г. (рисунок 2) демонстрирует устойчивые региональные различия. Наибольшую долю вложений привлекла Северная Америка, куда было направлено 34% от общего объема капитала. Это объясняется высокой активностью добычи на континенте, развитием нетрадиционных месторождений, активным бурением на шельфе Мексиканского залива и значительными инвестициями в газовые проекты, включая СПГ-терминалы [2].

На втором месте находится Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР, 24% инвестиций).

РИСУНОК 2. Инвестиции в сегмент «Разведка и добыча» по регионам в 2023 г.



Этот регион остается ключевым драйвером спроса на энергоресурсы в мире, что обусловлено ростом экономики и увеличением потребности в природном газе.

Другими крупными направлениями инвестиций стали Ближний Восток (15%), Южная Америка (8%), Африка (7%) и Евразия (включая страны СНГ, 7%). На долю Европы приходится всего 5% от общих инвестиций. Это связано с высокими темпами перехода Европы на возобновляемые источники энергии и снижением финансирования традиционных добычных проектов.

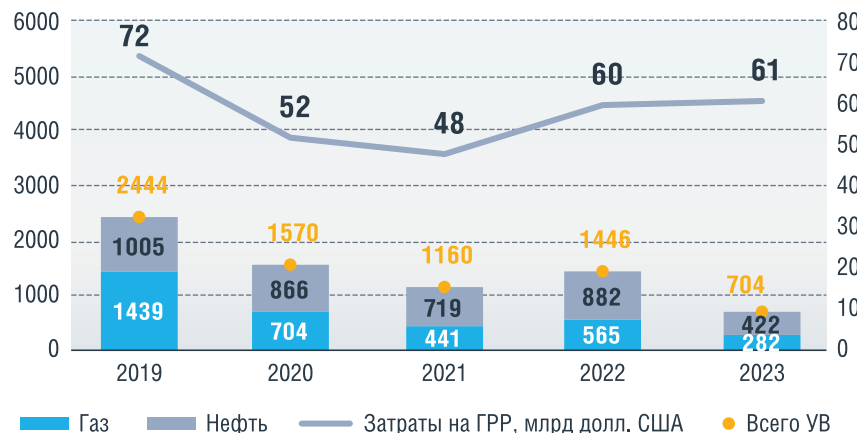
Открытия месторождений УВ в 2019–2023 гг.

Затраты на ГРП напрямую зависят от экономической и геополитической конъюнктуры. В условиях нестабильности и снижения рентабельности углеводородных проектов именно ГРП оказываются одной из первых статей бюджета, подверженной сокращению, особенно среди частных компаний. После пика 2014 г., когда годовые затраты на ГРП достигали \$150 млрд, уже в 2015 г. инвестиции в этот сектор снизились на 30%, а к 2020–2021 гг. упали до минимального уровня, составив ~50 млрд долл. США в год. Это сокращение связано с перераспределением бюджетов в пользу развития «зеленой» энергетики и с усилением ориентации на уже разведанные месторождения, особенно в условиях увеличения финансовых и геологических рисков.

Динамика открытий запасов УВ за 2019–2023 гг. (рисунок 3) также отражает особенность современного этапа развития нефтегазовой индустрии: объем открытий новых запасов углеводородов имеет устойчивую тенденцию к снижению. Если в 2019 г. совокупный объем открытий запасов составлял 2444 млн т н.э., то к 2023 г. он сократился в 3,5 раза – до 704 млн т н.э., что является наименьшим показателем после 1945 г.

В наибольшей степени сократился прирост запасов природного газа: если в 2019 г. открытия газовых месторождений составили 59% от

РИСУНОК 3. Динамика открытий запасов УВ, млн т н.э. и затраты на ГРП, млрд долл. США



общего объема (1439 млн т н.э.), то в 2023 г. объем открытий сократился в 5 раз (до 282 млн т н.э.), а доля – до 40%.

Открытия запасов нефти также сократились, но их динамика менее выражена. В 2019 г. объем открытых запасов нефти составлял 1005 млн т н.э., а к 2023 г. сократился более чем в два раза – до 422 млн т н.э. Некоторые эксперты отмечают, что это частично связано как с исчерпанием легко доступных ресурсов, так и с перераспределением усилий компаний в сторону освоения уже локализованных резервов и перевода запасов в освоенные.

Снижение объемов открытий происходит на фоне относительного восстановления инвестиционной активности (см. предыдущий раздел), однако эти инвестиции пока не привели к существенному росту объемов открытий.

Основная доля открытий за последние пять лет приходится на компании с государственным участием. Частные игроки, активно снижая финансирование геолого-разведочных программ, продолжают минимизировать риски на фоне неопределенности рынков

Данные свидетельствуют об корректировке приоритетов в отрасли, где наряду со снижением разведочных активностей все большее значение приобретает оптимизация уже реализуемых проектов и применение все более эффективных технико-технологических решений.

Соотношение открытий на море и на суше (рисунок 4) за 2019–2023 гг. показывает, что все большая часть новых открытий

делается на шельфе, на долю которого в 2019 г. пришлось 59% открытий (1439 млн т н.э.), а в 2023 г. – 62% (282 млн т н.э.). При этом в 2023 г. 41% от морских открытий были сделаны в сверхглубоководных районах (глубина моря более 2 км), 30% – в глубоководных секторах (глубина моря 0,6–2 км), а на долю участков, расположенных на глубинах менее 0,6 км пришлось 29% открытий.

Доля и абсолютный объем открытия сухопутных месторождений демонстрируют устойчивую тенденцию к снижению (рисунок 4). Если в 2019 г. на сухопутные участки приходился 31% всех открытий (~760 млн т н.э.), то в 2023 г. этот показатель сократился до 29% (~205 млн т н.э.).

Устойчивая тенденция роста доли морских открытий неизбежно увеличивает стоимость геолого-разведочных работ, так как буровые работы в шельфовых зонах требуют применения более сложных технологий и привлечения значительных дополнительных ресурсов. На текущем уровне финансирования отрасль может столкнуться с ростом дефицита новых открытий, особенно в условиях устойчивого снижения УВ-перспективных регионов на суше.

Таким образом, для эффективной разведки и последующего освоения морских месторождений необходим существенный рост бюджетов на ГРП. Это позволит покрыть возросшую стоимость поисковых и разведочных работ, особенно для глубоководных и сверхглубоководных проектов.

РИСУНОК 4. Соотношение открытий на море и суше, %

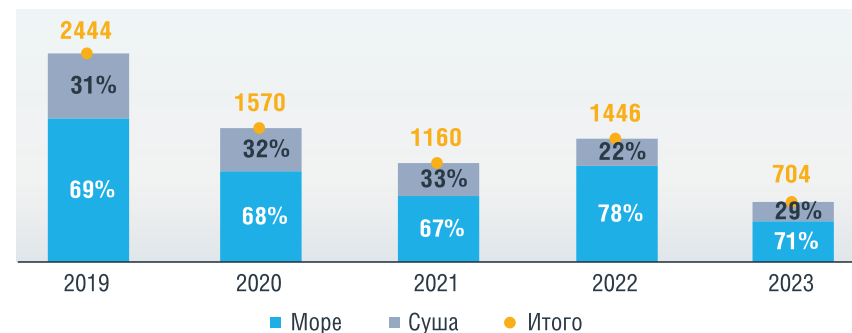


РИСУНОК 5. Себестоимость прироста УВ, долл. США/т н.э.

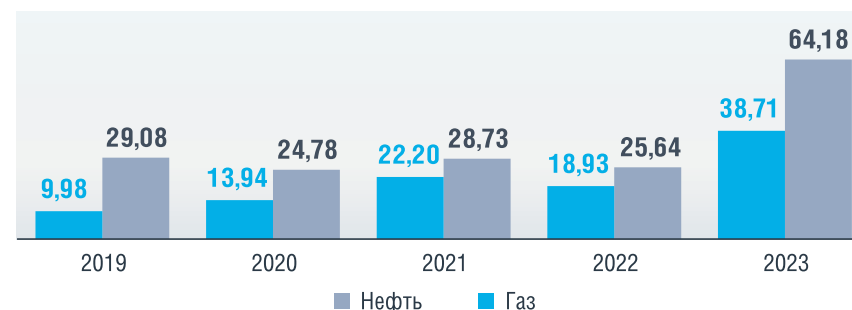
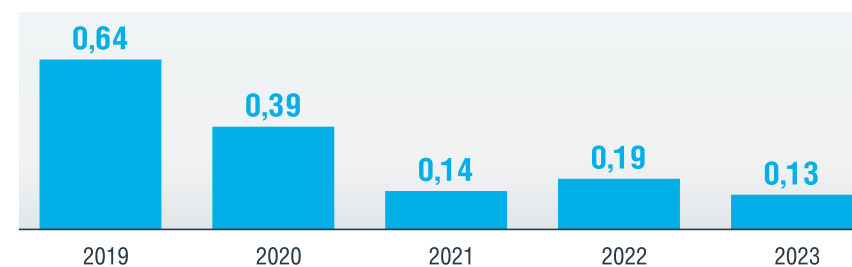


РИСУНОК 6. Коэффициент восполнения запасов газа



С 2019 по 2023 гг. наблюдается стабильный рост себестоимости прироста запасов УВ (рисунок 5), что связано с постоянным усложнением ресурсной базы в нефтяной и газовой промышленности. За этот период стоимость открытия 1 т н.э. газа увеличилась в 3,9 раза – с 9,98 до 38,71 долл. США/т н.э. В сегменте нефти рост был менее резким, но также значительным – в 2,2 раза (с 29,08 до 64,18 долл. США/т н.э.).

Особенно заметен резкий скачок себестоимости в 2023 г.: стоимость прироста нефти увеличилась более чем в 2,5 раза по сравнению с предыдущим годом (с 25,64 до 64,18 долл. США/т н.э.), а стоимость прироста газа выросла на 105% (с 18,93 до 38,71 долл. США/т н.э.). Это демонстрирует тенденцию к дальнейшему удорожанию ГРП и доказывает необходимость роста инвестиций

в ГРП, а в последующем – в освоение месторождений и ввод их в разработку.

Такое перераспределение ресурсов может иметь далеко идущие последствия для глобального углеводородного баланса: при приближении стоимости прироста запасов к порогу безубыточности, произойдет рост стоимости УВ, что может привести к переориентации на альтернативные источники энергии, изменению энергетического портфеля компаний и, возможно, вызовет волну слияний и поглощений.

За период с 2019 по 2023 гг. коэффициент восполнения запасов газа (рисунок 6) демонстрирует устойчивую тенденцию к снижению, что указывает на уменьшение обеспеченности отрасли запасами газа. В 2019 г. коэффициент

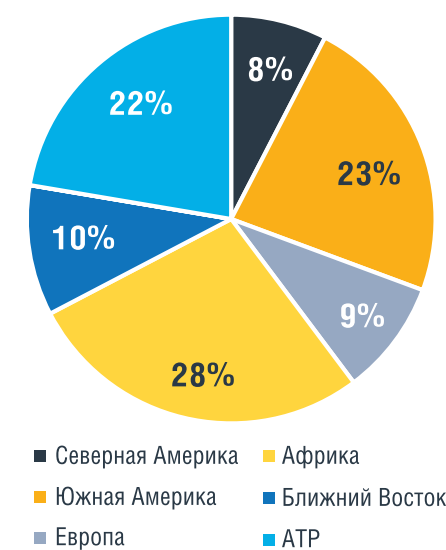
восполнения составлял 0,64, однако к 2023 г. он снизился почти в пять раз, достигнув значения 0,13.

Наиболее резкое падение было зафиксировано в 2020–2021 гг., когда коэффициент сократился более чем в 2,7 раза – с 0,39 до 0,14. В последующие годы динамика продолжала оставаться отрицательной, однако скорость падения немного замедлилась.

Данная ситуация отражает серьезные вызовы для отрасли, связанные с истощением легкодоступных запасов газа, а также недостаточными темпами открытия новых месторождений и подчеркивает необходимость более активного развития программ ГРП и применения инновационных технологий для разведки и освоения труднодоступных месторождений.

В ходе анализа динамики открытия месторождений углеводородов за последние годы можно отметить значительное влияние регионального распределения усилий на прирост запасов (рисунок 7), новые открытия сконцентрированы в развивающихся странах с высоким потенциалом разведки по итогам 11 месяцев 2024 г. прирост запасов углеводородов составил 459,7 млн т н.э.

РИСУНОК 7. Распределение открытий УВ за 11 месяцев 2024 г. по регионам



ТОП-3 регионов, лидирующих по открытиям запасов углеводородов за указанный период, выглядит следующим образом:

- Африка – 126,8 млн т н.э.
- Южная Америка – 106,0 млн т н.э.
- Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР) – 102,7 млн т н.э.

Лидером по объемам открытий стала Африка, доля которой в общемировом распределении новых запасов составила 28 %, наравив 126,8 млн тонн н.э., что подтверждает активное развитие нефтегазовых проектов на континенте. Это связано с активизацией разведки на шельфе, особенно в Западной и Восточной Африке, где продолжают открываться крупные залежи нефти и газа. Страны, такие как Намибия, Ангола и Мозамбик, играют ключевую роль в недавних открытиях. Растущая международная активность инвесторов и развитие проектов по добыче на шельфе способствовали высокому приросту запасов.

Южная Америка, занявшая вторую позицию с долей 23 %, уверенно удерживает лидерство в сфере оффшорных открытий, в особенности за счет проектов в Бразилии и Гайане, где продолжаются значительные открытия оффшорных месторождений и рост интереса к разработке неконвенциональных ресурсов, таких как сланцевые запасы Аргентины.

На третьем месте оказался Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР) с 22 % мировых открытий углеводородов. Основной вклад в этот результат внесли страны Юго-Восточной Азии, включая Индонезию, Малайзию и Австралию, где разведка в глубоководных районах продолжает приносить успешные результаты. В регионе и в отрасли в целом осуществляются ГРП на все более глубоко залегающие пласты: в Китае реализуется проект DEEP EARTH, в рамках которого бурятся поисковые скважины глубиной до 8–9 км (в 2022–2023 гг. открыты два месторождения). Разработка настолько глубоко залегающих месторождений с текущим уровнем технологического развития невозможна либо нерентабельна, требуется разработка новых технологий.

Доля Ближнего Востока составила 10 %, что связано с продолжающейся разведкой как

в традиционных нефтегазовых районах, например в Саудовской Аравии, так и в менее изученных территориях, таких как Оман и Ирак.

Европа продемонстрировала прирост в размере 9 %, главным образом за счет активизации разведки на шельфе Северного моря. Особенно выделяются проекты в Норвегии и Великобритании, которые продолжают сохранять высокие темпы ГРП и добычи.

Регионом с наименьшим объемом открытий месторождений УВС в 2024 г. является Северная Америка (8 %). На континенте отмечается снижение темпов открытия новых залежей по сравнению с предыдущими годами, что связано с высоким уровнем изученности и постепенным смещением фокуса крупных компаний в сторону более перспективных развивающихся регионов.

В целом распределение открытий в 2024 г. демонстрирует смещение акцента в сторону развивающихся регионов, таких как Африка и Южная Америка, а традиционные и зрелые нефтегазовые регионы, такие как Европа и Северная Америка, уступают лидерство по объему ГРП и их результатам новым регионам.

Рост объема ГРП в 2022–2024 гг. позволил за 11 месяцев 2024 г. прирастить 460 млн т н.э., что, скорее всего, не позволит по итогам года превысить даже объем открытий 2023 г., кроме того, стоимость прироста запасов продолжает оставаться высокой.

Таким образом, мировая динамика открытий по результатам 2024 г. демонстрирует высокую степень региональных успехов, с акцентом на усиление геолого-разведочных работ в развивающихся регионах. Преобладание открытий в Южной Америке и Африке свидетельствует об усилении роли этих территорий в глобальной структуре добычи.

Однако, несмотря на активность ГРП, отметим, что открытые объемы новых запасов значительно отстают от уровня их добычи, что подтверждает необходимость дальнейшего масштабного наращивания разведочных программ, особенно в новых и недостаточно изученных регионах. Кроме того, нельзя

недооценивать значимость доразведки уже изученных регионов, где также могут быть сделаны открытия месторождений и отдельных залежей, в т.ч. в глубокозалегающих горизонтах

Динамика мирового парка буровых установок в 2019–2024 гг.

Одной из важнейших характеристик нефтегазовой отрасли является количество активных буровых установок. Такие данные аккумулируются нефтесервисной компанией Baker Hughes [3], причем данные по буровым даются без разбивки на эксплуатационное и разведочное бурение. На рисунке 8 представлена изменившаяся динамика распределения активных буровых установок по регионам в период с 2019 по 2024 гг. (приводится среднегодовое количество работающих буровых).

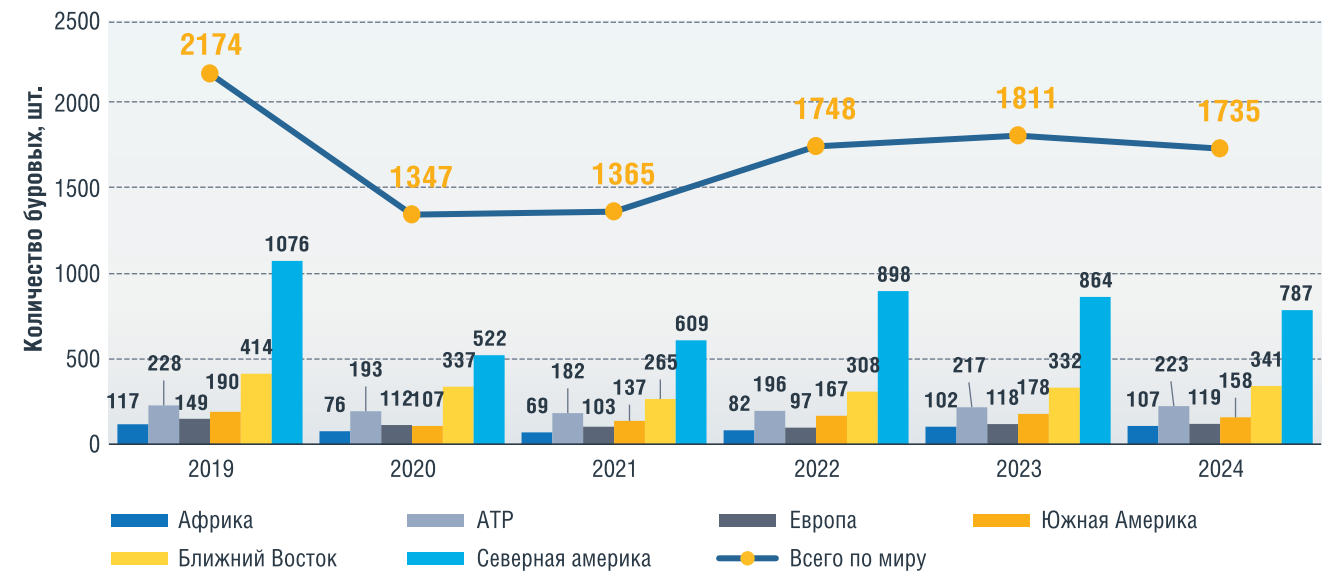
Общее количество активных буровых установок в мире за этот период сократилось на 20,2 % – с 2174 до 1735 ед., что связано с влиянием ряда макроэкономических факторов, пандемии COVID-19, а также переходом многих стран к политике устойчивого развития.

Северная Америка продолжает оставаться лидером по количеству буровых установок, несмотря на снижение их численности. В 2024 г. их число составило 787 ед., что на 27 % меньше, чем в 2019 г. При этом доля Северной Америки в общемировом распределении буровых уменьшилась с 49 до 45 %, однако регион сохраняет ключевую позицию благодаря высокому уровню технологий горизонтального бурения и внедрению все более сложных и эффективных технологий бурения.

В Африке наблюдается восстановление после падения активности в 2020–2021 гг. К 2024 г. число активных буровых выросло до 107 ед., что превышает уровень 2023 г. (102 буровые). Этот регион показывает долгосрочную положительную динамику за счет развития новых проектов на шельфе и в Северной Африке.

В АТР численность буровых установок остается относительно стабильной с 2020 г., достигнув

РИСУНОК 8. Распределение буровых по регионам, шт.



223 ед. в 2024 г. Это на 2,2 % меньше, чем в 2019 г., однако крупные проекты в Малайзии, Индонезии и Австралии поддерживают региональные показатели на стабильном уровне.

Европа сохраняет свою долю на уровне 7 % от мирового количества буровых на протяжении всего анализируемого периода. В 2024 г. число установок составило 119 ед., что близко к уровням до пандемии. Объем бурения в регионе постепенно восстанавливается, несмотря на ограничения, связанные с экологической политикой ЕС.

В Южной Америке после роста активности в 2022–2023 гг. наблюдается небольшое снижение количества буровых до 158 ед. в 2024 г., что связано с завершением ряда крупных проектов в Бразилии и снижением буровой активности в Венесуэле.

На Ближнем Востоке количество буровых установок растет третий год подряд, достигнув в 2024 г. 341 ед., что свидетельствует о восстановлении позиций региона благодаря устойчивому спросу на сырье и развитию масштабных нефтегазовых проектов. Если бы не ограничения на добычу, установленные в рамках сделки ОПЕК+, то, вероятно, количество активных буровых в регионе превысило бы уровень 2019 г. (414 ед.).

Таким образом, несмотря на существенное снижение общего числа буровых установок по миру, в ряде регионов наблюдается восстановление показателей, а технологическое развитие позволило сохранить стабильность среднего количества пробуренных скважин на одну установку.

В период с 2019 по 2024 г. динамика распределения

буровых установок по видам сырья (рисунок 9) демонстрирует следующие изменения:

- Число буровых, работающих на газовых проектах, снизилось на 21 %, с 463 ед. в 2019 г. до 366 ед. в 2024 г.
- Количество буровых, работающих на нефтяных залежах, демонстрирует более стабильную динамику: после резкого падения, вызванного пандемией и снижением спроса на нефть в 2020 г., до 997 ед. оно восстановилось до 1322 ед. к 2024 г., что составляет 78,7 % от уровня 2019 г. (1680 ед.).

Такая разница в количестве буровых на нефтяных и газовых проектах связана с тем, что для разработки газовых месторождений используется гораздо более редкая сетка скважин, чем на нефтяных месторождениях

РИСУНОК 9. Распределение буровых по виду сырья, шт.

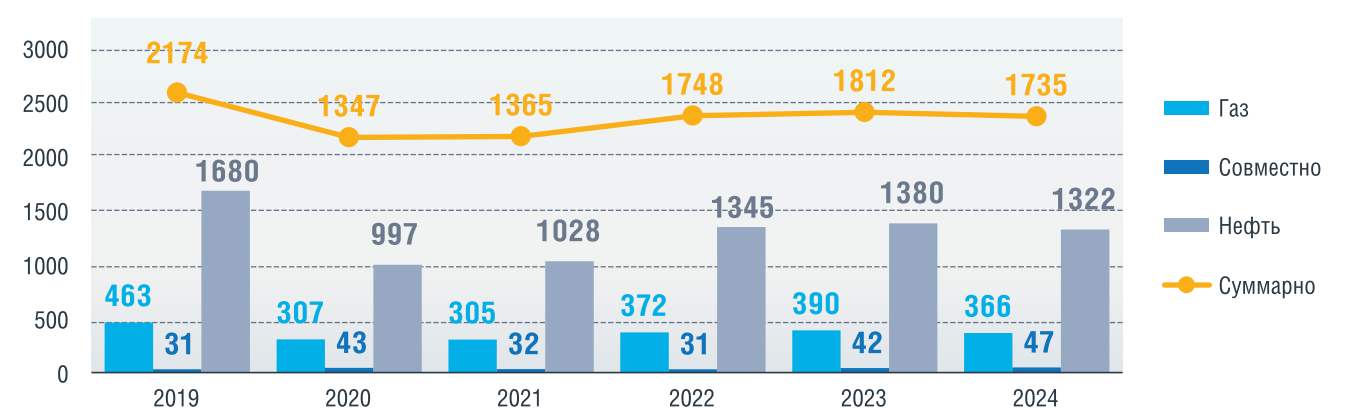
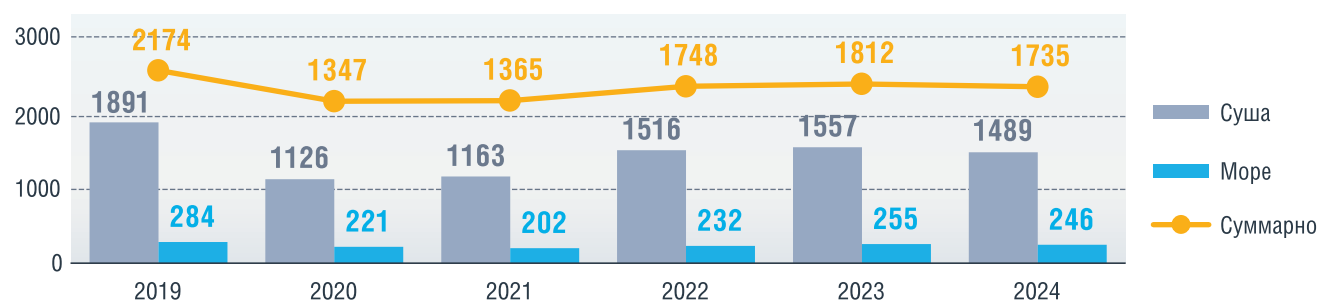


РИСУНОК 10. Распределение сухопутных и морских буровых, шт.



(примерно в 3–4 раза реже). Это обусловлено физическими и геологическими характеристиками пластовых систем.

Установки на нефтегазовых залежах занимают наименьшую долю – от 31 до 47 ед. за рассматриваемый период. Однако доля установок на таких проектах выросла в два раза: с 1,4% в 2019 г до 2,7% в 2024 г. что связано с увеличением интереса к комбинированной добыче в рамках интегрированных проектов.

На рисунке 10 представлено распределение числа буровых установок, работающих на суше и на море, в период с 2019 по 2024 г. Основная доля буровых установок приходится на сушу. В 2019 г. количество работающих сухопутных буровых составило 1891 ед. Однако в 2020 г., на фоне пандемии COVID-19 и вызванных ею экономических потрясений, их число резко сократилось – до 1126 установок (снижение на 40,4% относительно 2019 г.). В последующие годы наблюдается постепенное восстановление сухопутного бурения. В 2021 г. их число увеличилось до 1163 установок (+3,3% к предыдущему году), к 2022 г. – до 1516 (+30,4%), а в 2023 г. достигло 1557 ед., демонстрируя стабилизацию после кризисного периода. В 2024 г. наблюдается незначительное снижение до 1489 буровых.

Морские буровые установки за анализируемый период также испытали влияние пандемии и экономического спада. В 2019 г. в мире работало 284 морские буровые установки. В 2020 г. их число снизилось до 221 установок (снижение на 22,2% относительно 2019 г.). Морская буровая активность достигла минимума в 2021 г. – 202 установки. В 2022 г. на фоне роста цен на УВС

количество морских буровых увеличилось до 232 установок (+14,9%), в 2023 г. тренд продолжился, количество буровых выросло до 255 (+9,9%). В 2024 г. наблюдается небольшое снижение численности морских буровых (до 246 ед., -3,5%), что может быть связано с перераспределением приоритетов в бурении.

Выводы

Анализ современных тенденций в нефтегазовой отрасли свидетельствует о возрастании стратегической роли ГРП в обеспечении энергетической безопасности на фоне растущего спроса на энергоресурсы и истощения традиционных запасов углеводородов. Ключевыми направлениями развития стали освоение трудноизвлекаемых запасов, расширение инвестиций в глубоководные и шельфовые проекты, а также совершенствование технологий бурения для повышения эффективности разработки месторождений [4].

Увеличение объемов ГРП, особенно в регионах с высоким потенциалом разведки – таких как Ближний Восток, Южная Америка и Северная Африка, – подчеркивает необходимость длительного и стабильного финансирования геолого-разведочных программ при одновременной модернизации оборудования, способного работать в сложных геологических и климатических условиях. Более того, активное вовлечение инновационных технологий в процессы отбора и анализа данных обеспечивает более точное выявление перспективных участков для буровых работ, сокращая сроки и затраты на их разработку.

Учитывая текущие темпы истощения открытых

месторождений и повышенный интерес к трудноизвлекаемым запасам, можно заключить, что в ближайшие годы ГРП останутся одним из ключевых инструментов формирования ресурсной базы мировой энергетики.

При недостаточном финансировании ГРП уже в обозримом будущем может наступить момент истощения легкодоступных месторождений, что приведет к необходимости освоения месторождений с высокой стоимостью добычи и вызовет рост себестоимости УВС. Для компенсации стоимости сырья будет усложняться технологический ландшафт индустрии, в котором приоритетным станет поиск баланса между экономической эффективностью, доступом к новым месторождениям и адаптацией технологий разведки и добычи к сложным горно-геологическим условиям.

В подтверждение выявленных тенденций, в 2025 г. администрация президента США Дональда Трампа уже предприняла активные шаги по увеличению добычи УВ, что неминуемо повлечет за собой увеличение объемов ГРП, в т.ч. в морских и арктических регионах. Заявления о смене государственной принадлежности Гренландии также имеют в своей основе восполнение запасов нефти и газа. ●

Литература

1. Annual Gas Market Report 2024, Gas Exporting Countries Forum (GECF), 2024.
2. 73 edition Statistical Review of World Energy, Energy institute, 2024.
3. Rig Count Overview & Summary Count, Baker Hughes, 2025.
4. OPEC Annual report, 2023.

KEYWORDS: drilling rigs, oil and gas industry, onshore drilling, offshore drilling, drilling activity, drilling operations, global market, oil and gas production, industry recovery, drilling trends.

ЧИСТАЯ ВЫГОДА

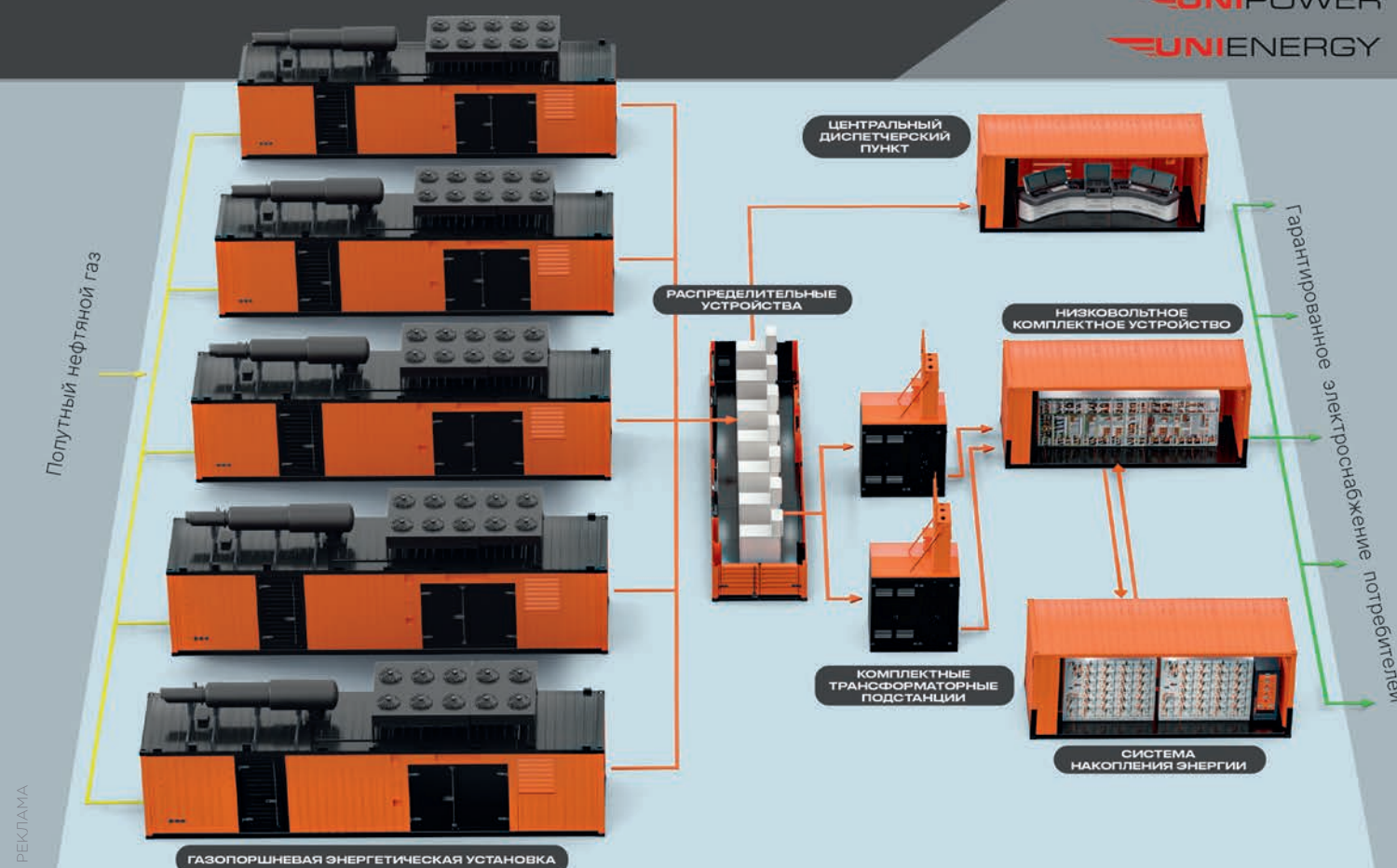
Ежегодно миллиарды кубометров попутного нефтяного газа сгорают в факелах, нанося немалый ущерб и окружающей среде, и нефтедобывающим компаниям. НПК МСА предлагает решение, позволяющее превратить загрязнения и расходы в чистую прибыль

ЭНЕРГОЦЕНТР НА БАЗЕ ГАЗОПОРШНЕВЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

UNICOOL

UNIPOWER

UNIENERGY



UNIGINE
UNIGRID

ЧАСТНАЯ ВЫГОДА

- Экономия на штрафах за загрязнение окружающей среды
- Появление источника электроэнергии по цене в разы меньшей той, что требуют электроснабжающие организации

ОБЩЕСТВЕННАЯ ВЫГОДА

- Сокращение эмиссии загрязняющих веществ и парниковых газов
- Снижение энергодефицита
- Уменьшение нагрузки на энергосетевую инфраструктуру
- Улучшение экологической обстановки, и как следствие переноса части генерации в удалённые районы
- Повышение инвестиционной привлекательности территорий



Мощность —
5 МВт с возможностью неограниченного масштабирования



Производительность —
примерно **3,3 кВт·ч** на кубометр ПНГ



Цена электроэнергии —
от **3 руб./кВт·ч**

Тел: +7 (812) 622-03-37

generate@unicont.com



ТЕХНОЛОГИИ РАСПРЕДЕЛЕННОГО КОМПРИМИРОВАНИЯ НА ИСТОЩЕННЫХ ОБВОДНЯЮЩИХСЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ГАЗА: оценка эффективности использования

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА ИССЛЕДОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ И ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МОБИЛЬНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК ПРИ ДОБЫЧЕ ГАЗА В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ И ЗНАЧИТЕЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ В СКВАЖИНАХ. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОВЕДЕНО МЕТОДАМИ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ИНТЕГРИРОВАННОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РЕАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ДОБЫЧА ГАЗА ПРИ ЭТОМ ХАРАКТЕРИЗУЕТСЯ ОГРАНИЧЕНИЯМИ ПРЕДЕЛЬНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ДЕПРЕССИИ 3–5 БАР. РАССМОТРЕНЫ ЭТАПЫ ПОДБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ КОМПРИМИРОВАНИЯ И МЕСТ РАЗМЕЩЕНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК. ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИХ РАБОТЫ НА РАЗЛИЧНЫХ КУСТАХ СКВАЖИН. ПОКАЗАНО, ЧТО РАСПРЕДЕЛЕННОЕ КОМПРИМИРОВАНИЕ НА КУСТАХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПОЗВОЛЯЕТ ПРОДЛИТЬ ПЕРИОД РАБОТЫ МАЛОДЕБИТНЫХ И САМОЗАДАВЛИВАЮЩИХСЯ СКВАЖИН И ТЕМ САМЫМ УВЕЛИЧИТЬ КОЭФФИЦИЕНТ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА

THE ARTICLE IS DEVOTED TO THE STUDY OF THE TECHNOLOGICAL AND ECONOMIC EFFICIENCY OF USING MOBILE COMPRESSOR UNITS FOR GAS PRODUCTION IN CONDITIONS OF LOW RESERVOIR PRESSURES AND SIGNIFICANT RESERVOIR WATER CONTENT. THE STUDY WAS CARRIED OUT USING NUMERICAL MODELING METHODS BASED ON AN INTEGRATED HYDRODYNAMIC MODEL OF CENOMANIAN GAS DEPOSITS FROM A REAL FIELD. AT THE SAME TIME, GAS PRODUCTION IS CHARACTERIZED BY LIMITATIONS OF THE MAXIMUM DEPRESSION VALUES OF 3–5 BAR. THE STAGES OF SELECTION OF OPTIMAL TECHNOLOGICAL PARAMETERS OF COMPRESSION AND LOCATIONS OF COMPRESSOR UNITS ARE CONSIDERED. AN ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF THEIR WORK ON VARIOUS WELL BUSHES HAS BEEN CARRIED OUT. IT IS SHOWN THAT DISTRIBUTED COMPRESSION ON THE BUSHES OF GAS WELLS MAKES IT POSSIBLE TO EXTEND THE PERIOD OF OPERATION OF LOW-FLOW AND SELF-PRIMING WELLS AND THEREBY INCREASE THE CIG

Ключевые слова: добыча газа, распределенное компримирование, мобильные компрессорные установки.

Вершинин Владимир Евгеньевич

главный специалист,
УГРМ Сибнефтегаз ООО «ТННЦ»,
доцент кафедры моделирования
физических процессов и систем,
ФГАОУ ВО «Тюменский
государственный университет»

Сердюк Данил Александрович

специалист,
УГРМ Сибнефтегаз ООО «ТННЦ»

Гулпарь Вячеслав Игоревич

специалист,
УГР НГКМ ООО «ТННЦ»

Сафoshкин Константин Николаевич

главный специалист
отдела гидродинамического
моделирования,
ООО «НК «Роснефть»-НТЦ»

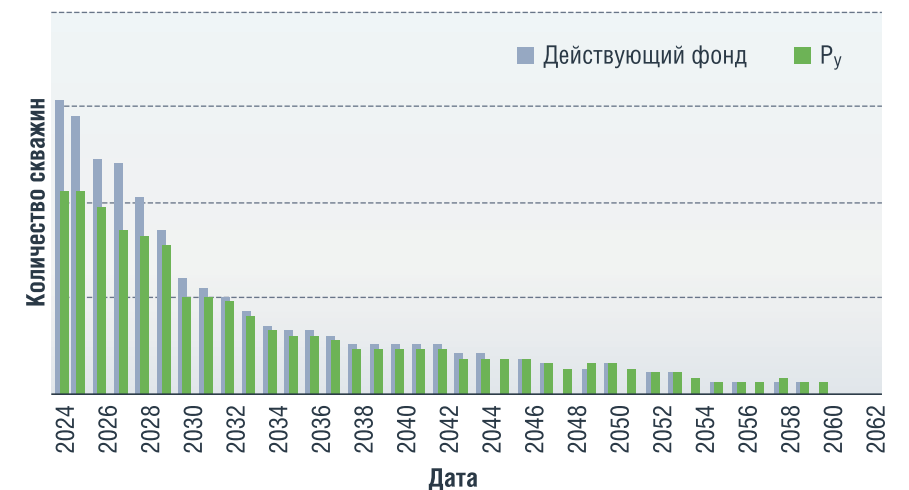
Добыча газа на месторождениях, перешедших на заключительную стадию, сопровождается появлением факторов, негативно влияющих на технологические и экономические показатели разработки. Падение пластового давления приводит к снижению дебитов скважин и постепенному их выбыванию вследствие остановки. Дополнительные осложнения вызывает поступление пластовой воды, приводящее к самозадавлению низкодебитных скважин и росту потерь давления в газосборной системе (ГСС). Для поддержания уровней добычи и достижения плановых значений коэффициента извлечения газа (КИГ) необходимо снижать устьевые давления на скважинах. На поздних стадиях разработки для этого обычно требуется проводить реконструкцию дожимной компрессорной станции (ДКС). В последнее время появилась альтернатива централизованной системе компримирования газа в виде мобильных

компрессорных установок (МКУ), устанавливаемых непосредственно на кустовых площадках (КП) добывающих скважин [1, 5]. Они позволяют реализовать систему

распределенного компримирования и избежать дорогостоящей реконструкции ДКС. К несомненным достоинствам этого метода следует отнести возможность локального снижения давления только на тех КП, где присутствуют скважины, нуждающиеся в этом, а также более высокую энергетическую эффективность по сравнению с централизованной системой компримирования на некоторых режимах добычи [1]. Переход ряда крупных газовых месторождений России на стадию завершающей добычи способствовал началу внедрения МКУ для продления добычи низконапорного газа. Так, на Вынгапуровском месторождении газа в 2007 г. были проведены опытно-промышленные испытания, показавшие технологическую эффективность метода в задаче поддержания параметров добычи и продления периода эксплуатации месторождения [2], после чего на кустовых площадках было установлено 7 шт. МКУ. Опыт Вынгапуровского месторождения был использован на Ямбургском месторождении газа. Технико-экономический анализ различных вариантов установки МКУ с одновременной реконструкцией ГСС подтвердил положительный эффект от применения технологии распределенного компримирования [4]. Поэтому в период с 2019 г. по 2021 г. на месторождении было установлено более двух десятков МКУ.

Однако наряду с достоинствами существуют и недостатки метода, связанные с нестабильностью

РИСУНОК 1. Прогнозирование динамики количества скважин, работающих с ограничением по устьевому давлению (P_y)



состава продукции скважин, повышением требований к надежности компрессорных аппаратов МКУ при работе с газом, не прошедшим полный цикл очистки и осушки. Немаловажным фактором выступает экономическая рентабельность распределенного компримирования. В первую очередь она определяется соотношением стоимости оборудования со стоимостью дополнительно добытого газа, которая напрямую зависит от увеличения продолжительности периода работы скважин при использовании МКУ. Установка МКУ не предотвращает риск самозадавливания скважин. Использование МКУ для снижения устьевых давлений способно лишь на некоторое время вывести скважины из области самозадавливания. Поскольку поступление пластовой воды типично для значительного числа месторождений газа на поздних стадиях разработки, вопрос технологической и экономической эффективности распределенного компримирования на обводненных залежах представляется весьма актуальным. В работе проведено исследование влияния параметров работы МКУ и места их установки на величину дополнительной добычи газа и экономической рентабельности. Исследование проводилось на примере реального месторождения X, добыча на котором ведется из истощенной залежи газа с высоким содержанием пластовой воды в продукции скважин.

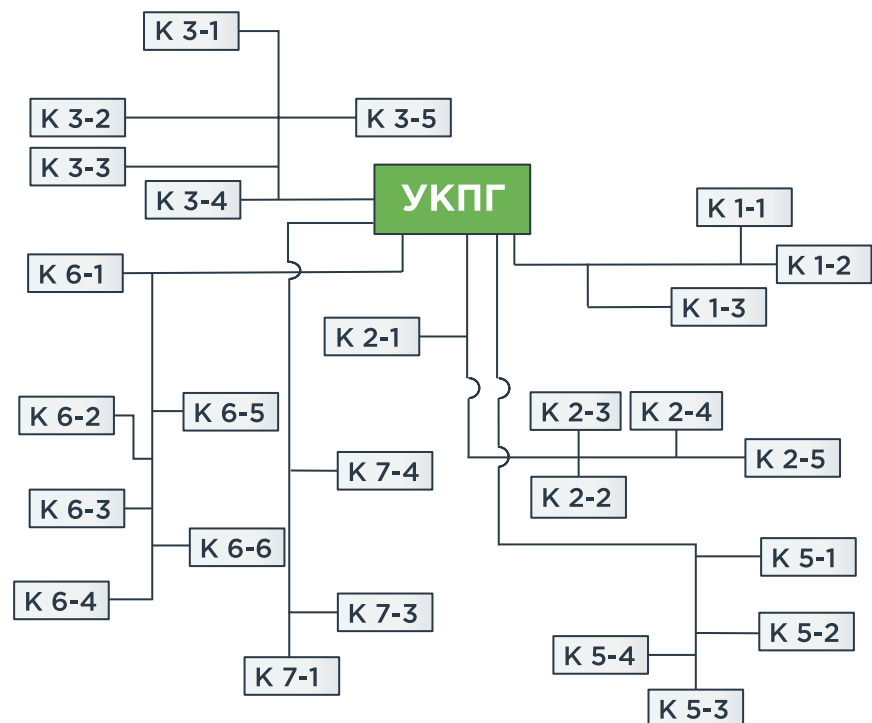
Методика оценки эффективности МКУ

Оценка эффективности технологии распределенного компримирования проводилась методами гидродинамического моделирования на интегрированной гидродинамической модели месторождения X. Месторождение X содержит залежь сеноманского газа и находится на завершающем этапе разработки в стадии падающей добычи. Выработанность запасов приближается к 70%. Действующий фонд составляет около 60 скважин. Большинство из них работают без ограничений по диаметрам штуцеров. Устьевое давление при этом определяется давлением в ГСС. При гидродинамическом моделировании такая работа скважин соответствует режиму ограничения устьевое давления, которое автоматически задается равным давлением в точке присоединения к ГСС. На рис. 1 приведен график динамики количества подобных скважин среди действующего фонда.

В качестве верхнего ограничения по добыче газа выступает предельная депрессия, которая для сеноманской залежи равна 3–5 Бар. Содержание воды в добываемой продукции находится в диапазоне от $1,38 \cdot 10^{-11} \text{ м}^3/\text{м}^3$ до $2,11 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{м}^3$. Граница области самозадавливания скважин при моделировании определялась по критерию Фруда [3].

На рисунке 2 представлена схема газосборной сети (ГСС) месторождения X.

РИСУНОК 2. Газосборная система месторождения X



Она состоит из 6-ти независимых коллекторов, подключенных к установке комплексной подготовки газа (УКПГ). К каждому коллектору подключено от 3-х до 6-ти КП. Добыча газа осложняется поступлением пластовой воды, что приводит к росту водогазового фактора (ВГФ) добываемой продукции. Это, в свою очередь, ведет к снижению дебитов газа и самозадавлыванию малодебитных скважин.

Вследствие этих причин в период до 2029 года ожидается сокращение действующего фонда скважин на 50 % (рис. 1). Снижение устьевых давлений на скважинах, необходимое для поддержания уровней добычи, при централизованном компримировании требует повышения степени сжатия газа на ДКС. Компрессорные аппараты ДКС на месторождении X в настоящее время работают с предельно допустимой степенью сжатия (на границе помпажного режима), и требуемое ее повышение может быть достигнуто реконструкцией ДКС: заменой сменной проточной части (СПЧ) компрессорных аппаратов или установкой дополнительных компрессоров. Высокая стоимость капитальных затрат на реконструкцию ДКС делает актуальным анализ технологической и экономической

эффективности альтернативной системы распределенного компримирования. Для решения этой задачи необходимо определить места установки МКУ и режимы их работы, включая степени сжатия, и оценить достигаемую при этом технико-экономическую эффективность. Решение этой комплексной задачи проводилось последовательно.

На первом этапе был определен перечень кустов-кандидатов на установку МКУ и проведено моделирование работы месторождения с «установленными» на всех кустах-кандидатах МКУ при различных степенях сжатия в диапазоне от 2 до 6. Куст газовых скважин (КГС) признавался кандидатом на установку МКУ при условии наличия на нем скважин, работающих без ограничений по диаметрам штуцеров, т.е. скважин, работающих с ограничением по устьевому давлению. Скважины, работающие при малых диаметрах регулирующего штуцера, имеют запас по снижению устьевых давлений за счет увеличения диаметра штуцера и не нуждаются в МКУ. Общее количество всех кустов-кандидатов составило 23 ед.: на 1-м коллекторе три куста-кандидата, на 2-м и 3-м коллекторах по 5 кустов-кандидатов, на 5-м коллекторе четыре куста-кандидата, на 6-м коллекторе

6 кустов-кандидатов. Влияние МКУ при моделировании заключалось в допустимом уменьшении устьевых давлений относительно линейного (на выходе из МКУ в ГСС). Наличие ограничения на предельную депрессию на забое скважин, которая не превышает 3–5 Бар, существенно ограничивает допустимую степень сжатия МКУ, делая ее динамически меняющейся в ходе добычи. С технической стороны это соответствует автоматическому управлению степенью сжатия и производительностью компрессора МКУ. Заявленная величина степени сжатия МКУ выступала в качестве верхнего предела при моделировании. Контроль степени сжатия позволил определить продолжительность потребности куста-кандидата в компримировании. Период работы скважин-кандидатов завершался при их остановке. Причиной остановки (выбытия) скважин было снижение дебита газа ниже предельного уровня, обеспечивающего вынос воды либо его снижение ниже экономически рентабельного уровня добычи. Предельный уровень дебита для выноса воды динамически пересчитывался исходя из условий на забое. Эффективность применения МКУ оценивалась по дополнительной добыче газа с каждого куста за период с 2027 г. до конца разработки (2070 г.).

На втором этапе определялись наиболее эффективные варианты установки МКУ. Проводилось многовариантное моделирование с установкой МКУ только на кустах-кандидатах, показавших наилучшую технологическую эффективность на втором этапе.

На третьем этапе проводился экономический анализ наилучших по дополнительной добыче вариантов размещения МКУ.

Результаты

1 ЭТАП Технологическая эффективность

Моделирование на первом этапе показало (рисунок 3), что повышение предельной степени сжатия МКУ выше 4 не приводит к значимому росту накопленной добычи, а в ряде случаев дает обратный эффект, связанный с взаимным влиянием одних кустов

на работу соседних кустов через ГСС. Повышение дебита скважин на одной КП приводит к увеличению потерь давления на всех участках ГСС, расположенных ниже по потоку, а значит, отрицательно скажется на работе скважин, подключенных к этим участкам. Наиболее оптимальной для месторождения X была определена степень сжатия $\varepsilon = 4$.

Прирост накопленной добычи газа за период моделирования по сравнению с базовым вариантом при $\varepsilon = 4$ составил 10 % (рисунок 4). Вариант установки МКУ на всех кустах-кандидатах с $\varepsilon = 4$ в дальнейшем будет обозначаться как «вариант 0».

При этом достигнутая технологическая эффективность использования МКУ на отдельных кустах отличалась по причине различного количества скважин, различной продолжительности их работы и влияния ГСС. Наибольшая дополнительная добыча была получена на коллекторах ЗПА-5 и ЗПА-1, к которым подключено четыре куста-кандидата с 10-ю скважинами и три куста-кандидата с 8-ю скважинами соответственно. На рисунке 5 приведены графики дополнительной добычи газа при степени сжатия $\varepsilon = 4$ для отдельных кустов коллекторов ЗПА-1, ЗПА-5.

Как следует из рис. 5, дополнительная добыча газа на КГС 1-2 и КГС 5-3 в результате установки МКУ оказалась самой высокой, несмотря на меньшее количество скважин (по 2 ед.), чем на других КГС 1-1, КГС 5-1, КГС 5-2 (по 3 ед.). Можно отметить, что для КГС 1-3, КГС 5-4 наблюдается снижение накопленной добычи по сравнению с базовым вариантом. Причины этого связаны с быстрой остановкой скважин вследствие прихода воды в период работы МКУ, отрицательным влиянием соседних МКУ и малым объемом дренируемых запасов.

В целом рассчитанная удельная эффективность установки МКУ для большинства кустов-кандидатов оказалась невысокой и составила в среднем по месторождению 100 у.е.³ дополнительно добытого газа в расчете на одну МКУ (при максимальной добыче 371,6 у.е.³ на КГС 1-2). Основной причиной низкой эффективности стало ограничение по депрессии, ограничивавшее дебит скважин и снижавшее

РИСУНОК 3. Зависимость накопленной добычи газа по коллекторам от степени сжатия на МКУ. Степень сжатия $\varepsilon = 2; 4; 6$

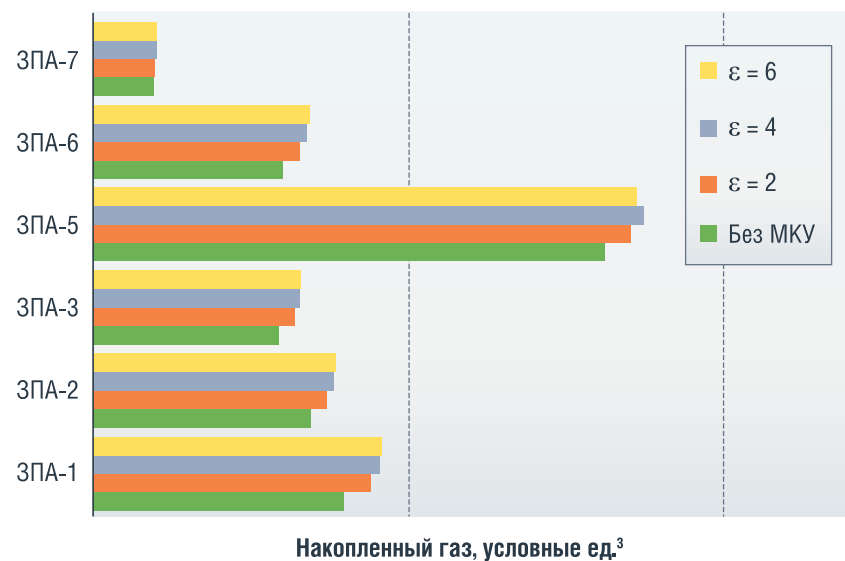


РИСУНОК 4. Общая эффективность применения системы распределенного компримирования при различных степенях сжатия

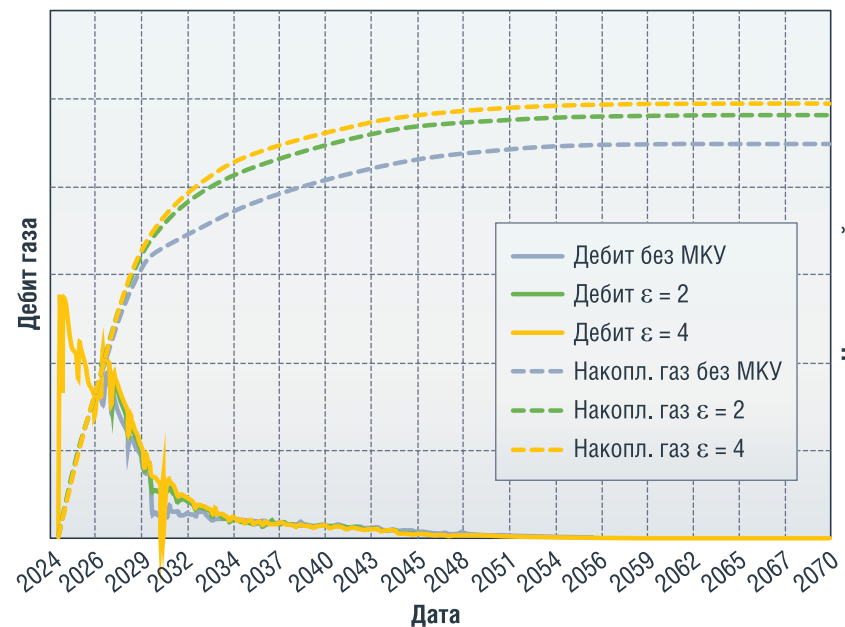


РИСУНОК 5. Дополнительная добыча газа на кустах коллекторов ЗПА-1 (слева) и ЗПА-5 (справа). Степень сжатия МКУ $\varepsilon = 4$

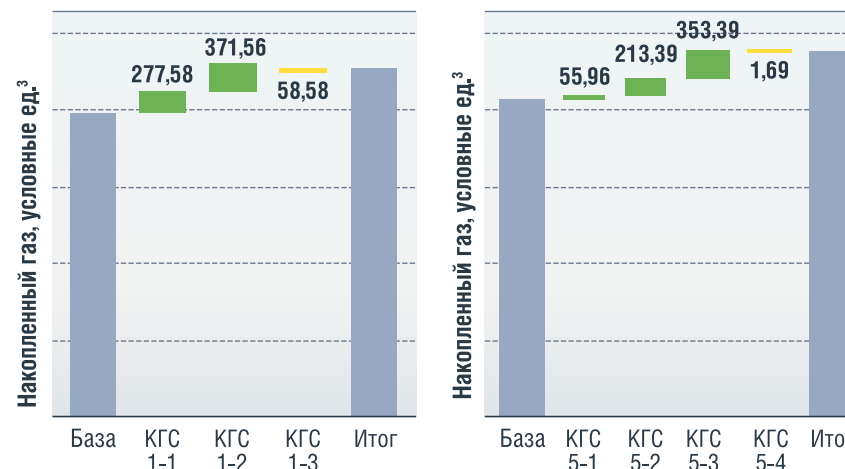
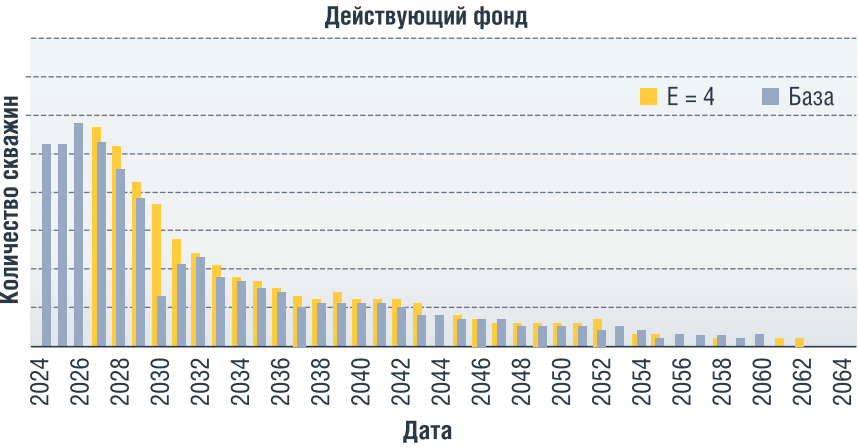


РИСУНОК 6. Динамика количества действующих скважин в базовом варианте без МКУ в сравнении с вариантом использования МКУ при степени сжатия E=4



продолжительность эффекта от внедрения МКУ. Поскольку обводнение скважин продолжалось и после установки МКУ, то это приводило к самозадавливанию и остановке скважин, хотя и в более поздние сроки по сравнению с работой скважин без МКУ. Продолжительность периода дополнительной работы скважин при этом не превышала 1–1,5 года. На этом фоне скважины, работающие в условиях отсутствия пластовой воды (без самозадавливания) при включении МКУ стабилизировали дебит газа (в соответствии с предельной депрессией). Большая продолжительность периода работы таких скважин обеспечивала более существенную величину дополнительной добычи газа по сравнению с обводняющимися скважинами. После остановки скважин-кандидатов потребность в МКУ на КП отпадает. На рисунке 6 приведена динамика количества действующих скважин в базовом варианте без МКУ в сравнении с вариантом использования МКУ со степенью сжатия 4. Как следует из рисунков 4 и 6, использование МКУ,

даже при наличии ограничений по депрессии и при наличии пластовой воды на большинстве скважин, увеличивает продолжительность работы скважин и повышает конечный КИГ.

2 ЭТАП
Оптимизация установки МКУ

На втором этапе было проведено моделирование добычи с применением МКУ только на наиболее эффективных кустах-кандидатах. Было оставлено по одному-два куста-кандидата на установку МКУ для каждого коллектора. При выборочной установке МКУ ухудшаются условия работы кустов коллектора, не оборудованных МКУ, что снижает общую эффективность применения метода. Это происходит вследствие роста потерь на трение в ГСС при повышении объема газа, добываемого с кустов, оборудованных МКУ. Поэтому для оценки эффективности технологии распределенного компримирования при расчете дополнительной добычи газа от включения МКУ на отдельных кустах следует оценивать

прирост добычи по коллектору в целом. Конфигурации расстановки МКУ для наиболее эффективных вариантов приведены в таблице 1. Вариант 0 (МКУ на всех кустах) приведен для сравнения удельной эффективности. Для всех вариантов степень сжатия $\varepsilon = 4$.

Технологическая эффективность рассчитанных вариантов по дополнительной добыче приведена в таблице 2.

Наибольшую эффективность по удельной добыче показал вариант 2 с размещением по одной МКУ на каждом коллекторе. Средняя удельная дополнительная добыча при этом составила 149,7 у.е.³ газа на 1 МКУ.

3 ЭТАП
Экономическая эффективность

Оценка экономической эффективности МКУ проводилась в рамках экономической модели предприятия на основании технико-коммерческих предложений от заводов-изготовителей. В качестве оптимального по техническим параметрам был принят вариант винтового компрессора с приводом от газопоршневого двигателя. Предварительный теоретический расчет экономической эффективности использования МКУ показал, что вариант, при котором МКУ обеспечивает простую стабилизацию или некоторое увеличение дебита длительно работающих скважин, проигрывает базовому варианту по величине NPV. Даже прирост дебита газа при применении МКУ на 40% по сравнению с базовым вариантом без МКУ оставляет проект в отрицательной зоне. Причина этого кроется в высокой стоимости МКУ при текущих ценах на газ. Более оптимистичным выглядит вариант использования

ТАБЛИЦА 2. Дополнительная добыча газа по вариантам включения МКУ

Вариант	Дополнительная добыча газа на 2070 г., у.е.	Количество МКУ	Удельная дополнительная добыча газа, у.е. ³ /1ед. МКУ
0	2342,2	23	101,8
1	1143,7	8	143,0
2	748,55	5	149,7
3	582,01	5	116,4

РИСУНОК 7. Динамика изменения NPV при использовании одной МКУ для производительностей по газу 350 и 500 тыс. м³/сут



МКУ в качестве инструмента стабилизации дебита и продления работы останавливающихся скважин. Период окупаемости при этом составляет 1–2 года при стабилизированных дебитах скважин 350–500 тыс. м³ газа/сут. На рисунке 7 приведены зависимости NPV от времени при использовании одной МКУ для случаев производительности 350 и 500 тыс. м³ газа/сут.

Как следует из рис. 7, продление периода работы скважин с дебитом 350 тыс. м³ газа/сут более чем на 2 года (период окупаемости) делает использование МКУ экономически оправданным. При моделировании работы МКУ в условиях реального месторождения X с учетом падения пластового давления, поступления воды, нестабильной работы скважин все рассмотренные выше варианты размещения МКУ показали отрицательный экономический результат по сравнению с базовым. Основная причина этого кроется в недостаточном количестве дополнительно добытого газа в сочетании с высокой

стоимостью МКУ. Как было отмечено выше, для достижения положительных экономических показателей при использовании МКУ требуется обеспечить продолжительную работу (не менее двух лет) каждой установки в режиме компримирования с расходом по газу, близким к максимальному. Это потребует периодического переноса МКУ с одного объекта месторождения на другой. Мобильность исполнения делает подобные перемещения реализуемыми. Период эксплуатации МКУ согласно техническому паспорту составляет 20 лет, что позволяет достичь значительного экономического эффекта.

Выводы

Использование МКУ на кустах газовых скважин позволяет продлить период работы малодебитных и самозадавливающихся скважин и тем самым увеличить КИГ. Наличие ограничений по предельной

депрессии на пласт значительно уменьшает эффективность применения МКУ, что особенно сказывается на месторождениях, где добыча газа осложнена поступлением пластовой воды в скважины. Установка МКУ на кустах скважин, имеющих высокие темпы роста ВГФ, отодвигает момент самозадавливания на 1–1,5 года. Ввод МКУ на отдельных КГС способен понизить добычу газа на смежных КГС, что следует учитывать при оценке эффективности применения МКУ.

Наибольшая экономическая эффективность МКУ наблюдается при выводе скважин из области самозадавливания и продлении периода работы низкодебитных скважин. Повышение дебита стабильно работающих скважин при использовании МКУ выступает лишь как дополнительный фактор, повышающий экономическую эффективность технологии распределенного компримирования. Экономически выгодным по показателю NPV является использование МКУ в режиме максимальной загрузки на всем протяжении работы, что требует периодической перестановки МКУ на новые кусты-кандидаты, способные поддерживать требуемые уровни добычи после вывода скважин из области самозадавливания. ●

Литература

1. Воронцов М.А. Перспективы применения распределенного компримирования в промышленных системах добычи газа / Воронцов М.А., Ротов А.А., Марущенко И.В., Лаптев Е.В. // Вести газовой науки. – 2014. – № 4 (20). – С. 164–173.

2. Кононов А.В. Добыча низконапорного газа на Вынгапуровском месторождении с применением технологии распределенного компримирования / Кононов А.В., Тимошкин С.Ю. // Газовая промышленность. – 2015. – № 2. – С. 30–33.

3. Кирсанов С.А. Эмпирическая гидродинамическая модель вертикальных газожижкостных потоков в газовых скважинах на поздней стадии разработки месторождений / Кирсанов С.А., Гордеев В.Н., Николаев О.В. [и др.] // Газовая промышленность. – 2017. – № 4 (751) – С. 50–55.

4. Минликаев В.З. Применение мобильных компрессорных установок на завершающей стадии разработки газовых залежей / Минликаев В.З. [и др.] // Газовая промышленность. – 2015. – № 1. – С. 15–17.

5. Сайфуллин И.Ш. Мобильные компрессорные установки: Второе дыхание для истощенных месторождений газа / Сайфуллин И.Ш., Васюткин С.А., Ермилов А.П. – DOI: 10.2118/196924-MS // SPE Russian Petroleum Technology Conference – 2019.

KEYWORDS: *gas production, distributed compression, mobile compressor units.*

ТАБЛИЦА 1. Варианты включения МКУ на отдельных кустах

Вариант	ЗПА-1			ЗПА-2					ЗПА-3					ЗПА-5				ЗПА-6					
	Номер куста																						
	1-1	1-2	1-3	2-1	2-2	2-3	2-4	2-5	3-1	3-2	3-3	3-4	3-5	5-1	5-2	5-3	5-4	6-1	6-2	6-3	6-4	6-5	6-6
0	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×	×
1	×	×						×		×	×				×	×						×	
2	×							×		×						×						×	
3		×						×			×				×							×	
* × – установка МКУ на кусте																							

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ОТКРЫТЫХ ГАЗОВЫХ И НЕФТЯНЫХ ФОНТАНОВ

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ВОПРОСЫ ОПАСНОСТИ ПРОРЫВОВ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН, ГНВП, КОТОРЫЕ МОГУТ ИМЕТЬ СЕРЬЕЗНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ДЛЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ЗДОРОВЬЯ И БЕЗОПАСНОСТИ ЛЮДЕЙ, А ТАКЖЕ ДЛЯ ЭКОНОМИКИ. АВТОРЫ РАССМАТРИВАЮТ ПРИЧИНЫ ПРОРЫВОВ, ИХ ПОСЛЕДСТВИЯ И МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ОТКРЫТЫХ ГАЗОВЫХ И НЕФТЯНЫХ ФОНТАНОВ ОБУСЛОВЛЕННЫ НЕ ТОЛЬКО РАСТУЩИМИ ТРЕБОВАНИЯМИ К БЕЗОПАСНОСТИ НА БУРОВЫХ ПЛОЩАДКАХ, НО И НЕОБХОДИМОСТЬЮ ЗАЩИТЫ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ ОТ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ. ПОЭТОМУ ЦЕЛЕСООБРАЗНО ОРГАНИЗОВАТЬ СИСТЕМЫ ПРОФИЛАКТИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ТАКИХ ИНЦИДЕНТОВ

THIS ARTICLE DISCUSSES THE DANGERS OF MINING WELL BREAKTHROUGHS, GAS AND OIL PRODUCTION EVENTS, WHICH CAN HAVE SERIOUS CONSEQUENCES FOR THE ENVIRONMENT HUMAN HEALTH AND SAFETY, AS WELL AS FOR THE ECONOMY. IN ADDITION, WELL BREAKTHROUGHS CAN THREATEN THE LIVES OF EMPLOYEES WHO ARE AT THE SCENE OF THE INCIDENT, AS WELL AS NEARBY BUILDINGS. THE PREVENTION AND ELIMINATION OF OPEN GAS AND OIL WELLS IS CAUSED NOT ONLY BY THE GROWING SAFETY REQUIREMENTS ON DRILLING SITES, BUT ALSO BY THE NEED TO PROTECT THE NATURAL ENVIRONMENT FROM THE NEGATIVE EFFECTS OF HYDROCARBONS. THEREFORE, IT IS ADVISABLE TO ORGANIZE SYSTEMS OF PREVENTIVE MEASURES AIMED AT PREVENTING SUCH INCIDENTS

Ключевые слова: ликвидация, технологические инновации, противовыбросовое оборудование, арматура фонтанная и нагнетательная, установки буровые комплексные, газонефтепроявления и открытые фонтаны.

Момени Мани

кафедра недропользования и нефтегазового дела,
Российский университет дружбы народов (РУДН)
имени Патриса Лумумбы, ассистент

Брусник Олег Владимирович

Томский политехнический университет,
доцент

Бабенко Константин Витальевич

ведущий инженер
ПВО ООО «Газпром газобезопасность»

Черемухин Евгений Игоревич

оператор по добыче нефти и газа 4-го разряда,
ООО «Газпром добыча Ямбург»

Гаджитдаев Марат Рамазанович

Ведущий инженер ПДС,
ООО «Газпром газобезопасность»

Одной из наиболее серьезных проблем, с которой сталкиваются компании, занимающиеся бурением и добычей нефти и газа, являются открытые газовые и нефтяные фонтаны. Эти явления представляют собой неуправляемое истечение углеводородов, которое может привести к катастрофическим последствиям как для людей, так и для окружающей среды. В связи с этим создание эффективной противofонтанной службы, ориентированной на предупреждение и ликвидацию таких инцидентов, становится актуальной задачей.

Противofонтанная служба вошла в систему МЧС России в 2022 году. В настоящее время весь спектр профильных работ выполняют 17 оперативных подразделений и два учебных центра – всего более 600 специалистов. Из них оперативная группировка сил и средств составляет 210 спасателей и 117 единиц техники. В 2024 г. были ликвидированы 6 открытых фонтанов, проведены 71 техническая работа и более 170 тысяч профилактических обследований.

Чтобы организовать деятельность всех аварийно-спасательных служб и формирований, выполняющих противofонтанные работы, независимо от формы собственности, специалисты МЧС разработали соответствующее Положение. Оно призвано исключить формальный подход в обслуживании промышленных объектов.

Энергетической стратегией Российской Федерации до 2035 года и государственной программой «Развитие энергетики» предусмотрено существенное увеличение добычи всех видов энергетических ресурсов и формирование нефтегазовых минерально-сырьевых центров в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и в Арктической зоне России. Все это требует укрупнения подразделений противofонтанных

военизированных частей МЧС России. В настоящее время они функционируют в Республике Коми, Ямало-Ненецком автономном округе и Сахалинской области. В перспективе рассматривается создание новых оперативных подразделений в районах формирования нефтегазовых минерально-сырьевых центров – Сибирском и Дальневосточном федеральных округах. Кроме того, возможность использовать авиацию МЧС России позволит сократить сроки реагирования оперативных подразделений противofонтанных военизированных частей МЧС России.

За прошлый год по инициативе подведомственных учреждений МЧС реализованы 59 плановых работ и 167 внеплановых. Академией ГПС МЧС разработаны мобильные образцы пожарно-спасательной техники, предназначенной для эксплуатации в суровых условиях российской Арктики, а также опытный образец пожарного катера легкого класса на базе маломерного судна аппаратного типа. Судно проходит опытную эксплуатацию в территориальном подразделении МЧС России в Ханты-Мансийском автономном округе. Академией ГПС МЧС России проводится эксперимент по применению искусственного интеллекта при расследовании и экспертизе пожаров.

Нефтегазовая промышленность консервативна, изменения в ней не происходят без крайней необходимости. На заре отрасли проблеме прорыва добывающей скважины не уделялось должного внимания из-за отсутствия эффективных способов контролировать взрывные выбросы, а формирование нефтяного фонтана считалось признаком успешного открытия скважины.

Развитие отрасли заставило переосмыслить риски, связанные с прорывом добывающей скважины. Новые требования привели к изменениям. По мере увеличения глубины бурения, появляются новые вызовы, в частности – связанные с возрастающим давлением. Когда давление в пласте превышает гидростатическое давление контролирующей буровой жидкости, может произойти прорыв добывающей скважины. В результате нефть, газ начинают выбрасываться из скважины на поверхность в виде фонтана [10].

Причины прорыва скважины могут быть разнообразными, например:

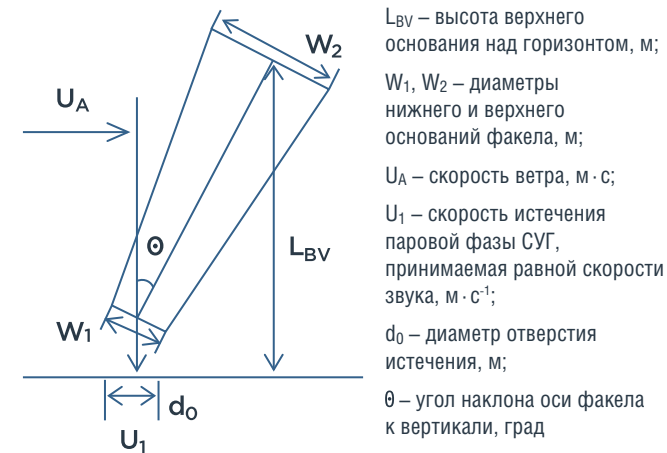
- ошибки в предварительных расчетах, если предполагаемое давление залежи превышает давление в скважине;
- нарушение целостности обсадной колонны;
- дефекты в уплотнениях;
- нарушения технологических процессов.

В большинстве случаев прорыв скважины приводит к возгоранию выбрасываемых углеводородов и образованию горящего фонтана – опасной аварии, параметры которой следует учитывать при планировании объекта обустройства, а также разработке мер защиты сооружений, оборудования и персонала.

Рассматривая горящий нефтяной или газовый фонтан как струйное факельное горение, можно определить размеры пламени по известным в настоящее время методам. Схематичное изображение струйного факела при истечении паровой фазы сжиженного углеводородного газа (СУГ)* (рис. 1).

Длина факела LF (м) может быть определена в соответствии с «Методикой определения расчетных

РИСУНОК 1. Схема геометрических параметров факела при истечении паровой фазы СУГ



величин пожарного риска на производственных объектах», утв. приказом МЧС России от 10.07.2009 № 404 [16] по формуле для диффузионных факелов при струйном истечении сжатых горючих газов, паровой и жидкой фазы СУГ и СПГ, ЛВЖ и ГЖ под давлением:

$$LF = K \cdot G^{0,4},$$

где G – расход истекающего продукта, кг/с; LF – длина факела, м; K – эмпирический коэффициент, который при истечении сжатых газов принимается равным 12,5.

Ширина факела DF (м) при струйном горении определяется по формуле:

$$DF = 0,15 \cdot LF,$$

где LF – длина факела, м; DF – ширина факела, м.

Значение высоты факела и диметра могут варьироваться в зависимости от различных условий истечения и внешних параметров окружающей среды.

Примером крупной аварии с образованием горящего фонтана является инцидент, случившийся в июне 1985 года на скважине № 37 месторождения Тенгиз. Произошел прорыв скважины с дальнейшим взрывом, вследствие чего пламя поднялось на высоту до 200 метров, и на выходе газонефтяной смеси, под давлением 250–300 атмосфер, над устьем образовалась огромная воронка диаметром около трех метров, ежедневно сгорало 10–20 тысяч тонн нефти.

При возгорании истекающего в ходе прорыва скважины продукта одним из основных опасных факторов пожара является тепловое излучение высокой интенсивности, уровень которого зависит как от параметров истечения (большое значение имеет ориентация факела: горизонтальный, наклонный, вертикальный), так и от свойств истекающего вещества.

При проведении оценки пожарной опасности горящего факела при струйном истечении сжатых горючих газов, паровой и жидкой фазы сжиженных газов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей под давлением допускается принимать следующее:

- зона непосредственного контакта пламени с окружающими объектами определяется размерами факела;
- длина факела LF не зависит от направления истечения продукта и скорости ветра;

* Приведенный метод применим, когда скорость ветра больше 5 м·с⁻¹.

- наибольшую опасность представляют горизонтальные факелы, условную вероятность реализации которых следует принимать равной 0,67;
- поражение человека в горизонтальном факеле происходит в 30о секторе с радиусом, равным длине факела;
- воздействие горизонтального факела на соседнее оборудование, приводящее к его разрушению (каскадному развитию аварии), происходит в 30о секторе, ограниченном радиусом, равным LF;
- за пределами указанного сектора на расстояниях от LF до 1,5 LF тепловое излучение от горизонтального факела составляет 10 кВт/м²;
- тепловое излучение от вертикальных факелов может быть определено по формулам Методики, как для пожара пролива при определенных допущениях;
- при истечении жидкой фазы сжиженного газа из отверстия с эквивалентным диаметром до 100 мм при мгновенном воспламенении происходит полное сгорание истекающего продукта в факеле без образования пожара пролива;
- область возможного воздействия пожара-вспышки при струйном истечении совпадает с областью воздействия факела (30о сектор, ограниченный радиусом, равным LF);
- при мгновенном воспламенении струи газа возможность формирования волн давления допускается не учитывать.

При определении уровня пожарной опасности объекта добычи нефти и газа с применением рискориентированного подхода, необходимо учитывать вероятность возникновения горящего нефтяного или газового фонтана, которая зависит от величины частоты реализации инициирующего пожароопасного события. Руководством по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных объектах нефтегазодобычи», утвержденным приказом Ростехнадзора от 10.01.2023 № 4 [17] регламентируются рекомендованные частоты разгерметизации и фонтанирования скважин, равные например, 2,1*10-5 год-1) для фонтанирования и 2,6*10-5 год-1) для выброса из добывающей скважины. Применяя известный метод построения логических деревьев событий, можно для каждого конкретного объекта добычи определить вероятность воспламенения фонтана.

На основе проведенных оценок пожарной опасности разрабатываются мероприятия по предотвращению возникновения прорыва скважины и других пожароопасных ситуаций, а также мероприятия по их ликвидации.

Изначально проблема решалась совместными усилиями разных специалистов, однако развитие нефтегазовой промышленности, увеличение масштабов добычи и, как следствие, рост количества аварий потребовали создания специализированной структуры для борьбы с данным явлением. В 1966 году было принято решение о создании противопофонанных бригад. А в 1967 г. было издано Постановление Совета Министров СССР № 1145 «О создании военизированных частей и отрядов по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов». История данной структуры продолжается и в Российской Федерации. В настоящее время некоторые военизированные противопофонанные части переданы из ведения Минэнерго России и находятся в ведении МЧС России в соответствии с Распоряжением Правительства

РФ от 14.03.2022 г. № 488-р [18]. Кроме того, ряд компаний-операторов месторождений нефти и газа имеют в своем штате собственные противопофонанные формирования, обладающие большим опытом в проведении работ по ликвидации нефтяных и газовых фонтанов.

К профилактическим мерам по предотвращению открытых фонтанов в нефтяной и газовой промышленности следует отнести:

- контроль за конструкцией скважины;
- монтаж противовыбросового оборудования;
- инструктаж персонала;
- ознакомление с планом ликвидации аварий;
- вывешивание предупреждающих надписей;
- запрет на углубление скважины и подъем инструмента;
- бурение в интервалах с возможными ГНВП.

Выполнение данных задач достигается посредством:

- изучения производственной обстановки, техники и технологии производственных процессов;
- участия совместно со специалистами предприятий в разработке и внедрении в производство организационно-технических мероприятий, рекомендаций, инструкций и методических указаний по предупреждению и раннему обнаружению ГНВП;
- проведения инструктажей по вопросам предупреждения и раннего обнаружения ГНВП.

Ключевую роль в эффективной работе противопофонанных служб играет мониторинг состояния безопасности. Предварительная экспертиза состояния оборудования и технологий бурения позволяет выявлять потенциальные угрозы и риски. На этапе проектирования и эксплуатации объектов должен проводиться регулярный анализ технико-экономических показателей, что также включает исследование технической документации [9]. Это дает возможность предвидеть возможные последствия и минимизировать количество инцидентов.

В своей практике противопофонанные службы должны опираться на международный опыт, адаптируя его к отечественным реалиям. Общая скоординированность работы противопофонанных служб, а также их интеграция с другими органами, ответственными за безопасность на производстве, являются залогом успешного выполнения поставленных задач. Настоящие меры позволяют не только предотвращать аварии, но и значительно минимизировать их последствия, что важно как для людей, так и для экологии в целом [14].

На современном этапе развития противопофонанной службы особое внимание необходимо уделять инновационным технологиям, которые способны повысить эффективность предупреждения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов. Значительный интерес представляют электромагнитные методы наведения противопофонанных скважин, которые позволяют осуществлять контроль за ситуацией в реальном времени и обеспечивают быструю реакцию на возникшие аварийные ситуации [14]. В этой связи необходимо подчеркнуть важность систематизации информации о таких технологиях и их внедрения в повседневную практику.

Анализ существующих методов работы противопофонанных служб показал, что многие из них нуждаются в модернизации и адаптации к

современным условиям. Технологические инновации, такие как использование автоматизированных систем мониторинга и анализа данных, могут значительно повысить эффективность работы служб. Важно отметить, что правовые нормы и регулирование противопофонанной деятельности также играют ключевую роль в обеспечении безопасности на буровых площадках. Необходимость в строгом соблюдении законодательства и внедрении новых стандартов безопасности становится очевидной, особенно в свете растущих требований к охране окружающей среды и устойчивому развитию.

Разработка системы профилактических мер, направленных на предотвращение открытых фонтанов, должна основываться на комплексном подходе, включающем как технические, так и организационные аспекты. Это может включать регулярные проверки оборудования, внедрение новых технологий, а также создание четких алгоритмов действий в случае возникновения чрезвычайной ситуации. Обучение персонала является ключевым элементом в обеспечении безопасности. Работники должны быть не только осведомлены о потенциальных рисках, но и иметь практические навыки для быстрого реагирования на возможные инциденты. В этом контексте важно организовать регулярные тренинги и учения, которые помогут подготовить сотрудников к различным сценариям. В Российском университете дружбы народов имени Патриса Лумумбы на кафедре недропользования и нефтегазового дела создана рабочая группа студентов по разработке комплекса мероприятий в рамках предупреждения и ликвидации аварий при добыче нефти на месторождении. На первом этапе студенты в рамках научно-исследовательской работы изучают нормативно-технические материалы по эксплуатации нефтегазового оборудования и проводят анализ причин появления аварийных ситуаций. На втором этапе, уже в рамках своих дипломных работ, они разрабатывают возможные сценарии действия персонала при ликвидации аварий. На третьем этапе предполагается моделирование действий персонала в виртуальном пространстве с привлечением специалистов по разработке технологии VR. Эти новые образовательные технологии позволят сформировать необходимые профессиональные компетенции у сотрудников нефтегазовой отрасли во время технического обучения с большей эффективностью. Информирование общества о методах безопасности также является важной задачей, которая требует внимания. Общественное сознание и понимание рисков, связанных с добычей углеводородов, могут способствовать созданию более безопасной среды как для работников, так и для местных жителей. Проведение информационных кампаний, направленных на повышение осведомленности о методах предотвращения открытых фонтанов, может помочь в формировании культуры безопасности и ответственности.

Реализация предложенного проекта по созданию эффективной противопофонанной службы, ориентированной на предупреждение и ликвидацию открытых газовых и нефтяных фонтанов, имеет потенциал значительно повысить уровень безопасности на буровых площадках и защитить природную среду. Это требует комплексного подхода, включающего в себя как технические, так и организационные меры, а также активное участие всех заинтересованных сторон.

Только совместными усилиями можно достичь значительных результатов в борьбе с этой серьезной проблемой, обеспечивая безопасность людей и охраняя окружающую среду для будущих поколений. ●

Литература

1. Л.У. Чабаяв, Д.М. Чудновский, С.Р. Хлебников, А.Г. Аветисов, Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, Ю.А. Пуля Фонтаноопасность при бурении, эксплуатации и ремонте скважин / Л.У. Чабаяв, Д.М. Чудновский, С.Р. Хлебников, А.Г. Аветисов, Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, Ю.А. Пуля – 1 издание. Краснодар: Просвещение-Юг, 2009, – 266 с.
2. Б.А. Никитин, Р.М. Тамаев Обеспечение безопасности объектов обустройства морских месторождений / Б.А. Никитин, Р.М. Тамаев – 1 издание. Краснодар: Просвещение-Юг, 2008, – 204 с.
3. Л.У. Чабаяв, Д.М. Чудновский, С.Р. Хлебников, В.А. Болотин, О.Ш. Абдулаев Противопофонанная и газовая безопасность / Л.У. Чабаяв, Д.М. Чудновский, С.Р. Хлебников, В.А. Болотин, О.Ш. Абдулаев – 1 издание (дополненное). Краснодар: Просвещение-Юг, 2008, – 158 с.
4. А.Я. Гаев, В.Д. Щугорев, А.П. Бутолин Подземные резервуары: Условия строительства, освоения и технология эксплуатации / А.Я. Гаев, В.Д. Щугорев, А.П. Бутолин – 1 издание. Ленинград: Недра, 1986, – 221 с.
5. В.Р. Радковский, Д.М. Рымчук, Ю.Е. Ленкевич, О.А. Блохин Справочник: Оборудование и инструмент для предупреждения и ликвидации фонтанов / В.Р. Радковский, Д.М. Рымчук, Ю.Е. Ленкевич, О.А. Блохин – 2 издание. Москва: Недра, 1996, – 381 с.
6. А.З. Саушин Сборник лекций: Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях / А.З. Саушин – 1 издание. Астрахань: ИРЦ Газпром, 2022, – 331 с.
7. В.Ф. Абуьбакаев, В.Д. Архангельский, Ю.Г. Буримов, А.Н. Гноевых Оборудование буровое, противовыбросовое и устьевое / В.Ф. Абуьбакаев, В.Д. Архангельский, Ю.Г. Буримов, А.Н. Гноевых – 1 издание. Москва: ИРЦ Газпром, 2007, – 205 с.
8. В.И. Балаба, И.И. Дуношкин, В.П. Павленко Промышленная безопасность добычи нефти и газа / В.И. Балаба, И.И. Дуношкин, В.П. Павленко – 1 издание. Москва: Национальный институт нефти и газа, 2008, – 306 с.
9. С.В. Будников, С.Р. Хлебников Методическое руководство по проведению практических занятий на промышленном тренажере / С.В. Будников, С.Р. Хлебников – 1 издание. Москва: Досанг, 2009, – 159 с.
10. А.А. Варфоломеев Фонтанобезопасность. Технические средства обеспечения / А.А. Варфоломеев – 1 издание. Краснодар: Просвещение-Юг, 2008, – 231 с.
11. У.К. Гоинс, Р. Шеффилд Предотвращение выбросов / У.К. Гоинс, Р. Шеффилд – 2 издание. Москва: Недра, 1987, – 221 с.
12. Г.М. Гулянец Справочное пособие: Противовыбросовое оборудование, стойкое к сероводороду / Г.М. Гулянец. 1 издание. Москва: Недра, 1991, – 56 с.
13. Г.М. Гулянец, Ю.Д. Жука Сборник: Бурильные и обсадные трубы, стойкие в агрессивных средах, при бурении скважин на нефть, газ и солевые толщ / Г.М. Гулянец, Ю.Д. Жука. 1 издание. Ставрополь: Параграф, 2010, – 45 с.
14. Б.А. Никитин, Р.М. Тагиев Обеспечение безопасности объектов обустройства морских месторождений / Б.А. Никитин, Р.М. Тагиев. 1 издание. Краснодар: Просвещение-Юг, 2008, – 199 с.
15. Е.В. Пимчук, В.А. Болотин, С.Р. Хлебников Учебное пособие: Безаварийное бурение. Основные положения и организационно-технологические рекомендации / Е.В. Пимчук, В.А. Болотин, С.Р. Хлебников. 1 издание. Астрахань: Просвещение-Юг, 2010, – 201 с.
16. Приказ МЧС России от 10.07.2009 № 404. Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах.
17. Приказ Ростехнадзора от 10.01.2023 № 4. Методика анализа риска аварий на опасных объектах нефтегазодобычи.
18. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 14.03.2022 г. № 488-р.
19. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтепроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте.
20. ГОСТ 12.1.010-2017. Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования.
21. ГОСТ 12.4.034-2017. Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Аппараты изолирующие автономные со сжатым воздухом. Технические требования. Методы испытаний. Маркировка. Правила отбора образцов.
22. ГОСТ 12.4.034-2017. Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Изолирующие самоспасатели с химически связанным или сжатым кислородом. Технические требования. Методы испытаний. Маркировка. Правила отбора образцов.
23. ГОСТ 13846-89. Государственный стандарт Союза ССР. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.
24. ГОСТ 13862-90. Государственный стандарт Союза ССР. Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.
25. ГОСТ 16293-89. Межгосударственный стандарт Союза ССР. Установки буровые комплексные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. Основные параметры.
26. ФЗ от 28.12.2024 № 524-ФЗ, модифицирующий закон от 22.08.1995 № 151-ФЗ «Об аварийно-спасательных службах и статусе спасателей».

KEYWORDS: *liquidation, technological innovations, blowout control equipment, fountain and injection fittings, complex drilling rigs, gas and oil drilling and open fountains.*

СТРУКТУРА КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ

для оценки технико-экономической эффективности разработки месторождений УВ

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ЗАТРАТ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ. ПРЕДСТАВЛЕНА МОДЕЛЬ РАСЧЕТА КАПИТАЛЬНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ, ОСНОВАННАЯ НА ПРОГНОЗНОЙ ДИНАМИКЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПО ГОДАМ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ПРЕДЛОЖЕННЫЕ РАСЧЕТНЫЕ СООТНОШЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПОЛНОСТЬЮ СООТВЕТСТВУЮТ ДЕЙСТВУЮЩИМ НОРМАТИВНЫМ ДОКУМЕНТАМ

THE ARTICLE DISCUSSES THE MAIN AREAS OF EXPENDITURE FOR CONDUCTING A TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF THE EFFICIENCY OF HYDROCARBON FIELD DEVELOPMENT. A MODEL FOR CALCULATING CAPITAL AND OPERATING COSTS IS PRESENTED, BASED ON THE FORECASTED DYNAMICS OF TECHNOLOGICAL INDICATORS BY YEAR OF FIELD DEVELOPMENT. THE PROPOSED CALCULATION RATIOS FOR ECONOMIC INDICATORS FULLY COMPLY WITH CURRENT REGULATORY DOCUMENTS

Ключевые слова: добыча нефти и газа, фонд скважин, технико-экономическая оценка разработки месторождений нефти и газа, критерий экономической оценки, эксплуатационные затраты, капитальные вложения, норма затрат, удельные затраты.

Сарданашвили Ольга Николаевна

старший научный сотрудник,
заведующая лабораторией,
к.т.н.

Богаткина Юлия Геннадьевна

ведущий научный сотрудник,
к.т.н.

Лындин Виктор Николаевич

старший научный сотрудник,
к.э.н.

Федеральное государственное бюджетное
учреждение науки,
Институт проблем Нефти и газа Российской
академии наук (ИПНГ РАН)

Ресурсы и запасы нефти и газа являются всеобщим достоянием и должны эффективно использоваться государственными и коммерческими структурами на взаимовыгодных условиях в соответствии с законодательными актами Российской Федерации.

Проблемы технико-экономической оценки эффективности разработки месторождений заключаются в необходимости использования большого объема информации и постоянном ее обновлении, поскольку каждое месторождение уникально и имеет свои геолого-промысловые особенности и технологию разработки, удельные нормы капитальных и эксплуатационных затрат, а также налоговые модели.

При технико-экономической оценке разработки месторождений выделяется базовая добыча, то есть добыча от действующего фонда скважин, добыча от нового бурения, геолого-технических мероприятий и методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Такое разделение позволяет увидеть технико-экономическую эффективность разработки месторождений на различных этапах их освоения.

Структура технико-экономических расчетов является иерархической и может меняться в зависимости от степени изученности и разведанности месторождений, а также от возможного изменения объемов и содержания исходной геолого-технологической и экономической информации.

Для решения этих задач используются единые для всех компаний подходы. Предполагается считать экономику в реальных ценах, проводить расчет капитальных вложений, эксплуатационных затрат, налогов и экономических критериев с учетом современных методических требований действующих в РФ по единой ставке дисконтирования в 10%, а при высокой инфляции применять ставку дисконтирования 15% и также проводить анализ чувствительности экономических прогнозов.

В соответствии с современными требованиями по составлению проектных документов [1–3] в ИПНГ РАН была разработана модель расчета капитальных и эксплуатационных затрат, а также налогов и экономических критериев для проведения технико-экономической оценки разработки месторождений нефти и газа [4, 5].

Основной критерий экономической оценки варианта разработки месторождения, величина чистого дисконтированного дохода (ЧДД), которая рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{ЧДД}_t = (B_t - (Z_k + Z_{\text{эр}} - A_t^n) - \text{Ннал}_t) \cdot (1/(1+E))^t, \quad (1)$$

где B_t – выручка от реализации продукции на внешнем и внутреннем рынках; Z_k – капитальные вложения; $Z_{\text{эр}}$ – эксплуатационные расходы; A_t^n – амортизация основных фондов; Ннал_t – налоговые отчисления и платежи, не входящие в состав себестоимости; E – норма дисконта.

В случаях высокого политического и экономического риска норму дисконта при расчете ЧДД следует увеличивать и принимать выше 10% с учетом банковских ставок Центрального банка России в период высокой инфляции. Ниже рассмотрены основные элементы затрат для расчета технико-экономической оценки эффективности разработки месторождений углеводородов, кроме налогов, которые необходимо рассматривать отдельно.

Капитальные вложения

Капитальные вложения (Z_k) складываются из затрат на геологоразведку, бурение скважин добывающих и нагнетательных, бурения боковых стволов, затрат на многоразовую зарезку боковых стволов, затрат на проведение одноразовых и многоразовых гидроразрывов в процессе бурения в случаях повышения нефте- и газоотдачи, затрат на оборудование, не входящее в сметы строок, а также затрат на обустройство промысла с учетом

методов повышения пластового давления и методов увеличения нефте- и газоотдачи, затрат на экологию, а также затрат на реализацию проектов по полезному использованию попутного нефтяного газа.

Затраты на геолого-разведочные работы

- Поисково-разведочное бурение ($Z_{\text{врт}}$)

$$Z_{\text{врт}} = N_{\text{пт}} \cdot K_{\text{р}} \cdot H_{\text{р}}, \quad (2)$$

где $N_{\text{пт}}$ – количество разведочных скважин; $K_{\text{р}}$ – удельные затраты на бурение разведочной скважины, руб./м; $H_{\text{р}}$ – средняя глубина разведочной скважины, м.

- Сейморазведка 2D (Z_{2D}):

$$Z_{2D} = K_{2D} \cdot S, \quad (3)$$

где K_{2D} – удельные затраты на сейморазведку 2D, руб./км; S – площадь сейморазведки, кв. км.

- Сейморазведка 3D (Z_{3D}):

$$Z_{3D} = K_{3D} \cdot V, \quad (4)$$

где K_{3D} – удельные затраты на сейморазведку 3D, руб./кв. км; V – площадь сейморазведки, кв. км.

Затраты на бурение добывающих и нагнетательных скважин

- Бурение вертикальных нефтяных или газовых добывающих скважин ($Z_{\text{вдст}}$)

$$Z_{\text{вдст}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{вдст}}} H_{\text{бв}i} \cdot K_{\text{бв}}, \quad (5)$$

где $N_{\text{вдст}}$ – количество вводимых в эксплуатацию вертикальных добывающих нефтяных или газовых скважин; $K_{\text{бв}}$ – удельные затраты на бурение вертикальной нефтяной или газовой добывающей скважины, руб./м; $H_{\text{бв}i}$ – глубина i -той вертикальной нефтяной или газовой добывающей скважины, м.

- Бурение наклонно направленных нефтяных или газовых добывающих скважин ($Z_{\text{ндст}}$):

$$Z_{\text{ндст}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{ндст}}} H_{\text{бндс}i} \cdot K_{\text{бндс}}, \quad (6)$$

где $N_{\text{ндст}}$ – количество вводимых в эксплуатацию наклонно-направленных добывающих нефтяных или газовых скважин; $K_{\text{бндс}}$ – удельные затраты на бурение наклонно направленной нефтяной или газовой добывающей скважины, руб./м; $H_{\text{бндс}i}$ – глубина i -той наклонно направленной нефтяной или газовой добывающей скважины, м.

- Бурение горизонтальных нефтяных или газовых добывающих скважин ($Z_{\text{дрт}}$)

$$Z_{\text{дрт}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{дрт}}} H_{\text{бдр}i} \cdot K_{\text{бдр}}, \quad (7)$$

где $N_{\text{дрт}}$ – количество вводимых в эксплуатацию горизонтальных добывающих нефтяных или газовых скважин; $K_{\text{бдр}}$ – удельные затраты на бурение горизонтальной нефтяной или газовой добывающей скважины, руб./м; $H_{\text{бдр}i}$ – глубина i -той горизонтальной нефтяной или газовой добывающей скважины, м.

УДК: 004.330.322.622.276

- *Бурение вертикальных нефтяных или газовых нагнетательных скважин (Звнт)*

$$Звнт = \sum_{i=1}^{N_{внт}} Нб_{внт} Кб_{вн}, \quad (8)$$

где $N_{внт}$ – количество вводимых в эксплуатацию вертикальных нагнетательных нефтяных или газовых скважин; $Кб_{вн}$ – удельные затраты на бурение вертикальной нефтяной или газовой нагнетательной скважины, руб./м; $Нб_{внт}$ – глубина i -той вертикальной нефтяной или газовой нагнетательной скважины, м.

- *Бурение наклонно-направленных нефтяных или газовых нагнетательных скважин (Зннт)*

$$Зннт = \sum_{i=1}^{N_{ннт}} Нб_{ннт} Кб_{ннс}, \quad (9)$$

где $N_{ннт}$ – количество вводимых в эксплуатацию наклонно-направленных нагнетательных нефтяных или газовых скважин; $Кб_{ннс}$ – удельные затраты на бурение наклонно-направленной нефтяной или газовой нагнетательной скважины, руб./м; $Нб_{ннт}$ – глубина i -той наклонно-направленной нефтяной или газовой нагнетательной скважины, м.

- *Бурение горизонтальных нефтяных или газовых нагнетательных скважин (Згнт)*

$$Згнт = \sum_{i=1}^{N_{гнт}} Нб_{гнт} Кб_{гн}, \quad (10)$$

где $N_{гнт}$ – количество вводимых в эксплуатацию горизонтальных нагнетательных нефтяных или газовых скважин; $Кб_{гн}$ – удельные затраты на бурение наклонно-направленной нагнетательной нефтяной или газовой скважины, руб./м; $Нб_{гн}$ – глубина i -той горизонтальной нефтяной или газовой нагнетательной скважины, м.

Затраты на бурение одноразовой и многократной заделки боковых и горизонтальных стволов

- *Бурение боковых стволов (Збст)*

$$Збст = \sum_{i=1}^{N_{бст}} Нб_{бст} Кб_{с}, \quad (11)$$

где $N_{бст}$ – количество боковых стволов нефтяных или газовых скважин; $Кб_{с}$ – удельные затраты на бурение боковых стволов нефтяной или газовой скважины, руб./м; $Нб_{бст}$ – глубина i -того бокового ствола нефтяных или газовых скважин, м.

- *Многократная заделка горизонтального ствола (Змбст)*

$$Змбст = \sum_{i=1}^{N_{рст}} Нм_{гст} Км_{гс}, \quad (12)$$

где $N_{рст}$ – количество горизонтальных стволов нефтяных или газовых скважин; $Км_{гс}$ – удельные затраты на бурение горизонтального ствола нефтяной или газовой скважины, руб./м; $Нм_{гст}$ – глубина i – того горизонтального ствола нефтяной или газовой скважины, м.

- *Затраты на проведение одноразовых и многократных гидроразрывов в процессе бурения (Згрнт)*

$$Згрнт = \sum_{i=1}^{N_t} Ноп_{ит} Кгр_{п}, \quad (13)$$

где $Кгр_{п}$ – удельные затраты на проведение ГРП в i -той скважине, тыс. руб./скв. опер.; N_t – количество скважин; $Ноп_{ит}$ – количество операций ГРП в i -той скважине.

- *Затраты на оборудование, не входящее в сметы строок (Зобт)*

$$Зобт = Зобст + Зорст + Ззобдт, \quad (14)$$

- *для оборудования добывающей нефтяной или газовой скважины (Зобст)*

$$Зобст = N_{дт} \cdot Коб_{нд} + N_{нт} \cdot Коб_{нн}, \quad (15)$$

где $Коб_{нд}$ – удельные затраты на оборудование, не входящее в сметы строок для добывающей нефтяной или газовой скважины, тыс. руб./скв.; $N_{дт}$ – количество вводимых в эксплуатацию добывающих скважин; $Коб_{нн}$ – удельные затраты на оборудование, не входящее в сметы строок для нагнетательной нефтяной или газовой скважины, тыс. руб./скв.; $N_{нт}$ – количество вводимых в эксплуатацию нагнетательных скважин

- *для одновременно-раздельной эксплуатации добывающей скважины (Зорст)*

$$Зорст = N_{дт} \cdot Корд + N_{нт} \cdot Корз, \quad (16)$$

где $Корд$ – удельные затраты на оборудование, не входящее в сметы строок для одновременно-раздельной эксплуатации добывающей нефтяной или газовой скважины, тыс. руб./скв.; $Корз$ – удельные затраты на оборудование, не входящее в сметы строок для одновременно-раздельной эксплуатации нагнетательной нефтяной или газовой скважины, тыс. руб./скв.

- *Замена оборудования для добывающей нефтяной или газовой скважины (Ззобдт)*

$$Ззобдт = N_{дт} \cdot Кзобд + N_{нт} \cdot Кзобн, \quad (17)$$

где $Кзобд$ – удельные затраты на оборудование, не входящее в сметы строок для замены оборудования добывающей нефтяной или газовой скважины, тыс. руб./скв.; $Кзобн$ – удельные затраты на оборудование, не входящее в сметы строок для замены оборудования нагнетательной нефтяной или газовой скважины, тыс. руб./скв.

- *Затраты на обустройство промысла (Зобуст)*

$$Зобуст = N_{дт} (Кстн + Кп_{тн} + Кстг + Кп_{тг}) + N_{нт} (Кп_{пд} + Км_{унт} + Знпст), \quad (18)$$

где $Кстн$ – удельные затраты на сбор и транспорт нефти и попутного нефтяного газа, тыс. руб./скв.; $Кп_{тн}$ – затраты на подготовку нефти и попутного нефтяного газа к транспорту и очистные сооружения, тыс. руб./скв.; $Кстг$ – затраты на сбор и транспорт газа и конденсата, тыс. руб./скв.; $Кп_{тг}$ – затраты на подготовку газа и конденсата к транспорту по объектам сооружения, тыс.руб./скв.; $Кп_{пд}$ – удельные затраты на поддержание пластового давления, тыс. руб./скв.; $Км_{унт}$ – удельные затраты на применение методов увеличения нефтеотдачи, тыс. руб./скв.; $Знпст$ – затраты на нефтепромысловое строительство, тыс. руб.

- *Затраты на нефтепромысловое строительство (Знпст)*

$$Знпст = N_{дт} \cdot (Кзнер + Кбаз + Кадор + Кавтом + Кинфр + Кпр) + Зэкот, \quad (19)$$

где $Кзнер$ – удельные затраты на оборудование для скважин, тыс.руб./скв.; $Кбаз$ – удельные затраты на строительство баз, тыс.руб./скв.; $Кадор$ – удельные затраты на строительство автомобильных дорог, тыс.руб./скв.; $Кавтом$ – удельные затраты на связь, комплексную автоматизацию и корпоративные вычислительные сети, тыс.руб./скв.; $Кинфр$ – удельные затраты на внешнюю инфраструктуру, тыс.руб./скв.; $Кпр$ – прочие удельные затраты, тыс.руб./скв.; $Зэкот$ – затраты на объекты экологии и промышленной безопасности, тыс.руб./скв.

- *Затраты на охрану окружающей среды (Зэкот)*

$$Зэкот = Кэко \cdot (N_{дт} + N_{нт}) + Зппгт, \quad (20)$$

где $Кэко$ – удельные затраты на объекты экологии и промышленной безопасности (учитывается плата за выбросы в атмосферу, сбросы в водоемы и размещение отходов), тыс. руб./скв.; $Зппгт$ – затраты на реализацию проектов по полезному использованию попутного нефтяного газа, тыс. руб.

- *Затраты на реализацию проектов по полезному использованию попутного нефтяного газа (Зппгт)*

$$Зппгт = Кппг \cdot (N_{дт} + N_{нт}), \quad (21)$$

где $Кппг$ – удельные затраты на реализацию проектов по полезному использованию попутного нефтяного газа.

К этим затратам относятся затраты по следующим направлениям:

- проектирование, строительство и реконструкция систем сбора, подготовки и транспортировки попутного нефтяного газа;
- проектирование, строительство и реконструкция установок по выработке электрической энергии и тепла, в качестве топлива для которых используются попутный нефтяной газ или продукты его переработки, а также строительство и реконструкция связанных с этими установками распределительных электрических сетей и подстанций;
- проектирование, строительство и реконструкция установок по переработке попутного нефтяного газа, а также мощностей по отгрузке товарной продукции;
- проектирование, строительство и реконструкция объектов по закачке попутного нефтяного газа, включая закачку в газовые шапки, пласты, естественные и искусственные подземные хранилища газа;
- проектирование, строительство и реконструкция объектов и систем по повышению нефтеотдачи пластов, использующих попутный нефтяной газ;
- оборудование факельных установок нефтегазодобывающих организаций высокоинтенсивными камерами сгорания с минимальным количеством выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (бездымное сгорание).

Эти затраты рассчитываются для каждого проекта индивидуально.

Эксплуатационные расходы

Эксплуатационные расходы делятся на условно-постоянные и условно-переменные. Первые включают в себя удельные затраты на среднегодовое количество скважин, вторые включают удельные нормы затрат на объемные показатели добычи.

Условно-постоянные эксплуатационные затраты

- *Капитальный и текущий ремонт скважин (Зктрдт)*

$$Зктрдт = (Экрд + Этрд) \cdot ДФдоб.сквт + (Экрн + Этрн) \cdot ДФнаг.сквт, \quad (22)$$

где $Экрд$ – удельные затраты на капитальный ремонт добывающих скважин, тыс. руб./ДФдоб.скв.; $ДФдоб.сквт$ – среднегодовое количество действующих добывающих скважин; $Экрн$ – удельные затраты на капитальный ремонт нагнетательных скважин, тыс. руб./ДФнаг.скв.; $ДФнаг.сквт$ – среднегодовое количество действующих нагнетательных скважин; $Этрд$ – удельные затраты на текущий ремонт добывающих скважин, тыс. руб./ДФдоб.скв.; $Этрн$ – удельные затраты на текущий ремонт нагнетательных скважин, тыс. руб./ДФнаг.скв.

- *Обслуживание добывающих и нагнетательных скважин с технологией ОРД (Зорд)*

$$Зордт = Эорд \cdot ДФдоб.сквт + Эорз \cdot ДФнаг.сквт, \quad (23)$$

где $Эорд$ – удельные затраты на обслуживание добывающих скважин с технологией ОРД, тыс.руб./ДФдоб.скв.; $Эорз$ – удельные затраты на обслуживание нагнетательных скважин с технологией ОРЗ, тыс.руб./ДФнаг.скв.

- *Затраты для расчета фонда оплаты труда (Зфотт)*

$$Зфотт = Эфот \cdot ДФСсквт + Эаупт + Зопт, \quad (24)$$

где $Эфот$ – удельные затраты на фонд оплаты труда, тыс. руб./ДФСскв.; $ДФСскв$ – (общий) среднегодовое количество действующих (добывающих и нагнетательных) скважин; $Эаупт$ – затраты на административно-управленческий персонал, тыс. руб. (определяется по внутренним нормативам); $Зопт$ – фонд з/пл обслуживающего персонала производственного персонала, тыс. руб.

- *Цеховые и прочие расходы (Зцпрт)*

$$Зцпрт = (Эцех + Эпроч) \cdot ДФдоб.сквт, \quad (25)$$

$Эцех$ – удельные затраты на цеховые расходы, тыс. руб./ДФдоб.скв.; $Эпроч$ – удельные затраты на прочие расходы, тыс.руб./ДФдоб.скв.

- *Затраты на проведение методов повышения нефтеотдачи (Змунт)*

$$Змунт = Эмпн \cdot Ндоб.лсквт \cdot N_{мпнт}, \quad (26)$$

$Эмпн$ – удельные затраты на внедрение методов повышения нефтеотдачи, тыс.руб./доб.лскв.; $N_{мпнт}$ – количество операций при внедрении методов повышения нефтеотдачи.

- *Затраты на ликвидацию скважин (Зликт)*

$$Зликт = Кликд \cdot N_{дт} + Кликн \cdot N_{нт} + Зликот \quad (27)$$

где $Кликд$ – удельные затраты на ликвидацию добывающей скважины, тыс. руб./скв.; $Кликн$ –

удельные затраты на ликвидацию нагнетательной скважины, тыс. руб./скв.; Зликот – затраты на ликвидацию промысловых объектов и объектов внешней инфраструктуры, тыс. руб.

Условно-переменные эксплуатационные расходы

- Расходы на объемные показатели добычи жидкости при добыче нефти (Зврж)

$$\text{Зврж} = \text{Qжт} \cdot (\text{Эвсмж} + \text{Ээнерж} + \text{Этопж}) \quad (28)$$

где Эвсмж – норма затрат на вспомогательные материалы при добыче жидкости, руб./т; Этопж – норма затрат на топливо при добыче жидкости, руб./т; Ээнж – норма затрат на энергию при добыче жидкости, руб./т; Qжт – добыча жидкости, тыс. т.

- Расходы на объемные показатели при добыче газа (Звргт):

$$\text{Звргт} = \text{Qгт} \cdot (\text{Эвсмг} + \text{Этопг} + \text{Ээнг}) \quad (29)$$

где Эвсмг – норма затрат на вспомогательные материалы при добыче газа, руб./1000 м³; Qгт – добыча газа, тыс. м³; Этопг – норма затрат на топливо при добыче газа, руб./1000 м³; Ээнг – норма затрат на энергию при добыче газа, руб./1000 м³.

- Расходы по искусственному воздействию на пласт для нефтяных и газовых месторождений (Зивпт)

$$\text{Зивпт} = \text{Эивн} \cdot \text{Qнт} + \text{Эивг} \cdot \text{Qгт} \quad (31)$$

где Эивн – норма затрат по искусственному воздействию на пласт для нефтяных месторождений, руб./т; Qнт – добыча нефти, тыс. т; Эивг – норма затрат по искусственному воздействию на пласт для газовых месторождений, руб./1000 м³.

- Расходы на сбор и внутрипромысловый транспорт нефти и газа (Зсбтнг):

$$\text{Зсбтнг} = \text{Эсбтн} \cdot \text{Qнт} + \text{Эсбтпнг} \cdot \text{Qпнг} + \text{Эсбтг} \cdot \text{Qгт}, \quad (32)$$

где Эсбтн – норма затрат на сбор и внутрипромысловый транспорт нефти, руб./т; Эсбтпнг – норма затрат на сбор и внутрипромысловый транспорт попутного нефтяного газа, руб./1000 м³, Эсбтг – норма затрат на сбор и внутрипромысловый транспорт газа и конденсата, руб./1000 м³; Qпнг – добыча попутного газа на объекте, тыс. м³.

- Расходы на технологическую подготовку углеводородов (Зподт), (Зподг)

$$\text{Зподт} = \text{Эподн} \cdot \text{Qнт} + \text{Эподпнг} \cdot \text{Qпнг} + \text{Эподг} \cdot \text{Qгт}, \quad (33)$$

где Эподн – норма затрат на технологическую подготовку нефти, руб./т; Эподг – норма затрат на технологическую подготовку газа и конденсата, руб./1000 м³; Эподпнг – норма затрат на технологическую подготовку попутного нефтяного газа, руб./1000 м³.

- Расходы на содержание инфраструктуры внешнего транспорта углеводородов (Зинфнг)

$$\text{Зинфнг} = \text{Эинфн} \cdot \text{Qнт} + \text{Эинпнг} \cdot \text{Qпнг} + \text{Эинфг} \cdot \text{Qгт} \quad (34)$$

где Эинфн – норма затрат на содержание инфраструктуры внешнего транспорта нефти, руб./т; Эинпнг – норма затрат на содержание инфраструктуры внешнего транспорта попутного нефтяного газа, руб./1000 м³; Эинфг – норма затрат на содержание инфраструктуры внешнего транспорта газа, руб./1000 м³.

- Амортизационные отчисления от основных фондов (Ant)

$$\text{Ant} = \text{Асквт} + \text{А,обустт} + \text{Адпт} \quad (35)$$

где Асквт – амортизационные отчисления от стоимости скважин, тыс. руб.; А,обустт – амортизационные отчисления от стоимости объектов обустройства, тыс. руб.; Адпт – амортизационные отчисления от стоимости оборудования, не входящего в сметы строок, тыс. руб.

Все рассмотренные основные направления капитальных вложений и эксплуатационных затрат лежат в основе расчета основного экономического критерия эффективности разработки месторождений углеводородов – ЧДД недропользователя.

Примеры расчетов технико-экономической эффективности разработки месторождений углеводородов на основе представленной структуры нормативов были выполнены в [6–8]. ●

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

- Временные методические рекомендации подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья в части экономической оценки вариантов разработки [Электронный ресурс]. URL: https://gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/vremennye_metodicheskie_rekomendacii_podgotovki_tehnicheskikh_proektov_razr.pdf?ysclid=ly032liu1e389099066 (Дата обращения 18.12.2024).
- Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/561372501>.
- Правила исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1312876411>.
- Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах – М.: Наука. – 2006. – 134 с.
- Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Пресс, – 2020. – 248 с.
- Богаткина Ю.Г., Сарданашвили О.Н. Техничко-экономическая оценка разработки многопластовых месторождений углеводородов (на примере Ольховского месторождения) // Известия Тульского университета. сер. Науки о Земле. – 2022. – № 2. – С. 475–485.
- Богаткина Ю.Г., Сарданашвили О.Н. Техничко-экономическая оценка эффективности освоения участков Средне-Назымского нефтяного месторождения // Известия Тульского университета. сер. Науки о Земле, 2023, № 2. С. 511–520.
- Богаткина Ю.Г., Сарданашвили О.Н. Оценка технико-экономической эффективности применения термогазового воздействия на Висовом месторождении // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2024 – № 4. – С. 460–470.

KEYWORDS: oil and gas production, well stock, technical and economic assessment of oil and gas field development, economic assessment criterion, operating costs, capital investments, cost rate, specific costs.

ЕХХОН МОБИЛ СНОВА БУДЕТ КАЧАТЬ НЕФТЬ В РОССИИ

THE WALL STREET JOURNAL

Возобновление проекта «Сахалин-1» с участием Еххон Mobil показывает готовность западных компаний к диалогу с Россией. Переговоры ведутся при поддержке правительств обеих стран.

В ходе тайных переговоров с крупнейшей государственной энергетической компанией России Еххон Mobil обсудил возможность возобновления масштабного проекта на Сахалине. Он может состояться, если правительства России и США дадут зеленый свет в рамках мирного процесса на Украине.



Возвращение Еххон стало бы большим успехом для Кремля, который хочет привлечь западные инвестиции в рамках мирных переговоров для стабилизации экономики. Российской нефтяной промышленности удалось сохранить высокий уровень добычи нефти, несмотря на санкции, но аналитики говорят, что производственные мощности сократятся из-за нехватки технологий и инвестиций. Энергетические богатства России остаются важным предметом интереса западных компаний, а «Роснефть» надеется воспользоваться капиталом, технологиями и управленческим опытом Еххон. Если Еххон вернется, то обнаружит, что условия ведения бизнеса изменились. Экономика России замедлилась под давлением санкций, высоких процентных ставок и инфляции. Конфискация активов государством стала обычным явлением, а Кремль усилил контроль над энергетической отраслью страны.

ЗАПАД ПРИЗНАЛ СВОЙ ПРОВАЛ: ФИНАНСОВЫЕ ПОТОКИ РОССИИ ПЕРЕКРЫТЬ НЕ УДАЛОСЬ

The New York Times

На протяжении десятилетий компании опасались оказаться под санкциями США. Стоит лишь ввести санкции и перекрыть доступ к доллару, полагают в США, и мучительные экономические трудности заставят страну-изгоя вести себя хорошо. Но Россия не проявляет особого желания сделать то, чего хотят Соединенные Штаты и европейские государства – прекратить боевые действия. США внесли более шести тысяч физических и юридических лиц в санкционный список. Тем не менее, Россия вела трансграничную торговлю на сотни миллиардов долларов. Одна из причин может заключаться в том, что не удалось выявить и наказать те финансовые учреждения, которые должны были оказывать содействие этой торговле. Отрезанная от большей части западного мира, Россия укрепила связи с Индией и Китаем, которые обеспечивают ей экономическую поддержку. Множество компаний по всему миру нарушили требования вторичных санкций, но если бы санкции действительно были введены против крупных китайских банков, то международная торговля значительно замедлилась, цепочки поставок были заблокированы, что привело бы к резкому росту цен для американских потребителей.



В последние месяцы Евросоюз ввел санкции против двух региональных китайских банков за содействие транзакциям с Россией. Однако у Европы нет финансовых рычагов для обеспечения соблюдения санкций в глобальном масштабе.

КАЗАХСТАН ОТКАЗАЛСЯ ОТ АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ НЕФТЯНОЙ ТРУБЫ

Haqqin.az

Временное прекращение поставок казахстанской нефти по трубопроводу Баку – Тбилиси – Джейхан изменило баланс транспортных маршрутов в Каспийском регионе. Казахстан переориентировал эти объемы на Каспийский трубопроводный консорциум, идущий в Европу через территорию России, и временно



приостановил отгрузки из порта Актау на терминал компании Azertrans в Сангачале. Через Azertrans прошла партия сырья, загрязненная хлорорганическими соединениями. Несмотря на то, что экспертиза подтвердила отсутствие хлорорганики в нефти с месторождений, Казахстан принял решение временно переориентировать свои 35 тысяч баррелей в сутки на КТК. Процесс очистки загрязненных резервуаров близок к завершению и график отгрузок будет вскоре нормализован. Однако последствия инцидента уже ощутили европейские покупатели. Румыния, закупившая партию в 80 тыс. тонн для НПЗ Petrobrazil, объявила чрезвычайную ситуацию и была вынуждена задействовать стратегические резервы. О проблемах заявили австрийская OMV, закупавшая нефть для чешского НПЗ, и итальянская Eni. Спекуляции о «российском следе» в истории загрязнения отражают высокую чувствительность рынка, поскольку нефтепровод Баку – Тбилиси – Джейхан остается важнейшим каналом выхода каспийской нефти на мировые рынки. На фоне произошедшего котировки смеси BTC Blend удерживаются в диапазоне 68–70 долл., что подчеркивает значимость этого маршрута и уязвимость его репутации перед любыми внеплановыми инцидентами. ●

Sun Siyam Vilu Reef:

четверть века в лучших традициях мальдивского гостеприимства



Sun Siyam Vilu Reef – место, где живет любовь

Отдых на Мальдивских островах стал синонимом шика и роскоши. Не только удивительная природа акваторий Индийского океана, но и многовековая культура островов не оставляет равнодушными самых взыскательных туристов. Вот уже четверть века отель Sun Siyam Vilu Reef дарит своим гостям возможность окунуться в неповторимый мир, наполненный мальдивским колоритом.



Уже более четверти века курорт Sun Siyam Vilu Reef балует гостей разнообразием развлечений, захватывающими мероприятиями, авторской кухней и, конечно, множеством программ, направленных на улучшение самочувствия и восстановление гармонии души и тела.

Этому способствует и сама атмосфера курорта Sun Siyam Vilu Reef, погружающая гостей в традиции и культуру Мальдив. На территории культурного дома Athireege, расположившегося на пляже, воссоздано традиционное мальдивское жилище, построенное из натуральных материалов. В переводе с языка дивехи Athireege – это «дом у моря», так именовали свои резиденции представители королевских династий. Здесь можно познакомиться с бытом и обычаями, пронизанными национальным колоритом, ощутить тонкости культурного наследия, попробовать традиционный мальдивский завтрак или ужин у океана, приготовленный по старинным рецептам и поданный в семейном формате, который так свойственен мальдивскому гостеприимству.

Отдых всей семьей на маленьком уютном острове – бесценное время, проведенное вместе. Отель Sun Siyam Vilu Reef создал для своих маленьких гостей лучшие условия для незабываемого и веселого отдыха, здесь дети – короли: живут, играют и питаются бесплатно.



Не только детям, но и взрослым курорт предлагает совершенно уникальную концепцию «все включено». Окунутся в мир изысканных блюд из растительных ингредиентов, созданных из щедрых даров местных плантаций и органической фермы на соседнем острове Лохи. Это шаг навстречу растущему спро-

су на экологичную кухню и подтверждение приверженности сохранению мальдивского рая вокруг нас. Круглые сутки рестораны и бары радуют гостей изысканными блюдами, приятными напитками и разумными ценами. А недавно курорт Sun Siyam Vilu Reef представил обновленный Nautilus Bar, который буквально парит над океаном. В меню крафтовые коктейли, тропические закуски, полезные смузи и милкшейки поданные на фоне океана под аккомпанемент легкого бриза. Кроме того, пакет «все включено» – это не только круглосуточные напитки и питание в отеле, а еще и самые разнообразные активности и развлечения: snorkлинг-сафари, круиз с дельфинами, рыбалка на закате, водные виды спорта. К последнему можно отнести мечту ценителей красот подводного мира.



Отель Sun Siyam Vilu Reef расположен на атолле Дхаалу, известном как одно из самых лучших природных образований для новичков в дайвинге, и входит в десятку отелей с лучшим домашним рифом. Небольшая глубина, едва уловимое течение и широкие каналы атоллов – лучшее место, чтобы открыть для себя подводный мир и набраться опыта в дайвинге и даже получить сертификат дайвера, окончив курсы для начинающих и опытных дайверов, проводимые дайв-центром SSI Sun Siyam Vilu Reef.



После активного отдыха всегда приятно расслабиться и посетить спа. В Sun Aqua Vilu Reef особое внимание уделено тому, чтобы каждое мгновение пребывания гостей в отеле было наполнено гармонией и удовольствием. Поэтому в одной из достопримечательностей отеля – спа-центре – недавно было обновлено все меню! Sun Aqua Spa в Vilu Reef специализируется на исцелении, обновлении и омоложении посредством ритуалов с применением натуральных ингредиентов. Основываясь на народной мальдивской медицине, специалисты разработали программы, позволяющие избавиться от стресса и различных негативных влияний, сопровождающих жизнь в большом городе. По завершении процедуры чувствуешь себя отдохнувшими, обновленными и готовыми к новым свершениям!

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА с использованием триэтиленгликоля

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА АНАЛИЗУ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ТЕХНОЛОГИИ ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТРИЭТИЛЕНГЛИКОЛЯ (ТЭГ). РАССМАТРИВАЮТСЯ ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ОБЕЗВОЖИВАНИЯ ГАЗА, ВКЛЮЧАЯ ТРАДИЦИОННЫЕ И ИННОВАЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ. ОДНИМ ИЗ ЦЕНТРАЛЬНЫХ ВОПРОСОВ ЯВЛЯЕТСЯ ПРОЦЕСС РЕГЕНЕРАЦИИ ТЭГ, КОТОРЫЙ ТРЕБУЕТ ЗНАЧИТЕЛЬНЫХ ЗАТРАТ ЭНЕРГИИ. В СТАТЬЕ ОПИСЫВАЮТСЯ МЕТОДЫ, ТАКИЕ КАК ВАКУУМНАЯ РЕГЕНЕРАЦИЯ И МЕМБРАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛЯЮТ СНИЗИТЬ ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ И УЛУЧШИТЬ ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЦЕССА ОСУШКИ. КРОМЕ ТОГО, ИССЛЕДУЮТСЯ ПРОБЛЕМЫ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ТЭГ И МЕТОДЫ ЕГО ОЧИСТКИ, В ТОМ ЧИСЛЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЗЕОТРОПНЫХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ. В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНА ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ ОСУШКИ ГАЗА С ТЭГ, А ТАКЖЕ РАССМОТРЕНЫ ПЕРСПЕКТИВЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И СНИЖЕНИЕ ОПЕРАЦИОННЫХ ЗАТРАТ. ИСХОДЯ ИЗ ПРОВЕДЕННОГО АНАЛИЗА, ПРЕДЛОЖЕНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ РЕГЕНЕРАЦИИ И ОЧИСТКИ ТЭГ, А ТАКЖЕ РАЗРАБОТКИ НОВЫХ АБСОРБЕНТОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ОБЩЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ

THE ARTICLE IS DEDICATED TO THE ANALYSIS AND IMPROVEMENT OF THE NATURAL GAS DEHYDRATION TECHNOLOGY USING TRIETHYLENE GLYCOL (TEG). THE MAIN METHODS OF GAS DEHYDRATION ARE DISCUSSED, INCLUDING BOTH TRADITIONAL AND INNOVATIVE APPROACHES. ONE OF THE CENTRAL ISSUES IS THE REGENERATION PROCESS OF TEG, WHICH REQUIRES SIGNIFICANT ENERGY COSTS. THE ARTICLE DESCRIBES METHODS SUCH AS VACUUM REGENERATION AND MEMBRANE TECHNOLOGIES, WHICH REDUCE ENERGY CONSUMPTION AND IMPROVE THE ECONOMIC EFFICIENCY OF THE DEHYDRATION PROCESS. FURTHERMORE, THE ISSUES OF TEG CONTAMINATION AND ITS PURIFICATION METHODS, INCLUDING THE USE OF AZEOTROPIC SOLVENTS, ARE EXAMINED. THE ARTICLE PRESENTS AN EVALUATION OF THE ECONOMIC FEASIBILITY OF VARIOUS GAS DEHYDRATION METHODS USING TEG, AS WELL AS THE PROSPECTS FOR FURTHER DEVELOPMENT OF THE TECHNOLOGY AIMED AT IMPROVING ENERGY EFFICIENCY AND REDUCING OPERATIONAL COSTS. BASED ON THE CONDUCTED ANALYSIS, RECOMMENDATIONS ARE MADE FOR OPTIMIZING TEG REGENERATION AND PURIFICATION PROCESSES, AS WELL AS THE DEVELOPMENT OF NEW ABSORBENTS TO INCREASE THE OVERALL EFFICIENCY OF THE TECHNOLOGY

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: обезвоживание природного газа, триэтиленгликоль (ТЭГ), регенерация ТЭГ, мембранные технологии, вакуумная регенерация, экономическая целесообразность, очистка ТЭГ, энергоэффективность, инновационные технологии, абсорбенты.

Аль-Джумили
Омар Фарук Яхья

ассистент преподавателя
кафедры химической и
нефтехимической инженерии
Государственного
университета г. Анбар,
Инженерная академия РУДН,
аспирант

Обезвоживание природного газа является важным этапом подготовки газа к транспортировке и использованию. Наличие влаги в газе может привести к образованию гидратов, коррозии трубопроводов и снижению эффективности работы оборудования. Одним из наиболее распространенных методов осушки является

использование триэтиленгликоля (ТЭГ), который обладает высокой гигроскопичностью и может многократно использоваться в процессе регенерации. Однако процесс регенерации ТЭГ требует значительных энергетических затрат, что делает его дорогим. Кроме того, в процессе эксплуатации ТЭГ загрязняется,

что снижает его эффективность и требует дополнительных затрат на очистку. Эти проблемы подчеркивают необходимость дальнейших исследований и усовершенствования существующих технологий осушки газа с использованием ТЭГ, направленных на оптимизацию затрат и повышение эффективности процесса.

Цель данного исследования – провести обзор существующих технологий обезвоживания природного газа с использованием триэтиленгликоля (ТЭГ), оценить их эффективность и выделить направления для возможных улучшений. В рамках работы будут рассмотрены как традиционные методы, так и новые технологические решения, направленные на повышение энергоэффективности и снижение эксплуатационных затрат.

Для реализации поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- проанализировать современные технологии обезвоживания газа с использованием ТЭГ, включая основные принципы работы и существующие методы регенерации;
- оценить преимущества и ограничения применения ТЭГ в различных условиях эксплуатации;
- рассмотреть инновационные подходы в области мембранных технологий, вакуумной регенерации и других методов, направленных на оптимизацию процесса;
- сравнить традиционные и новые технологические решения с точки зрения их эффективности, экономической целесообразности и воздействия на окружающую среду.

В рамках данного исследования был использован метод систематического обзора и анализа существующих публикаций по теме обезвоживания природного газа с использованием триэтиленгликоля (ТЭГ). Основным подходом было изучение научных статей, монографий, патентов и нормативных документов, а также материалов международных и отечественных журналов, входящих в перечень ВАК и базы данных Scopus и Web of Science.

Для более глубокого понимания текущих технологических решений проведен сравнительный анализ различных методов осушки газа, включая традиционные и инновационные подходы. Особое внимание уделено техникам регенерации ТЭГ, включая вакуумную регенерацию, мембранные процессы и другие альтернативные решения, направленные на оптимизацию энергетических затрат.

Кроме того, рассмотрены теоретические и экспериментальные данные о влиянии различных параметров процесса (температура, давление, концентрация влаги) на эффективность работы системы обезвоживания. Для оценки экономической целесообразности предложенных методов использовалась информация о затратах на оборудование, энергопотребление и возможных экономиях.

Обзор литературы

Основные источники информации включают работы ведущих специалистов в области нефтегазовой и химической промышленности, а также патентные исследования, позволяющие выявить новые технологические тенденции и решения.

Одним из наиболее широко используемых методов обезвоживания природного газа является абсорбция воды с помощью жидких абсорбентов, среди которых триэтиленгликоль (ТЭГ) занимает особое место. Процесс основан на способности ТЭГ поглощать воду из газа при контактировании через абсорбер. Газ проходит через колонну с ТЭГ, где происходит насыщение гликоля влагой, после чего насыщенный раствор направляется на регенерацию. Этот метод эффективен для удаления воды из газа с различными уровнями влажности и на разных этапах его переработки [4].

Преимуществом классической технологии с использованием ТЭГ является высокая гигроскопичность этого вещества и возможность многократной регенерации. ТЭГ обладает низкой летучестью, что минимизирует потери абсорбента и позволяет эффективно использовать его на протяжении

длительного времени. Согласно исследованию Голубева А.В., эффективность ТЭГ при осушке газа объясняется его химическими свойствами и оптимальными температурными характеристиками для большинства газовых процессов [5].

Однако традиционный процесс регенерации ТЭГ требует значительных энергетических затрат, так как он осуществляется в специальных колоннах с нагревом, что увеличивает стоимость операции. Фетисов Е.В. в своей работе отмечает, что регенерация требует больших энергетических затрат для достижения необходимой температуры, что является одной из главных проблем технологии осушки газа с ТЭГ [4]. Помимо этого, ТЭГ может загрязняться углеводородами, серосодержащими соединениями и другими веществами, что снижает его эффективность и требует дополнительных затрат на очистку или замену [5].

Несмотря на эти ограничения, классический метод обезвоживания с использованием ТЭГ остается основным решением в газовой промышленности благодаря своей надежности и проверенности временем. Проблемы, связанные с высокими затратами на регенерацию и загрязнением абсорбента, способствуют разработке новых технологий и методов, направленных на повышение энергоэффективности процесса и снижение эксплуатационных затрат.

Классические методы обезвоживания природного газа с использованием триэтиленгликоля (ТЭГ) сталкиваются с рядом существенных проблем, которые ограничивают их эффективность. Одной из основных является высокая энергоемкость процесса регенерации ТЭГ. Для достижения необходимой температуры в колонне регенерации требуется значительное количество энергии, что увеличивает эксплуатационные расходы. Это ограничение отмечает Фетисов Е.В., подчеркивая, что традиционная технология является одним из самых энергоемких этапов обезвоживания [4].

Еще одной важной проблемой является загрязнение ТЭГ углеводородами, серосодержащими соединениями и другими веществами, что снижает его

УДК 665.72

эффективность и требует дополнительных затрат на очистку или замену абсорбента. Медведев М.В. в своей работе акцентирует внимание на необходимости повышения эффективности работы разделителей насыщенного ТЭГ для минимизации потерь абсорбента и снижения частоты его замены [13].

Кроме того, классическая технология не всегда справляется с высокими концентрациями воды в газе или изменениями состава природного газа. Это приводит к снижению эффективности процесса осушки и необходимости использования дополнительных стадий очистки, что повышает стоимость операций.

Эти ограничения стимулируют поиск более эффективных решений, таких как мембранные технологии и методы улучшенной регенерации ТЭГ. Стекольников О.В. исследует возможности использования азеотропных растворителей и мембранных процессов, что может значительно снизить энергетические затраты и повысить эффективность технологии [4].

Для преодоления проблем, связанных с высокой энергозатратностью и загрязнением ТЭГ, современные исследования предлагают инновационные методы, направленные на оптимизацию процесса обезвоживания газа. Одним из таких решений являются мембранные технологии, которые позволяют значительно снизить потребление энергии при регенерации ТЭГ. Использование первапорации и других мембранных процессов позволяет разделить воду и ТЭГ с минимальными потерями абсорбента, что повышает экономическую эффективность технологии. Стекольников О.В. в своем исследовании подробно рассматривает внедрение мембранных процессов в систему осушки природного газа и подчеркивает их потенциал для сокращения энергозатрат [4].

Еще одной перспективной инновацией является вакуумная регенерация ТЭГ. Этот метод позволяет значительно снизить температуру регенерации, что уменьшает потребление энергии и способствует более экономичной эксплуатации абсорбента. Фетисов Е.В. в своей работе анализирует эффективность вакуумной регенерации, отметив, что этот метод снижает тепловые

потери и сокращает время, необходимое для восстановления ТЭГ [4]. Вакуумная регенерация уже внедряется на ряде газовых объектов, показывая хорошие результаты в плане энергоэффективности.

Также развиваются подходы, направленные на улучшение очистки ТЭГ. Использование азеотропных растворителей, таких как циклогексанон, позволяет значительно повысить качество очистки и восстановление абсорбирующих свойств ТЭГ.

Инновационные методы, такие как использование мембранных технологий и вакуумной регенерации, а также усовершенствование процесса очистки ТЭГ, открывают новые перспективы для улучшения энергоэффективности и экономичности обезвоживания природного газа. Применение этих технологий способствует снижению эксплуатационных затрат и минимизации воздействия на окружающую среду, что является важным аспектом в условиях глобальных экологических требований.

Ключевым аспектом совершенствования технологии обезвоживания природного газа с ТЭГ является улучшение процессов очистки и регенерации абсорбента. Традиционная регенерация требует значительных энергетических затрат, что приводит к поиску более эффективных решений.

Вакуумная регенерация снижает температуру процесса, что уменьшает потребление энергии. Этот метод активно применяется на газовых объектах, демонстрируя хорошие результаты в плане снижения тепловых потерь и повышения общей эффективности процесса [4].

Использование азеотропных растворителей, таких как циклогексанон, позволяет улучшить очистку ТЭГ, восстанавливая его абсорбирующие свойства и продлевая срок эксплуатации абсорбента. Патент RU2531584C1 предлагает метод очистки ТЭГ с использованием смеси воды и циклогексанона, эффективно удаляя примеси, такие как углеводороды и серосодержащие соединения, что уменьшает необходимость в частой замене абсорбента [2].

Мембранные технологии также играют важную роль в регенерации ТЭГ. Перапорация позволяет отделять воду от ТЭГ с минимальными затратами энергии. Стекольников О.В. рассматривает использование мембранных технологий для повышения эффективности регенерации ТЭГ, что открывает новые возможности для оптимизации процесса обезвоживания газа [4].

Материалы и методы

Для проведения анализа технологий обезвоживания природного газа с использованием триэтиленгликоля (ТЭГ) использован метод систематического обзора научных публикаций и патентов, а также анализа существующих технологических решений. Основным источником информации стали рецензируемые статьи, монографии, патенты и нормативные документы, что позволило всесторонне оценить существующие подходы и их применение в газовой промышленности.

В процессе исследования был проведен сравнительный анализ различных методов осушки газа с ТЭГ (таблица 1), с фокусом на энергетическую эффективность и возможности оптимизации процессов регенерации абсорбента. Оценка эффективности различных подходов основана на анализе данных о затратах энергии, производительности и долговечности абсорбента, представленных в работах Фетисова Е.В. и Голубева А.В. [4, 5].

Для оценки инновационных методов, таких как вакуумная регенерация и мембранные технологии, были использованы данные из патентов и специализированных исследований. Вакуумная регенерация была оценена по параметрам экономической эффективности и снижению потребления энергии, что подробно описано в работе Фетисова Е.В. [4]. Мембранные технологии, включая первапорацию, были проанализированы с точки зрения их потенциала для повышения энергоэффективности и снижения затрат на регенерацию ТЭГ, основываясь на исследованиях Стекольниковой О.В. [4].

Метод очистки ТЭГ с использованием азеотропных растворителей, представленный в патенте RU2531584C1, также был

ТАБЛИЦА 1. Сравнение эффективности различных методов регенерации ТЭГ для обезвоживания природного газа

Метод	Что он дает	Показатели	Ожидаемые улучшения
Традиционная регенерация ТЭГ	Обезвоживание газа с помощью абсорбента ТЭГ	Высокая гигроскопичность, эффективен при нормальных условиях работы	Уменьшение энергетических затрат, улучшение очистки ТЭГ
Вакуумная регенерация ТЭГ	Снижение температурных потерь в процессе регенерации	Снижение потребления энергии, сокращение тепловых потерь	Повышение энергоэффективности, снижение эксплуатации энергии
Мембранные технологии	Эффективное разделение воды и газа	Снижение энергозатрат на 30–40 %, улучшение очистки абсорбента	Увеличение срока службы мембран, снижение капитальных затрат
Использование азеотропных растворителей	Улучшение очистки ТЭГ от загрязнений	Повышение срока службы ТЭГ, восстановление абсорбирующих свойств	Уменьшение необходимости в замене абсорбента, повышение долговечности

включен в анализ для оценки его применения в реальных условиях эксплуатации. Сравнительный анализ показателей очистки и регенерации ТЭГ с традиционными и инновационными методами позволил выделить ключевые преимущества и недостатки различных подходов [2].

Этот комплексный подход к анализу технологий обезвоживания природного газа с использованием ТЭГ позволяет выделить наиболее перспективные решения для улучшения энергетической эффективности и снижения эксплуатационных затрат.

Результаты и обсуждение

Технология обезвоживания природного газа с использованием триэтиленгликоля (ТЭГ) зарекомендовала себя как один из самых эффективных методов в газовой промышленности. ТЭГ обладает высокой гигроскопичностью, что позволяет эффективно удалять влагу из газа, снижая риск образования гидратов и коррозии оборудования. Согласно исследованиям Фетисова Е.В., ТЭГ обеспечивает удаление до 99 % влаги из природного газа при соблюдении оптимальных условий работы [4].

Одним из ключевых аспектов эффективности ТЭГ является его способность к многократной регенерации. Для этого ТЭГ поддается процессу регенерации в колонне с нагревом, где выделяется абсорбированная вода. Однако, несмотря на высокую эффективность, этот процесс требует значительных

энергетических затрат. Фетисов Е.В. указывает, что традиционные методы регенерации ТЭГ, такие как дистилляция, имеют высокий уровень тепловых потерь, что значительно увеличивает операционные расходы на осушку газа [4].

Медведев М.В. в своем исследовании анализирует возможности повышения эффективности работы разделителя насыщенного ТЭГ, что позволяет минимизировать потери абсорбента и снизить частоту его замены. Это решение способно значительно улучшить производительность установки и снизить затраты на эксплуатацию [13]. Такие меры позволяют повысить общую эффективность процесса осушки газа, но не решают проблему высоких энергозатрат на регенерацию ТЭГ.

Сравнение различных методов осушки, таких как использование мембранных технологий и вакуумной регенерации, показывает, что инновационные подходы могут значительно повысить энергоэффективность. Мембранные технологии, например, позволяют существенно снизить потребление энергии при регенерации ТЭГ. Стекольников О.В. подчеркивает, что применение мембранных процессов может снизить энергетические затраты на 30–40 % по сравнению с традиционными методами [4]. Вакуумная регенерация, в свою очередь, снижает тепловые потери и минимизирует необходимую температуру для регенерации, что также уменьшает потребление энергии и улучшает экономическую эффективность [4].

Однако, несмотря на высокую эффективность ТЭГ при осушке газа, существуют ограничения, связанные с загрязнением абсорбента. Примеси, такие как углеводороды и серосодержащие соединения, могут снижать способность ТЭГ к абсорбции воды, что требует дополнительной очистки и восстановления абсорбента. Патент RU2531584C1 предлагает способ очистки ТЭГ с использованием циклогексанона, что позволяет значительно повысить его эксплуатационные характеристики и увеличить срок службы абсорбента [2].

Эффективность технологии осушки газа с ТЭГ зависит не только от качественного выбора абсорбента, но и от оптимизации всех этапов процесса. Современные инновации, такие как вакуумная регенерация и мембранные технологии, позволяют значительно снизить энергетические затраты, повысить производительность и улучшить экологические характеристики процесса.

Эффективность технологии осушки газа с ТЭГ не ограничивается только техническими аспектами; важным фактором является и экономическая целесообразность применения данного метода. Затраты на процесс регенерации ТЭГ, а также на его очистку и замену оказывают значительное влияние на общую стоимость осушки газа.

Традиционная регенерация ТЭГ требует значительных энергетических затрат, что увеличивает стоимость процесса. Фетисов Е.В. отмечает, что при высоких ценах на энергоносители этот метод становится экономически

нецелесообразным из-за высоких затрат на теплоэнергию [4]. Для оптимизации затрат предлагаются альтернативные методы, такие как вакуумная регенерация, которая снижает потребление энергии. Медведев М.В. указывает, что этот метод уменьшает тепловые потери и снижает расходы на эксплуатацию [13].

Внедрение инновационных технологий требует первоначальных капитальных вложений, однако данные о снижении эксплуатационных затрат в долгосрочной перспективе подтверждают их экономическую целесообразность. Расчеты, проведенные Фетисовым Е.В. и Стекольниковой О.В., показывают, что эти технологии способны сократить затраты на 30–40 %, что компенсирует первоначальные инвестиции в оборудование и технологии [4][4].

Для более полной оценки эффективности технологии обезвоживания природного газа с использованием триэтиленгликоля (ТЭГ) необходимо провести сравнительный анализ с другими методами осушки, такими как использование диэтиленгликоля (ДЭГ), хлорсодержащих соединений и мембранных технологий.

ТЭГ является наиболее распространенным абсорбентом, благодаря своей высокой гигроскопичности и низкому давлению насыщенного пара, что обеспечивает его эффективность при удалении влаги из газа. В отличие от ТЭГ, диэтиленгликоль (ДЭГ) имеет более низкую гигроскопичность и меньшее сопротивление к загрязнению, что снижает его эффективность в условиях высокой влажности газа. Исследования Фетисова Е.В. подтверждают, что ТЭГ значительно превосходит ДЭГ по скорости абсорбции воды и долговечности абсорбента [4]. Однако, как и в случае с ТЭГ, ДЭГ требует высоких энергетических затрат на регенерацию.

Мембранные технологии, такие как пермеация, представляют собой альтернативу традиционным методам. Эти технологии позволяют эффективно разделять воду и углеводороды, значительно снижая потребление энергии. Стекольников О.В. подчеркивает, что мембранные процессы могут снизить затраты на энергию

на 30–40 % по сравнению с традиционными методами [4]. Кроме того, мембранные технологии минимизируют загрязнение абсорбента, что снижает необходимость в его очистке и замене. Однако высокие первоначальные капитальные затраты на оборудование и его техническое обслуживание остаются основными ограничениями для широкого применения мембранных технологий.

Вакуумная регенерация ТЭГ является еще одним конкурентом традиционных методов, снижая энергетические затраты за счет использования более низких температур для регенерации. Исследования Медведева М.В. подтверждают, что вакуумная регенерация позволяет значительно уменьшить потребление тепла и тем самым снизить эксплуатационные расходы [13]. Этот метод уже находит применение на ряде крупных газовых промыслов, подтверждая свою эффективность с точки зрения экономии энергии.

Несмотря на преимущества ТЭГ в классических методах осушки газа, новые технологии, такие как мембранные процессы и вакуумная регенерация, предлагают значительные преимущества в плане энергоэффективности и снижения эксплуатационных расходов, что делает их перспективными для использования в современных газовых системах.

Кроме того, ТЭГ отличается долговечностью, что позволяет многократно использовать его в процессе осушки. В отличие от других абсорбентов, таких как диэтиленгликоль (ДЭГ), ТЭГ проявляет большую стабильность и устойчивость к загрязнениям, что снижает необходимость в его замене и снижает общие эксплуатационные затраты. Медведев М.В. подтверждает, что вакуумная регенерация ТЭГ значительно снижает затраты на его восстановление и повышает общую эффективность процесса [13].

Вместе с тем технология осушки газа с ТЭГ не лишена проблем. Одной из основных является высокая стоимость регенерации. Традиционные методы, такие как дистилляция, требуют значительных затрат энергии, что увеличивает эксплуатационные

расходы. Фетисов Е.В. указывает, что в условиях высоких цен на энергоносители такие затраты могут стать существенным фактором, ограничивающим экономическую целесообразность технологии [4].

Загрязнение ТЭГ углеводородами, серосодержащими соединениями и другими примесями также снижает эффективность абсорбента, что требует дополнительной очистки или замены. Патент RU2531584C1 предлагает способ очистки ТЭГ с использованием циклогексанона, что позволяет повысить его эксплуатационные характеристики и увеличить срок службы абсорбента [2].

Применение ТЭГ в осушке газа обладает явными преимуществами, такими как высокая эффективность и долговечность абсорбента. В то же время высокие затраты на регенерацию, загрязнение ТЭГ и необходимость внедрения инновационных технологий ставят перед отраслью задачи, которые требуют дальнейшего совершенствования процессов для повышения экономической целесообразности и снижения операционных расходов.

Одним из приоритетных направлений совершенствования технологии обезвоживания газа с использованием триэтиленгликоля (ТЭГ) является оптимизация процесса регенерации. Традиционные методы, такие как дистилляция, требуют значительных затрат энергии. Вакуумная регенерация ТЭГ снижает температуру процесса, что уменьшает потребление энергии и снижает эксплуатационные расходы. Фетисов Е.В. подчеркивает, что этот метод повышает энергоэффективность процесса и снижает затраты на отопление и охлаждение [4].

Еще одним направлением является разработка новых абсорбентов с улучшенными характеристиками. Это может включать создание новых гликолей или материалов, которые будут более эффективны в процессе осушки и менее подвержены загрязнению.

Будущее совершенствование технологии осушки газа с ТЭГ связано с внедрением более эффективных методов регенерации, очистки и разработки новых абсорбентов, что повысит экономическую и энергетическую эффективность процесса.

Заключение

Технология осушки природного газа с использованием триэтиленгликоля (ТЭГ) остается одним из самых эффективных решений для удаления воды из газа. ТЭГ обеспечивает высокую степень осушки и может многократно использоваться, что снижает эксплуатационные расходы. В то же время традиционный процесс регенерации требует значительных затрат энергии, что ограничивает экономическую целесообразность технологии при высоких ценах на энергоресурсы.

Анализ существующих методов показал, что инновационные технологии, такие как вакуумная регенерация и мембранные процессы, позволяют значительно снизить энергетические затраты и повысить эффективность технологии. Вакуумная регенерация снижает тепловые потери, а мембранные технологии позволяют уменьшить потребление энергии на 30–40 %, что делает их перспективными для широкого внедрения.

Загрязнение ТЭГ углеводородами и серосодержащими соединениями остается значимой проблемой, что требует дополнительных затрат на очистку и восстановление абсорбента. Использование азеотропных растворителей, таких как циклогексанон, может значительно увеличить срок службы ТЭГ и снизить необходимость в его частой замене.

Экономическая целесообразность технологии осушки газа с ТЭГ определяется высокой эффективностью и многократной регенерацией абсорбента, однако значительные затраты на регенерацию и очистку абсорбента ограничивают ее широкое применение. Внедрение вакуумной регенерации и мембранных технологий позволяет значительно снизить эксплуатационные расходы, компенсируя высокие капитальные вложения в оборудование.

На основе проведенного анализа технологий осушки природного газа с использованием триэтиленгликоля (ТЭГ) можно предложить следующие рекомендации для повышения эффективности и снижения затрат:

- Оптимизация процесса регенерации ТЭГ. Внедрение вакуумной регенерации

позволяет существенно снизить потребление энергии, что делает этот метод более экономически целесообразным. Рекомендуется провести дополнительные исследования для оптимизации этого процесса и повышения его энергоэффективности, что снизит эксплуатационные затраты на регенерацию ТЭГ.

- Использование мембранных технологий. Мембранные технологии, такие как пермеация, показывают высокий потенциал для снижения энергозатрат в процессе осушки. Рекомендуется увеличить инвестиции в развитие мембранных процессов и их внедрение в газовой промышленности, с учетом того, что они могут снизить потребление энергии на 30–40 % по сравнению с традиционными методами.

- Улучшение очистки ТЭГ. Для решения проблемы загрязнения ТЭГ и увеличения его срока службы следует активно развивать методы очистки абсорбента, такие как использование азеотропных растворителей, включая циклогексанон. Внедрение таких технологий позволит снизить затраты на замену и очистку ТЭГ, улучшив экономическую эффективность процесса.

- Разработка новых абсорбентов. Важно продолжать исследования по разработке новых абсорбентов, которые могут превосходить ТЭГ по эффективности, устойчивости к загрязнению и долговечности. Использование новых материалов для осушки газа обеспечит снижение эксплуатационных затрат и повысит производительность.

- Инвестиции в инновационные технологии. Внедрение инновационных методов требует значительных капитальных вложений, однако долгосрочные выгоды от экономии энергии и сокращения эксплуатационных расходов оправдают эти затраты. Рекомендуется продолжить внедрение вакуумной регенерации и мембранных технологий в крупных газовых промыслах.

Реализация предложенных рекомендаций, направленных на оптимизацию регенерации, улучшение очистки ТЭГ и разработку новых абсорбентов, даст возможность повысить

устойчивость технологии, снизить эксплуатационные затраты и улучшить ее экономическую целесообразность. В дальнейшем эти улучшения будут способствовать более эффективному использованию природных ресурсов и снижению воздействия на окружающую среду. Таким образом, развитие технологий осушки газа с ТЭГ обеспечит не только повышение производительности и экономической эффективности, но и внесет вклад в устойчивое развитие газовой промышленности в целом. ●

Литература

- ГОСТ 5542-87. Газы природные. Методы определения содержания воды. – М.: Госстандарт России, 1987.
- Патент RU2531584C1. Способ очистки триэтиленгликоля. – № 2531584, 2013.
- Патент RU2676423C2. Способ очистки триэтиленгликоля с применением азеотропных растворителей. – № 2676423, 2020.
- Фетисов Е.В. Энергоэффективная технология обезвоживания углеводородного газа для получения высококачественного авиационного топлива // Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики. – 2022. – Т. 12, № 4. – С. 45–52.
- Фетисов Е.В. Вакуумная регенерация триэтиленгликоля для осушки природного газа // Газовая промышленность. – 2021. – Т. 58, № 4. – С. 29–34.
- Голубев А.В. Мембранные технологии в переработке углеводородов. – М.: Наука, 2022. – 350 с.
- Голубев А.В. Повышение энергоэффективности процессов обезвоживания природного газа // Технологии в энергетике. – 2022. – Т. 17, № 3. – С. 63–68.
- Линин И.А. Анализ эффективности технологии подготовки и осушки природного газа с использованием триэтиленгликоля на газовых и газоконденсатных месторождениях: дис. ... канд. техн. наук. – М., 2021. – 145 с.
- Линин И.А. Технологические решения по очистке и восстановлению абсорбента ТЭГ // Химические технологии. – 2020. – Т. 16, № 2. – С. 35–40.
- Медведев М.В. Повышение эффективности работы разделителя насыщенного триэтиленгликоля Западно-Таркосалинского газового промысла // Газовая промышленность. – 2021. – Т. 58, № 3. – С. 22–28.
- Медведев М.В. Современные подходы к очистке триэтиленгликоля: эффективность и экономичность // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 42, № 5. – С. 10–17.
- Покрова С.Е. Повышение эффективности технологии осушки природного газа с помощью триэтиленгликоля на газовом месторождении: дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2020. – 130 с.
- Стекольников О.В. 3D-проектирование установки осушки природного газа // Газовые технологии. – 2022. – Т. 12, № 5. – С. 100–110.
- Стекольников О.В. Пермеация для регенерации триэтиленгликоля: перспективы применения // Газовые технологии. – 2021. – Т. 11, № 6. – С. 45–51.
- Стекольников О.В. Инновационные методы регенерации триэтиленгликоля в системе осушки газа // Газовые технологии и оборудование. – 2022. – Т. 9, № 2. – С. 123–130.

KEYWORDS: *natural gas dehydration, triethylene glycol (TEG), TEG regeneration, membrane technologies, vacuum regeneration, economic feasibility, TEG purification, energy efficiency, innovative technologies, absorbents.*



Экологичное сжигание торфа

Ученые НИУ «МЭИ» разработали инновационную тепловую установку, сжигающую торф не выбрасывая в атмосферу углекислый газ. Установка работает по принципу газификации топлива с последующей утилизацией полученного газа в особой камере в режиме кислородного сжигания. В результате получается максимум энергии при нулевом выбросе CO_2 – все, что выделилось, улавливается и далее готово к хранению. В отличие от привычных угольных и газовых станций, где эффективность падает при работе на «мокром» биотопливе вроде торфа, в установке нового типа высокая влажность топлива используется с выгодой: тепло от конденсации водяного пара идет обратно в цикл и повышает коэффициент полезного действия. Установка ориентирована на замену или модернизацию угольных и мазутных ТЭЦ, особенно в регионах с трудной логистикой или залежами местных видов топлива, таких как торф, бурый уголь, древесные остатки. Решение подойдет для реконструкции малых и средних станций, где переход на ВИЭ затруднен, а требования к экологическим параметрам ужесточаются.

Промбезопасность в добыче

Ученые Пермского национального исследовательского политехнического университета и Института проблем нефти и газа РАН разработали виртуальную модель скважины, которая прогнозирует изменение напряжений в пласте после кислотной обработки. При разработке ТРИЗ в пласт закачивают кислотные растворы, разрушающие не только загрязнения, но и цементирующие материалы, что может привести к осыпанию породы. Специалисты создали новую компьютерную программу, предсказывающую изменения в пласте после кислотной обработки. В основу легли данные лабораторных экспериментов, где изучалось воздействие раствора из 12% соляной и 3% фтороводородной кислот на песчаные породы. Ученые смоделировали горизонтальную скважину на глубине 1500 м и проанализировали изменение напряжений при разном давлении и времени обработки – от 14 мин до 4 ч. Оказалось, что при депрессии в 1 МПа в верхней и нижней частях скважины возникают зоны повышенного напряжения, где возможно осыпание. При этом четырех часовая обработка сохраняет запас прочности, что предотвращает обрушения.

Канатная насосная штанга, устойчивая к сжимающим нагрузкам

Эксплуатация наклонно-направленных скважин и скважин с боковыми стволами эффективна за счет применения канатных насосных штанг. Ученые Пермского Политеха разработали новую конструкцию канатной штанги, представляющую собой канат закрытой конструкции, скрученный из стальных проволок, который закрепляется на установке с помощью специальных заделок. При перекачке нефти происходят возвратно-поступательные движения, и штанга ходит вверх и вниз, за счет чего она растягивается или сжимается. Ученые Пермского Политеха усовершенствовали эту конструкцию, добавив к нижней заделке металлический фиксатор-спираль из коррозионностойкой стали. Фиксатор имеет противоположное направление свивки по сравнению с канатом, что позволяет равномерно распределить нагрузку. Такой способ предотвращает изгиб каната и сохраняет его целостность в месте концентрации напряжений и накопления дефектов. Спираль крепится за счет посадки с натягом, винтами или сваркой, ее можно легко установить без лишнего оборудования даже на готовую к эксплуатации штангу.

Ортокарбонаты – новый класс химических соединений

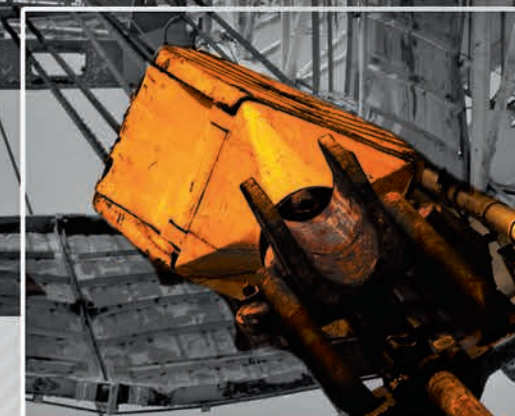
В ходе международного исследования ученые из России, Японии, Словении, Швеции, США и Германии обнаружили ранее неизвестный класс соединений – ортокарбонаты, образующиеся при экстремально высоких давлениях и температурах. Эти процессы характерны для слоев мантии, прилегающих к ядру Земли. Карбонаты, являющиеся солями угольной кислоты и широко распространенные в природе в виде минералов, на границах литосферных плит подвергаются колоссальному давлению. При таких условиях в карбонатах происходит перестройка атомов, аналогичная превращению графита в алмаз. Реакция образования ортокарбонатов, в частности ортокарбоната магния, может протекать не только в лаборатории, но и в глубинных оболочках Земли, принципиально влияя на глобальный цикл углерода. Ученые экспериментально доказали возможность образования ортокарбонатов из карбонатов и оксидов при высоких давлениях и температурах. Основные эксперименты по синтезу предсказанных структур проводились с использованием источников синхротронного излучения, новые данные позволяют понять, что происходит с карбонатами при их погружении на глубину до 3 тыс. км.

Растения для очистки почвы от нефти

Ученые Пермского Политеха выбрали растения, позволяющие осуществлять экологичную нейтрализацию загрязнений с эффективностью до 40 %. Растения работают как природные фильтры: поглощают опасные вещества, накапливают их в своих стеблях и листьях, включают в природные круговороты. Ученые подготовили семь экспериментальных образцов. В каждой емкости создали двухслойную структуру: нижний слой из бурового шлама, верхний из чистой песчаной почвы. Дополнительно была создана контрольная емкость только с чистой почвой для сравнения результатов. В каждую пробу высадили различные виды растений-ремедиантов. Наибольшую эффективность показали фацелия и травосмесь, являющиеся наиболее перспективными для реабилитации нефтезагрязненных территорий. Растения не только успешно адаптировались к загрязненному субстрату, но и обеспечили активное поглощение токсичных компонентов, иницируя начальную стадию почвообразования. Предварительные данные подтверждают 40-процентное снижение концентрации хлорид-ионов, а также значительное уменьшение содержания нефтепродуктов и ионов тяжелых металлов.

Круглосуточная СЭС

Ученые кафедры Гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии НИУ «МЭИ» создали солнечную электростанцию, способную вырабатывать электроэнергию даже в темное время суток или в плохую погоду, возвращая накопленное тепло в работу. В установку добавили второй блок зеркал-гелиостатов и систему накопителей тепла. Днем один блок производит пар для турбины, а второй – аккумулирует энергию в виде расплавленной соли, разогретой до 565 °C. Ночью накопленное тепло через теплообменник снова превращает воду в пар, и турбина продолжает вырабатывать электричество. Такой подход позволил повысить общий коэффициент полезного действия станции до 32 %, что на 7,4 % выше мировых аналогов. Благодаря накопителям тепла СЭС может работать ночью почти девять часов, а годовая выработка электроэнергии увеличивается примерно на 15 %.





Посетители выставки
Нефтегаз-2025



Экспонат на выставке
Нефтегаз-2025



Посетитель
выставки
Нефтегаз-2025



Участники выставки
Нефтегаз-2025



Стенд компании Enoch на
выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании
Piezus на выставке
Нефтегаз-2025



Участники выставки
Нефтегаз-2025



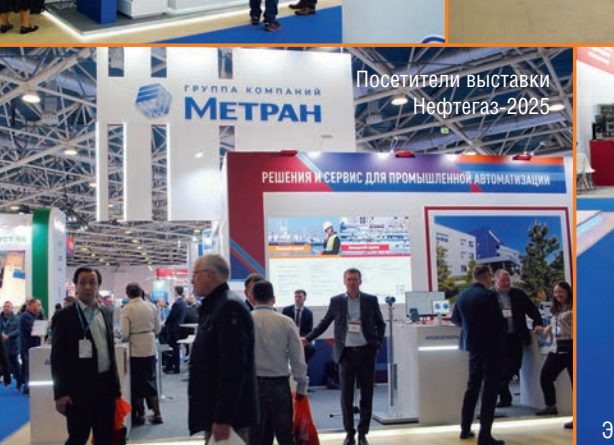
Участники выставки Нефтегаз-2025



Экспонат на выставке
Нефтегаз-2025



Посетители выставки
Нефтегаз-2025



Посетители выставки
Нефтегаз-2025



Экспонат на выставке
Нефтегаз-2025



Участники выставки
Нефтегаз-2025



Участники выставки
Нефтегаз-2025



Экспонат на выставке
Нефтегаз-2025



Стенд компании
СпецПромАрматура на
выставке Нефтегаз-2025



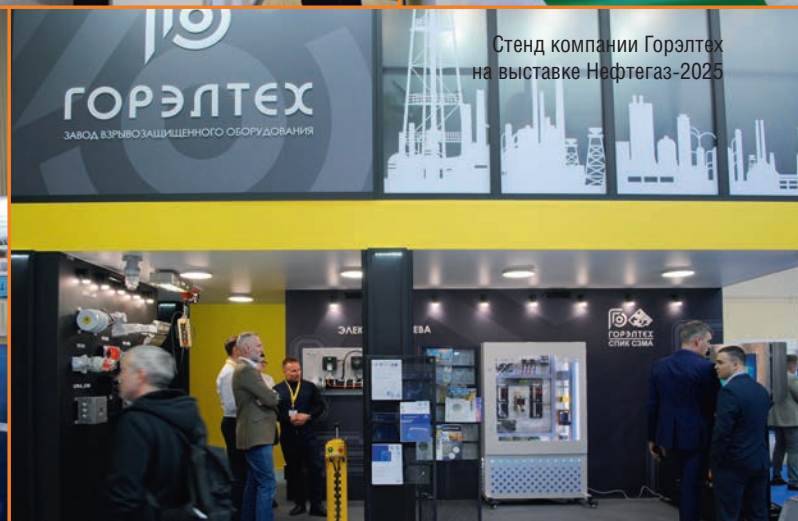
Стенд компании ИНБРЭС
на выставке
Нефтегаз-2025



Стенд компании
Электроцит Самара
на выставке Нефтегаз-2025



Стенд ГК ТСС
на выставке
Нефтегаз-2025



Стенд компании Горэлтех
на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании
НЕО Кемикал на выставке
Нефтегаз-2025



Стенд компании Камкабель
на выставке
Нефтегаз-2025



Д. Трамп

Экономическая война
будет иметь плохие
последствия для России.
А я не хочу этого



К. Каллас

Нефтяные доходы
России упали на 30 %
из-за санкций ЕС



С.Х. Пури

Индия будет обеспечивать
свою энергетическую
безопасность любыми
доступными способами



Р. Фицо

Мы не понимаем смысл атак
на нефтяную инфраструктуру,
которая серьезно затрагивает
нашу республику



М. Уитакер

Китай и Бразилия, которые
тоже покупают российскую
нефть, должны быть
готовы



П. Сийярто

Нам приходится платить
«военную надбавку»
за нефть, поступающую
из Хорватии



А. Николаев

Низкая геологическая
изученность этих территорий
(Дальний Восток и Арктика)
представляет собой не проблему,
а огромную возможность



Н. Токарев

Доля отечественного
оборудования
в Транснефти сейчас
составляет 97,7 %



Го Цзякунь

В тарифной войне нет
победителей, а принуждение
и давление не решат
проблем



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



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



Устройство сброса давления
иглычатого разрушительного
типа серии НТБП
(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

VITZRO CELL

с 1987 года

Vitrocell – 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.



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



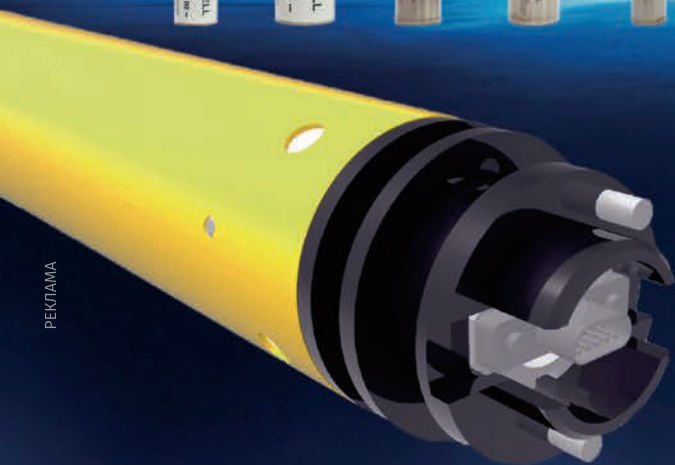
ПРЕИМУЩЕСТВА:

- 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 «АК Бустер»

г. Санкт-Петербург
Высокотемпературные и низкотемпературные первичные литиевые элементы
Tel: +7 812 380-74-38
E-mail: ak@buster-spb.ru

ООО «Геолит»

г. Нижневартовск
Высокотемпературные элементы и батареи
Tel: 8(3466)313133
E-mail: mwd_batt@mail.ru

ООО «Антарес»

г. Санкт-Петербург
Источники тока высокой температуры, источники тока низкой температуры
Tel: +7 921 956 3725
E-mail: i_han@mail.ru



www.youtube.com/vitzrocell

www.vitzrocell.com

VITZRO CELL