



АМИНОВАЯ
ОЧИСТКА ГАЗОВ

ДЕПРЕССОРНЫЕ
КОМПОЗИЦИИ
В ЛЕТНЕМ ТОПЛИВЕ



Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

10 [167] 2025

ISSN 2410-3837

ЭНЕРГИЯ ГАЗА:
ОЧИСТКА,
ТРАНСПОРТИРОВКА,
ПЕРЕРАБОТКА



Входит в перечень ВАК (К1)



95 лет
в промышленном
строительстве



Топливный коллапс:
от экспорта
к импорту

6



Порошковые материалы
и ингибиторы коррозии:
инновационные решения для
защиты металлов в нефтегазовой
отрасли Астраханского региона

16



СОДЕРЖАНИЕ

Расходомеры воздуха
и газа AERO:
точность измерений
в трубах со сложной
геометрией

36



Проблемы утилизации
попутного нефтяного газа
в России



38

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Топливный коллапс: от экспорта к импорту 6

Бюджетные параметры: рост нефтегазовых доходов, корректировка демпфера и новые инвестиции в геологию 8

События 10

Первой строчкой 12

ТРАНСПОРТИРОВКА

Сердце российской ЕСГ «Газпром трансгаз Москва» готовится встретить 80-летие 14

МАТЕРИАЛЫ

Порошковые материалы и ингибиторы коррозии: инновационные решения для защиты металлов в нефтегазовой отрасли Астраханского региона 16

МАТЕРИАЛЫ

Применение дуплексных и супердуплексных сталей: обзор публикаций 20

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

В сфере безопасной разработки 26

ШЕЛЬФ

Ликвидация морских платформ: анализ применения мирового опыта в России 30

Хронограф

35

АВТОМАТИЗАЦИЯ

Расходомеры воздуха и газа AERO: точность измерений в трубах со сложной геометрией 36

ЭКОНОМИКА

Проблемы утилизации попутного нефтяного газа в России 38

Использование метода
плазменно-импульсного
воздействия в наклонно-
направленных
и горизонтальных
скважинах



73

Потокоотклоняющиеся
технологии для месторождений
Западной Сибири



82

Влияние депрессорных
композиций на
низкотемпературные свойства
летнего дизельного топлива



92

Особенности аминовой очистки
газовых потоков от диоксида
углерода



96

ЭКОНОМИКА

Влияние качества геолого-геофизической информации на формирование стратегии инвестора при освоении ресурсов углеводородов 42

ДОБЫЧА

Предынвестиционное проектирование верхних строений морских нефтегазопромысловых платформ с применением онтологического моделирования 48

Генеральный директор «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза» Иван Петров: «Новые технологии открывают путь к запасам, которые еще недавно казались недоступными» 58

Календарь событий 61

Новости науки 62

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ

Сокращение огромных затрат на простои: как батарея производства Akkutronics преобразила процесс бурения для ведущего поставщика нефтесервисных услуг – ООО «Траектория-Сервис» 64

НЕФТЕСЕРВИС

Управление неработающим фондом на зрелом месторождении 66

Использование метода плазменно-импульсного воздействия в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах 73

Потокоотклоняющиеся технологии для месторождений Западной Сибири 82

ПЕРЕРАБОТКА

Влияние депрессорных композиций на низкотемпературные свойства летнего дизельного топлива 92

Особенности аминовой очистки газовых потоков от диоксида углерода 96

Россия в заголовках 103

ЭКОЛОГИЯ

Технологии экологического мониторинга выбросов в нефтегазовой отрасли: сравнительный анализ и перспективы интеграции 104

Нефтегаз *Life* 110

Цитаты 112

95 лет назад

В 1930 году состоялась первая Всесоюзная газовая конференция, определившая направление формирования основ стратегии газовой промышленности.

92 года назад

В 1933 году создано Управление газовой промышленности и промышленности искусственного жидкого топлива – Главгаз.

89 лет назад

В 1936 году Эжен Гудри разработал катализатор на основе алюмосиликатов, который послужил толчком к развитию процесса каталитического крекинга. На основе этого изобретения в США запущена первая промышленная установка каталитического крекинга.

86 лет назад

В 1939 году создано Министерство нефтяной промышленности, в 1946 году оно было разделено на Министерство нефтяной промышленности Южного и Западного районов СССР и Министерство нефтяной промышленности Восточного района СССР.

85 лет назад

В 1940 году в США с использованием алюмомолибденового катализатора был осуществлен первый промышленный процесс каталитического риформинга – гидроформинг.

82 года назад

В 1943 году в СССР введен в эксплуатацию первый магистральный газопровод Бугуруслан – Похвистнево – Куйбышев.

36 лет назад

В 1989 году Министерство газовой промышленности СССР преобразовано в государственный газовый концерн «Газпром».

26 лет назад

В 1999 году был введен в эксплуатацию крупнейший в мире нефтеперерабатывающий завод – НПЗ Джамнагаре, способный перерабатывать более 60 млн тонн нефти в год.

20 лет назад

В 2005 году на экспорт отправлена первая партия российского СПГ.

17 лет назад

В 2008 году в Южной Корее построено самое крупное подземное нефтехранилище в мире вместимостью 19,9 млн баррелей нефти.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитик
Анатолий Чижевский

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифиорова
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 РАЕН

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко

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

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

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

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

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



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

Дефицит топлива
в России составляет

20 %

К сентябрю бензин
подорожал

на 8,36 %

Независимые заправочные
станции составляют

60 %
рынка

Правительственные меры должны
способствовать ежемесячному
притоку на российский рынок

450 ТЫС.
ТОНН ТОПЛИВА

ТОПЛИВНЫЙ КОЛЛАПС: ОТ ЭКСПОРТА К ИМПОРТУ

Анна Павлихина

Обострившаяся в середине лета ситуация с поставками бензина вылилась в дефицит, достигший к сентябрю 20%. Вместо 2 млн тонн рынок получил 1,6 млн тонн, производство дизельного топлива отстает от плана на 10%.

Недополучив нужное количество топлива АЗС по всей стране начали ограничивать продажи. Наиболее подверженными кризисной ситуации оказались регионы с небольшим количеством автозаправок: Восточная Сибирь, Дальний Восток, Кавказ, Крым. Так, в Крыму, Севастополе, Хабаровском крае был введен 30-литровый лимит и запрет на продажу топлива в канистры. Подогревая ажиотаж, автомобилисты начали записываться в очереди, провоцируя закупки впрок, что еще больше усугубило ситуацию с количеством бензина на заправках. В результате к началу октября более 350 независимых АЗС в стране прекратили работу.

Панические настроения, вылившиеся в чрезмерный спрос, стали одной из причин роста цены. Повышение стоимости бензина зафиксировано на АЗС 77 регионов. За лето цена основных марок несколько раз била собственные рекорды, к сентябрю бензин подорожал на 8,36%, наибольший рост пришелся на Севастополь, где стоимость выросла на 5,65%, и Крым – 4,9%.

На цену повлияли и другие факторы, основной среди них – ремонты пострадавших от атак БПЛА мощностей нефтеперерабатывающих заводов, что привело к снижению производства и уменьшению биржевых продаж. Цена на бирже также выросла, в некоторых регионах превысив розницу.

Топливный союз забил тревогу: усилившаяся налоговая нагрузка, рост тарифов ЖКХ и транспортных услуг, а также задержки биржевых поставок и несоответствие



фактических объемов законтрактованным поставили под вопрос рентабельность розничной торговли топливом. Это может стать большой проблемой не только для ретейла и автомобилистов, ведь независимые заправочные станции составляют сегодня 60% рынка. Выход из сложившейся ситуации члены союза видят в изменении механизма регулирования цены, за основу которого предлагают взять композитный индекс инфляции, учитывающий изменение в системе налогообложения и кредитования. Также Топливный союз высказался против предложенной правительством меры в отношении запрета на экспорт дизельного топлива для непроизводителей, аргументируя это скромными объемами. Однако эксперты оспаривают довод, утверждая, что увеличение поставок на внутренний рынок даже при избытке мощностей снизит общую напряженность. В начале октября ограничения на экспорт дизельного топлива были также установлены и для производителей.

Запрет на экспорт – одна из мер, предпринятых правительством для разрешения кризиса. В августе он был установлен сроком до 31 октября, а в начале осени продлен до конца года. В той или иной мере запрет на

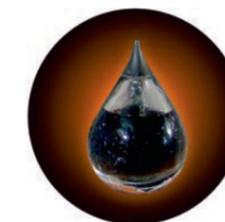
экспорт действует на протяжении последних двух лет. В 2023 году в сезон повышенного спроса это помогло избежать дефицита на внутреннем рынке, в этом году мера пока не принесла ощутимого результата.

Среди других шагов, предпринятых правительством для урегулирования ситуации на внутреннем рынке нефтепродуктов, обнуление ввозных таможенных пошлин. Теперь бензин, ввозимый из Китая, Южной Кореи и Сингапура через специальные пропускные пункты на Дальнем Востоке не будет облагаться пятипроцентной пошлиной. Поставлять это топливо смогут только аккредитованные организации – «Роснефть», АО «ННК» и ВО «Промсырьеимпорт», что обусловлено их инфраструктурным присутствием в регионе и наличием мощностей, необходимых для организации поставок. Планируется, что на топливо даже введут демпфер, что позволит продавать бензин на российском рынке дешевле, чем он стоит за рубежом. Это позволит смягчить ситуацию в Дальневосточном регионе и, возможно, Сибири, но в отношении западной части страны, учитывая длинные логистические цепочки, мера не выглядит столь же действенной.

Поэтому планируется увеличить закупки топлива в Белоруссии. С июля по сентябрь импорт составил 96,9 тыс. тонн, что на 36% превышает объем топлива, закупленного в Белоруссии за тот же период в прошлом году, поставки дизеля в августе составили 21,1 тыс. тонн, в сентябре – 38,7 тыс. тонн. Планируется организовать с белорусскими заводами систему толлинга, что позволит привлечь на российский рынок 300 тыс. тонн бензина.

Помимо наращивания экспорта, правительство намерено увеличить производство внутри страны имеющимися мощностями. Для этого обсуждается возможность возвращения на полгода в рецептуру производства бензиновых октан-корректоров. В частности, монометиланилина, запрещенного 9 лет назад из-за несоответствия экологическим требованиям. Вещество относится ко второму классу опасности и в стопроцентной концентрации наносит вред организму. Однако в составе топлива оно не превышает 1%, что существенно снижает риски нанесения вреда здоровью и окружающей среде. Так утверждают специалисты. Но уже то, что некогда добавка была отменена и сейчас ее возвращают не более чем на полгода, подтверждает наличие не самых лучших потребительских свойств.

По мнению разработчиков этой антикризисной программы, реализация намеченных мер должна способствовать ежемесячному притоку на российский рынок 450 тыс. тонн топлива, из которых 350 тыс. тонн придется на бензин. Это на 50 тыс. тонн больше выпавших объемов. Должно прибавлять оптимизма и то, что близится к завершению высокий сезон – время отпусков и сельскохозяйственных работ, но даже при этом А. Новак не исключает, что могут возникнуть риски ухудшения ситуации. И на то есть основания, учитывая, что основная причина сложившегося дефицита – ремонт НПЗ, а в условиях санкций и отсутствия доступа к оборудованию проводить модернизацию заводов крайне сложно, в то же время дефицит бюджета не позволит оказать предприятиям господдержку. ●



БЮДЖЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ: РОСТ НЕФТЕГАЗОВЫХ ДОХОДОВ, КОРРЕКТИРОВКА ДЕМПФЕРА И НОВЫЕ ИНВЕСТИЦИИ В ГЕОЛОГИЮ

Анастасия Хасанова

В Государственную Думу внесен проект федерального бюджета на 2026–2028 гг. Документ предусматривает рост нефтегазовых поступлений, поэтапное сокращение нефтегазового дефицита, продолжение корректировки топливного демпфера и масштабное финансирование геолого-разведочных проектов.

Согласно пояснительной записке к проекту бюджета, в 2026 г. нефтегазовые доходы составят 8,92 трлн руб., в 2027 году – 9,1 трлн руб., в 2028 году – 9,7 трлн руб. На динамику поступлений повлияет изменение мировых цен на энергоресурсы и курса долл. США, структура добычи и переработки, заложенная в прогнозе Минэкономразвития, введение с 1 января 2027 г. налогового вычета при исчислении НДС на нефть, добываемую на участках с высокой степенью выработанности в рамках режима НДС.

Нефтегазовые доходы, согласно расчетам Минфина, в 2026 г. составят 31,4 трлн руб., в 2027 г. – 33,9 трлн руб., в 2028 г. – 36,2 трлн руб. В отношении корректировки топливного демпфера Минфин предложил продлить действие механизма ценового дифференциала при расчете выплат нефтяным компаниям. Ожидается, что акцизы на бензин в 2025 г. принесут в бюджет 204 млрд руб., в 2026 г. – 220,5 млрд руб., в 2027 г. – 230 млрд руб., в 2028 г. – 239 млрд руб. В рамках законопроекта предусмотрено повышение точки отсечения демпфера для бензина и дизеля на 10 п.п. с сентября 2025 г. Это означает, что нефтяные компании смогут получать выплаты при более высоких биржевых ценах.

В рамках госпрограммы «Воспроизводство и использование природных ресурсов» на геолого-разведочные работы из бюджета планируется выделить 40,2 млрд руб. Из которых 15,064 млрд руб. будут направлены в 2026 г., 16,092 млрд руб. – в 2027 г., 9,049 млрд руб. – в 2028 г. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Индия заявила США, что для отказа от российской нефти необходимо снять санкции с Венесуэлы и Ирана. На закупку нефти из РФ нет прямого запрета, действует лишь механизм ограничения цен, при этом индийские компании закупают российскую нефть через международных трейдеров, а не напрямую и по ценам ниже установленного G7 верхнего предела. Чего следует ожидать в случае отказа Индия от закупки нефти в России?

Чем обернется для рынка отказ Индии от российской нефти?

23%

Прекращение закупок нефти у России может спровоцировать резкий рост цен на мировом рынке

12%

Если с Венесуэлы и Ирана будут сняты санкции, то эти страны смогут восполнить утраченные Россией объемы и дефицита не возникнет

18%

Венесуэла и Иран не смогут быстро нарастить добычу и компенсировать долю России на мировом рынке

29%

Покупка российской нефти Индией обеспечивает стабильность цен и сбалансированность рынков

18%

Индия не откажется от российской нефти, так как такой же дисконт не предложит ни один экспортер

BP опубликовала прогноз мировой энергетики до 2050 г. По оценкам компании спрос на нефть начнет снижаться после 2030 г. В глобальном масштабе спрос стабилизируется до конца текущего десятилетия, а затем начнет снижаться из-за сокращения использования продуктов нефтепереработки автомобильным транспортом. Как это отразится на российской экономике?

Как снижение спроса на нефть после 2030 г. отразится на российской экономике?

15%

До конца десятилетия цены на нефть продолжат расти, это позволит подготовиться к энергетическому переходу

25%

Основным продуктом экспорта станет СПГ, экспорт которого, несмотря на ограничения, останется востребованным

23%

Спрос на российскую нефть еще долго будет поддерживаться за счет быстрорастущих экономик Азии

17%

Отказ основных импортеров от российской нефти приведет к проблемам для российской экономики

20%

К периоду снижения спроса на нефть Россия переориентируется на экспорт других энергоносителей

Ведущая технология защиты от избыточного давления с использованием аэрокосмических разработок



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



Пружинный предохранительный клапан с прямой нагрузкой серии HTDO/B
Размеры: 1" D2"-20" BB24"
Диапазон давления: 150~2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+816° C



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



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



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



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



BAPTEEC LTD
Beijing Aerospace Petrochemical Technology and Equipment Engineering Corporation Limited

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

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

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

РЖД снизит тарифы на перевозку нефтепродуктов

Правление Российских железных дорог утвердило скидку 50% на внутрироссийские и экспортные перевозки нефтепродуктов в вагонах-цистернах отправлением с 250 станций российских железных дорог. Снижение тарифов будет действовать с начала 2026 г. Также в рамках «тарифного коридора» РЖД решили в следующем году снизить тарифы на 5% на порожний пробег цистерн, следующих после перевозки нефтепродуктов, на 42,1% – на порожний пробег цистерн, которые следуют после перевозки конденсата со станции Лужская в Ленинградской области на станцию Лимбей в ЯНАО. Понижающие коэффициенты к тарифам будут действовать весь 2026 год. Скидки

ЕххонMobil сообщает, что запасы природного газа на месторождениях Regasus и Glafkos могут составлять 254 млрд м³. Разведочная скважина Regasus-1 была пробурена в июле 2025 г. и выявила наличие газоносного пласта мощностью 350 метров, извлекаемые запасы Glaucus составляют 140–225 млрд м³. Совместно с QatarEnergy компания ведет ГРП на Кипре и разрабатывает перспективный блок 10, занимающий центральное место в реализации планов Кипра стать региональным газовым хабом

необходимы для обеспечения сбалансированности тарифной нагрузки на грузоотправителей и привлечения дополнительных объемов перевозок компанией. С января по август погрузка нефти и нефтепродуктов на сети РЖД по сравнению с аналогичным периодом 2024 г. снизилась на 4,9%. По заявлению компании это связано с ремонтами на НПЗ.

Российские правила иностранного участия

Кабмин РФ уточнил условия получения доли участия в проекте Сахалин-1 для иностранных участников – японской Sakhalin Oil and Gas Development Co. Ltd. (Sodeco) и индийской ONGC Videsh, согласно которым компании получают долю участия после исполнения обязательств, прописанных в указе президента от августа 2025 г. Согласно указу, в частности, иностранная сторона консорциума должна добиться отмены санкций, которые негативно влияют на исполнение соглашения по проекту, включая при необходимости их судебное обжалование.

Кроме того, среди условий обозначено заключение договоров о поставке необходимого для проекта оборудования иностранного производства и запчастей к нему и договоров о техническом сотрудничестве. Также компании следует зачислить на расчетный счет нового оператора проекта Сахалин-1 денежные средства, ранее накопленные на ликвидационном счете по соглашению.

TotalEnergies построит во Франции морскую ВЭС Centre Manche 2 (AO8) мощностью 1,5 ГВт, которая станет крупнейшим объектом ВИЭ-генерации в стране. Производство электроэнергии планируется начать в 2033 г. Уровень переработки, повторного использования или перепрофилирования лопастей, башен и гондол составит 95%, магниты генераторов будут перерабатываться или использоваться повторно в 100% случаев

Shell начала добычу природного газа на месторождении Victory в британском секторе Северного моря. В 2024 г. 61% от общего объема потребляемого газа в Великобритании был импортирован. Реализация проекта Victory рассматривается как шаг к снижению зависимости от зарубежных поставок. Объем добычи на полке составит около 25 тыс. бнз в сутки. Shell планирует построить одну скважину, которую подключат к инфраструктуре системы Greater Laggan Area компании TotalEnergies с помощью нового трубопровода протяженностью 16 км

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

Россия построит в Иране АСММ

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 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

В Узбекистане открыли крупное газовое месторождение на плато Устюрт. Ранее поисковые работы в стране проводились на глубине, не превышающей 3 тыс. м. В этом году впервые была пробурена скважина 6,5 тыс. м. В июле министерство энергетики Узбекистана, SOCAR и Узбекнефтегаз подписали соглашение о разделе продукции для освоения Устюртского НГР, предусматривающее разведку, разработку и добычу углеводородов на 6 инвестиционных блоках

загрузку перспективных проектов развития предприятий в связи с запуском олефинового комплекса ЭП-600 мощностью 600 тыс. т в год на НКНХ.

Россия примет участие в строительстве вьетнамской АЭС

Росатом и вьетнамская Power Engineering Consulting Joint Stock Company 2 (PECC2) договорились о сотрудничестве в рамках строительства первой во Вьетнаме АЭС Ниньтуан-1. Меморандум направлен на объединение усилий в области актуализации технико-экономического обоснования проекта и углубление сотрудничества в сфере развития электросетевой и логистической инфраструктуры. В 2011 г. Россия и Вьетнам подписали соглашение о строительстве двух энергоблоков АЭС Ниньтуан-1 на 2,4 ГВт. Однако в 2016 г. из-за дороговизны проект был остановлен. В июне 2024 г. Россия и Вьетнам подписали меморандум о графике строительства Центра ядерной науки и технологий. Участие России в проекте АЭС обсуждается с начала текущего года. Ввод станции в эксплуатацию обеспечит выработку электроэнергии для удовлетворения 15–18% спроса. ●

Национальная иранская компания NIOC подписала двадцатилетний контракт с металлургической Mobarakeh Steel Co. и инженерно-строительной OIEC на разработку и эксплуатацию газового месторождения Madar с запасами 250 млрд м³. Разработка месторождения предполагает строительство 20 скважин и монтаж 100-километрового газопровода. В рамках контракта планируется добыть 65 млрд м³ природного газа и 127 млн барр. газового конденсата

Мировой нефтетрейдер Vitol и североамериканский дистрибьютор топлива Sunoco получили первую партию бензина с нигерийского НПЗ Dangote Oil Refinery, доставленную в США. Ожидается, что запуск Dangote, одного из крупнейших в мире нефтеперерабатывающих заводов мощностью 650 тыс. барр. в сутки, изменит глобальные энергетические потоки. В частности, сократит импорт топлива в Нигерию, а излишки будут экспортироваться преимущественно в Европу

До **47,6**
млрд долл.

Китай и Россия
нарастили
торговлю
энергоносителями
за 8 месяцев 2025 г.



Казахстан и США
подписали соглашения
и меморандумы на сумму

5 млрд
долл.



75,2
млрд руб.

получит ФРП
на докапитализацию в
рамках бюджета
на 2026–
2028 годы



До **70%**

выросла
импортнезависимость
России в нефтегазовом
оборудовании



До **2029**
года

запустят
первый малотоннажный
комплекс СПГ в ХМАО



На **6%**

снизилась добыча угля
в Кузбассе за 8 месяцев
2025 г.



На **0,3%**

выросла
выработка
электроэнергии в Германии
в первой половине 2025 г.



На **5%**
выросло
потребление электроэнергии
в Китае в августе



На **3,9%**

ЛУКОЙЛ
снизил добычу
нефти в 1-м
полугодии 2025 г.



На **6%**,
до **174**
млрд м³,

Китай увеличил добычу
газа с января по август



На **18%**

снизился морской
экспорт нефтепродуктов
из России за первую
половину сентября 2025 г.



На **120** тыс.
барр./
сутки

Иран увеличил
суточную
нефтедобычу



На **62%**

упала чистая прибыль
компании Татнефть в 1-м
полугодии 2025 г.



На **3,8%**,

до **431,4**
млрд м³,
снизилась
суммарная добыча газа
в России за 8 месяцев 2025 г.



На **50%**
Китай нарастил
парк зарядных устройств
для электромобилей за год



1,68 млн
барр./
сутки

составили поставки
нефти нефтеналивными
танкерами из Ирана
в августе 2025 г.



На **8,5%**

снизился импорт российской
нефти Китаем
за 8 месяцев
2025 г.



16,45
млрд м³

газа
экспортировал
Азербайджан за январь–
август 2025 г., что на 3,9 %
превышает показатель
аналогичного периода 2024 г.



В **56** млрд
тонн

оцениваются
остаточные запасы нефти
в Западной Сибири



На **4,9%**

Норвегия
снизила добычу
газа в августе 2025 г.



СЕРДЦЕ РОССИЙСКОЙ ЕСТ

«Газпром трансгаз Москва» готовится встретить 80-летие

В БУДУЩЕМ ГОДУ РОССИЯ ОТМЕНИТ 80-ЛЕТИЕ СОБЫТИЯ, ПОЛОЖИВШЕГО НАЧАЛО ЕДИНОЙ СИСТЕМЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ (ЕСГ) И ВСЕЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ СТРАНЫ: 11 ИЮЛЯ 1946 Г. ЗАРАБОТАЛ ПЕРВЫЙ МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД «САРАТОВ – МОСКВА». ПРИРОДНЫЙ ГАЗ ПРИШЕЛ В ИСТЕРЗАННУЮ ВОЙНОЙ СТОЛИЦУ, ЗАМЕНЯЯ В КВАРТИРАХ И КОТЕЛЬНЫХ ДРОВА, МАЗУТ, УГОЛЬ, КЕРОСИН... В ТОМ ЖЕ МЕСЯЦЕ ДИРЕКЦИЯ ПЕРВОЙ ГАЗОВОЙ МАГИСТРАЛИ БЫЛА РЕОРГАНИЗОВАНА В УПРАВЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДА. ЧЕРЕЗ ДЕСЯТИЛЕТИЯ ЭТА ОРГАНИЗАЦИЯ ВЫРОСЛА В ОДНУ ИЗ КРУПНЕЙШИХ РОССИЙСКИХ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ КОМПАНИЙ – ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ МОСКВА»

NEXT YEAR, RUSSIA WILL CELEBRATE THE 80TH ANNIVERSARY OF THE EVENT THAT MARKED THE BEGINNING OF THE UNIFIED GAS SUPPLY SYSTEM (UGSS) AND THE COUNTRY'S ENTIRE GAS INDUSTRY: THE FIRST MAIN GAS PIPELINE, SARATOV-MOSCOW, BEGAN OPERATING ON JULY 11, 1946. NATURAL GAS CAME TO THE WAR-TORN CAPITAL, REPLACING FIREWOOD, FUEL OIL, COAL, AND KEROSENE IN APARTMENTS AND BOILER ROOMS. THAT SAME MONTH, THE DIRECTORATE OF THE FIRST GAS PIPELINE WAS REORGANIZED INTO THE GAS PIPELINE OPERATIONS DIRECTORATE. DECADES LATER, THIS ORGANIZATION GREW INTO ONE OF RUSSIA'S LARGEST GAS TRANSPORTATION COMPANIES, GAZPROM TRANSGAZ MOSCOW LLC

Ключевые слова: единая система газоснабжения, магистральный газопровод, транспортировка газа, газораспределение, кадры.

Ирина Лазарева

ООО «Газпром трансгаз Москва»

Энергия газа – центру России

Сегодня «Газпром трансгаз Москва» обеспечивает транспорт газа к городам и селам 14 густонаселенных субъектов центральной части России, включая Москву и Московскую область. В общей сложности компания обеспечивает «голубым топливом» четверть населения страны. Поставки газа потребителям за восемь месяцев текущего года превысили 54 млрд м³ газа, что составляет примерно треть всех поставок ПАО «Газпром» на внутреннем рынке.

Общая протяженность газопроводов «Газпром трансгаз Москва» превышает 21 тыс. км. Перекачку и подачу топлива по трубам обеспечивают 22 компрессорные станции (КС), а также свыше 700 газораспределительных станций (ГРС) и контрольно-распределительных пунктов (КРП). Оптимальное устройство сети и ряд уникальных инженерных решений обеспечивают бесперебойную подачу газа потребителям – даже при аварийной ситуации на каком-либо участке.

Также в ведении компании находятся экспортные магистрали, ведущие к западным российским границам. Таким образом, «Газпром трансгаз Москва» выступает одним из важнейших звеньев ЕСГ России.

Навстречу людям

Регионы Центральной России активно развиваются: поднимаются новые микрорайоны, растут предприятия, продолжают газифицироваться села и поселки. Отвечая на нужды населения и производства, «Газпром трансгаз Москва» расширяет и модернизирует свою газотранспортную сеть.

Активно ведется реконструкция газораспределительных станций, что позволяет увеличить производительность. Например, в текущем году ведутся работы по реконструкции ГРС «Ясногорск» в Тульской области, благодаря чему будет обеспечено стабильное газоснабжение региона. В целом, в 2021–2025 гг. по программе развития газоснабжения и газификации, совокупная производительность ГРС компании увеличилась более чем на 660 тыс. м³ в час, и в ближайшие годы показатель планируется наращивать далее.

Большое внимание компания уделяет обеспечению «голубым топливом» отдаленных сел и деревень. В этом отношении ведется тесное сотрудничество с предприятиями «Газпром Межрегионгаз», газораспределительными компаниями, а также с администрациями муниципалитетов. В результате совместной работы повышается уровень жизни сельчан в районах, отдаленных от крупных городов.

В зоне особого внимания «Газпром трансгаз Москва» – повышение надежности газоснабжения приграничных районов у западных рубежей страны. В рамках инвестиционной программы ПО «Газпром» завершено строительство газопровода-отвода к ГРС «Стародуб» в Брянской области. Теперь даже в экстренных ситуациях жители 11 районов на юго-западе Брянщины не останутся без газа в домах. В будущем году планируется запустить новый газопровод-перемычку «ГРС Стародуб – ГРС Новозыбков».

Также «Газпром трансгаз Москва» активно задействована в важных инфраструктурных проектах на территории ЦФО, реализация которых нередко требует переустройства газовых коммуникаций на соответствующих территориях. В предыдущие годы была изменена конфигурация нескольких газотранспортных магистралей и отводов в местах пересечений с Центральной кольцевой автодорогой (ЦКАД) в столичном регионе, а также в связи со строительством трассы М-12 «Москва – Нижний Новгород – Казань – Екатеринбург». Также компания перестроит ряд газопроводов в зоне строительства высокоскоростной железнодорожной магистрали «Санкт-Петербург – Москва».

Безопасность на первом месте

Масштаб и сложность газотранспортной инфраструктуры ЦФО требует от «Газпром трансгаз Москва» непрерывной работы по ремонту и техническому перевооружению своих объектов.

За восемь месяцев 2025 г. были полностью проведены планово-предупредительные ремонты в 39 компрессорных цехах. Сотрудники компании выявили и устранили свыше 140 дефектов на технологических трубопроводах КС в текущем году и свыше 800 – за два предыдущих.

Не меньшее внимание уделяется внутритрубной диагностике линейной части магистральных газопроводов (МГ). На 2025 г. «Газпром трансгаз Москва» запланированы работы на более 3,1 тыс. км трассы. За восемь месяцев план был выполнен уже на 93%. Специалисты компании обследовали 2900 км МГ, в ходе чего на 210 трубах был выявлен и затем устранен 861 дефект, представляющий потенциальную опасность. Около двух км труб различных диаметров были заменены полностью.

При ремонтах и реконструкции объектов «Газпром трансгаз Москва» внедряют передовые технологии. Так, недавно на КС «Острогжская» (Воронежская область) опробовали направляющие лопатки первой ступени для турбины высокого давления ГПА типа ГТ-750-6, изготовленные с помощью 3D-печати. Пилотный проект признан успешным.

Кроме того, «Газпром трансгаз Москва» заботится не только об экономике своих проектов, но и о бережном отношении к людям. Яркий пример: в текущем году в рамках капитального ремонта газоперекачивающих агрегатов (ГПА)

на КС «Белоусовская» (Калужская область) была заменена шахта выхлопа. При этом было применено новаторское техническое решение, которое снизило уровень шума в округе на 10%. Планируется, что вскоре станет тише и в окрестностях КС «Серпуховская» в Московской области.



Кадры на вес золота

«Газпром трансгаз Москва» – ответственный работодатель. В компании трудятся свыше 12 тыс. человек, причем две трети из них – это люди рабочих специальностей. И, хотя рынок труда испытывает недостаток квалифицированных электрогазосварщиков, электромонтеров, трубокладчиков и людей других важных профессий, укомплектованность кадров компании превышает 94%.

«Газпром трансгаз Москва» активно сотрудничает со многими учебными заведениями высшего и среднего профессионального образования, формируя резерв будущих молодых рабочих. Студенты имеют возможность пройти оплачиваемую практику и стажировку на производственных предприятиях компании. Лучшие практиканты и стажеры получают оферту о трудоустройстве.

Работа в «Газпром трансгаз Москва» привлекает молодых не только достойным заработком, но и возможностями роста. В компании разработана матрица карьеры и активности молодого работника (до 35 лет), с помощью которой можно прозрачно оценивать работу специалиста, формировать индивидуальные карьерные треки, намечать перспективы.

В «Газпром трансгаз Москва» действует система наставничества, которая позволяет, с одной стороны, лучше адаптировать молодых на предприятии, а с другой – удерживать в компании опытных специалистов старшего возраста. Для наставников предусмотрен ряд мер материальной и нематериальной мотивации, специальные программы обучения.

Достойная оплата за добросовестный труд – важнейшая черта кадровой политики «Газпром трансгаз Москва». С начала 2025 г. введены дополнительные выплаты для рабочих ключевых специальностей, для отдельных категорий предусмотрены ежемесячные стимулирующие премии. В конце текущего года большая часть персонала перейдет на новую повременно-индивидуальную систему оплаты труда.

Кроме того, сотрудники компании и члены их семей пользуются пакетом социальных льгот, гарантий и компенсаций. ●

KEYWORDS: unified gas supply system, main gas pipeline, gas transportation, gas distribution, personnel.

ПОРОШКОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ И ИНГИБИТОРЫ КОРРОЗИИ: инновационные решения для защиты металлов в нефтегазовой отрасли Астраханского региона

КОРРОЗИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНОЙ ИЗ ГЛАВНЫХ ПРОБЛЕМ, С КОТОРЫМИ СТАЛКИВАЕТСЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ, ПРИВОДЯ К ЗАМЕТОМЫМ ЭКОНОМИЧЕСКИМ ПОТЕРЯМ И УГРОЗАМ БЕЗОПАСНОСТИ. В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЙ В БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ СТАЛИ ПРИОРИТЕТОМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ. ВАЖНЫМ АСПЕКТОМ ЯВЛЯЕТСЯ ОБУЧЕНИЕ И СЕРТИФИКАЦИЯ ПЕРСОНАЛА, ЧТО СПОСОБСТВУЕТ БОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ РИСКАМИ. УПОР НА ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ТАКЖЕ СТАНОВИТСЯ АКТУАЛЬНЫМ В КОНТЕКСТЕ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ. АВТОРЫ СТАТЬИ ПОДЧЕРКИВАЮТ ЗНАЧИМОСТЬ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА В БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ, ЧТО СПОСОБСТВУЕТ СНИЖЕНИЮ ЗАТРАТ И ПОВЫШЕНИЮ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

CORROSION IS ONE OF THE MAIN CHALLENGES FACING THE OIL AND GAS INDUSTRY, DRIVING ECONOMIC LOSSES AND SAFETY THREATS. IN RECENT YEARS, THE DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION OF NEW TECHNOLOGIES AND IMPROVEMENTS IN THE CORROSION INDUSTRY HAS BECOME A PRIORITY TO IMPROVE EQUIPMENT'S RELIABILITY AND ITS PERIOD OF SERVICE. PERSONNEL TRAINING AND CERTIFICATION ARE CRUCIAL, ENSURING MORE EFFECTIVE RISK MANAGEMENT. A FOCUS ON ENVIRONMENTALLY FRIENDLY TECHNOLOGIES IS ALSO BECOMING INCREASINGLY IMPORTANT IN THE SUSTAINABLE GROWTH QUESTION. THE AUTHORS EMPHASIZE THE IMPORTANCE OF A COMPREHENSIVE AGREEMENT IN THE CORROSION INDUSTRY, WHICH CONTRIBUTES TO COST REDUCTION AND IMPROVED PROCESS SAFETY

Ключевые слова: коррозия, промышленный процесс, коррозионное разрушение металла, сероводород, защита от коррозии, ингибитор коррозии.

**Иноземцев
Андрей Николаевич**

**Каберда
Олеся Николаевна**

Группа ДННГБ 21,
ФГБОУ ВО «Астраханский
государственный технический
университет»

В данной работе на основе эмпирических методов научных исследований, путем наблюдений, сравнений и классификаций рассматриваются современные подходы к предотвращению коррозии, включая использование подходящих материалов (пористые и порошковые), катодной защиты, защитных покрытий и подачи ингибиторов.

Коррозия – это разрушение металла в результате химической или электрохимической реакции с окружающей средой. Ее называют

«антиметаллургией», потому что она возвращает металлы в их естественное состояние, смешивая их с другими элементами (особенно с O₂).

Существуют различные виды коррозии: равномерная, точечная, щелевая, межкристаллитная, гальваническая и т.д., и они связаны с различными отраслями: инфраструктурой, коммунальными услугами, производством, промышленностью и транспортом. Затраты на борьбу с коррозией связаны с потерей

производительности, проблемами со здоровьем, безопасностью и окружающей средой.

Например, кислый влажный газ Астраханского газоконденсатного месторождения за счет высокого содержания сероводорода (до 25% объема), диоксида углерода (14–15% объема), воды с растворенными солями, механических примесей, а также появления в процессах переработки водорода, свободной серы, тиолов, хлоридов, хлороводорода, карбоновых и полииноновых кислот является коррозионно-агрессивным по отношению к углеродистым сталям, поэтому, согласно исследованию «Электрохимия и коррозия: обзор и методы исследования» от 30 декабря 2024 г, использование такого оборудования является крайне нецелесообразным и опасным для предприятий.

Проблема коррозии широко распространена в нефте- и газоперерабатывающей промышленности, поскольку процессы переработки происходят при высоком давлении и температуре. Кроме того, из-за вредных жидкостей возникают специфические виды коррозии (сульфидная коррозия, коррозия нафтеновой кислотой, коррозия кислой водой и т.д.).

При переработке нефти с высоким содержанием нафтеновых кислот некоторые элементы атмосферной колонны, работающие при температуре выше 200°C, подвержены интенсивному коррозионному разрушению в виде глубоких каверн и желобков, лишенных продуктов коррозии.

Вода является очень агрессивным природным электролитом для многих металлов и сплавов из-за растворенного в ней кислорода. Другими элементами, влияющими на коррозию, являются: pH, хлорид, общее количество растворенных твердых веществ, жесткость металла и высокая температура.

Согласно исследованию коррозионной активности почв, проведенному Е.Ю. Стариковым, к.т.н., доцентом Зуевым М.В. и Ягиным В.С. с участием студентов группы ТЭБ-201 Кузбасского государственного технического университета имени Т.Ф. Горбачева в Кемерово, которое состоялось 29–30 ноября 2022 года, коррозионная активность почвы зависит от электропроводности,

концентрации кислорода, содержания солей и кислот. Она часто встречается в резервуарах для хранения, кабелях и трубопроводах. Аэрация почвы – хороший способ уменьшить коррозию, поскольку в почве выше скорость испарения и ниже содержание воды.

Коррозию можно уменьшить, используя порошковые материалы и ингибиторы коррозии.

• Порошковые материалы, которые наносятся методом высокоскоростного газопламенного напыления с помощью специального оборудования. Можно выделить преимущества данного подхода: Порошковые покрытия обладают высокой стойкостью к химическим воздействиям и механическим повреждениям, что делает их идеальными для использования в сложных условиях. Технологии нанесения порошковых материалов обеспечивают равномерное распределение на поверхности, что снижает риск образования коррозионных очагов. Порошковые технологии позволяют сократить затраты на защиту от коррозии за счет уменьшения расхода материала и повышения срока службы покрытия. Впервые на АГПЗ металлизационное покрытие

• Ингибиторы коррозии обычно адсорбируются на поверхности металла, образуя защитную пленку. По проекту разработки Астраханского газоконденсатного месторождения французской фирмы «TECHNIP» для защиты внутренней поверхности объектов от коррозии предусматривалась подача ингибиторов коррозии «Сепакорр», «Додиген», «Секангаз», «Виско» «ИКБ 2-2» и дезмульгаторов «Кемеликс» и «Геркулес» на промысле, которые должны защищать не только газоконденсатопроводы, подводные на завод сырьевую смесь, но и внутреннюю поверхность оборудования установок сепарации пластового газа и очистки его от кислых компонентов. Также предусмотрен точечный впрыск ингибиторов.

На протяжении уже более 20 лет по настоящее время противокоррозионная защита внутренней поверхности оборудования и трубопроводов промысловых объектов Астраханского ГКМ осуществляется ингибитором коррозии «Dodigen 4482-1с» зарубежного производства. Этот ингибитор в плане применения полностью соответствует особенностям

На протяжении уже более 20 лет противокоррозионная защита внутренней поверхности оборудования и трубопроводов промысловых объектов Астраханского ГКМ осуществляется ингибитором коррозии зарубежного производства

было нанесено в ноябре 2002 года, и с тех пор все абсорберы сероочистки У-172/272 были защищены такими покрытиями. Однако испытания показали возможность подпленочной коррозии в среде с высоким содержанием сероводорода. В ответ на это разработчик ООО «ТСЗП» предложил двухслойное покрытие, состоящее из подслоя и основного слоя. В июле 2006 года в абсорбер С01 1У172 было нанесено новое покрытие, где первый слой использует порошок ПР-Х14Н7СЗРЗ с более низкой точкой плавления, что позволяет получить менее пористое покрытие. Это решение должно предотвратить контакт среды с основным металлом и снизить риск подпленочной коррозии.

нашего месторождения и обеспечивает эффективную противокоррозионную защиту объектов, что подтверждается результатами определения скорости коррозии. Несмотря на достоинства этого импортного вещества, в условиях существующей мировой обстановки возникла необходимость в его замене отечественным аналогом. В результате проведенных исследований, опубликованных авторами Зонтовым Р.Е., Булдаковой А.М., Шевяховым А.А. от имени ООО «Газпром добыча Астрахань» под названием «Опыт и перспективы использования соляной кислоты для интенсификации притока газа на Астраханском ГКМ», установлено, что ингибированная соляная кислота, изготовленная на основе синтетической соляной кислоты с добавлением ингибитора

УДК 620.197.3

коррозии Солинг, значительно превосходит традиционную техническую ингибированную соляную кислоту по таким характеристикам, как поверхностное натяжение, коррозионная активность, устойчивость к отслоению ингибитора и содержание вредных примесей.

В связи с этим принято решение о закупке данной кислоты производства ООО «Зиракс» для использования в ГПУ ООО «Газпром добыча Астрахань» в работах по интенсификации притока газа.

«Золотой стандарт» противокоррозионной обработки – это многослойные системы на основе эпоксидных, в том числе цинконаполненных, грунтовок, полиуретановых и полиэфирных финишных покрытий, а также кремнийорганических составов

Также для уменьшения коррозии можно использовать:

- Подходящие материалы, то есть титановые сплавы в теплообменниках и трубках конденсатора, обладают высокой стойкостью.
- Катодную защиту, при которой металл, который необходимо защитить, превращается в катод в ходе электрохимической реакции или в гальванической ячейке. Она используется для борьбы с коррозией в морской среде, но не может предотвратить МИК (микробиологически обусловленную коррозию). Она также очень распространена для предотвращения почвенной коррозии.
- Защитные покрытия, такие как армированные стекловолокном пластмассы. Они сочетают в себе свойства смолы (например, полиэфирной, эпоксидной и винилового эфира) и стекловолокна. Первое обеспечивает химическую стойкость, а второе – механическую прочность и устойчивость к внешним повреждениям.

Технологии идут вперед, но, как считают эксперты, в ближайшие годы вряд ли изменится «золотой стандарт» противокоррозионной обработки – это многослойные системы на основе эпоксидных, в том числе цинконаполненных, грунтовок и полиуретановых и полиэфирных финишных покрытий, а также кремнийорганических составов (силосанов). В сочетании

с качественным цинкованием, не менее 80–120 мкм, они позволяют снизить скорость коррозии в 50 раз и увеличить срок службы конструкций до 80 лет. Сейчас основные направления инноваций – подбор составов, которые обеспечивают максимально длительную защиту, чтобы сократить расходы при простоях из-за ремонта, а также повышение технологичности их нанесения.

Недооцененной остается защита от коррозии на основе порошковых красок. Эта технология

хоть и одобрена отраслевыми нормативными документами, но все еще редко используется для защиты труб, несмотря на исследование «Эффективность порошковых красок в защите от коррозии» от 24 марта 2025 г., в котором говорится, что в силу химических особенностей покрытия на основе эпоксидных смол обеспечивают более надежную защиту стали при меньшей толщине. Сложности с внедрением порошковых материалов возникают из-за того, что они дороже традиционных, а техпроцесс их нанесения сложнее, так как включает обязательный этап нагревания состава для правильной полимеризации покрытия.

Кроме того, продолжится использование металлов с повышенной коррозионной стойкостью. Так, металлоконструкции из некоторых сортов стали покрываются оксидной пленкой, и на определенном этапе процесс коррозии значительно замедляется, вплоть до полного прекращения. Также в будущем наиболее перспективно применение нержавеющей коррозионно-стойких сталей, в т.ч. легированных азотом, устойчивых к локальным видам коррозии и сероводородному растрескиванию.

Таким образом, можно сделать вывод, что борьба с коррозией – серьезная проблема для промышленных процессов. Она затрагивает все отрасли и применительно к опасным

предприятиям, таким как нефтеперерабатывающие заводы, может нанести серьезный ущерб окружающей среде и людям. Существует несколько методов борьбы с коррозией (катодная защита, защитное покрытие и т.д.) и мониторинга (метод вихревых токов, коррозионные пластины и т.д.).

Использование современных технологий и методов в борьбе с коррозией в нефтегазовой отрасли Астраханской области является неотъемлемой частью стратегии повышения безопасности и эффективности производства. Инвестиции в антикоррозионные решения не только способствуют снижению затрат на обслуживание и ремонт, но и обеспечивают устойчивое развитие отрасли в долгосрочной перспективе.

Сравнительный анализ этих исследований показывает широкий спектр факторов, влияющих на коррозию и защиту материалов в нефтегазовой отрасли. Инновационные решения, такие как ингибиторы коррозии и порошковые покрытия, обладают высоким потенциалом, но требуют дальнейшего исследования и анализа для оптимального применения. Необходимость в стандартизации и соблюдении нормативов также остается важным аспектом для безопасного использования новых технологий в данной сфере. ●

Литература

1. Приходько С.А. Опыт применения новых защитных покрытий технологического оборудования ООО «Газпром добыча Астрахань» // Журнал «Территория Нефтегаз», № 3 (11), 2008. Е.А. Кириллов.
2. Ляшенко А.В., Жирнов Р.А., Изюмченко Д.В. Опыт защиты от коррозии скважин при добыче углеводородной продукции с высоким содержанием сероводорода и диоксида углерода // Вестник газовой науки: науч.-техн. сборник – 2013. – № 4. – С. 28–35.
3. Медведева М.Л. Коррозия и защита оборудования при переработке нефти и газа: учебное пособие для подготовки дипломированных специалистов по специальности 130603 «Оборудование нефтегазопереработки» направления 130600 «Оборудование и агрегаты нефтегазового производства» / М.Л. Медведева; Федер. агентство по образованию, Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина. – Москва: Нефть и газ, 2005. – 311 с.
4. Ившин, Я.В. Защита оборудования ингибиторами коррозии в нефтяной отрасли: учебное пособие / Я.В. Ившин, А.Е. Лестев; под редакцией А.Ф. Дресвянникова. – Казань: Изд-во КНИТУ, 2021. – 112 с.
5. Улиг Г.Г., Ревин Р.У. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику. – Ленинград: Химия, 1989. – 456 с.
6. К. Кроуи, Ж. Масмонтейл, Р.Томас Тенденции в кислотной обработке матрицы. Шлюмберге. Нефтяное обозрение, осень 1996.

KEYWORDS: corrosion, industrial process, corrosion damage to metal, hydrogen sulfide, corrosion protection, corrosion inhibitor.

ИННОВАЦИОННОЕ МАСЛО ROLF ULTRA

МОТОРНОЕ МАСЛО ROLF ULTRA ПРОИЗВЕДЕНО С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДВУХ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ СИНТЕЗИРОВАНИЯ БАЗОВЫХ МАСЕЛ ИЗ ГАЗА – GTL&PAO И ЕВРОПЕЙСКОГО ПАКЕТА ПРИСАДОК INFINEUM.



Крайне низкая испаряемость



Температура застывания -61 °C

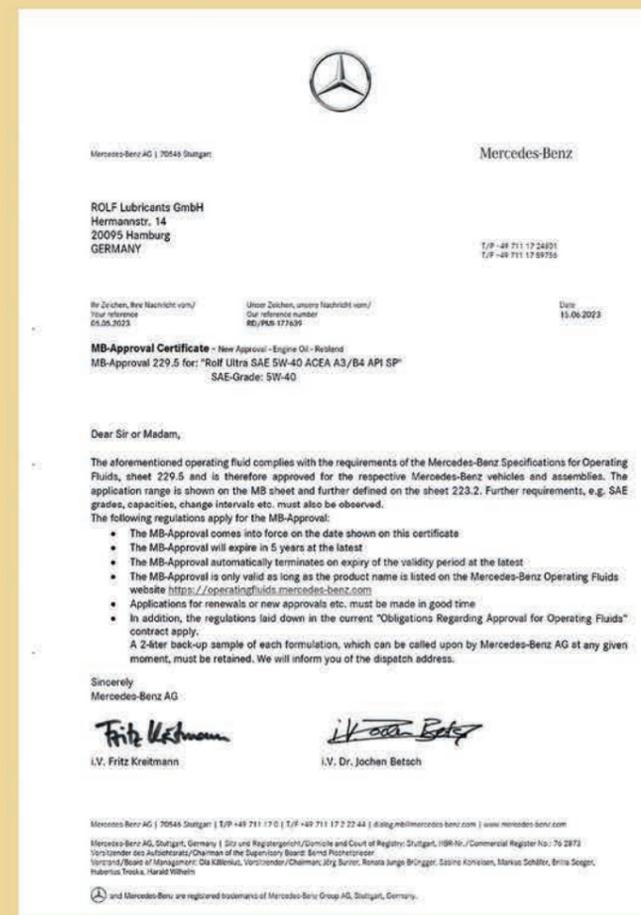


Уникальная термоокислительная стабильность

ROLF ULTRA ИМЕЕТ ОФИЦИАЛЬНЫЕ ОДОБРЕНИЯ АВТОПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ



Все официальные допуски автопроизводителей на продукцию ROLF



ПРИМЕНЕНИЕ ДУПЛЕКСНЫХ И СУПЕРДУПЛЕКСНЫХ СТАЛЕЙ: обзор публикаций

Елагина Оксана Юрьевна
заведующая кафедрой трибологии и технологии ремонта нефтегазового оборудования, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, профессор, д.т.н.

Вышегородцева Галина Ирековна
доцент кафедры трибологии и технологии ремонта нефтегазового оборудования, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, доцент, к.т.н.

В РАБОТЕ ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ПУБЛИКАЦИЙ, ПРЕИМУЩЕСТВЕННО ЗАРУБЕЖНЫХ, РАССМАТРИВАЮЩИХ РАЗЛИЧНЫЕ АСПЕКТЫ РАЗРАБОТКИ, ПРОИЗВОДСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ДУПЛЕКСНЫХ И СУПЕРДУПЛЕКСНЫХ РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ СТАЛЕЙ. В СТАТЬЕ АНАЛИЗ УСЛОВНО РАЗДЕЛЕН НА ЧЕТЫРЕ ТЕМАТИЧЕСКИХ РАЗДЕЛА, СВЯЗАННЫХ СО СВОЙСТВАМИ, ПРОИЗВОДСТВОМ, СВАРИВАЕМОСТЬЮ И КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТЬЮ ДУПЛЕКСНЫХ И СУПЕРДУПЛЕКСНЫХ СТАЛЕЙ

THE PAPER ANALYZES PUBLICATIONS, MAINLY FOREIGN ONES, CONSIDERING VARIOUS ASPECTS OF DEVELOPMENT, PRODUCTION AND OPERATION OF DUPLEX AND SUPERDUPLEX STEELS. DOMESTIC AND FOREIGN. IN THE ARTICLE, THE ANALYSIS IS CONDITIONALLY DIVIDED INTO FOUR THEMATIC SECTIONS RELATED TO THE PROPERTIES, PRODUCTION, WELDABILITY AND CORROSION RESISTANCE OF DUPLEX AND SUPERDUPLEX STEELS

Ключевые слова: *дуплексные стали, супердуплексные стали, свойства дуплексных сталей, свойства супердуплексных сталей.*

Привлекательное сочетание высокой прочности и пластичности, хорошая коррозионная стойкость в разных агрессивных средах, удовлетворительная свариваемость являются основными преимуществами дуплексных и супердуплексных сталей, определившими их широкую востребованность в настоящее время в нефтегазовой промышленности. К этим сталям относятся малоуглеродистые ($C \leq 0,03\%$) высокохромистые стали ($Cr \geq 22\%$) с дополнительным легированием Mo, N и для ряда марок W.

Несмотря на активизацию в последние годы интереса к внедрению этих сталей, они не являются принципиально новыми материалами. Первая сталь типа «дуплекс» была получена в 1930 году в Швеции и Финляндии, затем в 1936 году во Франции запатентована под маркой «дуплекс». В СССР близкими по химическому составу и свойствам обладали экспериментальные стали ЭИ67 (03X22Н6М2), ЭИ68 (03X23Н6), ЭИ130 (03X24Н6ФМ3) и т.п. В нашей стране эти стали в технической литературе получили название двухфазных или экономно-легированных сталей.

Преимущества двухфазных высоколегированных сталей по сравнению с аустенитными однофазными сталями связаны с возможностью обеспечения более высокого уровня прочности.

ФАКТЫ
В 1930
ГОДУ
в Швеции и Финляндии была получена первая сталь типа «дуплекс»

Однако наличие смешанной аустенитно-ферритной структуры приводит к возникновению ряда проблем технологического и эксплуатационного характера. В связи с активным внедрением в промышленность дуплексных и супердуплексных сталей в научно-технической литературе публикуется значительное количество исследований, рассматривающих различные аспекты разработки, производства и эксплуатации дуплексных и супердуплексных сталей. Необходимость обобщения указанной информации определила актуальность подготовки выпусков дайджестов, посвященных данной тематике [1]. Следует отметить, что большая часть исследований, рассмотренных в указанных выше дайджестах, опубликована в иностранных журналах. Анализ разделения публикаций по тематикам не выявил преимущественного интереса исследователей к определенным направлениям. Условное деление публикации в представленных дайджестах на четыре тематических раздела, связанных со свойствами, производством, свариваемостью и коррозионной стойкостью дуплексных и супердуплексных сталей, показывает актуальность и устойчивый интерес ко всем перечисленным тематикам (рисунок 1).

Обеспечение заданного уровня качества, прочностных свойств и структуры высоколегированных сталей, конечно, связано с технологией их производства. В этом направлении для обеспечения высокого качества двухфазных сталей типа «дуплекс» и «супердуплекс» особые требования выдвигаются к дегазации расплава и чистоте по неметаллическим включениям. Выплавка сталей этой группы

РИСУНОК 1. Анализ распределения публикаций 2024 года по тематикам, связанным с дуплексными и супердуплексными сталями



УДК 621.791

осуществляется в высокочастотных индукционных печах и дополняется применением вакуумно-кислородной и аргоно-кислородной дегазации, что значительно улучшает качество стали, а также позволяет контролировать содержание азота.

Повышение качества дуплексных сталей может оказывать решающее влияние на предотвращение локальных коррозионных поражений, причиной которых выступают неметаллические включения. В работе [2] показана возможность управления чистотой стали при выплавке в условиях открытой индукционной плавки путем модифицирования редкоземельными металлами.

По химическому составу и степени легирования двухфазные высоколегированные стали могут быть разделены на четыре группы. К низколегированным сталям типа «дуплекс» относят стали с содержанием Cr 22–23% и Mo до 0,6%. Такие стали называют «тощими» сталями. К среднелегированным сталям «дуплекс» относят стали, содержащие Cr в диапазоне 22–24% и повышенную концентрацию Mo до 2,0–3,0%. Эта группа занимает почти 80% от всех выпускаемых сталей «дуплекс». Высоколегированные стали «дуплекс» характеризуются содержанием Cr до 25%, а стали типа «супердуплекс» – содержанием Cr 25–26% и повышенным содержанием молибдена и азота.

Одним из направлений разработки новых марок сталей этой группы является микролегирование, направленное на создание нитридных и интерметаллидных фаз, обеспечивающих формирование специальных свойств. Так, в работе [3] рассмотрены вопросы повышения коррозионной стойкости дуплексной нержавеющей стали UNS S31803 (DSS) за счет микролегирования редкоземельными элементами. К дуплексным сплавам с особыми физическими свойствами относятся стали низкой плотности, которые, наряду с хорошим соотношением прочности и пластичности, имеют пониженную плотность. В работе [4] исследована микроструктура дуплексной стали низкой плотности Fe–8,03Mn–6,10Al–0,4C (мас. %). Добавки тантала, рассмотренные в работе [5], обеспечивают повышение коррозионной стойкости в зоне термического влияния дуплексной нержавеющей стали, подвергнутой изотермической термообработке старением, имитирующей сварку при высоком подводе тепла и низкой скорости охлаждения.

Изготовление изделий из дуплексных сталей методами холодной и горячей обработки давлением приводит к изменению механических свойств. В работе [6] рассмотрено деформационное поведение дуплексной нержавеющей стали 2205, где показано, что прочность на растяжение постепенно уменьшается с ростом температуры деформации. При обработке давлением в диапазоне 1020–1260 °C относительное сужение снижается более чем на 60%. Измельчение зерна и формирования градиентной нанозернистой двухфазной структуры у дуплексной нержавеющей стали 2101 рассмотрены в работе [7].

Применение аддитивных технологий также требует корректировки химического состава дуплексных сталей для регулирования микроструктуры и морфологии выделения аустенитно-ферритных фаз. В работе [8] рассмотрен процесс создания новой дуплексной нержавеющей стали с использованием

ФАКТЫ

На **4**
группы

делятся двухфазные высоколегированные стали по химическому составу и степени легирования

in-situ легирования сплава Fe–Cr–Mn и чистых порошков Ni и настройки плотности энергии лазера при сплавлении порошкового слоя. Также вопросы изготовления изделий из дуплексных и супердуплексных сталей методами аддитивных технологий рассмотрены в работах [9, 10, 11].

Значительное внимание при изучении влияния системы легирования на структуру дуплексных и супердуплексных сталей уделяется процессам образования сигма-фазы, ее характеристика и ее влияние на свойства. Эти вопросы рассмотрены в работе [12] на примере дуплексной нержавеющей стали 2205, в работе [13] на примере непрерывнолитого сляба из супердуплексной нержавеющей стали. Комплексные исследования кинетики образования сигма-фазы в супердуплексных и гипердуплексных нержавеющих сталях рассмотрены в работе [14], применительно к разработке присадочных металлических проволок. Избыточное выделение σ -фазы в зоне термического влияния сварного соединения и в основном металле приводит к резкому росту твердости, что провоцирует возникновение и развитие трещин. Указанная проблема рассмотрена в работе [15] на примере разрушения фланца из дуплексной нержавеющей стали S31803, который преждевременно вышел из строя из-за коррозионно-усталостного растрескивания на морском нефтяном месторождении.

Главной предпосылкой для создания сталей «дуплекс» было снижение склонности к межкристаллитной и питтинговой коррозии, наблюдающихся у аустенитных сталей с содержанием углерода от 0,08% и выше. Также немаловажным фактором, определившим разработку двухфазных высокохромистых дуплексных сталей, выступил дефицит никеля. Повышенное содержание хрома обеспечивает этим сталям высокую коррозионную стойкость в морской воде и агрессивных коррозионных средах. Однако выделение сигма-фазы в ряде случаев может провоцировать развитие у сталей этой группы питтинговой коррозии.

Так, в работе [16] вопросы питтинговой и гальванической коррозии стали 2205 DSS с σ -фазой были исследованы в присутствии микробиологического воздействия, вызванного бактерией *Pseudomonas aeruginosa*.

Несмотря на хорошую коррозионную стойкость и оптимальные механические свойства, дуплексные нержавеющие стали подвержены водородной хрупкости. Поэтому пониманию поведения водорода в структуре двухфазных сталей и его взаимодействию с микроструктурными дефектами уделяется значительное внимание. Вопросы водородной хрупкости и сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением, связанные с эксплуатацией дуплексных сталей в средах с разным содержанием сероводорода и солевым составом, рассмотрены в работах [17, 18, 19]. На процесс диффузии и накопления водорода в высокохромистых сталях влияют границы зерен и взаимодействие α/γ -фаз. Особенности диффузии водорода в ферритной и аустенитной фазах супердуплексной нержавеющей стали UNS S32750 рассмотрены в работе [20]. В работе [21] показано, что питтинги преимущественно зарождаются на участках обогащения водородом, в качестве которых выступает граница раздела фаз, а не фаза аустенита. Вместе с тем в работе [22] показано, что восприимчивость основного металла сварного соединения к питтингу при наводороживании выше у аустенитной фазы. Однако в некоторых областях металла шва первой корродирует ферритная фаза, что связано с накоплением водорода в феррите сварного шва.

Разница в скорости коррозии разных зон термического влияния сварных соединений дуплексных сталей также отмечалась в работе [23]. Так, у тощей дуплексной нержавеющей стали наибольшую стойкость к точечной коррозии продемонстрировала область в зоне термического влияния, которая охлаждалась с наиболее высокой скоростью и, соответственно, наиболее склонна к образованию кубических метастабильных нитридов CrN.

Улучшение коррозионной стойкости сварных соединений достигается термической обработкой. Однако назначение режимов термической обработки требует учета химического состава и исходной структуры сварного соединения. Так, в работе [24] показано, что после обработки на твердый раствор при 960 °C в структуре остается небольшое количество нитрида хрома, сформировавшееся при сварке, а при повышении температуры обработки на твердый раствор до 1120 °C нитрид хрома полностью растворяется. Повышение коррозионной стойкости после термической обработки сварного соединения наблюдается при снижении или полном растворении выделений нитрида хром. Поэтому стойкость к питтингу у сварного соединения после обработки при 960 °C из-за остаточного нитрида хрома существенно ниже.

Аналогичные исследования были выполнены для сплава UNS S32205 в работе [25]. Исследуемые образцы охлаждались с различными скоростями охлаждения после обработки на твердый раствор при 1050 °C. Уменьшение скорости охлаждения приводит к увеличению доли сигма-фазы, а образец с наибольшим количеством сигма-демонстрирует наименьшую коррозионную стойкость.

ФАКТЫ

Высокий
уровень
вязкости

дуплексных и супердуплексных сталей определяет возможность их применения в циклически нагруженных конструкциях

Высокий уровень вязкости дуплексных и супердуплексных сталей определяет возможность их применения в циклически нагруженных конструкциях. Такие условия эксплуатации требуют изучения процессов усталостного разрушения, в связи с чем ряд публикаций рассматривают вопросы усталостных разрушений на таких конструктивных элементах, как подшипники из тощей дуплексной нержавеющей стали с метастабильным аустенитом [26, 27], железобетонные колонны, армированные двумя различными марками арматурных стержней из нержавеющей стали: аустенитной EN 1.4301 и дуплексной EN 1.4362 [28], сварные соединения. Так, в работе [29] представлены экспериментальные и модельные исследования механизма усталостного разрушения сварных соединений дуплексной нержавеющей стали, согласно которым выявлена взаимосвязь между размером зерна и амплитудой деформаций. Для снижения влияния сварки на потерю усталостной прочности сварных соединений, вызванную уменьшением доли аустенита в сварном шве из-за выгорания азота, в работе [30] предложено проводить азотирование металла шва защитным газом путем добавления различного содержания N_2 в защитный газ Ar во время процесса сварки.

Возможность замены многофазных среднеэнтропийных сплавов AlCrFe2Ni2 и AlCrFe2Ni2Mo0,1 на супердуплексную сталь 1.4517 оценивалась в работе [31] по результатам испытаний на циклический трехточечный изгиб.

Упрочняющая обработка дуплексных сталей мало распространена, так как по мере упрочнения дуплексная нержавеющая сталь резко теряет свое преимущество высокой пластичности. Однако в ряде публикаций приводятся разработки, связанные с модифицированием поверхностного слоя и нанесением покрытий. Так, в работе [32] представлены результаты исследований низкотемпературного газового азотирования поверхности отожженной нержавеющей стали 2205. Эффективность применения азотирования для повышения стойкости к трибокоррозии показана в работе [33] на примере супердуплексной нержавеющей стали UNS S32750.

Нанесение на поверхность двухфазных сталей металлических покрытий может быть эффективно при решении специфических вопросов изготовления или эксплуатации. Так, в работе [34] для повышения коррозионной стойкости и износостойкости дуплексной нержавеющей стали AISI 2205 рассматривается нанесение защитных покрытий из композиционного состава $\text{Cr}_3\text{C}_2/10\%\text{NiCr}$ методом HVOF. В результате исследований показано, что покрытие задержало коррозионное повреждение сплава и снизило скорость износа сплава AISI 2205.

Высокое содержание хрома в дуплексных и супердуплексных сталях может создать существенные проблемы при сварке. Значительная часть этих проблем связана с выделением интерметаллидных фаз, диффузией хрома к границам зерен и охрупчиванием металла зоны термического влияния. Применение различных методов сварки требует разработки индивидуальных подходов и технологий их реализации. Для регулирования структуры и свойств сварного соединения в работе [35] предложена компьютерная симуляция процесса сварки с использованием метода конечных элементов, которая включает термические, механические и металлургические свойства стали SAF2507 (EN 1.4410).

Свариваемость дуплексных нержавеющей сталей частично зависит от процесса ферритизации высокотемпературной зоны термического влияния (HT-HAZ). Для изучения этой проблемы в работе [36] были применены различные методы для исследования роста зерна и реформации аустенита в HT-HAZ для тощей дуплексной марки UNS S32101.

В работе [37] исследовалось влияние сварки вольфрамовым электродом в газовой среде (GTAW) и сварки под флюсом (SAW) на микроструктуру, механические и коррозионные свойства дуплексной нержавеющей стали (DSS) SAF 2507. Показано, что применение разных методов сварки оказывает влияние на содержание аустенита в металле сварных швов, что отразилось на уровне их прочности и коррозионной стойкости. По результатам исследований для сварных соединений большой толщины было рекомендовано применение метода SAW.

При использовании многопроходной дуговой сварки металлическим электродом из-за избыточного нагрева возникает проблема охрупчивания сварных соединений дуплексных сталей при температуре 475 °С. Для исследования процессов, протекающих в этом интервале температур, в работе [38] моделируется сварка супердуплексной нержавеющей стали одним валиком с последующим использованием физического симулятора Gleeble.

Для сварки дуплексных сталей малой толщины применяются комбинации дугowych процессы MIG и TIG. В работе [39] рассмотрены результаты исследований по обеспечению заданной скорости процесса и качества сварки применительно к соединениям дуплексной стали 1.4462 толщиной 2 мм.

Расширение области применения дуплексных сталей, в том числе и для автомобильной промышленности, рассмотрено в работе [40]. Сварка элементов автоцистерн из дуплексной стали 1.4462 потребовала подбора параметров дуговой сварки для предотвращения возникновения трещин, которые

ФАКТЫ

475 °C

– температура, при которой возникает проблема охрупчивания сварных соединений дуплексных сталей

могут наблюдаться как в зоне термического влияния (ЗТВ), так и в сварном шве.

Снижение тепловложения при сварке дуплексных и супердуплексных сталей является одним из актуальных направлений при разработке технологий их сварки. Поэтому применение лазерных технологий для сварки дуплексных сталей показывает интересные перспективы для формирования сварных соединений с заданным уровнем свойств. Так, в работе [41] рассмотрены фазовые превращения и механические свойства сварных соединений, выполненных с применением лазерной сварки для суперсплава UNS N07718 и дуплексной нержавеющей стали UNS S32304.

При снижении степени легирования дуплексных сталей применение лазерной сварки требует подбора параметров сварки для поддержания сбалансированного соотношения фаз феррита и аустенита в металле сварного шва. В работе [42] эти вопросы рассмотрены для тощей дуплексной нержавеющей стали NSSC 2120, и показано, что расстояние фокусной точки от поверхности листа оказывало значительное влияние на геометрию шва и содержания аустенита.

Для повышения ударной вязкости сварных соединений, выполненных лазером, целесообразно проведение послесварочной термической обработки. В работе [43] исследована ударная вязкость сварных швов дуплексной нержавеющей стали S32101 (DSS) после термообработки при 1100 °С в течение разного времени. Увеличение времени термообработки привело к росту количества аустенита в сварном шве. Однако ключевым фактором при определении ударной вязкости сварного шва оказалась не объемная доля аустенита, а его морфология и распределение в структуре.

Использование концентрированных источников теплоты при сварке дуплексных и супердуплексных сталей приводит к потере азота и формированию преимущественно ферритной структуры. В работе [44] представлен подход к решению этой проблемы путем подачи присадочной проволоки на основе никеля в ванну расплава при сварке супердуплексной нержавеющей стали 2507. ●

Анализируемые источники

1. Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.gubkin.ru/general/structure/upravlenie-strategicheskogo-razvitiya/ontidajest.php> Дата обращения: 04.08.2025 г.
2. Повышение коррозионных свойств дуплексной стали с помощью модифицирования PЗМ / В.С. Карасев, Г.Е. Коджаспиров, А.С. Федоров [и др.] // Известия высших учебных заведений. Черная металлургия. – 2024. – Т. 67, № 2. – С. 219–228. – DOI 10.17073/0368-0797-2024-2-219-228. – EDN KGDAXF
3. Liu, X. Effect of rare earth metals on passivation behavior of UNS S31803 duplex stainless steel in sulfuric acid solution / X. Liu, D. Ju, L. Chen // Construction and Building Materials. – 2024. – Vol. 421. – P. 135644. – DOI 10.1016/j.conbuildmat.2024.135644. – EDN HVFXK
4. Tailoring Strength and Ductility of an Fe–Mn–Al–C Low-Density Duplex Steel by Controlling the Cooling Path after Hot Rolling / Zh. Li, R. Chen, Yi. Wang [et al.] // Advanced Engineering Materials. – 2024. – Vol. 26, No. 3. – DOI 10.1002/adem.202301595. – EDN EMKPAZ
5. Mechanism of improving corrosion resistance in heat affected zone of duplex stainless steel by tantalum addition / M. Kawamori, Ju. Kinugasa, Yu. Katsuki [et al.] // Corrosion Science. – 2024. – Vol. 227. – P. 111748. – DOI 10.1016/j.corsci.2023.111748. – EDN XSGMOZ
6. Hot Deformation Behavior of Duplex Stainless Steel 2205 / Zh. Yong-Jun, D. Yuan, Hu. Jie-Ren [et al.] // Metal Science and Heat Treatment. – 2024. – Vol. 65, No. 9–10. – P. 624–628. – DOI 10.1007/s11041-024-00980-z. – EDN CIWSXL
7. Designing gradient nanograin dual-phase structure in duplex stainless steel for superior strength-ductility synergy / S. Xu, Y. Han, J. Sun [et al.] // Journal of Materials Science and Technology. – 2024. – Vol. 170. – P. 122–128. – DOI 10.1016/j.jmst.2023.06.026. – EDN YIVKOO
8. The deterministic effect of laser energy density on the microstructures of novel duplex stainless steel fabricated via in-situ alloying in laser powder bed fusion / X. C. Li, F. L. Shen, W. X. Du [et al.] // Materials Science and Engineering: A. – 2024. – Vol. 891. – P. 145908. – DOI 10.1016/j.msea.2023.145908. – EDN GYGNHJ
9. Corrosion of Duplex Stainless Steel Manufactured by Laser Powder Bed Fusion: A Critical Review / Y. Zhou, D. Kong, R. Li [et al.] // Acta Metallurgica Sinica (English Letters). – 2024. – Vol. 37, No. 4. – P. 587–606. – DOI 10.1007/s40195-024-01679-z. – EDN QJQXAO
10. Prathivraj, S. Effect of interpass temperature on austenite ferrite ratio of wire arc additive manufactured 2507 Super Duplex Stainless Steel / S. Prathivraj, R. Oyyaravelu // Materials Letters. – 2024. – Vol. 361. – P. 136125. – DOI 10.1016/j.matlet.2024.136125. – EDN VUFWWB
11. In-situ EBSD study of the coordinated deformation behavior of 2205 duplex stainless steel fabricated via laser powder bed fusion during the tensile process / W. Zhao, H. Xiang, X. Zhan [et al.] // Materials Science and Engineering: A. – 2024. – Vol. 901. – P. 146572. – DOI 10.1016/j.msea.2024.146572. – EDN EFUCQF
12. Nagar, R. Study and Characterization of Sigma Phase in Duplex Stainless Steel 2205 (03Kh22N6M2) / R. Nagar, K. K. Patel, A. Parmar // Metal Science and Heat Treatment. – 2024. – Vol. 65, No. 9–10. – P. 558–562. – DOI 10.1007/s11041-024-00969-8. – EDN VFYTPR
13. Sigma-Phase Distribution in 2507 Super Duplex Stainless Steel Continuous Casting Slabs / X. Chen, T. Qiao, G. Cheng [et al.] // Steel Research International. – 2024. – Vol. 95, No. 2. – DOI 10.1002/srin.202300433. – EDN XIZKBY
14. Acuna, A. Sigma phase kinetics in DSS filler metals: A comparison of sigma phase formation in the as-welded microstructure of super duplex stainless steel and hyper duplex stainless steel / A. Acuna, K. C. Riffel, A. Ramirez // Materials Characterization. – 2024. – Vol. 207. – P. 113433. – DOI 10.1016/j.matchar.2023.113433. – EDN MCGFYB
15. Characterization of σ -phase precipitation and effect on performance in duplex stainless steel S31803 / Zh. Yang, Ya. Li, Zh. Xu [et al.] // Engineering Failure Analysis. – 2024. – Vol. 157. – P. 107836. – DOI 10.1016/j.engfailanal.2023.107836. – EDN OYVHYW
16. The effects of σ phase on localized corrosion of 2205 duplex stainless steel in the presence of *Pseudomonas aeruginosa* / L. Zhu, J. Wu, P. Wang [et al.] // Corrosion Science. – 2024. – Vol. 232. – P. 112042. – DOI 10.1016/j.corsci.2024.112042. – EDN FGWWKF
17. Characteristics of Cracking Propagation During Sulfide Stress Corrosion of Hot-Rolled Duplex Stainless Steel 2205 / A. C. Gonzaga, T. S. Barros, I. M. S. Breves [et al.] // Journal of Failure Analysis and Prevention. – 2024. – Vol. 24, No. 1. – P. 309–317. – DOI 10.1007/s11668-023-01838-x. – EDN QDUYRV
18. Petrov, A. I. Effect of Hydrogen on the Corrosion Resistance of Duplex Stainless Steel / A. I. Petrov, M. V. Razuvaeva // Technical Physics. – 2024. – Vol. 69, No. 5. – P. 1324–1330. – DOI 10.1134/S1063784224040315. – EDN SLYMEO
19. Stress corrosion cracking behavior and mechanism of 2205 duplex stainless steel under applied polarization potentials / Yu. Pan, B. Sun, H. Chen [et al.] // Corrosion Science. – 2024. – Vol. 231. – P. 111978. – DOI 10.1016/j.corsci.2024.111978. – EDN EQQUEG
20. Microscopic visualization of hydrogen diffusion in UNS S32750 super duplex stainless steel: Roles of crystal structure and grain size / H. Kakinuma, S. Ajito, M. Koyama, E. Akiyama // International Journal of Hydrogen Energy. – 2024. – Vol. 59. – P. 866–873. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2024.02.069. – EDN JWBETH
21. Influence of the Interaction of Hydrogen with the Phase Boundary of Duplex Stainless Steel on Corrosion / H. Zhang, Q. Zheng, D. Wang [et al.] // Corrosion. – 2024. – Vol. 80, No. 4. – P. 417–429. – DOI 10.5006/4519. – EDN ACJHMI
22. Effect of hydrogen on the pitting corrosion of 2205 duplex stainless steel welded joints / Q. Zheng, H. Zhang, D. Wang [et al.] // Corrosion Engineering Science and Technology. – 2024. – Vol. 59, No. 2. – P. 104–119. – DOI 10.1177/1478422x241231661. – EDN SBSNMP
23. Microstructural characteristics of different heat-affected zones in welded joints of UNS S32304 duplex stainless steel using the GMAW process: analysis of the pitting corrosion resistance / E. V. Morales, A. Cruz-Crespo, Ju. A. Pozo-Morejón [et al.] // Corrosion Reviews. – 2024. – Vol. 42, No. 1. – P. 93–105. – DOI 10.1515/corrrev-2023-0061. – EDN NEGISW
24. Shen, K. Unraveling the effects of solution treatment on the microstructure and corrosion behavior of HT-HAZ in duplex stainless steel welded joints / K. Shen, W. Jiang // Journal of Physics: Conference Series. – 2024. – Vol. 2713, No. 1. – P. 012081. – DOI 10.1088/1742-6596/2713/1/012081. – EDN KLRRA
25. Electrochemical corrosion behaviour of UNS S32205 duplex stainless steel dependent on sigma phase precipitation / B. Özbay Kısasöz, İ. Tütük, S. Acar, A. Kısasöz // Materialprüfung. – 2024. – Vol. 0, No. 0. – DOI 10.1515/mt-2023-0325. – EDN NEDWUT
26. Strain rate-dependent tensile deformation behavior and fracture mechanism of Mn–N bearing lean duplex stainless steel / Y. Wang, L. Chen, L. Shao [et al.] // Materials Science and Engineering: A. – 2024. – Vol. 889. – P. 145832. – DOI 10.1016/j.msea.2023.145832. – EDN AFDGVM
27. Cyclic plastic response of Mn N bearing duplex stainless steel: The role of martensitic transformation / Sh. Hao, X. Cai, Y. Wang [et al.] // Materials Characterization. – 2024. – Vol. 209. – P. 113766. – DOI 10.1016/j.matchar.2024.113766. – EDN YRSLSO
28. Cyclic plastic response of Mn N bearing duplex stainless steel: The role of martensitic transformation / Sh. Hao, X. Cai, Y. Wang [et al.] // Materials Characterization. – 2024. – Vol. 209. – P. 113766. – DOI 10.1016/j.matchar.2024.113766. – EDN YRSLSO
29. Fatigue failure mechanism of duplex stainless steel welded joints including role of heterogeneous cyclic hardening/softening: Experimental and modeling / Zh. Dong, X. F. Xie, W. Jiang [et al.] // International Journal of Fatigue. – 2024. – Vol. 178. – P. 108010. – DOI 10.1016/j.ijfatigue.2023.108010. – EDN PJZBAV
30. Study on Fatigue Performance of Pulsed Tungsten Inert Gas Welding Joint of Duplex Stainless Steel Thin Tube / Ch. Yang, W. Zheng, R. Wang [et al.] // Materials. – 2024. – Vol. 17, No. 1. – P. 109. – DOI 10.3390/ma17010109. – EDN PYCIMS
31. Fatigue Behavior of Medium Entropy Alloys AlCrFe2Ni2 and AlCrFe2Ni2Mo0.1 – A Comparison with Super Duplex Steel 1.4517 / S. Hemes, S. Gein, N. Navavilavasan, U. Hecht // Materials Science Forum. – 2024. – Vol. 1121. – P. 61–81. – DOI 10.4028/p-w0f1ck. – EDN LEINRA
32. Lei, K. Low temperature nitriding behavior in annealed 2205 duplex stainless steel / K. Lei, J. Bai, Bo. Wang // Heat Treatment and Surface Engineering. – 2024. – Vol. 6, No. 1. – DOI 10.1080/25787616.2024.2330740. – EDN YCFDTQ
33. Tribocorrosion assessment of low-temperature plasma nitrided super duplex stainless steel / F. A. A. Possoli, A. P. N. Souza, E. A. Bernardelli, P. C. Borges // Surface and Coatings Technology. – 2024. – Vol. 479. – P. 130572. – DOI 10.1016/j.surfcoat.2024.130572. – EDN XHSIPY
34. Influence of High-Velocity Oxy-fuel Sprayed Cr3C2-NiCr Coating on Corrosion and Wear Properties of AISI 2205 / R. G. İşık, B. Özbay Kısasöz, G. Tarakçı [et al.] // Journal of Materials Engineering and Performance. – 2024. – DOI 10.1007/s11665-024-09324-7. – EDN RMHMYV
35. A Comprehensive Material Model for the Super-Duplex Stainless Steel SAF2507 in a Welding Environment / M. Prunbauer, P. Raninger, W. Ecker [et al.] // Metals. – 2024. – Vol. 14, No. 2. – P. 153. – DOI 10.3390/met14020153. – EDN PKVFX
36. Westin, E. M. Evaluation of methods used for simulation of heat-affected zones in duplex stainless steels / E. M. Westin, L. G. Westerberg // Welding in the World. – 2024. – DOI 10.1007/s40194-024-01698-5. – EDN FYAJWB
37. Investigation on microstructure evolution, mechanical properties and corrosion resistance of dual phase stainless steel joints welded by GTAW and SAW methods / Q. Chu, D. Yang, Zh. Chang [et al.] // International Journal of Pressure Vessels and Piping. – 2024. – Vol. 209. – P. 105183. – DOI 10.1016/j.ijpvp.2024.105183. – EDN FVYUSN
38. Hosseini, V. A. Physical simulation of low temperature phase separation during multipass welding of super duplex stainless steel / V. A. Hosseini, M. Thuvander // Welding International. – 2024. – Vol. 38, No. 4. – P. 290–297. – DOI 10.1080/09507116.2024.2329713. – EDN CZRCGJ
39. Comparative study between TIG-MIG hybrid and MIG welding of 1.4462 duplex steel joints / S. Weis, R. Grunert, S. Brumm [et al.] // Welding in the World. – 2024. – Vol. 68, No. 1. – P. 51–59. – DOI 10.1007/s40194-023-01620-5. – EDN NKKSRS
40. Szczucka-Lasota, B. Welding of 1.4462 duplex steel used in means of road transport / B. Szczucka-Lasota, T. Węgrzyn // Zeszyty Naukowe Politechniki Śląskiej. Seria Transport. – 2024. – Vol. 122. – P. 281–292. – DOI 10.20858/sjsutst.2024.122.15. – EDN SDHPSW
41. Nd: YAG laser beam welding of UNS N07718 superalloy and UNS S32304 duplex stainless steel: Phase transformations and mechanical properties of dissimilar joints / F. Badkoobeh, H. Mostaaf, F. Nematzadeh, M. Roshani // Optics & Laser Technology. – 2024. – Vol. 170. – P. 110254. – DOI 10.1016/j.optlastec.2023.110254. – EDN YRTAJM
42. Effects of preheating on laser beam-welded NSSC 2120 lean duplex steel / M. Landowski, S. C. Simon, C. Breznay [et al.] // The International Journal of Advanced Manufacturing Technology. – 2024. – Vol. 130, No. 3–4. – P. 2009–2021. – DOI 10.1007/s00170-023-12840-w. – EDN HQJNAE
43. Austenite Morphology and Distribution Dependence of Impact Toughness in S32101 Duplex Stainless Steel Laser Welds / B. Wang, Y. Zhang, X. Shen [et al.] // Metallurgical and Materials Transactions A: Physical Metallurgy and Materials Science. – 2024. – Vol. 55, No. 4. – P. 1183–1192. – DOI 10.1007/s11661-024-07314-x. – EDN SYYBKI
44. Microstructural and mechanical properties of electron beam welded super duplex stainless steel / T. Tóth, A. Ch. Hesse, V. Kárpáti [et al.] // Welding in the World. – 2024. – DOI 10.1007/s40194-024-01680-1. – EDN KSALHY

KEYWORDS: duplex steel, superduplex steel, properties of duplex steels, properties of superduplex steels.

В СФЕРЕ БЕЗОПАСНОЙ РАЗРАБОТКИ

РОССИЙСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОМПАНИИ АКТИВНО ИСПОЛЬЗУЮТ ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВО ВСЕХ СФЕРАХ СВОЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И НАРАЩИВАЮТ СОБСТВЕННЫЕ ИТ-КОМПЕТЕНЦИИ. ПОЭТОМУ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ И РЕШЕНИЙ ОТ ИНОСТРАННЫХ ВЕНДОРОВ, ПОКИНУВШИХ РЫНОК СТРАНЫ, – ОДИН ИЗ АКТУАЛЬНЕЙШИХ ВОПРОСОВ ОТРАСЛИ. ПО МНЕНИЮ **ВЯЧЕСЛАВА БОРИСОВА, РУКОВОДИТЕЛЯ СТРИМА «ИНЖЕНЕРНЫЕ ИНСТРУМЕНТЫ» ПЛАТФОРМЫ «СФЕРА»**, ВАЖНО НЕ ТОЛЬКО БЫСТРО ЗАМЕСТИТЬ ЗАРУБЕЖНЫЙ СОФТ ОТЕЧЕСТВЕННЫМИ АНАЛОГАМИ, НО И ДОСТИГНУТЬ ПРИ ЭТОМ КАЧЕСТВЕННО НОВОГО УРОВНЯ СКОРОСТИ, НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ИТ-СИСТЕМ ПРЕДПРИЯТИЙ

*RUSSIAN OIL AND GAS COMPANIES ARE ACTIVELY USING DIGITAL TECHNOLOGIES IN ALL AREAS OF THEIR OPERATIONS AND BUILDING THEIR OWN IT CAPABILITIES. THEREFORE, SOFTWARE IMPORT SUBSTITUTION AND SOLUTIONS FROM FOREIGN VENDORS THAT HAVE LEFT THE RUSSIAN MARKET IS ONE OF THE INDUSTRY'S MOST PRESSING ISSUES. ACCORDING TO **VYACHESLAV BORISOV, HEAD OF THE «ENGINEERING TOOLS» STREAM ON THE «SFERA» PLATFORM**, IT IS IMPORTANT NOT ONLY TO QUICKLY REPLACE IMPORTED SOFTWARE WITH DOMESTIC EQUIVALENTS BUT ALSO TO ACHIEVE A QUALITATIVELY NEW LEVEL OF SPEED, RELIABILITY, AND SECURITY FOR ENTERPRISE IT SYSTEMS*

Ключевые слова: цифровые технологии, программное обеспечение, импортозамещение, платформа «Сфера», информационная безопасность.

Ирина Герасимова

«Как раньше» больше не работает

Одним из очевидных путей к повышению качества работы является внедрение DevOps-практик (от англ. development operations). Эта методология позволяет эффективно создавать и обновлять программное обеспечение (ПО) с помощью автоматизации всех процессов. Благодаря этому формируются «конвейеры» (или пайплайны) для оперативного и непрерывного развертывания ПО.

Также DevOps подразумевает тесное взаимодействие между разработчиками и поддержкой, в силу чего дефекты выявляются уже на ранних стадиях. Таким образом, повышается конечное качество продукта.

Однако обратной стороной скорости и эффективности при создании и развертывании ПО может стать ослабление безопасности. В традиционном подходе проверка уязвимостей обычно проводится в конце цикла, перед развертыванием. При этом могут возникнуть технические проблемы: тестирование уже готового продукта создает мощные дополнительные нагрузки на систему и команды информационной безопасности (ИБ), что может мешать текущей работе предприятия.

Обычно тестируется безопасность только конкретного программного продукта. При этом разрозненность работы статических (SAST), динамических (DAST) анализаторов кода, а также анализаторов зависимостей (SCA) часто приводит к пропуску ошибок и уязвимостей. Несмотря на свою развитость, автоматические инструменты тестирования могут не выявить погрешности в логике кода или на уровне архитектуры.

Еще одна проблема – ложные срабатывания, которые при частом появлении снижают доверие к результатам проверок и тестов.

Важный момент: при традиционном подходе специалисты по безопасности работают изолированно от разработчиков и команды сопровождения. При таком сценарии часто возникает противоречие в задачах команд, так как разработчикам важно

быстрее сделать релиз и добиться высокого показателя time-to-market, экспертам по техподдержке – обеспечить прежнее качество, а отделу информационной безопасности – не допустить перебоев в работе оборудования. Менеджмент при этом не имеет цельной картины процесса и вынужден ориентироваться на разрозненные (но одинаково значимые) метрики, зачастую отдавая приоритет одним в ущерб другим.

Поэтому передовой практикой последних лет стало подключение к DevOps третьего компонента – безопасности (security), работа которого становится неотъемлемой частью разработки программных продуктов.

От DevOps к DevSecOps

Итак, сегодня DevOps эволюционирует в DevSecOps. Для этого применяется подход «сдвиг влево» (shift left), который предполагает перенос проверок безопасности на ранние этапы. То есть, анализ потенциальных угроз начинается уже с планирования архитектуры того или иного решения, а затем продолжается на всех последующих этапах релизного цикла. Подобный процесс позволяет разглядеть большинство уязвимостей «в зародыше» и предотвратить такие неприятности, как «выдача ошибок» на этапе продакшена.

Как этого достигнуть? С одной стороны, DevSecOps подразумевает автоматизацию регулярных локальных проверок качества кода в CI/CD-пайплайнах с использованием современных инструментов. Статические и динамические анализаторы кода, интегрированные в среду разработки, помогают соблюдать стандарты безопасности. При выявлении проблемы специалист тут же получает уведомление, а значит, может сразу поправить код. Также можно использовать решения для обезличивания данных, сервисы поиска уязвимостей, проверки типов лицензий и другие инструменты, повышающие качество разработки и степень защиты процессов.

В DevSecOps просматривается только один сложный момент:

его нельзя просто так взять и внедрить. Эта методология требует перестройки многих процессов и всей культуры разработки в компании. Программист теперь должен думать не только о функциональности, качестве и изящности кода, но и его безопасности. Также в списке условий – ежедневная слаженная работа и общая ответственность разработчиков, DevOps-инженеров и специалистов ИБ. Сначала это может быть воспринято командой как дополнительная нагрузка, замедляющая привычный темп. Однако такой подход кардинально снижает количество доработок и инцидентов программного продукта уже в продакшене, что в конечном итоге экономит ресурсы и самих сотрудников, и ИТ-подразделений, и всей компании.

Эксперты подчеркивают, что внедрение практик и выстраивание культуры DevSecOps на предприятии должно быть стратегически выверенным (надо сразу понимать, к чему движемся) и последовательным (начав, поворачивать уже не стоит), но при этом постепенным. Можно стартовать с точечных проектов, а затем распространять новые подходы на остальные процессы. DevSecOps уже применяют такие компании, как Магнит, ВТБ, Почта банк, Почта России, Дом.рф, их показывают, что со временем непрерывная слаженная работа над безопасностью становится естественной практикой внутри компании.

Существенным условием успешного внедрения культуры и инструментов DevSecOps выступает объединение на одной ИТ-платформе. Такие могут предоставить и российские поставщики. Функционал ряда отечественных решений в этой области сегодня во многом догоняет, а где-то и превосходит известные западные аналоги. Примером может служить «Сфера» – платформа для организации безопасной разработки – и связанная с ней экосистема продуктов и услуг по информационной безопасности «Купол» (ИТ-холдинг Т1). Эти инструменты созданы на современном технологическом стеке. Они соответствуют рыночным бенчмаркам и отвечают требованиям российских регуляторов.

Так, использование платформы «Сфера» и экосистемы «Купол» обеспечивают:

- рост объема внутренней разработки ПО;
- безопасную разработку DevSecOps;
- импортозамещение продуктов для управления разработкой;
- повышение эффективности процессов тестирования, включая работу с тест-планами, тест-кейсами и автотестами;
- прозрачность и контроль на всех этапах жизненного цикла разработки;
- защиту чувствительной информации и снижение рисков утечки данных при разработке ПО.

Платформенный подход – ответ на вызовы масштаба

Внедрение инструментов DevSecOps в крупных холдингах имеет свои особенности. Территориальная распределенность, сложность структур компаний, а также огромное количество разнообразных бизнес-процессов требуют широкого спектра ИТ-инструментов и технологий. Обилие задач приводит к тому, что одновременно применяются решения различного уровня от разных поставщиков (главным образом, западных), и так возникает «зоопарк технологий». Необходимость импортозамещения только усугубляет ситуацию.

Обеспечить слаженное взаимодействие разрозненных систем и процессов – это сложнейшая работа. Почти неизбежны противоречия, нестыковки, дублирование функций, трудности с контролем и управлением. При этом масштаб бизнеса накладывает особую ответственность за каждое решение. Неправильно

заданное направление, плохо отлаженный процесс, ошибки в исполнении могут обернуться многомиллионными убытками.

Для эффективного решения подобных проблем необходима платформа, которая обеспечивает:

- автоматизацию процессов и оркестрацию отдельных компонентов;
- управление процессами;
- аналитику и отчетность для руководства на основании понятных метрик;
- унифицированный пользовательский опыт за счет сквозной интеграции и единого интерфейса.

Российские комплексные решения способны решать такие сложные задачи. Так, платформа «Сфера» включает инструменты для разработки, тестирования, построения системы безопасности, управления задачами. Решение соответствует самым строгим корпоративным требованиям и входит в Единый реестр российского ПО (ЕРРП).

Методология платформы «Сфера» позволяет регламентировать эффективную организацию процессов разработки ПО, которая покрывает восемь основных слоев: сопровождение, управление людьми и командами, управление разработкой, управление продуктами и сервисами, инженерные практики, культура и ценности, а также сквозной мониторинг на всех этапах разработки. На базе сервиса развиваются более 40 инструментов, отвечающих разным элементам, которые могут работать вместе и по отдельности.

Важный функционал Сферы – система 3D-дашбордов, позволяющих отслеживать все этапы создания технологического продукта. При этом верхнеуровневый мониторинг может быть детализирован вплоть до анализа действий любой из команд и каждого стрима. Это помогает руководству «держать руку на пульсе» и четко понимать, как развиваются ИТ-проекты.

Практические выгоды для бизнеса

Внедрение DevSecOps на основе платформенных решений приводит к экономии ресурсов и повышению операционной эффективности компании:

- благодаря раннему выявлению уязвимостей сокращаются затраты на обеспечение информационной безопасности (ТСО);
- снижаются риски инцидентов ИБ, связанные с кибератаками, утечками информации и другими негативными сценариями;
- оптимизируется разработка ПО благодаря прозрачности и контролируемости процесса, а также повышению эффективности коммуникаций, планирования и управления;
- растет эффективность управления ИТ-активами;
- повышается уровень безопасности;
- автоматизация процессов документооборота и согласований способствует снижению издержек.

Таким образом, сегодня DevSecOps на основе платформенных решений становится стратегической необходимостью для любых компаний с собственной ИТ-экспертизой, и, в особенности, для компаний уровня enterprise. Это путь к управляемости и масштабируемости бизнеса, а также эффективному управлению рисками. ●

KEYWORDS: *digital technologies, software, import substitution, Sfera platform, and information security.*

+IT | ИТ-холдинг

Вы качаете нефть.

Мы — разработку безопасного ПО.

Сфера Платформа
Сфера
Сфера Разработка уровня
большого бизнеса

0+ Реклама. ООО «ГК «Иннотех», ИНН 9703073496, г. Москва, Ленинградский пр-кт, д. 36 стр. 41, помещ. 23



sferaplatform.ru

ЛИКВИДАЦИЯ МОРСКИХ ПЛАТФОРМ:

анализ применения мирового опыта в России



РАССМОТРЕН ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ ПО ЛИКВИДАЦИИ ВЫВЕДЕННЫХ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПЛАТФОРМ. ОПРЕДЕЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ ДЕМОНТАЖНЫХ РАБОТ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ПЛАТФОРМ, ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ФАКТОРЫ, ОГРАНИЧИВАЮЩИЕ ПРИМЕНИМОСТЬ ДАННЫХ МЕТОДОВ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

THE ARTICLE CONSIDERS FOREIGN EXPERIENCE IN DECOMMISSIONING OF OFFSHORE OIL AND GAS PLATFORMS. THE MAIN METHODS OF DISMANTLING OPERATIONS DURING PLATFORM ABANDONMENT ARE DEFINED. A BLOCK DIAGRAM OF THE MAIN METHODS IS MADE AND THE FACTORS LIMITING THE APPLICABILITY OF THESE METHODS IN RUSSIAN FEDERATION ARE ANALYZED

Ключевые слова: ликвидация, нефтегазовая отрасль, шельф, платформа, морские нефтегазовые сооружения.

Смирнов Антон Алексеевич

аспирант кафедры
«Освоение морских нефтегазовых месторождений»,
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Богатырева Елена Викторовна

заведующая кафедрой
«Освоение морских нефтегазовых месторождений»,
РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, к.т.н.

Маричев Андрей Владимирович

начальник отдела нормативно-технической
документации, ООО «СПЭБ», к.т.н.

Жемчугов Владимир Игоревич

директор филиала ООО «Газпром проектирование»

В настоящее время нефтегазовая отрасль во всем мире сталкивается с проблематикой ликвидации объектов освоения морских месторождений. По данным IHS Markit мировые расходы на ликвидацию морских объектов в период 2021–2030 гг. достигнут примерно 100 млрд долларов США, что в два раза выше по сравнению с предыдущим десятилетием. Основные объемы работ по ликвидации сосредоточены в Северном море (Великобритания и Норвегия) и Мексиканском заливе (США). Доля Великобритании в мировой структуре расходов на ликвидацию морских объектов в период 2021–2030 гг. прогнозируется на уровне 21 %, США – 17 % и Норвегии – 8 % [1].

В Российской Федерации ликвидация морских нефтегазовых объектов еще не выполнялась, апробированные технологии и методики отсутствуют. На текущий момент по самой старой платформе ПА-А «Моликпак», срок эксплуатации которой заканчивался уже в 2028 году, принято решение о проведении реконструкции и продлении срока эксплуатации до 2041 года [2].

УДК 629.563

Эта отсрочка дает возможность тщательней изучить проблематику ликвидации МНГС на основе мирового опыта и своевременно разработать подходящие для шельфа РФ технические решения.

В Северном море и Мексиканском заливе уже ликвидированы сотни морских нефтегазовых сооружений, однако среди них мало крупных морских платформ с железобетонной опорной частью, преобладающих в Российской Федерации. В настоящей статье приведены результаты анализа зарубежных проектов ликвидации следующих объектов, являющихся аналогами российских морских платформ:

- Платформы на месторождении Brent (Bravo и Delta).
- Платформы на месторождении Frigg.
- Платформа Maureen Alpha.

Рассмотрены возможные методы ликвидации морских платформ, проанализированы технические, экологические и экономические аспекты рассматриваемого процесса.

Месторождение Brent

Месторождение Brent расположено в 187 км от берега на глубине 140 метров. Эксплуатация велась с четырех платформ: Alpha, Bravo, Charlie и Delta. Добыча была прекращена в 2020 году.

Платформы Brent и Delta имеют железобетонную опорную часть (далее – ОЧ) гравитационного типа. Проектирование ликвидации данных платформ начато в 2006 году за 5 лет до окончания срока эксплуатации первой платформы (Delta).

Были рассмотрены несколько вариантов повторного использования объектов обустройства месторождения, включая применение на объектах нефтедобычи, для улавливания CO₂, преобразование в искусственные рифы и др., однако по совокупности технико-экономических критериев повторное использование платформ было признано нецелесообразным [3].

Методом ликвидации верхнего строения (далее – ВС) был определен подъем всей конструкции ВС и буксировка на берег на судне Pioneering Spirit (рисунок 1). Перед демонтажем ВС были проведены подготовительные операции по удалению жидкостей, усилению конструкций ВС и определению точек приложения нагрузок. На ОЧ в качестве меры безопасности были удалены внешние стальные райзеры и кессоны, чтобы свести к минимуму повреждения корпуса судна в маловероятном случае столкновения [4].

Компанией Shell были определены следующие варианты ликвидации ОЧ после демонтажа ВС:

- полная ликвидация;
- частичная ликвидация путем удаления части или всех опор;
- оставление на месте.

Работы по полной ликвидации ОЧ являются длительными, технически сложными и характеризуются недопустимым уровнем риска для персонала, что привело к отказу от данного варианта ликвидации ОЧ.

Частичная ликвидация ОЧ является технически реализуемой, однако соответствующие работы по проектированию и испытанию технологии резки

РИСУНОК 1. Транспортировка ВС платформы Brent Delta на берег для переработки и утилизации [5]



и технических средств крепления срезанных опорных секций продлятся несколько лет, при этом среднегодовой суммарный риск происшествий со смертельным исходом в 35 раз превышает максимальный допустимый уровень.

При оставлении ОЧ платформ на месте данный риск составляет 1 % от допустимого уровня риска.

Учитывая вышеизложенное, после проведения сравнительной оценки Shell сделан вывод, что риски для персонала, возникающие при ликвидации ОЧ, существенно превышают риски для работающих в море судов, возникающие при оставлении ОЧ. По этой причине был выбран вариант оставления ОЧ платформ на точке эксплуатации [6].

Месторождение Frigg

Освоение месторождения Frigg велось с применением 5 стационарных платформ, соединенных внутрипромысловыми трубопроводами и частично эстакадами. Интересной особенностью данного месторождения является расположение объектов обустройства в территориальных водах двух стран – Великобритании и Норвегии.

При выборе вариантов ликвидации объектов месторождения Frigg компания Equinor учитывала следующие аспекты:

- техническая реализуемость;
- воздействие на окружающую среду;
- стоимость;
- риск для персонала.

В результате рассмотрения возможных вариантов ликвидации были сделаны выводы, аналогичные выводам компании Shell на месторождении Brent. Отдельно рассматривался вариант использования одной из платформ в качестве точки соединения подводных трубопроводов, однако данное решение не было принято, а трубопроводы были соединены на дне моря с применением технологии подводной врезки [7].

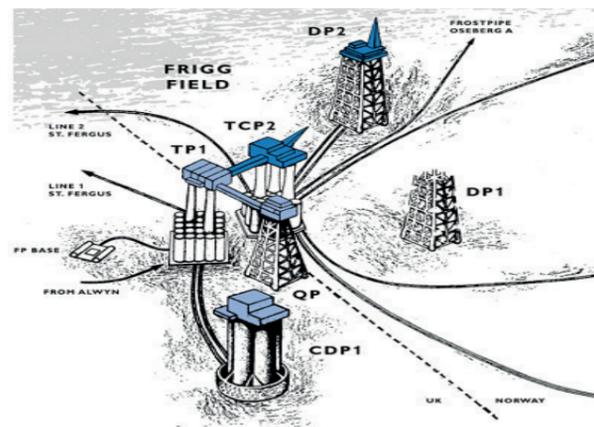
Три платформы, TCP2, CDP1 и TP1, имеют железобетонную ОЧ. DP2, QP и затонувшая DP1 имеют ферменную ОЧ (рисунок 2).

Для ликвидации месторождения были рассмотрены различные варианты, представленные в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Варианты ликвидации объектов месторождения Frigg [7]

Утилизация стальных ВС и ОЧ				
Стальное ВС	Вариант А Демонтаж и утилизация на суше			
QP, DP2	Вариант А Демонтаж и утилизация на суше			
Сравнительная оценка вариантов утилизации бетонных ОЧ				
Бетонная ОЧ TCP2, CDP1, TP1	Вариант А Восстановление плавучести, буксировка до берега, разборка и утилизация на суше	Вариант Б Демонтаж внутренних и внешних стальных конструкций, восстановление плавучести и утилизация на глубоководье	Вариант В Демонтаж внутренних и внешних стальных конструкций и срез опорной части на 55 метров от уровня моря	Вариант Г Оставление на месте, демонтаж как можно большего количества внешних стальных конструкций

РИСУНОК 2. Платформы месторождения Frigg [7]



После проведенной сравнительной оценки были сделаны следующие выводы:

- Проведение ликвидационных мероприятий по варианту А сопряжено со значительными рисками, связанными с повторным пуском балластной системы, продолжным скольжением по дну в момент отрыва и обеспечением вертикальной стабильности при подъеме ОЧ. Техническая реализуемость вариантов Б и В оценивается выше, для подтверждения необходимы дополнительные исследования в части метода среза и сдвига опор. Вариант Г основан на апробированных технологиях и является технически реализуемым.
- Снижение воздействия на окружающую среду при реализации вариантов А, Б и В требует проведения нескольких опасных операций, а потому экологические преимущества по сравнению с вариантом Г ограничены.
- Стоимость варианта Г в три раза ниже, чем вариантов А, Б и В.
- Риск для персонала для вариантов А, Б и В до 40 раз превышает максимально допустимое значение риска происшествий с летальным исходом, а для варианта Г – находится в пределах нормы.
- Вариант Г разрешен для железобетонных конструкций весом более 10 000 тонн в области применения конвенции OSPAR согласно решению OSPAR 98/3 [8].

Основываясь на данном анализе, эксплуатирующей организацией был принят вариант консервации и оставления ОЧ на точке установки (вариант Г) и демонтажа стальных конструкций ВС с утилизацией на суше [9].

Платформа Maureen Alpha

Месторождение Maureen расположено в центральной части Северного моря Великобритании в 262 км от берега на глубине 95 метров. Разработка месторождения осуществлялась с помощью одной платформы Maureen Alpha.

Необходимо отметить, что платформа Maureen Alpha была первой крупной платформой в Северном море, в проекте которой изначально были заложены решения для ликвидации или повторного использования. По этой причине платформа является единственным примером в Северном море, где был осуществлен подъем сооружения целиком.

Платформа состояла из стальной ОЧ гравитационного типа с тремя резервуарами для хранения углеводородов. Операция восстановления плавучести была осуществлена при помощи данных резервуаров. Однако для успешного проведения подобной операции было необходимо решить две задачи: обеспечение контролируемого отрыва платформы от морского дна и обеспечение равномерного распределения веса на ВС при вертикальном подъеме. Для решения первой задачи под ОЧ платформы закачивалась вода, что позволило ослабить грунт и снизить эффект всасывания в процессе отрыва. Для решения второй задачи применена штатная балластная система, изначально рассчитанная на эксплуатацию на протяжении всего срока жизни платформы [10].

Подъем платформы продолжался в течение двух часов до достижения буксирной осадки в 63 м, после чего сооружение транспортировано 6 буксирами в Норвегию для утилизации (рисунок 3).

Несмотря на относительно хорошее состояние платформы и обширные поиски потенциальных покупателей, компании Phillips Petroleum не удалось продать платформу, и она была утилизирована [12].

РИСУНОК 3. Буксировка платформы Maureen Alpha [11]



Блок-схема методов ликвидации морских платформ

Анализ рассмотренных проектов позволяет построить блок-схему методов ликвидации морской платформы (рисунок 4).

Каждый из методов проведения работ имеет собственные требования и особенности. Для определения применимости данных методов в условиях российского шельфа были определены основные ограничения, связанные с реализацией данных методов, представленные в таблице 2.

Дополнительно необходимо отметить:

- В Российской Федерации запрещена частичная ликвидация платформ, установленных в территориальном море (на расстоянии менее 12 морских миль от берега) с оставлением опорной части на точке установки, согласно Федеральному закону № 155-ФЗ «О внутренних морских водах, территориальном море и прилегающей зоне Российской Федерации» [13].
- Вариант затопления опорной части на глубоководье является допустимым согласно законодательству большинства стран, включая Российскую Федерацию, однако после резонансного инцидента с ликвидацией платформы Brent Spar, повлекшего денежные потери и общественное осуждение компании Shell, а также замену способа ликвидации с затопления на демонтаж, никогда не применялся

РИСУНОК 4. Блок-схема методов ликвидации морской платформы



ТАБЛИЦА 2. Ограничения реализации методов ликвидации ВС и ОЧ

№	Название метода	Технические ограничения	Правовые ограничения	Экономические ограничения
1 Ликвидация опорной части				
1.1	Консервация на точке установки	Метод является технически реализуемым	Метод должен быть разрешен законодательно	Не требует больших капиталовложений
1.2	Буксировка на берег	Высокая сложность отрыва ОЧ от дна и повторного задействования балластной системы после простоя в период эксплуатации	Отсутствуют	Основной статьей затрат является фрахт буксиров и иных судов
1.3	Затопление на глубоководье	Высокая сложность отрыва ОЧ от дна и повторного задействования балластной системы после простоя в период эксплуатации	Отсутствуют	Основной статьей затрат является фрахт буксиров и иных судов
2 Ликвидация верхнего строения				
2.1	Демонтаж малыми частями	Максимальная длительность и трудоемкость работ. Необходимость в транспортных судах ледового класса	Отсутствуют	Высокая стоимость, связанная с большим количеством морских операций
2.2	Демонтаж крупными модулями	Необходимость плавкрана большой грузоподъемности со значительным вылетом стрелы. Значительная длительность работ, связанная с необходимостью демобилизации плавкрана на зимний период	Отсутствуют	Высокая стоимость, связанная с отсутствием отечественных плавкранов большой грузоподъемности и их общим небольшим количеством в мире
2.3	Демонтаж однократным подъемом	Необходимость плавкрана/баржи/понтонной грузоподъемностью от 20 000 тонн	Отсутствуют	Минимальная стоимость работ в связи с малым сроком фрахта плавкрана
2.4	Комбинированный метод	Комбинирование методов позволяет частично компенсировать технические ограничения	Отсутствуют	Оптимальное соотношение в задействованных трудовых ресурсах

в связи с возможными репутационными рисками для нефтегазовых компаний [14].

- Рискованно считать, что предложенный на этапе проектирования платформы и в дальнейшем реализованный метод монтажа затем можно применить для ее ликвидации без учета долгосрочной доступности плавтехсредств, профильных специалистов и прочности конструкции [15].
- Ликвидация верхнего строения методом однократного подъема в настоящее время является практически невозможной в связи с запретом фрахта уникальных плавучих средств, принадлежащих зарубежным западным компаниям.
- Демонтаж малыми частями, не требующий привлечения сложных или дорогостоящих технических средств, является наиболее долгим и затратным методом ликвидации в связи с большим объемом работ в море.
- Демонтаж крупными модулями, позволяющий сократить время работ, проводимых в море, требует привлечения крупного плавкрана с большим вылетом стрелы и грузоподъемностью.
- Комбинированный метод позволяет сочетать преимущества различных методов, оптимизируя трудозатраты и снижая потребность в сложных плавсредствах.
- Сроки, отведенные на ликвидацию сооружений, регламентируются пунктами 11, 19 Порядка создания, эксплуатации и использования искусственных островов, сооружений и установок во внутренних морских водах и в территориальном море Российской Федерации, утвержденного Постановлением Правительства Российской Федерации от 19.01.2000 № 44, где сказано, что в случае прекращения эксплуатации искусственные установки и сооружения должны быть удалены (ликвидированы) в сроки, установленные в разрешении на создание, эксплуатацию и использование таких объектов, которое выдается Росприроднадзором и должно быть согласовано с Росрыболовством, Ространснадзором, Минобороны, Минобрнауки, ФСБ, ФТС, Ростехнадзором, Росморречфлотом, Роскомнадзором, а также с органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, территория которого прилегает к морскому побережью [16].

Заключение

Ликвидация морских нефтегазовых сооружений является актуальной и дорогостоящей проблемой для зарубежных компаний. Общемировые затраты на ликвидацию морских объектов в текущем десятилетии могут превысить 100 млрд долларов США. В Российской Федерации ликвидация морских нефтегазовых объектов еще не выполнялась, апробированные технологии и методики отсутствуют, в настоящее время осуществляется концептуальная проработка возможных решений для морских платформ на Сахалине.

Для ликвидации платформ с железобетонной опорной частью в мировой практике применяется метод частичной ликвидации, при котором демонтируется и утилизируется только ВС, а ОЧ консервируется на точке установки. В Российской Федерации применение

данного метода законодательно возможно только за пределами территориального моря (12 морских миль от берега).

Анализ рассмотренных зарубежных проектов показал, что ликвидация платформы путем восстановления плавучести с повторным использованием балластной системы в подавляющем большинстве случаев признавалась невозможной, если данные работы не были предусмотрены при проектировании платформы. Несмотря на значительную техническую сложность, восстановление плавучести с последующей утилизацией на берегу является наиболее перспективным методом ликвидации опорных частей российских морских платформ. Практическая реализация данного метода требует выполнения комплекса НИОКР по созданию и испытанию технологии отрыва платформы от дна, а также созданию соответствующего оборудования и технических средств.

Для ликвидации верхнего строения предпочтительным является комбинированный метод демонтажа, обеспечивающий сокращение сроков проведения работ и использование доступных плавсредств. ●

Литература

1. Are we entering a decade of offshore decommissioning? URL: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/research-analysis/decade-of-offshore-decommissioning.html>.
2. Second life of offshore oil and gas platforms. Chalkina A.A., Lobanov A.V., GIDROTEKHNIЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛ'СТВО, №5, 2024.
3. Brent field decommissioning programmes. URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/590212/Brent_Field_DP.pdf.
4. Brent Delta topside decommissioning programme. URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/441789/Brent_Delta_Topside_DP.pdf.
5. Brent Delta topsides removal. URL: <https://allseas.com/project/brent-delta-topsides-removal/>.
6. Shell Brent legs decommissioning OSPAR. URL: <https://www.energyvoice.com/oilandgas/north-sea/decom/454138/shell-brent-legs-decom-ospar/>.
7. Frigg field cessation plan. URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1069923/Frigg_DP.pdf.
8. OSPAR Decision 98/3 on the Disposal of Disused Offshore Installations. URL: <https://www.npd.no/globalassets/1-npd/regelverk/avslutning-og-disponering-eng/ospar-decision-98-3-on-the-disposal-of-disused-offshore-installations.pdf>.
9. Frigg field cessation plan. Close out report. URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1069924/frigg-close-out-report.pdf.
10. Maureen Refloat Project: Challenges to Control Weight and Stability Through a Decommissioning Project. Kristian Røed, Aker Marine Contractors AS; Kristin Karlsen, Aker Technology AS; Richard Davies, Phillips Petroleum Co UK Ltd.
11. The Maureen Alpha story. URL: http://maureen.hunterston.eu/image_galleries.htm.
12. Phillips retrieves reusable Maureen Alpha platform but its fate is uncertain. URL: <https://www.ogj.com/drilling-production/production-operations/article/17263029/philips-retrieves-reusable-maureen-alpha-platform-but-its-fate-is-uncertain>.
13. Federal Law of 31.07.1998 No. 155-FZ "On Internal Sea Waters, Territorial Sea and Contiguous Zone of the Russian Federation".
14. The development of international law in case of oil and gas facilities decommissioning. I.A. Khalidov, K.N. Milovidov, Moscow, Environmental protection in oil and gas complex №1 (298), 2021.
15. About some possibilities for reducing costs during decommissioning of oil and gas objects. I.A. Khalidov, Moscow, Problems of economics and management of oil and gas complex, 2020, №5.
16. Problems of legal regulation of liquidation of facilities for the development of offshore hydrocarbon deposits. Chernov L.V., Voprosy rossiiskogo i mezhdunarodnogo prava [Matters of Russian and International Law], 11 (5A), 2021.

KEYWORDS: abandonment, decommissioning, cessation, oil industry, offshore, platform, offshore oil and gas facilities.

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

Завод по производству СПГ может появиться в Хабаровском крае

В октябре 2015 года было объявлено, что завод по сжижению природного газа может быть построен в Ульском районе Хабаровского края. Участники консорциума рассматривали два варианта: площадка рядом с селом Ильинское и Де-Кастри. В последнем сегодня действует нефтеотгрузочный терминал оператора проекта Exxon Neftegas, а также терминал Роснефти.



• Комментарий Neftegaz.RU

Exxon Neftegas Limited (ExxonMobil (30%), Роснефть (20%), ONGC (20%) и SODECO (30%), оператор проекта «Сахалин-1») в феврале 2022 года начал тендерную кампанию по отбору подрядчиков для «Дальневосточного СПГ», но уже в апреле заморозил проект. Запуск завода планировался на 2027–2028 гг. В 2024 году Роснефть с партнерами по проекту «Сахалин-1» приступили к проектированию СПГ-завода, начало поставок было запланировано на 2025 год. В соответствии с долгосрочной программой развития производства СПГ в России проект расширения завода «Дальневосточный СПГ» с дополнительной мощностью до 10 млн т может быть реализован на базе ресурсов газа Роснефти (Венинский блок месторождений с запасами природного газа 578 млрд м³).



А. Дуда: Польша сделает все возможное, чтобы не дать России реализовать проект газопровода «Северный поток-2»

В октябре 2015 г. президент Польши А. Дуда заявил, что проект МГП «Северный поток-2» имеет огромное политическое значение и он сделает все, чтобы остановить его строительство. Он намерен вынести вопрос о противодействии проекту на обсуждение Вышеградской группы, в которую, помимо Словакии и Польши, входят Чехия и Венгрия.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2018 году глава польского правительства М. Моравецкий заявлял, что проект может быть убитым для Украины и в то же время укрепляет связи Германии с Россией, что, по его мнению, поставит Польшу под угрозу ценового диктата.

После взрывов газопроводов The Wall Street Journal сообщила, что Польша пыталась препятствовать расследованию диверсий на «Северных потоках», отказываясь предоставлять улики для следствия. Сегодня правительство Польши по-прежнему пытается избежать одноканальных поставок, теперь, опасаясь зависимости от одного поставщика продовольствия, оно выступает против заключения ЕК торгового соглашения со странами Южной Америки, сравнивая его последствия с проектом «Северный поток-2».

Минэнерго хочет ограничить экспорт бензина до 10%

А. Новак предложил Д. Медведеву изменить соглашение по модернизации НПЗ. Минэнерго хочет, чтобы 90% бензина поступало на внутренний рынок. Переход на стандарты Евро-5 по плану ТС грозит дефицитом топлива для России, нехватку оценивают примерно в 10% от общероссийского производства.

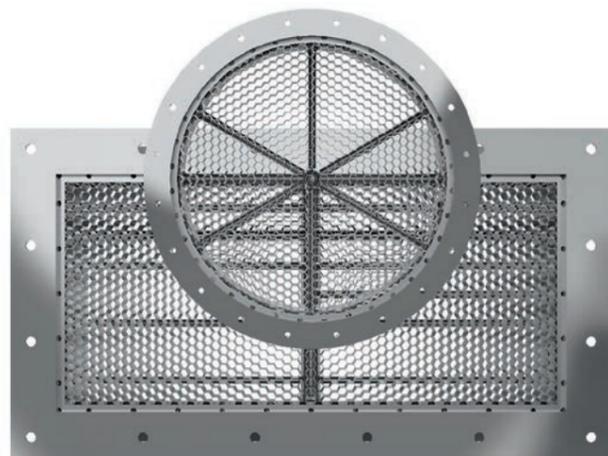
• Комментарий Neftegaz.RU

С 2023 г. регулирование экспорта бензина в России происходит в ручном режиме. С июля до 31 августа 2025 г. в РФ действовал полный запрет на экспорт бензина за исключением поставок по межправсоглашениям, а также в ряде частных случаев.



В конце сентября правительство продлило запрет на экспорт бензина, дизельного и судового топлива, который распространяется на всех участников рынка до конца 2025 года. ●

РАСХОДОМЕРЫ ВОЗДУХА И ГАЗА АЕРО: точность измерений в трубах со сложной геометрией



ТОЧНОЕ ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ВОЗДУХА НА ГОРЕНИЕ ПОЗВОЛЯЕТ КОНТРОЛИРОВАТЬ ЗНАЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗБЫТКА ВОЗДУХА В ТОПКЕ И ОПТИМИЗИРОВАТЬ ПРОЦЕСС СГОРАНИЯ ТОПЛИВА. ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА КОМПАНИЯ «КОНВЕЛС АВТОМАТИЗАЦИЯ» РАЗРАБОТАЛА РАСХОДОМЕРЫ ПЕРЕМЕННОГО ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СЕНСОРА РАСХОДА ТИПА «ТРУБКА ПИТО». ИХ ПРИМЕНЕНИЕ ПОЗВОЛЯЕТ ТОЧНО КОНТРОЛИРОВАТЬ ПАРАМЕТРЫ РАСХОДА ВОЗДУХА И ГАЗА В ТРУБОПРОВОДАХ СЛОЖНОЙ КОНФИГУРАЦИИ

ACCURATE MEASUREMENT OF COMBUSTION AIR FLOW ALLOWS FOR CONTROLLING THE EXCESS AIR COEFFICIENT IN THE FURNACE AND OPTIMIZING THE FUEL COMBUSTION PROCESS. FOR OIL AND GAS COMPANIES, KONVELS AUTOMATION LTD. HAS DEVELOPED VARIABLE PRESSURE DIFFERENTIAL FLOW METERS USING A PITOT TUBE FLOW SENSOR. THEIR USE ENABLES PRECISE MONITORING OF AIR AND GAS FLOW PARAMETERS IN COMPLEX-SHAPED PIPELINES

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: КОНВЕЛС Автоматизация, расходомер воздуха, расходомер газа, расходомер переменного перепада давления, расход воздуха и газов, трубка Пито, оптимизация сгорания топлива, подача воздуха на горение.

Прокопенко Алексей Юрьевич
генеральный директор
ООО «КОНВЕЛС Автоматизация»

Проблемы оптимизации сгорания топлива в нефтегазовом комплексе

На предприятиях нефтегазового комплекса на долю технологических печей и паровых котлов приходится от 20 до 50% энергозатрат. Сокращая потребление топлива путем оптимизации процесса горения, предприятие может достичь существенной экономии, и это становится особенно актуально в условиях роста цен на энергоносители.

Вместе с тем 75–85% парка российских нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) составляет технологическое оборудование, введенное в эксплуатацию 25–40 лет назад, работающее при сниженном КПД и с существенным перерасходом топлива. Более 45% печей

не оснащены средствами контроля режимов горения. Внедрение современных методов непрерывного контроля соотношения топливо-воздух поможет добиться оптимальных режимов горения и снизить себестоимость нефтепродуктов без переоснащения предприятия.

Особенностью НПЗ является сложная геометрия трубопроводов с большим сечением и недостаточной длиной прямых участков. Турбулентные потоки в таких трубопроводах затрудняют точный контроль параметров технологических процессов.

Влияние контролируемой подачи воздуха на процесс горения

Один из важных параметров топливовоздушной смеси – коэффициент избытка воздуха α по сравнению со стехиометрической смесью. Выход за пределы оптимального режима приводит к снижению КПД котла или печи и росту расхода топлива. К тому же перерасход кислорода ведет к росту концентрации NOx, повышенным

потерям тепла и затратам на подогрев воздуха, а недостаток – к неполному сгоранию топлива и увеличению химнедожога.

Чтобы удерживать α в оптимальном диапазоне (например, α 1,02–1,05), необходим непрерывный и точный контроль расхода воздуха на горение. Он позволяет:

- адаптироваться к колебаниям параметров атмосферного воздуха;
- оперативно корректировать подачу воздуха и топлива;
- снизить выбросы;
- повысить КПД технологического оборудования;
- сократить потребление топлива.

Возможности контроля воздуха на горение с расходомерами АЕРО

Для точного измерения объемного и массового расхода подогретого до 250–300 °С (макс. до 500 °С) воздуха на горелки печей компания «КОНВЕЛС Автоматизация» предлагает расходомеры АЕРО (РПК-ВР), построенные на основе сенсора расхода типа

РЕКЛАМА

«Трубка Пито». Расходомеры моделей АЕРО-РПК-К и АЕРО-РПК-П устанавливаются на трубы круглого и прямоугольного сечений соответственно. Встроенная в сенсор расхода выравнивающая решетка выпрямляет турбулентный поток в месте установки расходомера и дает такой же эффект, как прямой участок длиной 7–9 диаметров трубы.

Расходомер АЕРО (РПК-ВР) – это многозонный прибор, который фиксирует температуру, передает статическое и полное давление воздуха в n-ом количестве точек по сечению трубопровода, рассчитывает и предоставляет данные о суммарном расходе воздуха или газа. Расходомер показывает точность $\pm 1,0\%$ и высокую воспроизводимость измерений.

Оптимальное количество точек контроля и наилучшее место установки расходомера

АЕРО определяется путем математического моделирования движения воздушного или газового потока в выбранном трубопроводе. Инженеры-конструкторы «КОНВЕЛС Автоматизация» могут спроектировать расходомер для трубопровода в соответствии с запросом, при этом реконструкция самого трубопровода не потребуется.



Расходомер АЕРО. Модель АЕРО-РПК-К в сборе



Производства в ПЛЮСЕ с расходомерами АЕРО

Проектируемые	Действующие
• Оптимизация длин проектируемых трасс	• Сохранение геометрии трубопровода
• Выбор наилучшей точки установки согласно характеру трассы	• Установка в доступном сечении по длине трубопровода
• Достижение максимальной эффективности техпроцесса	• Допускается наличие колен, поворотов, сужений, заслонок рядом с расходомером
• Сокращение энергетических потерь при минимальном обслуживании	• Сохранение скорости и давления потока после установки расходомера
• Изготовление расходомера с учетом характеристик нагнетающего оборудования	• Сохранение мощности и производительности технологического оборудования
• Самостоятельное выпрямление турбулентных потоков	• Точное измерение без использования дополнительных устройств подготовки потока
• Соответствие реальных параметров потока проектным значениям	• Эффективный инструмент модернизации производства
• Гибкая конфигурация расходомеров для решения большинства задач	• Индивидуальное изготовление расходомера

Для установки и эксплуатации во взрыво- и пожароопасных зонах расходомеры укомплектовываются герметичными взрывозащищенными кабельными вводами и при необходимости термощкафом.

Расходомеры АЕРО (РПК-ВР) успешно эксплуатируются на НПЗ и обеспечивают непрерывное измерение расхода воздуха в горелках печей, например, на таких технологических участках, как установка селективной очистки масел (УСОМ) и первичной переработки нефти ЭЛОУ-АВТ топливного производства. Они позволяют, управляя расходом подаваемого воздуха, повышать эффективность работы технологических установок и печей, а также снижать возможные выбросы в окружающую среду. ●

KEYWORDS: KONVELS Automation, air flow meter, gas flow meter, variable differential pressure flow meter, air and gas flow, Pitot tube, fuel combustion optimization, combustion air supply.

КОНВЕЛС
АВТОМАТИЗАЦИЯ

ООО «КОНВЕЛС Автоматизация», 119421, РФ, г. Москва, ул. Новаторов, д. 7а, корп. 2
Тел./факс: +7 (495) 287-08-09
e-mail: office@konvels.com
www.konvels.ru

ПРОБЛЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В РОССИИ



**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)

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ВОПРОСЫ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО ГАЗА В РФ. ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ДАННЫХ О СЖИГАНИИ ПОПУТНОГО ГАЗА В РАЗНЫХ СТРАНАХ С 2012 ПО 2024 Г. ПРЕДСТАВЛЕНЫ ДАННЫЕ ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО ГАЗА В КРУПНЫХ РОССИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЯХ. РАССМОТРЕНЫ НЕКОТОРЫЕ МЕТОДЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА ДЛЯ НЕБОЛЬШИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, КОТОРЫЕ НАХОДЯТСЯ ДАЛЕКО ОТ СОВРЕМЕННОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ. РАССМОТРЕНЫ АСПЕКТЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО ГАЗА. ПЕРЕЧИСЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО ГАЗА

THE ARTICLE DISCUSSES THE ISSUES OF EFFICIENT USE OF ASSOCIATED GAS IN THE RUSSIAN FEDERATION. IT ANALYZES DATA ON THE BURNING OF ASSOCIATED GAS IN DIFFERENT COUNTRIES FROM 2012 TO 2024. THE ARTICLE PRESENTS DATA ON THE EFFICIENCY OF USING ASSOCIATED GAS IN MAJOR RUSSIAN OIL AND GAS COMPANIES. IT ALSO EXAMINES SOME METHODS OF UTILIZING ASSOCIATED GAS FOR SMALL FIELDS THAT ARE LOCATED FAR FROM MODERN INFRASTRUCTURE. THE ARTICLE DISCUSSES ASPECTS OF GOVERNMENT REGULATION TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF USING ASSOCIATED GAS. THE ARTICLE LISTS THE MAIN ECONOMIC MEASURES TO ENHANCE THE EFFICIENCY OF USING ASSOCIATED GAS

Ключевые слова: добыча нефти, месторождения углеводородов, повышение эффективности использования попутного газа, сжигание попутного газа, методы утилизации, факелы, методы государственного регулирования для повышения эффективности использования попутного газа.

Рациональное использование попутного нефтяного газа является неотъемлемой частью эффективного энергопользования. Основные проблемы связаны с высокой себестоимостью его добычи и комплексной утилизации. Эти особенности характерны для всех нефтегазодобывающих стран мира.

Попутный нефтяной газ (ПНГ), содержащийся в залежах месторождений углеводородов, является ценнейшим продуктом для использования в нефтехимической отрасли.

Его примерный состав включает следующие элементы: метан (81%), этан (5,5%), пропан (6,6%),

бутан (4%), пентан (1,4%), азот (1%), углекислый газ (0,17%), прочее (0,33%).

Себестоимость добычи попутного нефтяного газа в первые годы разработки месторождений значительно выше цены его реализации, а также себестоимости добычи природного газа.

Так, цена ПНГ в РФ составляет 600–1200 руб./тыс. м³, а себестоимость его добычи колеблется от 4000 до 5000 руб./тыс. м³. Это объясняется следующими специфическими особенностями разработки нефтегазовых месторождений, а именно:

- высокими капитальными вложениями в строительство объектов сбора, транспортировки и подготовки ПНГ;
- многократно меньшим дебитом скважин при добыче ПНГ по сравнению со скважинами природного газа;
- низким давлением по газу нефтяных скважин;
- высоким содержанием сернистых соединений, жидких углеводородов, воды и других примесей.

Эти особенности требуют высокоэффективных технологий по осушке, очистке и переработке попутного газа. Основной проблемой является сжигание ПНГ в факелах.

В 2024 году объемы сжигания ПНГ при добыче нефти достигли 151 млрд м³, что на 3 млрд м³ больше, чем в предыдущем году, и является самым высоким показателем почти за два десятилетия [1]. Некоторые государства сократили объемы сжигания попутного газа, но на 9 крупнейших стран, где это является распространенной практикой, по-прежнему приходится 3/4 всех сжигаемых объемов и менее половины мировой добычи нефти.

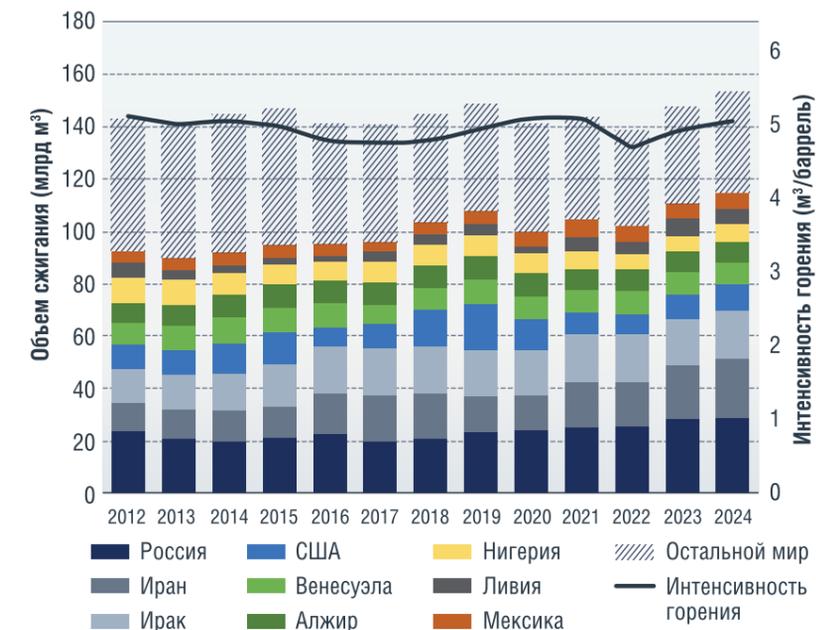
На рис. 1 показана интенсивность сжигания газа на факелах в разных странах на месторождениях углеводородов [1].

Анализ динамики сжигания ПНГ показывает, что лидерами являются девять государств: Россия, Иран, Ирак, США, Венесуэла, Алжир, Ливия, Мексика и Нигерия. На долю России приходится около 14% всего сожженного ПНГ.

Более 70% добычи ПНГ приходится на крупные нефтегазодобывающие компаниями («Роснефть», «Сургутнефтегаз», «ЛУКОЙЛ» и «Газпром нефть»). Доля независимых производителей составляет 13,5%, доля операторов СРП – 12,9% [2].

Основной прирост сожженного ПНГ среди крупных компаний

РИСУНОК 1. Интенсивность сжигания газа на факелах в разных странах на объектах добычи нефти и газа



приходится на ПАО «Роснефть» и ПАО «Славнефть». Это обусловлено вводом в разработку новых месторождений углеводородов. На сегодняшний день уровень эффективной утилизации ПНГ в 95% в России достигли только «Сургутнефтегаз» (99,5%) и ПАО «ЛУКОЙЛ» (97,7%), «Нефтегазхолдинг» (95,1%), «Русснефть» (96,8%), операторы СРП (98,3%) [2]. Группа компаний ОАО «ГАЗПРОМ» в 2024 году достигла уровня 96,1% [3].

Основными направлениями эффективного использования ПНГ являются его переработка, подготовка для закачки в газотранспортную систему, производство электроэнергии, сайклинг-процесс (закачка в пласт).

Выбор способа утилизации ПНГ будет зависеть от объемов его добычи, периода эксплуатации месторождения, наличия эффективных технологий и необходимой инфраструктуры на месторождении.

Крупные компании, как правило, используют комплексные методы утилизации ПНГ. Одним из основных методов является переработка ПНГ на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ). В компании «Сибур» есть шесть заводов по переработке ПНГ. Их продукцией является сухой газ, пропан, бутан, этан. Кроме этого, в 2020 г. был введен в эксплуатацию

крупный комплекс по производству полимеров «ЗапСибНефтехим». ПАО «ЛУКОЙЛ» в 2020 г. в Пермском крае ввело газотурбинную электростанцию (ГТЭС) для полезной утилизации попутного нефтяного газа в объеме 50 млн м³ в год. С 2020 г. компания использует ПНГ в качестве источника энергии при бурении скважин [2]. Компания «Газпромнефть» ведет строительство новых газопроводов и газотранспортной инфраструктуры. ПНГ используется на многих месторождениях для повышения эффективности разработки месторождений для закачки в пласт (сайклинг-процесс). Компания «СИБУР» имеет 8 газоперерабатывающих предприятий (Нижневартовский ГПК, Белозерный ГПК, Южно-Балыкский ГПК, Няганьгазпереработка, Губкинский ГПК, Муравленковское ППГ, Вынгапуровский ГПЗ, Южно-Приобский ГПЗ (совместный с «Газпром нефтью») и три газодиффузионные установки. В 2020г. начал работать крупный комплекс по производству полимеров объемом переработки ПНГ до 20 млрд м³ [2]. Несколько крупных ГПЗ имеет компания «Сургутнефтегаз», которая является одним из лидеров в РФ по переработке ПНГ. В 2020 г. около 85% переработки ПНГ было проведено на ГПЗ

трех компаний «СИБУР», «Сургутнефтегаз», «ЛУКОЙЛ» [2].

Ключевое значение имеет выбор способа утилизации попутного газа для небольших месторождений, которые находятся далеко от современной инфраструктуры. Именно на таких месторождениях чаще всего и используется факельное сжигание ПНГ. Однако в современных условиях существует ряд эффективных методов, которые позволяют отказаться от него. Обзор и анализ малотоннажных технологий утилизации ПНГ представлен в [4]. В основном рассмотрены зарубежные технологии, их возможности и перспективы. Показано, что есть эффективные современные технологии, которые применяются при небольших объемах добычи ПНГ. Далее рассмотрены некоторые из них, которые применяются на российских месторождениях.

Одним из них является подготовка газа на мобильных установках (МУПГ). Эти установки предназначены для подготовки ПНГ до требуемого качества для его транспорта. Блоки МУПГ имеют конструкцию, позволяющую в любое время произвести оперативный монтаж, демонтаж, мобилизацию и подготовку установки к эксплуатации на новом месте, как в полном составе оборудования комплекса, так и отдельными модулями.

Модульные установки, которые выпускаются российскими производителями, полностью подготовлены для эксплуатации на месторождении (коэффициент готовности при поставке > 98%) [4–7]. Установка имеет минимальные размеры (6,1×2,44×2,59 м) и общий вес 4 тонны. Установку можно легко перемещать и быстро проводить монтаж и запуск на месте эксплуатации. МУПГ применяются на 46 месторождениях, в 36 регионах РФ.

Предусмотрен вариант подключения трубопроводов с помощью гибких линий, что позволяет работать в существующей системе газопроводов. Установки имеют длительный срок интенсивной работы и полностью автоматизированы.

Другим направлением эффективного использования ПНГ являются мобильные газоперерабатывающие заводы (мини-ГПЗ).

Основные преимущества мобильных газоперерабатывающих заводов

- Эффективная переработка небольших объемов ПНГ;
- Гибкая конфигурация и модульная структура позволяют обработку различных газовых составов ПНГ;
- Возможность быстрой транспортировки оборудования на другой объект;
- Небольшие капитальные и эксплуатационные затраты.

Российские компании активно занимаются разработкой и эксплуатацией мини-ГПЗ [8, 9 и др.]. На производственной площадке одной из крупнейших нефтяных компаний Оренбургской области (нефтяная компания «Новый поток») запущен в эксплуатацию мобильный мини-ГПЗ производства ООО «Кастор» [10]. Это первый мобильный завод по переработке газа в России. Устройство позволяет получать широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ) и сухой отбензиненный газ (СОГ). Источником ПНГ являются Воронцовское и Могутовское месторождения. В состав установки входят две линии по компримированию и низкотемпературной сепарации ПНГ. Мощность завода – около 60 млн м³ в год, по 30 млн м³ на каждую линию. Установка позволяет повысить утилизацию газа уже в начале эксплуатации месторождения, с запуском первых скважин. Проектирование, поставка оборудования и объекта занимает менее одного года. Это дает возможность сразу сократить эмиссию углекислого газа. Как только месторождение выходит на проектную мощность, при увеличении добычи рядом можно установить еще несколько установок. Транспортировка блоков на объект осуществляется с помощью автомобилей грузоподъемностью до 40 тонн. Блоки устанавливаются на площадке и соединяются с системой трубопроводов.

Необходимо построить только подводные трубопроводы для ПНГ и сухого газа. Площадь размещения завода 0,5 гектара вместе с зоной отгрузки [10].

Перспективным направлением является использование мини-ТЭС на ПНГ, которые являются газоперерабатывающими блочно-модульными электростанциями. Она содержит компактное модульное оборудование и может быть быстро установлена. Стоимость ее реализации сравнительно невысока. При увеличении объемов реализации ПНГ мощность такой электростанции может поэтапно наращиваться с помощью присоединения дополнительных блок-модулей. Установка может работать под открытым небом и легко подключаться к общей энергосистеме на промысле [11].

Основные преимущества мини-ТЭС на ПНГ

- короткий срок монтажа. Заводская сборка установки позволяет подключать ее в течение 15–20 дней;
- небольшие капитальные и эксплуатационные затраты;
- простота изменения мощности электростанции;
- возможность переноса установки с одного участка на другой.

Группа компаний «МКС» является одним из лидеров отрасли в России в изготовлении таких установок. За 20 лет компания построила 61 мини-ТЭС в семи регионах РФ, а также за рубежом [11]. Другая российская компания АО группа «УГК-Энергетика» разрабатывает, проектирует и производит уникальные электростанции на попутном нефтяном газе любых составов, в том числе на низкокалорийном газе, а также с примесями сероводорода [12]. Электростанции на ПНГ серии «Нейтрон-ORC» позволяют отказаться от дорогостоящих систем очистки ПНГ с использованием газопоршневых электростанций.

Переходным решением для утилизации ПНГ для мелких и удаленных месторождений углеводородов являются закрытые факельные системы [13, 14]. Хотя эти системы не позволяют эффективно использовать ПНГ, но дают возможность существенно снизить экологический вред окружающей среде за счет более полного сгорания газа и нейтрализации примесей. В отличие от открытых факелов, которые могут выбрасывать не полностью сгоревшие углеводороды, закрытые факельные установки используют специальные камеры для сжигания, что позволяет достигать более высокой степени утилизации энергии. Эффективность сжигания ПНГ таких систем составляет более 99%. С 2008 г. на крупнейшем в России Ванкорском месторождении (НК «Роснефть») работает факельная установка закрытого типа.

Кроме рассмотренных технологических методов утилизации попутного газа, важными инструментами повышения эффективности его использования являются государственное регулирование и фискальные механизмы. В 2012 г. в РФ было принято Постановление Правительства РФ № 1148 «Об особенностях 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» [15]. В этом документе представлена методика определения удельных затрат при утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) при разработке месторождений углеводородов. Основной механизм состоит в особом порядке исчисления платы за загрязнение окружающей среды, предусматривающий применение ряда дополнительных повышающих коэффициентов, многократно увеличивающих величину окончательного платежа (коэффициенты 2, 25, 100, 120) в отношении объемов, превышающих предельное значение показателя сжигания (5%). При этом в случае отсутствия средств измерения добытого и сожженного газа предельное значение 5% не учитывается.

Установленный механизм платы предусматривает стимулирование

реализации проектов по утилизации ПНГ при внедрении инвестиционных газовых программ, а также снижение или освобождение от платежей отдельных новых месторождений. Однако анализ эффективности использования ПНГ, проведенный в [16], показал, что эти меры регулирования недостаточно эффективны. Согласно этим результатам анализа уровень эффективного использования ПНГ за 2015–2019 годы понизился. Несмотря на этот отрицательный результат, в мае 2025 г. был принят новый нормативный документ [17], который продлевает действующую методику. В связи с этим необходима разработка новых правовых и фискальных мер для повышения эффективности использования ПНГ.

Экономические рычаги

- повышение цен на ПНГ до уровня, обеспечивающего рентабельность его добычи и утилизации;
- введение ускоренной амортизации оборудования по утилизации ПНГ;
- введение налоговых каникул на время ввода в эксплуатацию оборудования по сбору и утилизации ПНГ;
- стимулирование недропользователей, применяющих новейшие технологии и оборудование для повышения уровня утилизации ПНГ;
- стимулирование развития местных рынков переработки ПНГ.

Статья подготовлена по результатам научных исследований, выполненных в рамках государственного задания по теме: «Создание новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе системного подхода к изучению и моделированию полного жизненного цикла нефтегазовых месторождений» (№ в РОСРИДе 125020501405-1).

Литература

1. Второй год подряд в мире растет количество сжигаемого попутного газа [Электронный ресурс] <https://aftershock.news/?q=node%2F1526648&full> (дата обращения: 1-08-2025).

2. Филимонова И.В., Проворная И.В., Немов В.Ю., Дочкина Д.Д. Актуальные вопросы добычи и квалифицированного использования попутного нефтяного газа в России // Бурение и нефть. – 2022. – № 1 – С. 40–46.
3. Газпром увеличил полезное использование попутного газа в 2024 году [Электронный ресурс] <https://www.interfax.ru/business/1029796> (дата обращения: 5-08-2025).
4. Малотоннажные технологии утилизации попутного нефтяного газа [Электронный ресурс] <https://documents1.worldbank.org/curated/en/985191646112732117/pdf/Report-on-Small-scale-Technologies-for-Utilization-of-Associated-Gas.pdf> (дата обращения: 10-08-2025).
5. Мобильные установки подготовки газа (МУПГ) [Электронный ресурс] <https://smart-lab.ru/blog/1001737.php> (дата обращения: 1-08-2025).
6. Мобильные установки подготовки газа (МУПГ) [Электронный ресурс] <https://yteko.ru/products/mobilnye-ustanovki-podgotovki-gaza-mupg/> (дата обращения: 1-08-2025).
7. Мобильные установки подготовки газа (МУПГ) [Электронный ресурс] <https://www.rogeng.ru/produktiya/mobilnye-ustanovki-podgotovki-gaza-mupg/?ysclid=mex4va4i25868466216> (дата обращения: 1-08-2025) (дата обращения: 1-08-2025).
8. Производство мини-НПЗ и мини ГПЗ РЕОТЕК [Электронный ресурс] <http://www.reotek.com/> (дата обращения: 10-08-2025).
9. Блочно-модульный малотоннажный комплекс по переработке попутного газа на месторождении [Электронный ресурс] <https://ppt-online.org/400747> (дата обращения: 1-08-2025).
10. Переработка попутного газа [Электронный ресурс] <https://www.kastor-group.ru/uslugi/pererabotka-png/> (дата обращения: 1-08-2025).
11. Блочно-модульная электростанция [Электронный ресурс] <https://mks-group.ru/a/modulnye-elektrostantsii> (дата обращения: 1-08-2025).
12. Электростанция на попутном нефтяном газе (ПНГ) с содержанием сероводорода [Электронный ресурс] https://www.urgk.ru/mini_tets/utilizator_png/ (дата обращения: 15-08-2025).
13. Закрытая факельная установка (ЗУФ) [Электронный ресурс] <http://www.uralneftehimash.ru/index.php?id=276> (дата обращения: 1-08-2025).
14. Факельные установки закрытого типа [Электронный ресурс] <https://www.npp-pes.com/osobenosti-zakrytyh-ustanovok?ysclid=mex5kicu77406216689> (дата обращения: 1-08-2025).
15. Постановление Правительства РФ от 8 ноября 2012 г. № 1148 «Об особенностях 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» (с изменениями и дополнениями) [Электронный ресурс] <https://base.garant.ru/70257422/?ysclid=meubis9zab880255934> (дата обращения: 10-08-2025).
16. Юмаев М.М. Попутный нефтяной газ: методологические вопросы учета и использования фискального потенциала // Экономика, налоги, право. – 2021. – № 4. – С. 130–140.
17. Постановление Правительства РФ от 22 мая 2025 г. № 710 «Об утверждении правил 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] <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=500446&ysclid=meuse1sq8212842392> (дата обращения: 15-08-2025).

KEYWORDS: oil production, hydrocarbon deposits, improving the efficiency of associated gas use, burning associated gas, utilization methods, flares, and government regulation methods for improving the efficiency of associated gas use.

ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ НА ФОРМИРОВАНИЕ СТРАТЕГИИ ИНВЕСТОРА при освоении ресурсов углеводородов

ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ПЛОЩАДКАХ С ВЫЯВЛЕННЫМИ РЕСУРСАМИ УГЛЕВОДОРОДОВ ВСЕГДА ЕСТЬ РИСК НЕ ПОДТВЕРЖДЕНИЯ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ПРОГНОЗА ОБЪЕМОВ ОЦЕНЕННЫХ РЕСУРСОВ. СОВРЕМЕННЫЙ УРОВЕНЬ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ НЕ ДАЕТ 100%-НОЙ ГАРАНТИИ ОБНАРУЖЕНИЯ ХОРОШИХ КОЛЛЕКТОРОВ. РИСК НЕДОСТИЖЕНИЯ ЗАЯВЛЕННЫХ МАСШТАБОВ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ НЕИЗБЕЖНО ВЛЕЧЕТ ЗА СОБОЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РИСКИ ДЛЯ ИНВЕСТОРА. ПОЭТОМУ ВАЖНО УЧИТЫВАТЬ КАЧЕСТВО ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ СТРАТЕГИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕН ПРАКТИЧЕСКИЙ ПРИМЕР ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАКОПЛЕННОЙ ИНФОРМАЦИИ ПРИ ПРИОРИТЕЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ НА ТРЕХ ЛИЦЕНЗИОННЫХ УЧАСТКАХ В ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ. АВТОРАМИ БЫЛИ ВЫДЕЛЕНЫ ПРИОРИТЕТНЫЕ СКВАЖИНЫ, ИСХОДЯ ИЗ РАССЧИТАННОЙ ВЕЛИЧИНЫ ПОКАЗАТЕЛЯ УДЕЛЬНОЙ «СТОИМОСТИ НЕУСПЕХА ГРП». ПРИ НАЛИЧИИ БЮДЖЕТНЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ ТАКОЙ ПОДХОД ПОЗВОЛЯЕТ ИНВЕСТОРУ МИНИМИЗИРОВАТЬ КАПИТАЛ ПОД РИСКОМ И В МАКСИМАЛЬНОЙ СЖАТЫЕ СРОКИ ПОЛУЧИТЬ ПОНИМАНИЕ О ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШЕЙ ПРОГРАММЫ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

WHEN CONDUCTING EXPLORATION WORK IN AREAS WITH IDENTIFIED HYDROCARBON RESOURCES, THERE IS ALWAYS A RISK THAT THE EXISTING FORECAST OF ESTIMATED RESOURCE VOLUMES WILL NOT BE CONFIRMED. CURRENT TECHNOLOGICAL DEVELOPMENTS DO NOT PROVIDE A 100% GUARANTEE OF DISCOVERING GOOD RESERVOIRS. THE RISK OF FAILING TO ACHIEVE THE STATED RESOURCE BASE INEVITABLY ENTAILS ECONOMIC RISKS FOR THE INVESTOR. THEREFORE, IT IS IMPORTANT TO CONSIDER THE QUALITY OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL INFORMATION WHEN FORMULATING AN EXPLORATION STRATEGY. THIS ARTICLE EXAMINES A PRACTICAL EXAMPLE OF USING ACCUMULATED INFORMATION TO PRIORITIZE AN EXPLORATION DRILLING PROGRAM AT THREE LICENSE AREAS IN THE ORENBURG REGION. THE AUTHORS IDENTIFIED PRIORITY WELLS BASED ON THE CALCULATED VALUE OF THE «FAILURE UNIT COST OF GEOLOGICAL EXPLORATION WORK». GIVEN BUDGET CONSTRAINTS, THIS APPROACH ALLOWS THE INVESTOR TO MINIMIZE CAPITAL AT RISK AND QUICKLY GAIN AN UNDERSTANDING OF THE VIABILITY OF THE FURTHER EXPLORATION PROGRAM

Ключевые слова: поисково-разведочные работы, лицензионный участок, неподтвержденный прогноз, стратегия инвестирования, поисково-разведочное бурение.

Кирзелёва Оксана Яковлевна
Менеджер по сейсморазведке

Чижиков Сергей Витальевич
Генеральный директор

Фёдорова Милана Дмитриевна
Начальник отдела геологии и геофизики

ООО «Инженерикс Групп»

Лицензионные участки расположены в регионе со сложными сейсмогеологическими условиями (зона сочленения Волго-Уральской антеклизы и Прикаспийской синеклизы) и граничат с уже открытыми месторождениями, находящимися на стадии постоянной добычи углеводородов (УВ).

Недропользователю для подтверждения ресурсного потенциала лицензионных участков необходимо реализовать программу поисково-разведочного бурения (ПРБ). При этом у недропользователя существуют бюджетные ограничения на

проведение ПРБ, которые составляют 1,5 млрд руб. в год. Инвестору в данных условиях необходимо минимизировать капитал под риском на случай неуспеха геологоразведочных работ (ГРП) и в максимально сжатые сроки получить понимание о целесообразности продолжения программы ГРП.

Общие сведения о проекте

Оцениваемый актив находится в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) и расположен в непосредственной близости

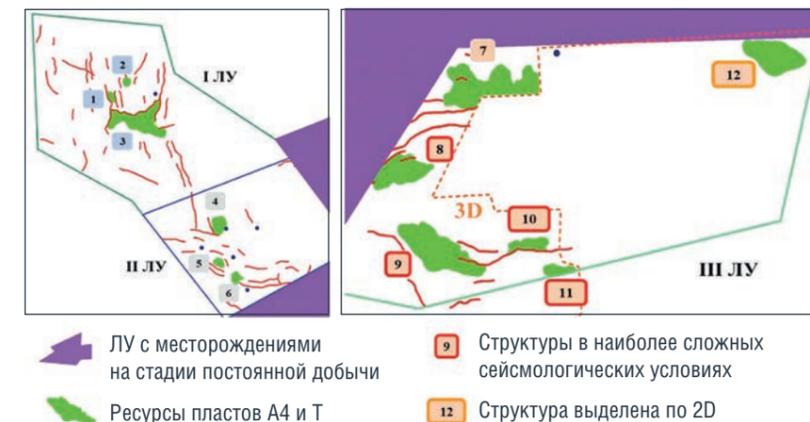
от месторождений на стадии постоянной добычи. Для данной НГП характерно наличие многопластовых залежей с широким стратиграфическим диапазоном продуктивности. В структурно-тектоническом отношении территория работ расположена в зоне сочленения двух крупных структур Русской плиты – Волго-Уральской антеклизы и Прикаспийской мегасинеклизы. Рассматриваемые лицензионные участки (ЛУ) расположены на территории Оренбургской области вблизи нижнепермского тектоно-седиментационного Бортового уступа и характеризуются сложными сейсмогеологическими условиями. Процесс опускания внутренних частей соседней Прикаспийской впадины, проходивший под весом мощных соленосных толщ, привел к формированию тектонических нарушений в отложениях девонского и каменноугольного возраста.

В рамках проекта авторами была произведена оценка ресурсной базы пластов каменноугольного возраста – А4 (башкирский ярус) и Т (турнейский ярус). На рисунке 1 представлена обзорная схема трех лицензионных участков (I, II и III ЛУ) с вынесенными сводными контурами ресурсов по пластам А4 и Т. Структуры с выделенными ресурсами пронумерованы. Малиновым цветом на схеме закрашены ЛУ, в пределах которых расположены месторождения на стадии постоянной добычи.

Анализ геолого-геофизической изученности

В границах изучаемых лицензионных участков выполнена сейсмика МОГТ 3D общим объемом 400 км². Съёмки 3D отработаны в разные годы, в период 2009–2021 гг., но с применением единой методики типа «Крест». Расстояния между линиями взрыва (ЛВ) и линиями приема (ЛП) составляют 300 м. Расстояния между пунктами взрыва (ПВ) и пунктами приема (ПП) составляют 50 м. В качестве источников возбуждения сейсмических колебаний использовались виброисточники и взрывные источники. Максимальная кратность наблюдений составила 72 (I и II ЛУ) и 289 (III ЛУ, широкоазимутальная съёмка). I и II лицензионные участки полностью изучены

РИСУНОК 1. Обзорная схема района работ



сейсмическими работами МОГТ 3D. III лицензионный участок частично покрыт работами МОГТ 3D в западной части. Граница куба 3D в рамках III ЛУ показана пунктиром на рисунке 1. Восточная часть III ЛУ изучена профилями МОГТ 2D (2008 г. и 2019 г.). Данные МОГТ 3D и 2D не увязаны между собой. В настоящее время проводятся полевые работы МОГТ 3D по всей территории III ЛУ.

На лицензионных участках пробурено 7 поисково-оценочных скважин: по одной скважине в границах I и III ЛУ, а также 5 скважин в границах II ЛУ. Ни одна поисково-оценочная скважина не вскрыла продуктивных коллекторов в разрезе как по данным ГИС, так и по данным испытаний. Отсутствие геологического успеха поискового бурения связано со сложными сейсмогеологическими условиями в зоне сопряжения двух крупнейших тектонических элементов и невысокой степенью достоверности мелких структур, выявленных по сейсмическим данным на момент бурения скважин.

В дальнейшем была выполнена переобработка и переинтерпретация сейсмических данных 3D с учетом бурения новых поисково-оценочных скважин, что позволило уточнить структурные планы кровель башкирского (пласт А4) и турнейского (пласт Т) ярусов. Потенциальные ловушки УВ, по которым были оценены ресурсы трех лицензионных участков, были выделены по уточненным структурным планам отражающих горизонтов (ОГ) Б и Т. Экспертами были рассмотрены как замкнутые структурные ловушки, так и тектонически экранированные структурные носы.

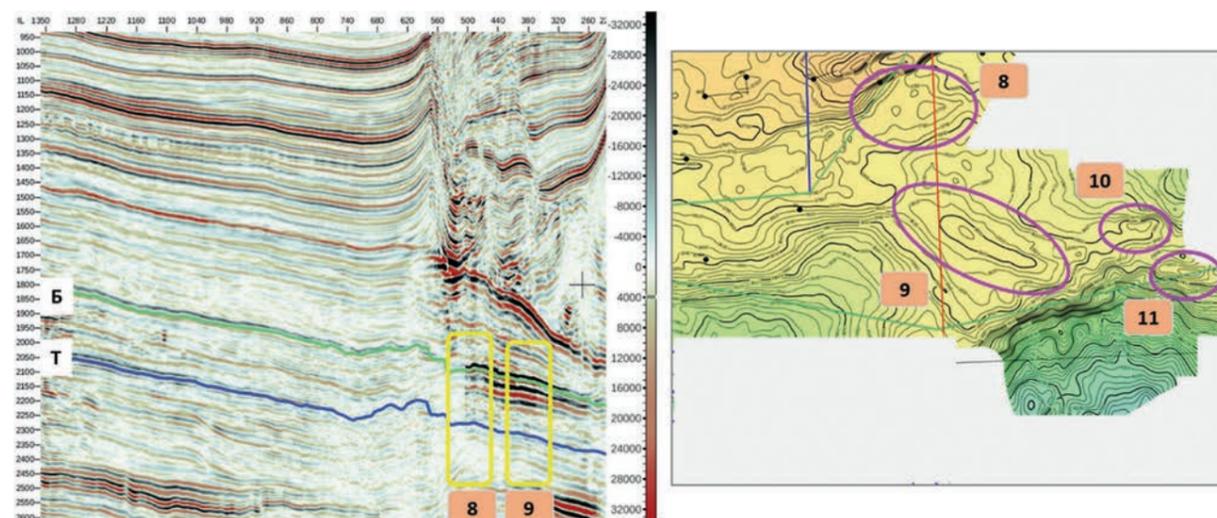
Картирование перспективных структур

В рамках I ЛУ выделено три структуры (рисунок 1). Структура № 3 представляет собой тектонически экранированную ловушку, структуры №№ 1 и 2 являются структурными ловушками. В рамках II ЛУ выделено три структурных ловушки. В рамках III ЛУ выделено 6 перспективных структур, при этом одна из них (№ 12) оконтурена по данным 2D сейсморазведки. Четыре структуры (№№ 8, 9, 10 и 11) находятся в сложных сейсмогеологических условиях и имеют высокий риск неподтверждения при дальнейшем бурении. Ловушка № 7 предполагается как тектонически экранированная, однако на сегодняшний день ее видение ограничено имеющимся объемом данных МОГТ 3D.

В границах трех лицензионных участков контуры выделенных перспективных структур по пластам А4 и Т, как правило, только частично пересекаются в плане, что должно быть учтено при постановке бурения. Структуры №№ 2, 3 и 8 рекомендованы к изучению бурением только на пласт А4. Структуры №№ 4, 5, 6 могут представлять поисковый интерес только по пласту Т.

Переобработка сейсмического материала была выполнена в модификации временной миграции до суммирования по алгоритму Кирхгофа (PSTM). При выбранном алгоритме недоучет скоростей при обработке данных может приводить к образованию ложных структур в волновом поле. В условиях сложных геологических сред, к которым относится рассматриваемая территория, рекомендуется

РИСУНОК 2. Временной разрез через структуры № 8 и № 9



выполнять анизотропную глубинную миграцию до суммирования (PSDM), которая позволяет наиболее корректно восстановить геометрию сейсмических границ. Более того, при выполнении процедур постобработки сейсмических данных не было уделено достаточно внимания зоне тектоно-седиментационного Бортового уступа, здесь по сейсмическому кубу наблюдаются многочисленные артефакты обработки.

На рисунке 2 приведен фрагмент временного сейсмического разреза через структуры №№ 8 и 9 в зоне Бортового уступа. На разрезе можно увидеть, что перечисленные структуры находятся под зоной нижнепермского тектоно-седиментационного уступа, который характеризуется сложной волновой картиной с рядом скоростных неоднородностей среды.

Структура № 2 (рисунок 3) на уровне пласта А4 башкирского яруса представляет собой замкнутую структурную ловушку. На уровне пласта Т турнейского яруса данная структура выполаживается и не имеет замкнутого контура. Анализ волновой картины показал, что структура № 2 имеет осложнение волновой картины, которое предположительно отождествляется с зоной карстообразования. Это может негативно повлиять на сохранность предполагаемой залежи в пласте А4. Отмеченная особенность волнового поля в дальнейшем послужила еще одним фактором для исключения структуры № 2 из программы поисково-разведочного бурения.

Учитывая неоднозначную волновую картину, только после бурения поисково-разведочных скважин можно будет более уверенно судить

о наличии ряда заркартированных перспективных структур. О характере насыщения коллекторов и, соответственно, подтверждении или неподтверждении наличия залежи можно будет судить по результатам испытания скважин.

Формирование базы исходных данных для расчета

Ресурсы пластов А4 и Т оценивались вероятностным способом с использованием данных по свойствам коллекторов и флюидов, рассчитанных по всем залежам пластов А4 и Т на ближайших месторождениях-аналогах. За базовый вариант принят сценарий оценки Р50. Суммарные геологические ресурсы нефти, оцененные по пластам А4 и Т на трех лицензионных участках, составили свыше 11 000 тыс. т.

РИСУНОК 3. Временной разрез через структуру № 2

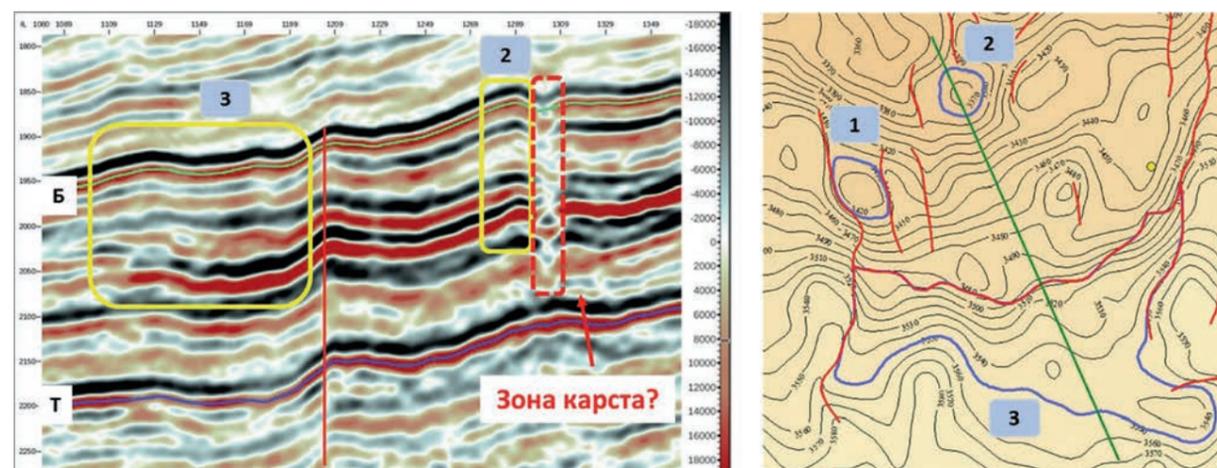


ТАБЛИЦА 1. Численные значения параметров для gCoS по III ЛУ

ЛУ	III ЛУ											
	9		10		11		7		8		12	
Пласт	A4	T	A4	T	A4	T	A4	T	A4	T	A4	T
Рнп	1	1	1	1	1	1	1	1	1	x	1	1
Рм	1	1	1	1	1	1	1	1	1	x	1	1
Рк	1	0,8	1	0,8	1	0,8	1	0,8	1	x	1	0,8
Рл	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7	0,7	0,5	x	0,7	0,7
Рс	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	x	0,7	0,7
gCoS	0,49	0,392	0,35	0,28	0,35	0,28	0,49	0,392	0,35	x	0,49	0,392

По всем структурам был рассчитан gCoS – показатель вероятности геологического успеха, с которой произойдет открытие залежи, оцениваемый с учетом всех существующих неопределенностей. На данном проекте не стояло задачи оценки затрат на наземную инфраструктуру, поэтому выбор для расчетов параметра gCoS по каждой структуре (а не на группу структур или ЛУ) корректен.

Вероятность геологического успеха была рассчитана по общепринятой формуле [см., например, 2]:

$$gCoS = Рнп * Рм * Рк * Рл * Рс,$$

где Рнп – наличие нефтематеринской породы;
Рм – наличие путей миграции УВ в ловушку;
Рк – наличие коллекторов;
Рл – наличие замкнутой ловушки;
Рс – обеспечение сохранности (наличие покрывки).

Каждый из этих параметров оценивался численно – в долях единицы – в виде вероятности его наличия. Выбор численного значения параметров для формулы gCoS показан в таблице 1 на примере перспективных структур, выделенных в рамках III ЛУ.

Учитывая нефтегазогеологическое районирование территории, на которой расположены лицензионные участки, и количество открытых соседних месторождений, можно говорить о высокой степени уверенности в наличии нефтематеринской породы и путей миграции. Коэффициентам Рнп и Рм было присвоено максимальное значение – 1.

Коэффициент Рк определяет свойства коллектора. Значения этого множителя были заданы для каждого пласта отдельно. Коэффициент был определен на основе анализа данных по пробуренным скважинам

на ближайших месторождениях. По пласту А4 коэффициент был принят 1, по пласту Т – 0,8.

Коэффициент Рл отвечает за наличие замыкания и достоверность структуры. Коэффициенты для структур были определены на этапе анализа сейсмических данных и оценки точности структурных построений. Экспертами принимались во внимание сейсмогеологические условия, вид структур в волновом поле, глубина залегания и размеры выделенных структур. Рл для выделенных перспективных структур изменяется от 0,5 до 1.

Для структуры, выделенной по данным 2D сейсморазведки, был принят максимальный возможный для данного метода исследований коэффициент 0,7. Ловушки типа «структурный нос» были оценены с коэффициентом 0,7. Самый низкий коэффициент 0,5 был принят для небольших по площади структур, находящихся в сложных сейсмогеологических условиях, в зоне под нижнепермским тектоно-седиментационным Бортовым уступом.

Вероятность геологического успеха была рассчитана по каждому пласту отдельно и по структурам в целом. По трем лицензионным участкам вероятность геологического успеха по отдельным продуктивным пластам варьируется от 0,28 до 0,7. По структурам параметр gCoS изменяется от 0,49 до 0,85.

По итогам анализа полученных результатов из дальнейших расчетов эффективности проекта были исключены три структуры (№№ 2, 5, 6) с геологическими ресурсами менее 90 тыс. т, поскольку их освоение даже одной скважиной заведомо не целесообразно (экономически не эффективно) с учетом статистики

по накопленной добыче на одну скважину по аналогичным пластам в данном районе.

Рекомендованная программа ГРП включила, таким образом, бурение 10 поисково-разведочных скважин. По каждой перспективной структуре была оценена стоимость ПРБ, для чего была рассчитана конструкция, прогнозный срок и стоимость бурения типовой скважины на каждый перспективный пласт.

Расчет «стоимости неуспеха ГРП» и определение приоритетных целей ПРБ

Итоговые данные (оценка ресурсов, показатель gCoS по структуре, стоимость бурения) легли в основу оценки так называемой «стоимости неуспеха ГРП». Показатель «стоимости неуспеха ГРП» был рассчитан путем перемножения полученной стоимости бурения поисково-разведочной скважины для данного региона и обратной величины gCoS по структуре:

$$\text{«Стоимость неуспеха ГРП»} = \text{стоимость ПРБ} * (1 - gCoS)$$

Далее экспертами была рассчитана удельная «стоимость неуспеха ГРП» в расчете на тонну ресурсов по каждой структуре. Такой удельный показатель позволяет приоритизировать ПРБ на выявленных структурах ЛУ от наиболее потенциально успешных и менее затратных элементов ГРП до менее успешных и более затратных. Бюджетное ограничение, в свою очередь, задает порядок бурения запланированных скважин в группировке по годам.

Исходные данные для расчета, а также итоговые показатели приведены в таблице 2.

ТАБЛИЦА 2. Определение приоритетных целей для ПРБ

№№ структур	Геологические ресурсы, тыс. т	Кол-во скважин	Стоимость ПРБ, тыс. руб.	gCoS	Стоимость неуспеха, недиск. тыс. руб.	Стоимость неуспеха, недиск./геол. ресурсы, руб./т	Распределение бюджета программы ГРР по годам	Распределение бюджета программы ГРР по годам, тыс. руб.
2	71	0	0	0,63	0	0		
5	78	0	0	0,50	0	0		
6	97	0	0	0,50	0	0		
3	6208	1	492 050	0,49	250 946	40	Год 1	1 550 870
9	2213	1	529 410	0,69	164 117	74		
12	1154	1	529 410	0,69	164 117	142		
7	1917	2	1 021 460	0,60	408 584	213	Год 2	1 513 510
8	665	1	492 050	0,49	250 946	378		
1	157	1	529 410	0,85	79 412	505	Год 3	1 588 230
10	398	1	529 410	0,53	248 823	625		
4	241	1	529 410	0,63	195 882	814	Год 4	529 410
11	269	1	529 410	0,53	248 823	925		
Итого	13 467	10	5 182 020					

РИСУНОК 4. Определение приоритетных целей для ПРБ



На рисунке 4 та же информация нанесена на карту с расположением выявленных структур. Очередность бурения показана цифрами в зеленых кругах, подсветка кругов разным цветом показывает разнесение скважин по годам.

При анализе всех данных совместно с предложенным планом ПРБ по годам можно сделать вывод, что по итогам первых двух лет реализации программы ГРР инвестор получит представление о более чем 90% оцененных ресурсов на трех рассматриваемых лицензионных участках. В случае если результаты будут отрицательными («неуспех»), то он сможет остановить реализацию плана ПРБ, сэкономя около 40% бюджета.

Предложенная логика решения задачи приоритизации ПРБ, разумеется, не может заменить полноценный анализ оцененной денежной стоимости реализации подобных проектов (EMV), но при

данной степени изученности ЛУ является приемлемой для решения обозначенной локальной задачи.

Основные выводы

- Для определения оптимальной программы ПРБ были оценены вероятностным методом ресурсы перспективных структур. Далее была рассчитана вероятность геологического успеха (gCoS) и стоимость ПРБ.
- Оценена приоритетность ПРБ, исходя из рассчитанной величины показателя удельной «стоимости неуспеха ГРР» с расчетом на тонну ресурсов по каждой структуре.
- На основе анализа данных видно, что по итогам первых двух лет реализации программы ГРР инвестор получит представление о более, чем 90% ресурсов на трех рассматриваемых лицензионных участках.
- В случае если результаты будут отрицательными, то инвестор сможет остановить реализацию

плана бурения, сэкономя около 40% бюджета.

- При наличии бюджетных ограничений такой подход позволяет инвестору минимизировать капитал под риском и в максимально сжатые сроки получить понимание о перспективности проведения дальнейшей программы геологоразведочных работ.

Литература

1. В.И. Пороскун, Емельянова Н.М. Вероятностные оценки ресурсов нефти и газа локальных объектов с учетом геологического риска. Недропользование – XXI век, № 2, 2010.
2. Роуз Питер Р. Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами. Под редакцией Н.А. Малышева и В.И. Пороскуна, 2011.
3. И.Л. Естафьев, И.Г. Долгинский. Оценка геологических рисков при планировании геологоразведочных работ на стадии поиска месторождения. Современные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа, № 4 (36)/2018.

KEYWORDS: exploration work, licensed area, unconfirmed forecast, investment strategy, exploration drilling.

С НАМИ ВЫ СДЕЛАЕТЕ ВЕРНЫЙ ХОД!

+ 1 МЛРД РУБ.

+ 70 МЛН РУБ.

- 300 МЛН РУБ.

+ 300 МЛН РУБ.

- 800 МЛН РУБ.

- 50 МЛН РУБ.

ingenix group
responsible upstream solutions

Комплексная технико-экономическая оценка нефтегазовых проектов

www.ingenix-group.ru

ПРЕДЫНВЕСТИЦИОННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЕРХНИХ СТРОЕНИЙ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ ПЛАТФОРМ

с применением онтологического моделирования

НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫМ ТИПОМ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ СООРУЖЕНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ МОРСКАЯ СТАЦИОНАРНАЯ ПЛАТФОРМА, КЛЮЧЕВОЙ ЭЛЕМЕНТ КОТОРОЙ, ВЕРХНЕЕ СТРОЕНИЕ, КАК ПРАВИЛО, ПРЕВЫШАЕТ ПО СТОИМОСТИ ОПОРНОЕ ОСНОВАНИЕ. НА УСПЕШНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА НАПРЯМУЮ ВЛИЯЕТ КАЧЕСТВО ВЫПОЛНЯЕМЫХ РАБОТ ПО ПРЕДЫНВЕСТИЦИОННОМУ ПРОЕКТИРОВАНИЮ. ДЛЯ СОЗДАНИЯ ЦИФРОВЫХ СИСТЕМ ПОДДЕРЖКИ КОМПЛЕКСНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ВЕРХНИХ СТРОЕНИЙ МОРСКИХ ПЛАТФОРМ НЕОБХОДИМА ФОРМАЛИЗАЦИЯ И СТРУКТУРИРОВАНИЕ ЗНАНИЙ О ПРЕДМЕТНОЙ ОБЛАСТИ, ЧТО МОЖЕТ БЫТЬ ДОСТИГНУТО ЗА СЧЕТ РАЗРАБОТКИ ОНТОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ. В РАМКАХ ВЫПОЛНЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ НА БАЗЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА PROTÉGÉ БЫЛА РАЗРАБОТАНА ОНТОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ВСП, ВКЛЮЧАЮЩАЯ В СЕБЯ СИСТЕМУ КЛАССОВ И НАБОР АТТРИБУТОВ. ОНТОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ВЕРХНЕГО СТРОЕНИЯ МОРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ, ЯВЛЯЯСЬ, ПО СУТИ, БАЗОЙ ЗНАНИЙ, ЗА СЧЕТ ИНТЕРОПЕРАБЕЛЬНОСТИ МОЖЕТ ВЫСТУПАТЬ В КАЧЕСТВЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ЯДРА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЦИФРОВОЙ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРЕДЫНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

THE MOST COMMON TYPE OF OFFSHORE OIL AND GAS FIELD FACILITIES ON THE RUSSIAN FEDERATION CONTINENTAL SHELF IS AN OFFSHORE FIXED PLATFORM, THE KEY PART OF WHICH IS THE TOPSIDE (USUALLY THE COST OF THE TOPSIDE EXCEEDS THE COST OF THE SUPPORTING FOUNDATION [1,2]). THE SUCCESS AND EFFICIENCY OF THE PROJECT REALIZATION IS DIRECTLY INFLUENCED BY THE QUALITY OF PRE-INVESTMENT DESIGN WORKS [3]. TO CREATE DIGITAL SUPPORT SYSTEMS FOR THE INTEGRATED DESIGN OF THE OFFSHORE PLATFORM TOPSIDES IT IS NECESSARY TO FORMALIZE AND STRUCTURE KNOWLEDGE ABOUT THE SUBJECT AREA, WHICH CAN BE ACHIEVED THROUGH THE DEVELOPMENT OF AN ONTOLOGY MODEL. AS PART OF THIS RESEARCH, AN ONTOLOGICAL MODEL OF THE TOPSIDE STRUCTURE WAS DEVELOPED ON THE BASIS OF THE PROTÉGÉ SOFTWARE PACKAGE, INCLUDING A SYSTEM OF CLASSES (PARTONOMY OF THE TOPSIDE STRUCTURE, TAXONOMY OF THE TOPSIDE STRUCTURE, FUNCTIONS AND PROCESSES OF THE TOPSIDE STRUCTURE, OBJECTS OF THE TOPSIDE STRUCTURE OPERATIONS, INTERFACES OF THE TOPSIDE STRUCTURE, REGULATORY REQUIREMENTS OF THE TOPSIDE STRUCTURE) AND A SET OF ATTRIBUTES (OBJECT PROPERTIES AND DATA PROPERTIES). THE ONTOLOGICAL MODEL OF THE TOPSIDE STRUCTURE OF AN OFFSHORE PLATFORM, BEING ESSENTIALLY A KNOWLEDGE BASE, DUE TO ITS INTEROPERABILITY, CAN ACT AS AN INFORMATION CORE FOR THE DEVELOPMENT OF AN INTELLIGENT DIGITAL SYSTEM TO SUPPORT PRE-INVESTMENT DESIGN

Ключевые слова: верхнее строение, морское нефтегазопромислое сооружение, предынвестиционное проектирование, семантические технологии, онтологическое моделирование, цифровой инжиниринг.

**Каменский
Глеб Андреевич**
аспирант

**Богатырева
Елена Викторовна**
заведующая кафедрой
освоения морских
нефтегазовых месторождений

Российский государственный
университет нефти
и газа (Национальный
исследовательский
университет) имени
И.М. Губкина

УДК 629.563

Верхнее строение морской платформы (ВСП) является сложной системой, состоящей из большого количества подсистем. Также ВСП является составляющим элементом других систем, более высокого уровня, таких как МНГС, проект освоения морского нефтегазового месторождения, экосистема морской акватории, нефтегазовая компания, регион, государство и т.п. Каждая из этих систем имеет свои цели, которые нередко могут противоречить друг другу. При этом все эти системы связаны между собой большим количеством прямых и опосредованных связей. В разработанной в [5] иерархии системы морского нефтегазового месторождения предложены следующие уровни системы: наднациональный, национальный, уровень региона и отрасли, уровень месторождения и комплекса (МНГК), объекта (МНГС), модулей, узлов, элементов. Для каждого из данных уровней определены свои цели, оказывающие влияние на соседние элементы иерархий.

Множество целей и взаимосвязь систем определяют факторы влияния, которые требуется учитывать при проектировании ВСП [6]. Учет всех целей, взаимосвязей, ограничений сложной системы требует оперирования огромными массивами разнородных данных, что требует использования интеллектуальных цифровых систем. Согласно Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 г. [4], прогнозируется активное использование искусственного интеллекта, а также внедрение инновационных продуктов и передовых цифровых решений для задач отрасли.

В основе любой интеллектуальной цифровой системы должна находиться база знаний о предметной области проектирования, для разработки которой может применяться онтологическое моделирование. Исходя из этого в рамках данной работы была поставлена следующая цель: разработать онтологическую модель верхнего строения морской нефтегазопромисловой платформы.

Основные понятия онтологического моделирования

Одной из наиболее актуальных проблем развития информационных технологий является доведение до промышленной эксплуатации технологий, позволяющих строить комплексные модели и решать с их помощью те оптимизационные, аналитические и оперативные задачи, которые не могут быть решены другими способами [8].

Традиционный способ решения любых оптимизационных задач с применением математического моделирования, согласно [8], сводится к:

- формализации фрагмента предметной области таким образом, который позволяет отразить ее характеристики, существенные для оценки результата;
- выбору способа представления характеристик в виде чисел, установлению зависимостей между характеристиками;
- разделению характеристик на заданные в качестве ограничений и подлежащие оптимизации;
- поиску экстремальных значений оптимизируемых характеристик.

Главным недостатком такого подхода является излишнее упрощение моделируемой ситуации или недостаточность математического аппарата для удовлетворительного описания характеристик и отношений между объектами в модели, ввиду чего полученный результат может существенно отличаться от реальной ситуации. Например, распространенным способом является рассмотрение системы как «черного ящика», при котором рассматриваются только входные и выходные параметры системы, не принимая во внимание ее структурные особенности. Сама работа системы при этом описывается эмпирическими закономерностями, которые при изменении параметров не позволяют корректно предсказывать ее поведение. К недостаткам стандартного моделирования также можно отнести то, что любая модель является отражением определенной теории, ввиду чего при ее изменении (в связи с неудовлетворительностью

результатов) требуется полная перестройка всей модели [8].

Одним из наиболее многообещающих направлений для решения подобных задач является использование семантических технологий [8]. Семантические технологии – это набор способов представления и использования концептуализированной информации в электронном виде [8]. Идея «семантической паутины», предложенная Тимом Бернерс-Ли, подразумевает, что узлы семантической сети могут предоставлять информацию не только в виде сигнала (текста, картинки и т.п.), но и в формализованном представлении, которое позволит алгоритмам обрабатывать смысл информации [8]. Таким образом, переход с традиционных IT-решений на семантические технологии является переходом от работы с данными к работе со знаниями (онтологиями).

Онтология как способ познания представляет собой учение о существе или сущности, бытии, сути [9]. С точки зрения информатики онтология – это попытка всеобъемлющей и детальной формализации некоторой области знаний с помощью концептуальной схемы, состоящей из структуры данных, содержащей все релевантные классы объектов, их связи и правила (теоремы, ограничения), принятые в этой области [9]. Таким образом, по сути своей онтология является метаописанием предметной области.

Разница между «данными» и «знаниями» заключается в способе восприятия и использования информации. Для восприятия и использования данных человеку необходимо выполнять интерпретацию, выявление их смысла и его перенос на интересующую часть реальности (в тех случаях, когда это делает программный алгоритм – ситуация принципиально не меняется, так как способ интерпретации данных все равно задан человеком). Представленные же в электронной форме знания могут восприниматься непосредственно, так как они уже выражены при помощи того понятийного аппарата, которым пользуется человек. Кроме того, с такими знаниями (онтологиями) могут выполняться и полностью автоматические

операции – получение логических выводов. Результатом этого процесса станут новые знания [8].

В рамках исследования предлагается использование онтологической модели как основы для формирования базы знаний и работы с базами данных. База данных (БД) – организованная совокупность данных с их описанием, предназначенная для обработки на ЭВМ при решении задач в автоматизированных системах [9]. База знаний (БЗ) – организованная совокупность знаний, обладающих внутренней структурой и связанных между собой системой различных отношений. Т.е. БЗ является дальнейшим развитием БД. БЗ содержит систему знаний о проблемной области как части объективного мира со всеми взаимосвязями, существующими между ее элементами и динамикой их изменения [9].

Таким образом, задачей онтологического моделирования является создание формализованных электронных моделей (баз) знаний, которые могут предназначаться для:

- имитационного моделирования процессов с целью их оптимизации;
- быстрого получения логических выводов на основании большого количества информации, с целью поддержки принятия решений;
- обеспечения доступности для восприятия пользователей больших объемов сложно структурированной информации и обмена знаниями между людьми;
- решения ряда технических задач, прежде всего в области интеграции информационных систем [8].

Рассматривая вопрос принятия решений важно понимать, что онтологическое моделирование только оказывает поддержку, максимально обеспечивая человека информацией, требуемой для осознанного их принятия, а также предсказывая последствия тех или иных вариантов решения для того, чтобы человек мог оценить их приемлемость с учетом ценностных установок [8].

Онтологический анализ – выявление в актуальной части реального мира дискретных составляющих (объектов, классов

РИСУНОК 1. Последовательность создания онтологической модели [8]



объектов), создание системы терминов данных объектов, определение их фундаментальных свойств и взаимосвязей между ними. Результатом онтологического анализа является онтология предметной области [9, 10], она же – онтологическая модель предметной области. Предметная область – часть реального мира, рассматриваемая в пределах данного контекста (под контекстом может пониматься область исследования или объект некоторой деятельности) [11]. Таким образом, онтологический анализ по сути своей является онтологическим моделированием. Основная задача онтологии – точная спецификация предметной области.

Базисным способом выражения информации в онтологических моделях является триплет – синтаксическая структура, состоящая из подлежащего (сущность, о которой сообщается информация), сказуемого (свойства, значение которого задается для данного объекта – предикат) и дополнения (свойство или сущность, связываемые через предикат с подлежащим) [8]. Таким образом, вся информация, содержащаяся в онтологической модели, выражается в виде элементарных выражений, а сама модель представляет собой набор триплетов.

Онтологическая модель, представляя собой набор логических утверждений, позволяет определять правила поведения объектов и предсказывать таким образом последствия тех или иных решений и действий [8]. Исходя из этого можно определить один из ключевых способов использования онтологических моделей – перенос знаний от носителя к пользователю [8]. Для использования базы знаний, разработанной инженером на базе онтологии, не требуется такой же уровень погружения в предметную

область: разработанная семантическая модель путем задействования логического аппарата выдаст результат в соответствии с заложенными в нее знаниями (например, от инженера, способного сформулировать правила и регламенты выполнения технологической операции, к исполнителю данной операции).

Также важным способом применения онтологических моделей является перенос информации между различными средами или между человеком и средой. Онтологическая модель в данном случае будет обеспечивать единство языка между участниками обмена [8]. Данное свойство онтологий носит название интероперабельность (от англ. Interoperability) – способность продукта или системы, интерфейсы которых полностью открыты, взаимодействовать и функционировать с другими продуктами или системами без ограничений [11].

Процедура создания онтологической модели, согласно [8], включает в себя выполнение следующей последовательности шагов: декомпозиция, идентификация, классификация, описание свойств, присвоение значений и установка связей.

Онтология ВСП

Цель данного исследования заключается в совершенствовании подходов к проектированию верхних строений морских платформ. Онтологическое моделирование позволяет за счет формализации знаний о ВСП установить структурные, функциональные и причинно-следственные связи между элементами, обеспечить согласование терминов и понятий между участниками процесса проектирования и осуществлять поддержку

принятия решений, что позволяет вывести предынвестиционное проектирование на принципиально новый уровень за счет интеллектуального подхода к процессу.

Для реализации онтологии верхнего строения морской платформы был выбран язык описания онтологий OWL (Ontology Web Language). OWL – это язык, базирующийся на направлении Semantic Web, служащий для представления web-онтологий предметных областей и одобренный консорциумом W3C [12]. Преимуществом языка OWL является богатая семантическая выразительность и поддержка логического вывода.

Язык OWL использует синтаксис XML, удобный для компьютерного анализа, но не всегда удобный для восприятия человеком. Поэтому обычно для документов с онтологиями, написанными на языке OWL, используют специализированные программы отображения, например Protégé [13]. Protégé является одним из наиболее развитых бесплатно распространяемых редакторов онтологий и фреймворков баз знаний. При необходимости Protégé позволяет осуществлять трансляцию всех разработанных в нем онтологий в другие языки семантической разметки, например в RDFS, а также подключать различные плагины, позволяющие осуществлять визуализацию онтологий, бесконтекстный поиск по онтологиям и т.д. [12].

Основной акцент в разрабатываемой онтологической модели был сделан на формализации представления о структурных и функциональных аспектах ВСП, позволяющей дальнейшее использование модели в инженерных и аналитических системах.

В основу модели были положены действующие нормативные документы, используемые в отечественной практике проектирования морских нефтегазопромысловых сооружений, в частности в качестве основных можно выделить:

- ГОСТ Р 70831-2023 Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Правила проектирования и строительства [14];

- НД 2-020201-027 Правила классификации и постройки морских стационарных платформ [15].

Разработанная онтологическая модель является открытой и дополняемой структурой, верхний уровень которой состоит из следующего набора классов: партономия ВСП, таксономия ВСП, функции и процессы ВСП, объекты деятельности ВСП, интерфейсы ВСП, нормативные требования.

Для установления взаимосвязей между элементами классов, помимо встроенных в Protégé структурных предикатов, были определены следующие объектные свойства (object properties):

- состоять из;
- выполнять функцию;
- являться объектом функции;
- иметь интерфейс с;
- соответствовать требованиям.

Для описания характеристик объектов онтологии были определены следующие свойства-литераллы (data properties):

- количество;
- масса;
- размерные характеристики:
 - высота;
 - длина;
 - ширина;
 - объем;
 - площадь;
- давление;
- расход;
- температура;
- мощность.

Построенная онтологическая модель содержит более

600 триплетов, описывающих предметную область. Рассмотрим структуру разработанной онтологии чуть более подробно.

Партономия ВСП

описывает структуру сооружения с точки зрения функциональных блоков. В составе ВСП в соответствии с [14, 15] выделяются следующие подклассы:

- Буровой комплекс: комплекс сооружений, оборудования, машин и механизмов, обеспечивающий выполнение технологических операций по строительству скважин с помощью бурильного инструмента [14]. В состав бурового комплекса входят:
 - Основное оборудование и системы бурового комплекса (буровая вышка с комплектом оборудования, опорная рама с гидроприводным оборудованием, циркуляционная система и др.);
 - Вспомогательные системы бурового комплекса (система гидравлики, система сжатого воздуха, система инертного газа и др.);
 - Технологический комплекс: комплекс нефтегазового оборудования, предназначенный для выполнения технологических процессов добычи, сбора, переработки и транспортировки скважин с морской платформы [14]. В состав технологического комплекса входят:
 - Основные системы технологического комплекса (система сбора скважинной продукции, системы подготовки продукции, система отгрузки продукции и др.);

РИСУНОК 1. Верхний уровень онтологии ВСП

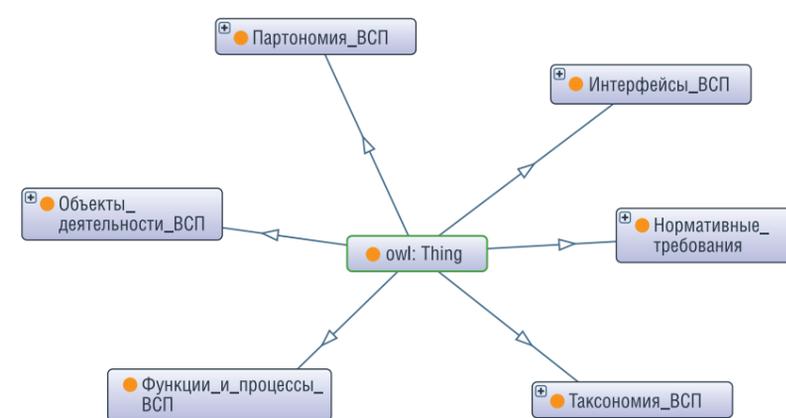


РИСУНОК 3. Фрагмент онтологической модели. Партономия ВСП

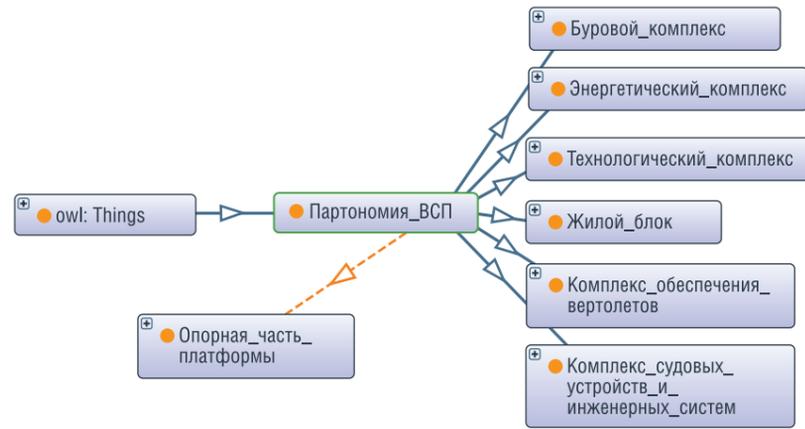


РИСУНОК 4. Фрагмент онтологической модели. Буровой комплекс

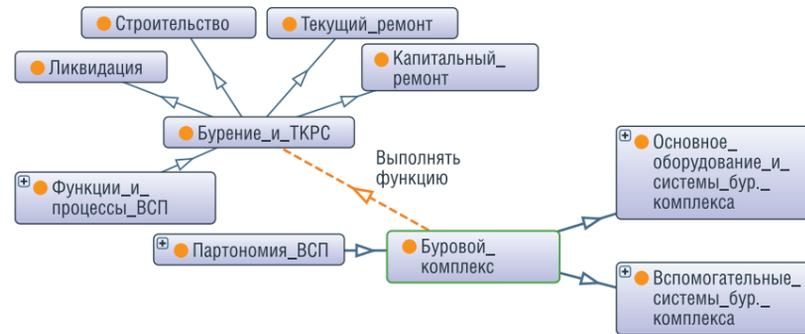


РИСУНОК 5. Фрагмент онтологической модели. Технологический комплекс

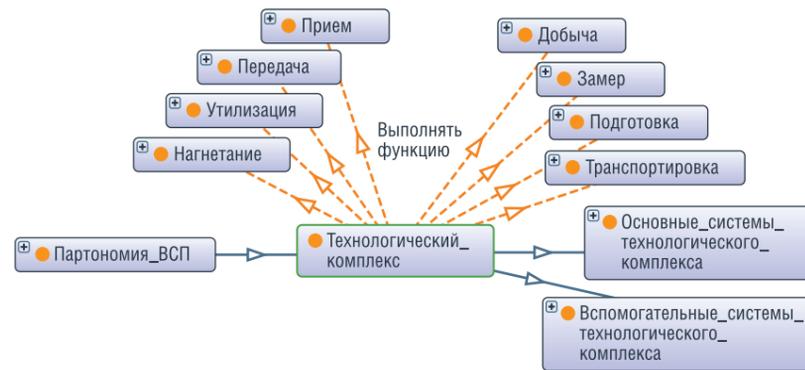
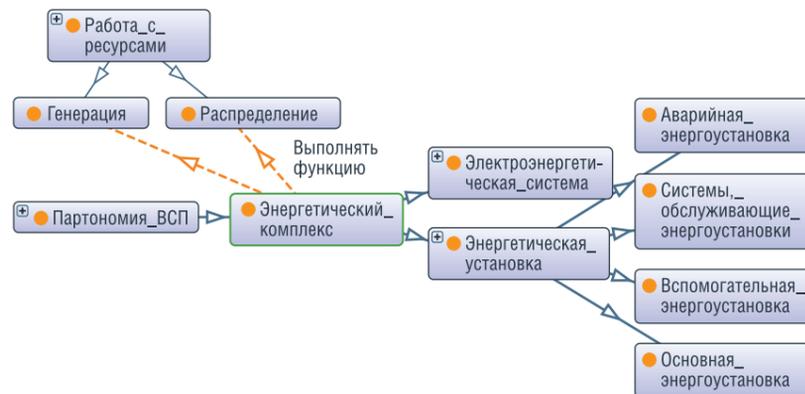


РИСУНОК 6. Фрагмент онтологической модели. Энергетический комплекс



- Вспомогательные системы технологического комплекса (система водяного охлаждения, система технологической пресной воды, система сжатого воздуха и др.).

- Энергетический комплекс: комплекс оборудования, систем трубопроводов с арматурой и КИПиА, предназначенный для обеспечения потребителей МНГС необходимыми энергоресурсами: электрической энергией, тепловой энергией (теплоносителем), паром [14]. В состав энергетического комплекса входят:

- Энергетическая установка (основная энергоустановка, вспомогательная энергоустановка, аварийная энергоустановка, системы, обслуживающие энергоустановки);

- Электроэнергетическая система (основная энергоустановка, вспомогательная энергоустановка, аварийная энергоустановка, сети освещения и др.).

- Жилой блок: функционально законченная блочная, модульная или блочно-модульная конструкция верхнего строения многофункционального МНГС, предназначенная для размещения обслуживающего персонала [14]. В состав жилого блока входят:

- Жилые помещения;
- Общие помещения;
- Административные помещения;
- Камбузный блок;
- Прачечный блок;
- Медицинский блок;
- Санитарно-бытовые помещения;
- Санитарно-гигиенические помещения.

- Комплекс обеспечения вертолетов: элемент морской платформы, предназначенный для посадки и обслуживания вертолетов [15]. Включает в себя вертолетную площадку и средства обеспечения вертолета.

- Комплекс судовых устройств и инженерных систем: совокупность систем и устройств, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности морской платформы. Включает в себя:

- Судовые устройства (грузоподъемные устройства, комплекс спасательных средств, сигнальные средства и др.);

РИСУНОК 7. Фрагмент онтологической модели. Жилой блок

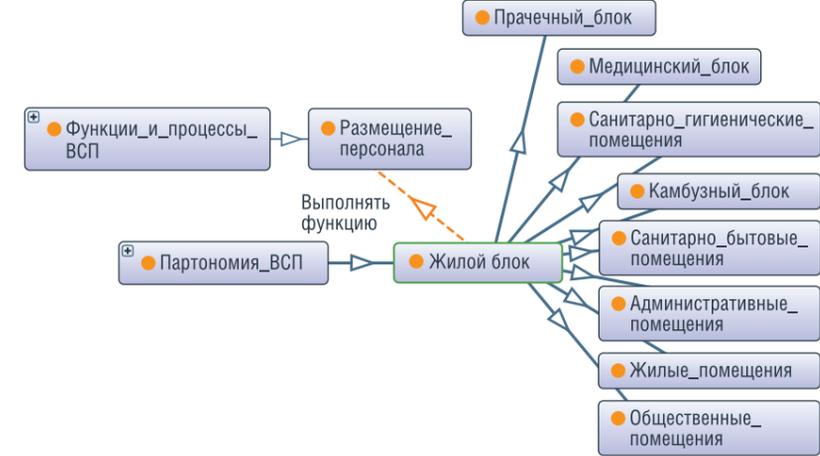


РИСУНОК 8. Фрагмент онтологической модели. Комплекс обеспечения вертолетов

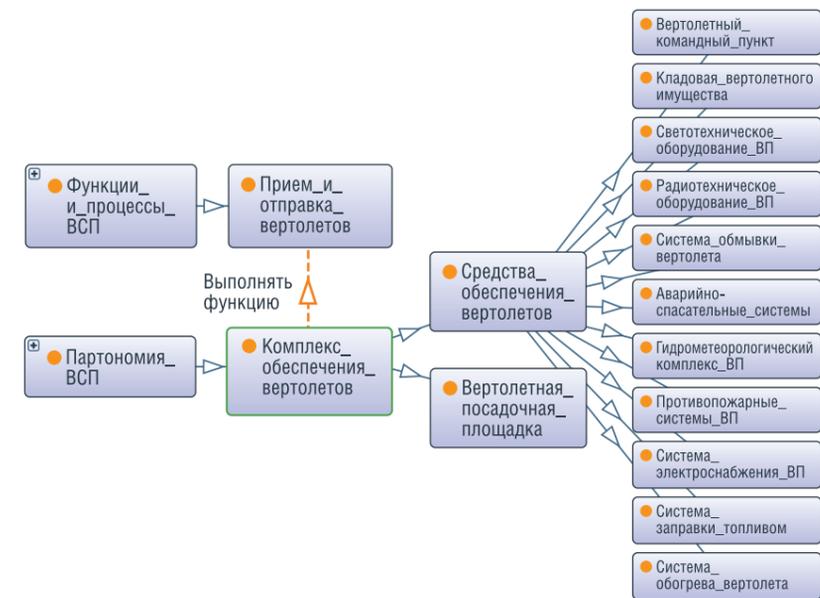
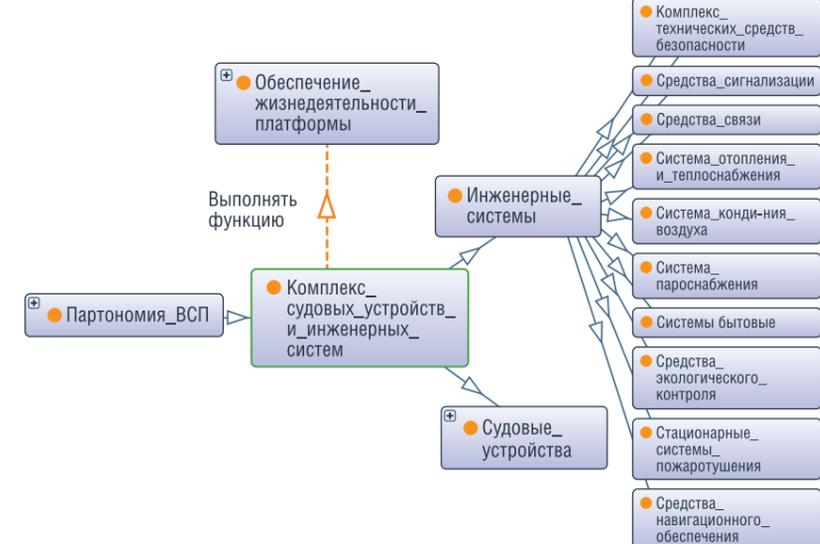


РИСУНОК 9. Фрагмент онтологической модели. Комплекс судовых устройств и инженерных систем



- Инженерные системы (система отопления и теплоснабжения, система вентиляции, система кондиционирования воздуха, система пожаротушения и др.).

Таксономия ВСП

описывает структуру с точки зрения материальных объектов и ресурсов, из которых состоит сооружение. Включает в себя металлоконструкции, оборудование, трубопроводы и запорно-регулирующую арматуру, приборы и устройства, кабельную продукцию и инвентарь.

Функции и процессы ВСП:

включает в себя набор основных функций и процессов, выполняемых сооружением в процессе освоения месторождения, в том числе:

- Бурение и ТКРС: набор функций, связанных с работой со скважинами;
- Работа с ресурсами: набор функций и процессов, направленных на работу с потоками ресурсов (углеводородная продукция, энергетические ресурсы и др.);
- Обеспечение жизнедеятельности платформы: набор вспомогательных функций, обеспечивающих выполнение морской платформой основных функций в рамках работ по освоению запасов месторождения;
- Размещение персонала;
- Прием и отправка вертолетов.

Объекты деятельности ВСП:

включает в себя набор объектов, на которые направлены основные и вспомогательные функции морской платформы в рамках производственной деятельности сооружения, в том числе: месторождение, скважины, ресурсы, персонал, вертолетная техника.

Интерфейсы ВСП:

включает в себя основные узлы, по которым ВСП взаимодействует с окружающими объектами, в том числе: опорная часть морской платформы, внешние трубопроводы и кабели.

Нормативные требования:

описывает структуру нормативно-правовой базы в области проектирования, строительства и эксплуатации морских нефтегазопромысловых сооружений.

РИСУНОК 10. Фрагмент онтологической модели. Таксономия ВСП

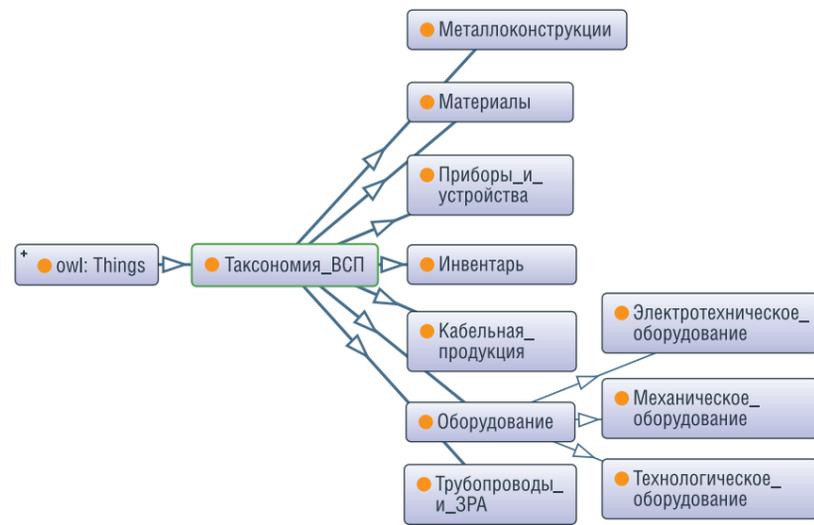


РИСУНОК 11. Фрагмент онтологической модели. Функции и процессы ВСП

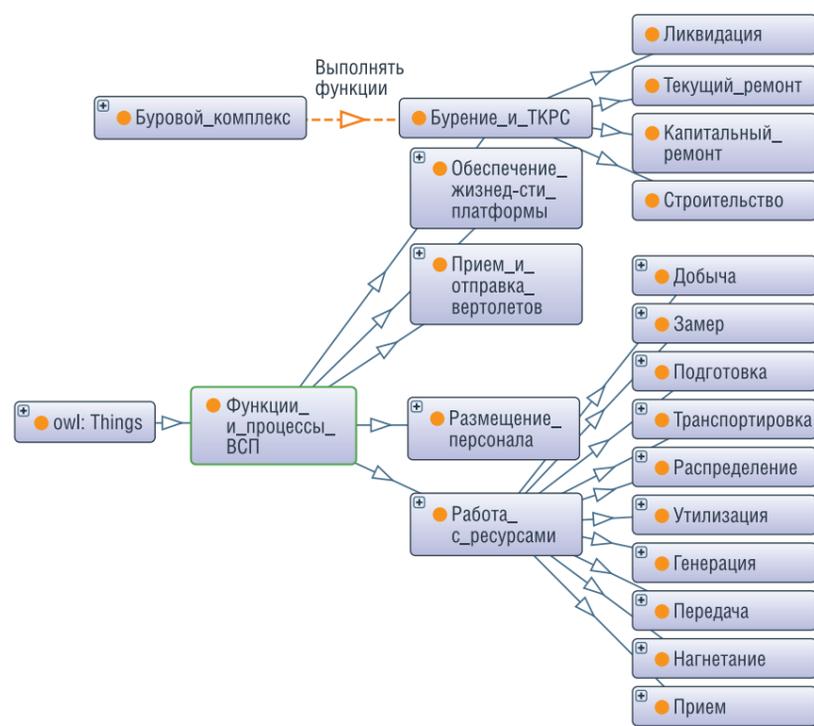


РИСУНОК 12. Фрагмент онтологической модели. Объекты деятельности ВСП

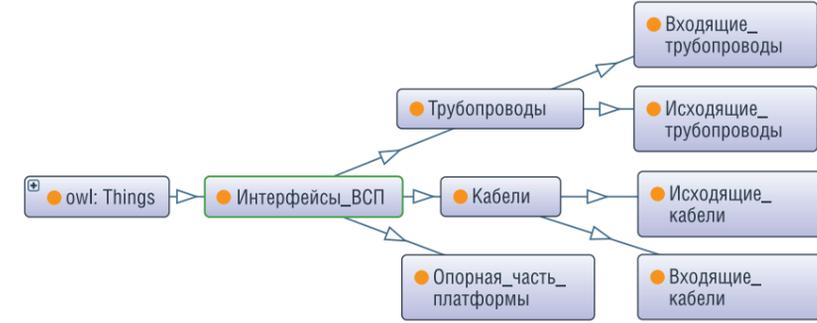


Данный класс включает следующие подклассы: Конституция Российской Федерации, федеральные законы Российской Федерации, технические регламенты, Указы Президента Российской Федерации, Постановления правительства Российской Федерации, Кодексы Российской Федерации, международные договоры, нормативно-правовые акты органов государственной власти, нормативно-правовые акты федеральных органов исполнительной власти, межгосударственные и национальные стандарты, международные стандарты, своды правил, правила регистров, ведомственные стандарты, отраслевые стандарты, методические указания, методики и инструкции.

Разработанная онтология верхнего строения морской нефтегазопромысловой платформы позволяет повысить качество выполнения работ по предынвестиционному проектированию за счет следующих преимуществ:

- 1) Формализация и стандартизация знаний о предметной области:
 - Онтология обеспечивает формализованное, машиночитаемое описание объектов, функций, связей, процессов и требований в контексте предметной области;
 - Однозначная идентификация объектов минимизирует риски неоднозначной интерпретации между пользователями онтологической модели.
- 2) Поддержка систем цифрового инжиниринга и автоматического проектирования:
 - Онтология позволяет получить структурированную иерархию сложной системы верхнего строения морской платформы;
 - Связь разнородной информации (функции, процессы, элементы, нормативная документация, характеристики и т.п.) в единую модель, что позволяет обеспечить комплексный подход к предынвестиционному проектированию ВСП;
 - Возможность извлечения информации и знаний из онтологии путем формирования запросов;

РИСУНОК 13. Фрагмент онтологической модели. Интерфейсы ВСП



- Онтология позволяет решать задачи автоматического конфигурирования верхних строений морских платформ под заданные требования и ограничения, что является важнейшим элементом работы систем автоматического проектирования;
- Настройка взаимосвязей в онтологии позволяет упростить процессы моделирования взаимодействий между элементами верхнего строения, а также объектами внешней проектной среды, что существенно повышает возможности прогнозирования поведения системы на всех этапах жизненного цикла;
- Интероперабельность онтологии, позволяющая упростить интеграцию в единый комплекс других элементов цифрового инжиниринга (расчетные модели, CAD-системы, модули поддержки принятия решений и т.п.).

Важно отметить, что разработанная онтологическая модель не является исчерпывающей и обладает открытостью, что создает задел для ее дополнения и интеграции с другими онтологиями, а также использования на всех стадиях жизненного цикла сооружения (от проектирования до ликвидации). Ключевой задачей данного исследования было разработать базовую онтологию, удовлетворяющую задачам предынвестиционного проектирования ВСП и создать

задел для дальнейшего развития данной тематики. В связи с этим можно выделить следующие основные направления для развития разработанной модели:

- Расширение глубины и ширины разработанной онтологии ВСП: добавление новых объектов (классы, индивиды, свойства), повышение детализации существующих.
- Интеграция модели в состав системы интеллектуального цифрового инжиниринга ВСП.
- Интеграция с онтологиями внешних предметных областей, таких как морское нефтегазопромысловое сооружение, морское месторождение углеводородов и т.п.
- Интеграция с цифровыми двойниками: онтология может выступать в качестве семантического ядра для создания цифрового двойника сооружения, что позволяет полноценно контролировать всю технологическую цепочку процесса освоения запасов месторождения, решать задачи имитационного моделирования, выполнять мониторинг и диагностику состояния систем, прогнозировать состояние систем и планировать техническое обслуживание и ремонт и т.п.

РИСУНОК 14. Фрагмент онтологической модели. Нормативные требования

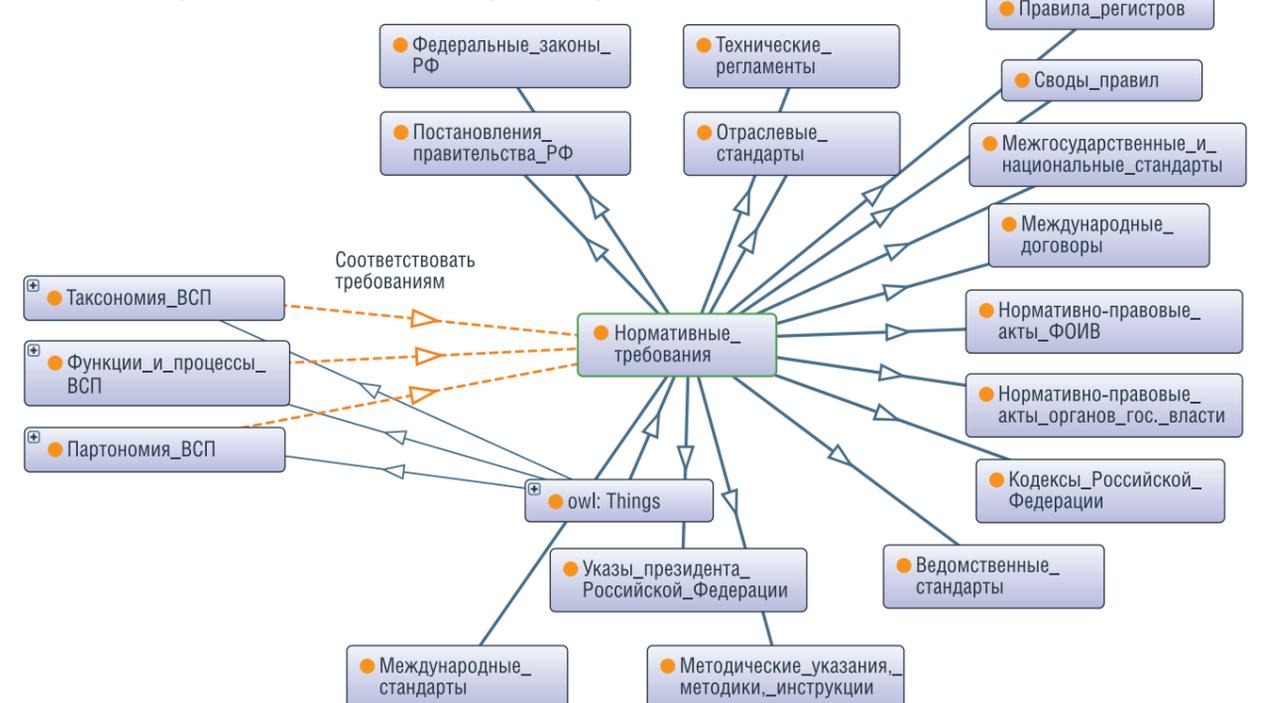


РИСУНОК 15. Архитектура системы цифрового инжиниринга ВСП



Концепция системы цифрового инжиниринга ВСП

Важным аспектом разработки онтологической модели являлось определение области ее практического применения.

В комплекс первоочередных мер по решению задачи цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса Российской Федерации входит создание условий для перехода на принцип управления и принятия решений на основе больших данных, использования цифрового мониторинга, оценки и прогнозирования состояний и процессов. Также в перечне технологий, оборудования, материалов и специализированного программного обеспечения, требующего создания или локализации на территории Российской Федерации до 2050 года отмечается потребность в рекомендательных системах и инструментах интеллектуальной поддержки принятия решений [4, 16]. Это обуславливает актуальность проработки вопросов создания инструментов цифрового проектирования морского обустройства, в частности это касается и предынвестиционного проектирования верхних строений морских платформ.

Информационное ядро подобных систем может разрабатываться на основании онтологических моделей.

Процедура проектирования верхнего строения морской платформы на предынвестиционной стадии состоит из следующей последовательности основных шагов:

- 1) Внесение исходных данных, задание ограничений.
- 2) Генерация альтернатив (определение вариантов технологической схемы разработки месторождений, определение соответствующих данным вариантам альтернатив верхнего строения морской платформы).
- 3) Конфигурирование вариантов верхнего строения морской платформы (определение состава основных систем).
- 4) Технологические расчеты по вариантам (расчеты технологии добычи, подготовки и транспортировки продукции).
- 5) Уточнение конфигурации вариантов верхнего строения по результатам технологических расчетов.
- 6) Техно-технологические расчеты по вариантам ВСП для уточненных конфигураций (оценка нагрузки масс, расчет энергопотребления и т.п.).

- 7) Оценка затрат по вариантам (капитальные, операционные).
- 8) Оценка экономических показателей по вариантам (ЧДД, ВНД, ИД, срок окупаемости).
- 9) Многоцелевая оптимизация для поиска рационального варианта.
- 10) Вывод рационального варианта.

В рамках исследования сформирована концепция информационной системы цифрового инжиниринга ВСП. Цель системы: автоматизация процесса проектирования, конфигурирования и выбора рационального варианта ВСП на основе формализованной онтологии, расчетных моделей и методов многоцелевой оптимизации. Разработка подобной системы за счет комплексного подхода и автоматизации позволит в значительной степени ускорить процесс предынвестиционного проектирования, повысить качество выполняемых расчетов и принимаемых решений.

Система цифрового инжиниринга ВСП включает в себя следующие компоненты:

- Онтологическая модель: информационное ядро системы, являющееся базой знаний о ВСП

(хранит в себе формализованные знания о составе, процессах, интерфейсах, взаимосвязи компонентов и т.п.), а также связывающее между собой базы данных и расчетные модели. Реализация на языке OWL обеспечивает семантическую связность, интероперабельность и поддержку логического вывода.

- Модуль исходных данных и ограничений: компонент, отвечающий за получение и обработку с помощью логических механизмов онтологии исходных данных и ограничений по проекту (в т.ч. нормативных).
- Модуль конфигурирования ВСП: на основе онтологической модели выполняет функции определения состава систем и оборудования в соответствии с задаваемым функционалом и набором ограничений.
- Модуль расчетных моделей: представляет собой совокупность расчетных моделей, подключаемых к онтологии, и выполняющих технико-технологические и экономические расчеты в рамках проектных работ (расчет технологических схем, энергетики, оценка массы, оценка стоимости и т.п.).
- Модуль визуализации и взаимодействия: интерфейс системы, отвечающий за взаимодействие с пользователем (внесение данных, настройки, указания системе и т.п.) и графическое отображение результатов работы (схемы, диаграммы, графики и т.п.).

Заключение

- Традиционные приемы математического моделирования в решении задач проектирования и оптимизации по ряду причин не всегда позволяют получить удовлетворительные результаты. Одним из наиболее перспективных направлений для решения подобных задач является использование семантических технологий, в частности – онтологическое моделирование.
- Онтологическая модель представляет собой концептуализированное представление о какой-либо области реальности, представленное в электронном виде [8]. Основная задача

онтологического моделирования – создание точной формализованной спецификации предметной области [11].

- В рамках исследования была разработана онтологическая модель верхнего строения морской платформы, которая обеспечивает формализованное и однозначное описание объектов, функций, процессов и требований, что способствует стандартизации знаний и снижению риска ошибок на этапе предынвестиционного проектирования. Она позволяет интегрировать разнородную информацию в единую структурированную модель, поддерживает автоматическое конфигурирование ВСП под заданные параметры, а также создает возможность интеграции с другими цифровыми инструментами (CAD-системы, расчетные модели, системы поддержки принятия решений), тем самым повышая эффективность предынвестиционного проектирования ВСП и создавая задел для создания интеллектуальной системы проектирования.
- Разработанная онтология не является исчерпывающей. В перспективе предполагается увеличение детализации разработанной онтологии, проработка вопросов интеграции с онтологиями смежных предметных областей, а также проработка вопросов создания семантического ядра цифрового двойника для решения задач всего жизненного цикла сооружения.

В рамках исследования предложена концепция информационной системы цифрового инжиниринга ВСП, основанная на применении онтологической модели. Реализация данной системы позволит интегрировать разнородную информацию в единую структурированную модель, что поддерживает автоматическое конфигурирование ВСП под заданные параметры, а также создает возможность интеграции с другими цифровыми инструментами (CAD-системы, расчетные модели, системы поддержки принятия решений), тем самым повышая эффективность проектирования. ●

Литература

1. Каменский К.А., Резанов К.С., Зубков С.К., Дряхлов В.С., Дадакин Н.М. Верхние строения морских платформ основные подходы к оптимизации массогабаритных характеристик. Деловой журнал NEFTGAZ.RU 11 (143), 2023, с. 14–19.
2. Каменский, Г.А. Решение задачи разработки матрицы вариантов верхних строений морских платформ на ранних стадиях проектирования / Г.А. Каменский, Е.В. Богатырева // Газовая промышленность. – 2024. – № 12 (875). – С. 42–49.
3. Основные подходы к оценке масс верхних строений морских нефтегазопромысловых сооружений / Г.А. Каменский, Е.В. Богатырева, В.С. Дряхлов, К.С. Резанов, С.К. Зубков // Научный журнал Российской газовой обществу. – 2024. №3 (45). – С. 56–65.
4. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 12 апреля 2025 г. № 908-р. – 2025. – 107 с.
5. Ермаков А.И. Оптимальное проектирование морских нефтегазовых сооружений: Дисс. ... доктора техн. наук: 05.15.12 / А.И. Ермаков. – Москва, 2000. – 363 с.
6. Каменский, Г.А. Применение методов системного анализа в решении задач выбора рационального варианта верхнего строения морской платформы / Г.А. Каменский, Е.В. Богатырева // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2025. – № 1 (318). – С. 84–96.
7. Автоматическое конфигурирование системы подготовки газа на основе онтологических моделей / И.Н. Глухих, Т.Г. Шевелев, Р.А. Панов [и др.] // Онтология проектирования. – 2022. – Т. 12, № 4 (46). – С. 518–531.
8. Горшков С. Введение в онтологическое моделирование. ООО «ТриниДата», 2016. – 165 с.
9. Боргест, Н.М. Ключевые термины онтологии проектирования: обзор, анализ, обобщения / Н.М. Боргест // Онтология проектирования. – 2013. – № 3 (9). – С. 9–31.
10. Боргест Н.М. Научный базис онтологии проектирования / Н.М. Боргест // Онтология проектирования. – № 1 (7), 2013. – С. 7–25.
11. Боргест, Н.М. Онтология проектирования. Теоретические основы. Ч. 1. Понятия и принципы [Электронный ресурс]: электрон. учеб. пособие / Самар. гос. аэрокосм. ун-т им. акад. С.П. Королева (нац. иссл.-уч.-т.); Н.М. Боргест. – Самара: Изд-во СГАУ, 2010. – 91 с.: ил. – Электрон. дан. (1 файл: 2,11 Мбайт). – URL: <https://rucont.ru/efd/229998> (дата обращения: 08.06.2025)
12. Козырев И.В. Применение онтологий в задачах эксплуатации кораблей // Программные продукты и системы. – 2013, № 2. С. 16–21.
13. Интеллектуальные системы в морских исследованиях и технологиях; [под ред. Ю.И. Нечаева]. СПб: ГМТУ, 2001.
14. ГОСТ Р 70831-2023 Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Правила проектирования и строительства.
15. НД 2-020201-027 Правила классификации и постройки морских стационарных платформ.
16. Многоцелевая оптимизация верхних строений морских нефтегазопромысловых платформ с применением нечеткой логики / Г.А. Каменский, Е.В. Богатырева // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2025. – № 6 (162). – С. 56–64.

KEYWORDS: topside structure, offshore oil and gas field structure, pre-investment design, semantic technologies, ontology modeling, digital engineering.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР «ГАЗПРОМНЕФТЬ- НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗА» ИВАН ПЕТРОВ:

«Новые технологии открывают путь к запасам, которые еще недавно казались недоступными»



Иван Петров
генеральный директор,
«Газпромнефть-
Ноябрьскнефтегаз»

ЯМАЛО-НЕНЕЦКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ – СТРАТЕГИЧЕСКИ ВАЖНЫЙ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ РЕГИОН. ЗДЕСЬ НЕ ТОЛЬКО РАЗРАБАТЫВАЮТ КРУПНЫЕ ЗРЕЛЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, НО И ОТКРЫВАЮТ НОВЫЕ. О ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ВЫЗОВАХ, ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСАХ, ЦИФРОВИЗАЦИИ И РАБОТЕ С КАДРАМИ МЫ ПОГОВОРИЛИ С ИВАНОМ ПЕТРОВЫМ, ГЕНЕРАЛЬНЫМ ДИРЕКТОРОМ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗА»

THE YAMALO-NENETS AUTONOMOUS OKRUG IS A STRATEGICALLY IMPORTANT REGION FOR RUSSIAN FEDERATION'S OIL AND GAS INDUSTRY. NOT ONLY LARGE MATURE FIELDS ARE BEING DEVELOPED HERE, BUT NEW ONES ARE ALSO BEING DISCOVERED. WE SPOKE WITH IVAN PETROV, CEO OF GAZPROMNEFT-NOYABRSKNEFTEGAZ, ABOUT TECHNOLOGICAL CHALLENGES, HARD-TO-RECOVER RESERVES, DIGITALIZATION, AND PERSONNEL SERVICES

Ключевые слова: разработка зрелых месторождений, трудноизвлекаемые запасы, цифровые решения, Ямало-Ненецкий автономный округ, технологические вызовы.

– Иван Андреевич, «Ноябрьскнефтегаз» уже много лет является одним из крупнейших нефтедобывающих предприятий Ямала. За счет чего удается сохранять эти позиции?

– В этом году «Газпром нефть» отмечает 30-летие. И все эти годы «Ноябрьскнефтегаз» был и остается одним из лидеров по добыче нефти. Сегодня среди предприятий компании по этому показателю мы занимаем второе место. И история «Газпром нефти» неразрывно связана с «Ноябрьскнефтегазом» –

как в области технологического развития и цифровизации, так и по добычным проектам.

У «Ноябрьскнефтегаза» огромная ресурсная база – свыше миллиарда тонн нефтяного эквивалента. Около половины этого объема относится к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ), еще треть – участки, требующие доизучения. И для поддержания добычи мы параллельно движемся сразу в нескольких направлениях. С одной стороны, ищем способы повышения нефтеотдачи и вовлечения в разработку остаточных запасов зрелых месторождений.

С другой – исследуем пути для экстенсивного роста за счет новых участков и сложных залежей.

В последние годы «Ноябрьскнефтегаз» реализует масштабную программу геолого-разведочных работ. Мы сосредоточили внимание на наиболее перспективных объектах: среди них Воргенская площадь, Жигулевский участок, глубокие горизонты Холмогорского месторождения. При выходе на новые территории наша цель – быстрый запуск и ранняя добыча. Показательный пример – Новое

месторождение в Пуровском районе. Мы в рекордные сроки – за два года – обустроили промысел и запустили промышленную добычу. Это в полтора раза быстрее среднеотраслевых показателей для аналогичных активов.

Важное направление развития ресурсной базы – юго-восток ЯНАО. Там расположен наш основной драйвер перспективной добычи – Отдаленная группа месторождений (ОГМ). В нее входят шесть активов с суммарными начальными извлекаемыми запасами свыше 46 миллионов тонн. И мы не только разрабатываем этот кластер, но и заходим в смежные зоны. Так, в прошлом году приобрели три лицензионных участка Восточно-Тэрельской группы. Они пока слабо изучены и расположены вдали от транспортной инфраструктуры, но соседство с ОГМ является преимуществом в развитии этого крупного проекта и позволяет рассчитывать на синергию.

– Один из главных вызовов для отрасли – разработка трудноизвлекаемых запасов. Сколько «трудной» нефти сегодня добывает «Ноябрьскнефтегаз» и какие проекты вы реализуете в этой сфере?

– На трудноизвлекаемые запасы сегодня приходится около 20% нашей добычи. В основном это нефть из ачимовской толщи. Мы уже успешно внедрили ряд решений для разработки таких залежей – и в части бурения, и в части увеличения нефтеотдачи. Недавно на Холмогорском месторождении был создан технологический полигон для разработки и тестирования инновационных методов добычи трудноизвлекаемых запасов. Уже сегодня свыше 65% запасов страны относятся к ТРИЗ. Эффективная работа с ними определит будущее нефтегазовой отрасли.

– В портфеле «Ноябрьскнефтегаза» немало зрелых месторождений. Что делает предприятие для поддержания добычи на таких активах?

– Повышение нефтеотдачи на зрелых активах остается важным фактором увеличения добычи. Основной способ интенсификации притока на сегодняшний день – гидроразрыв пласта (ГРП). Вместе с партнерами мы разрабатываем и испытываем технологии и материалы, которые делают эту



операцию более эффективной. Например, недавно успешно опробовали жидкость для ГРП, созданную на основе отечественного полиакриламида. Также испытали и внедрили первое отечественное оборудование для повторного многостадийного ГРП, что позволит нам значительно увеличить дебит скважин, находящихся на грани рентабельности. Продолжаем тестировать новые реагенты для ПАВ-полимерного заводнения. Это один из химических методов увеличения нефтеотдачи, доказавший свою эффективность как раз на поздних стадиях разработки месторождений.

– С каждым годом качество запасов ухудшается. Для их добычи нужны дополнительные инвестиции. Что вы делаете, чтобы сохранить эффективность сложных добычных проектов?

– Путь один: технологии и цифровизация. В истории «Ноябрьскнефтегаза» было два значимых пика добычи – в конце 1980-х и в 2004-м. Сейчас мы стоим на пороге третьего пика, который будет обеспечен именно за счет этих факторов.

У нас создана цифровая система сопровождения бурения и добычи. В режиме онлайн мы управляем работой оборудования, отслеживаем и корректируем параметры бурения, подбираем оптимальные геолого-технические решения. Строим высокотехнологичные многоступенчатые скважины, причем делаем это в рекордные сроки. На одном из участков мы построили пять сложных скважин, и каждую из них бурили быстрее предыдущей. Благодаря этому мы смогли начать добычу раньше, чем планировали.

Цифровые инструменты, новые технологии и подходы к бурению открывают нам путь к запасам, которые еще десять лет назад казались недоступными.

– Производственный комплекс «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза» – один из крупнейших в регионе. Какие инициативы реализуются для обеспечения экологичности его работы?

– Экология всегда находится в центре нашего внимания. Мы не только закладываем в новые проекты передовые решения, минимизирующие воздействие на природу, но и создаем современную инфраструктуру для повышения экологичности зрелых активов. Например, запустили мобильную компрессорную установку на Вынгапуровском месторождении. Современное российское оборудование позволило нам увеличить уровень полезного использования попутного нефтяного газа на этом крупном промысле до 98,5%. Запуск установки стал основанием для регистрации в национальном Реестре углеродных единиц первого климатического проекта «Газпром нефти». Компания получит 370 тысяч углеродных единиц.

«Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» работает на 37 месторождениях и владеет лицензиями на участки общей площадью более 50 тысяч квадратных километров. Это масштабное производство и большой объем инженерных коммуникаций. Еще одна программа связана с комплексным обновлением трубопроводов и нефтепромыслового оборудования. В 2024 году мы реконструировали



250 километров трубопроводных трасс, в этом году планируем еще столько же. Эти вложения мы рассматриваем прежде всего как инвестиции в экологическую безопасность – для нас это приоритет.

Ежегодно реализуем программы по лесовосстановлению и восполнению краснокнижных видов рыб. В этом году, например, выпустили в Иртыш более 120 тысяч мальков сибирского осетра, а осенью планируем высадить хвойные деревья на 220 гектарах.

– Большая инфраструктура – это и вызов с точки зрения производственной безопасности.

– На первом месте – безопасность людей, и здесь также помогают современные технологии. Активно применяем видеоаналитику и нейросети, которые в режиме реального времени собирают и интерпретируют данные с камер и датчиков, установленных в местах производства работ. Это позволяет прогнозировать и предотвращать инциденты на производстве. Наши достижения в этой сфере высоко оцениваются экспертным сообществом: в прошлом году «Ноябрьскнефтегаз» стал победителем конкурса по охране труда среди организаций Ямало-Ненецкого автономного округа.

– Еще одна общепромышленная задача – обеспечение кадрами. Как вы ее решаете?

– Какими бы современными ни были технологии, добиться высокого результата без квалифицированных сотрудников невозможно. Чтобы привлечь и развивать кадры внутри команды,

мы ведем комплексную работу. И надо сказать, вполне успешно: «Ноябрьскнефтегаз» был и остается общепризнанной кузницей кадров для отрасли, наших «выпускников» можно встретить на разных позициях по всей стране.

Ключевой фокус внимания – работа с молодежью. Сегодня почти четверть сотрудников «Ноябрьскнефтегаза» – до 35 лет. Ежегодно к нам по окончании вузов и колледжей приходят десятки начинающих специалистов. Нам нужны и квалифицированные рабочие, и инженеры, и геологи. Перечень востребованных профессий очень широк.

Я сам 20 лет назад пришел на предприятие и не могу представить лучшего места для старта карьеры. Тут есть возможности для того, чтобы и получить производственный опыт, и поучаствовать в передовых технологических проектах, связанных с цифровизацией добычи, внедрением искусственного интеллекта и новыми инструментами работы с трудноизвлекаемыми запасами. Здесь действительно становятся профессионалами.

– И тем не менее сегодня молодежь стремится в мегаполисы. Как удается привлекать ее на Крайний Север?

– Здесь срабатывает несколько факторов. Если говорить о бытовых условиях на нефтепромысле, то сегодня они максимально приближены к городским. Даже на самых отдаленных территориях мы строим современные комплексы, где можно с комфортом жить, отдыхать, заниматься спортом. Скоростной интернет, тренажерные залы, теплые полы – это уже стандартные атрибуты вахты на Севере.

Преимущества жизни в небольших городах, таких как Ноябрьск и Муравленко, тоже налицо. Территория активно благоустраивается, появляются новые общественные пространства, строится жилье. Условия для развития детей здесь такие же, как в мегаполисах: музыкальные и художественные школы, танцевальные студии, спортивные секции.

У нас действует программа «Три рубежа», которая помогает не только освоить профессию, но и понять, как устроено предприятие изнутри. В первые три года молодые специалисты проходят тренинги, участвуют в форумах, стажироваются в разных подразделениях и работают с опытными наставниками. Ежегодные конкурсы профмастерства и научно-технические конференции – традиционные форматы, которые дают молодежи шанс проявить себя, раскрыть потенциал и подняться по карьерной лестнице.

Оценить эти преимущества можно еще до выпуска из колледжа или университета, приехав к нам на практику. Мы всегда рады толковым студентам, внимательно к ним присматриваемся, лучших приглашаем на работу. Ежегодно оплачиваемую практику проходят около ста ребят, и мы готовы увеличивать эту цифру.

Но главное, подчеркну еще раз, – перспективы профессионального и карьерного роста. В портфель «Ноябрьскнефтегаза» входят месторождения, на которых встречаются практически все типы пластов, характерные для Западной Сибири: от классических, давно эксплуатируемых залежей до сложных запасов, таких как ачимовская толща или юрские и неокимские горизонты. У нас молодежь работает с самыми современными технологиями бурения, добычи и увеличения нефтеотдачи, участвует в запуске новых месторождений и в реализации геолого-разведочных программ. Это бесценный опыт. Настоящая школа, которая открывает возможности для профессионального роста и дает старт карьере в нефтегазовой отрасли. ●

KEYWORDS: *development of mature fields, hard-to-recover reserves, digital solutions, Yamalo-Nenets Autonomous Okrug, technological challenges.*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

10–12 ноября

Форум по добыче и использованию СПГ

US Mexico Natural Gas Forum 2025

США, Сан-Антонио

12–13 ноября

Инвестиционный конгресс горнодобывающей промышленности и производства строительных материалов

Mining Investment North America 2025

Канада, Торонто

26 ноября

Международный металлургический саммит

Цифровизация металлургии 2025

Россия, Москва

НОЯБРЬ

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

19–20 ноября

Конгресс и выставка

Азот Синтезгаз. Узбекистан и СНГ 2025

Узбекистан, Ташкент

24–25 ноября

Конференция

ПроГРРесс 2025

Россия, Москва

26–27 марта

Конференция

Тренд на пласт: эффективные технологии ГТМ, МУН, бурения и внутрискважинных работ 2025

Россия, Санкт-Петербург



Ультразвук против токсичных газов

Ученые Пермского Политеха (ПНИПУ) разработали метод очистки промышленного воздуха от аммиака и сероводорода. Инновация заключается в применении ультразвука для приготовления химического поглотителя на основе активированного угля. Новый подход предполагает использование ультразвукового излучателя частотой 22 – 24 кГц для растворения соли в холодной воде. Интенсификация процесса растворения и последующее применение вибрационного смесителя позволили провести пропитку угля в одну стадию, что обеспечило равномерное распределение активного компонента по поверхности гранул. Время защитного действия усовершенствованного поглотителя составило 57 минут для аммиака и 47 минут для сероводорода, что примерно в 1,5 раза превышает показатели существующих аналогов. Сокращение числа производственных этапов делает технологию более экологичной, позволяет упростить технологический процесс, повысить качество продукта и сократить его себестоимость на 20 %.

Катализатор для переработки парниковых газов

Ученые Томского политехнического университета (ТПУ) совместно с коллегами синтезировали катализатор на основе никеля и карбида вольфрама для переработки углекислого газа и метана в синтез-газ. Катализатор сочетает высокоактивный и недорогой никель со стабильным карбидом вольфрама. Синергетический эффект от такого сочетания позволил получить материал, превосходящий по активности и устойчивости к окислению традиционные аналоги на оксидных носителях и на основе индивидуальных карбидов. Ключевым достижением стало эффективное подавление процесса коксования. Уровень образования углеродистых отложений удалось снизить до 1% за 200 ч непрерывной работы. Катализатор поддерживает высокие показатели конверсии реагентов и выхода продукта в течение длительного времени эксплуатации. Испытания при температуре 800 °С и атмосферном давлении показали, что оптимальный баланс свойств достигается при содержании никеля на уровне 20 мас. %.

Органический полупроводник для сверхчувствительных сенсоров

Российские ученые создали новый класс органических полупроводниковых материалов на основе диазафлуорена, на базе которого были разработаны органические полевые транзисторы, применяемые в качестве газовых сенсоров. Устройства продемонстрировали четкий и быстрый отклик на низкие концентрации сероводорода в воздухе, составляющие порядка пятисот миллиардных долей. Полупроводники n-типа, где основными носителями заряда являются электроны, не способны стабильно работать на открытом воздухе. Ученые предположили, что этой проблемы лишены полупроводники на основе диазафлуорена, в молекулах которого присутствует два атома азота. В ходе экспериментов был подобран оптимальный материал – диазафлуорен с фрагментом дицианометилидена. Созданная молекула обладает низким уровнем граничных орбиталей для эффективного переноса электронов и стабильности, низким дипольным моментом для минимизации ловушек заряда и химической функциональностью для сенсорного отклика.

Композиты для высокотемпературной электроники

Ученые Томского научного центра СО РАН синтезировали электропроводящие полимерные композиты на основе карбосилицида титана и азотосодержащих фаз. Полученные материалы открывают перспективы для создания элементов обогревательных приборов и устройств микроэлектроники. Карбосилицид титана, полученный на основе МАХ-фаз, сочетает лучшие свойства керамики и металлов благодаря особой слоистой структуре, аналогичной графиту. Широкий спектр применения новых композитов включает разработку нагревательных приборов и микроэлектронных устройств, работающих в условиях высоких температур. Материалы могут быть использованы при производстве суперконденсаторов, литий-полимерных аккумуляторов, газовых и биологических датчиков, а также экранов для защиты от электромагнитных помех. Они потенциально способны заменить металлы и традиционные проводящие материалы. На следующем этапе исследований группа планирует изучить влияние различных добавок в составе исходной смеси на конечные свойства материала.

Новый подход к исследованию углеродных наноматериалов

Международная группа ученых из России, Франции, Германии и Японии разработала новый теоретический подход к исследованию углеродных наноматериалов. Специалисты установили, что характеристики решетки графена можно описывать с помощью модели трехшагового случайного блуждания частицы. Это позволяет быстрее и без сложных вычислений определять спектральные свойства материала, содержащего в себе «соты» из атомов углерода. В предложенной модели воображаемая частица находится на плоскости в начале координат и делает три шага одинаковой длины в случайных направлениях внутри решетки из атомов углерода. Свойства этой решетки, в том числе ее спектральные характеристики, можно вычислить при помощи многократного применения простых математических операций. Исследователи предполагают, что при увеличении размеров молекул фуллерены становятся локально схожи с бесконечной решеткой графена. Если эта гипотеза подтвердится, анализ их свойств можно будет проводить через характеристики графена.

СВЧ-генератор для очистки резервуаров

Ученые Омского государственного технического университета (ОмГТУ) создали СВЧ-генератор для отогрева и очистки резервуаров от нефтешламов, а в перспективе для облегчения транспортировки высоковязких углеводородов в районах Крайнего Севера. Конструкция включает генератор сверхвысокочастотных электромагнитных волн, короткозамкнутый волновод для управления распространением электромагнитных волн, коаксиальный кабель, обеспечивающий передачу мощности от генератора к излучателю и биконический рупорный излучатель для направленного излучения СВЧ. При традиционной очистке резервуаров вязкие и затвердевшие нефтешламы обычно нагревают паром или водой, в результате чего 1 м³ таких отложений превращается в десятки кубометров отходов. Новая методика предполагает локальный прогрев нефтешламов с помощью излучателя, помещенного прямо в резервуар, что снижает теплотери и энергозатраты.

СОКРАЩЕНИЕ ОГРОМНЫХ ЗАТРАТ НА ПРОСТОИ:

как батарея производства Akkutronics преобразила процесс бурения для ведущего поставщика нефтесервисных услуг – ООО «Траектория-Сервис»



ПОИСК И ДОБЫЧА ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ СОПРЯЖЕНЫ С РАБОТОЙ В САМЫХ СЛОЖНЫХ ГЕОГРАФИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ НА ПЛАНЕТЕ. ПОЭТОМУ ДЛЯ КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ТОЧНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ ИМЕЮТ РЕШАЮЩЕЕ ЗНАЧЕНИЕ, ОСОБЕННО ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН, ГДЕ ПЕРЕДОВЫЕ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ПРЕДОСТАВЛЯЮТ ДАННЫЕ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ ПРИНИМАТЬ БОЛЕЕ ВЗВЕШЕННЫЕ РЕШЕНИЯ И СОКРАЩАТЬ ДОРОГОСТОЯЩИЕ ПРОСТОИ. ЧТОБЫ УДОВЛЕТВОРИТЬ ЭТИ ТРЕБОВАНИЯ, КОМПАНИЯ АККУТРОНИКС ЗАКЛЮЧИЛА ПАРТНЕРСКОЕ СОГЛАШЕНИЕ С ОДНИМ ИЗ КРУПНЕЙШИХ В МИРЕ ПОСТАВЩИКОВ УСЛУГ В СФЕРЕ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ – ООО «ТРАЕКТОРИЯ-СЕРВИС», О ПОСТАВКЕ ВЫСОКОКАЧЕСТВЕННОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, КОТОРОЕ ПОВЫСИЛО ЭФФЕКТИВНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ РАБОТЫ

THE OILFIELD SERVICE INDUSTRY OPERATES AT THE FOREFRONT OF GLOBAL ENERGY EXPLORATION, NAVIGATING SOME OF THE MOST CHALLENGING ENVIRONMENT ON EARTH. IN THIS FIELD, PRECISION AND RELIABILITY ARE CRITICAL – PARTICULARLY IN DOWNHOLE DRILLING OPERATION, WHERE ADVANCED TELEMETRY SYSTEM PROVIDE REAL-TIME DATA THAT DRIVE SMARTER DECISION AND REDUCE COSTLY DOWNTIME. TO MEET THESE DEMANDS, AKKUTRONICS HAS PARTNERED WITH TRAEKTORIYA-SERVIS LLC ONE OF THE WORLD'S LARGEST OILFIELD SERVICE PROVIDERS TO DELIVER A PREMIUM POWER SOLUTION THAT HAS REDEFINED OPERATIONAL EFFICIENCY AND RELIABILITY

Ключевые слова: бурение, нефтесервис, телеметрическое оборудование, экстремальные условия, увеличение срока службы оборудования.

Удовлетворяя требованиям экстремальных условий

Скважинное телеметрическое оборудование постоянно подвергается агрессивному воздействию экстремальных условий, включая высокие температуры, превышающие 150°C, а иногда и 200°C, сильные удары и вибрацию. Эти суровые условия испытывают возможности традиционных аккумуляторных технологий, что приводит к частой замене оборудования, перебоям в его работе и увеличению расходов.

Осознавая эти риски, компания Akkutronics разработала высокопроизводительную аккумуляторную систему для работы в подобных условиях.

Решение способствует улучшению ряда показателей:

- **Исключительная стойкость к высоким температурам** позволяет сохранить оптимальную производительность в условиях экстремальных температур без ухудшения характеристик.

РИСУНОК 1. Фотография тестирования аккумуляторов АККУТРОНИКС и предыдущего поставщика



- **Увеличенный срок службы** обеспечивает сотни часов непрерывной работы, снижая частоту замены оборудования.
- **Повышенная ударопрочность и вибростойкость** защищает от воздействия внутрискважинных процессов, обеспечивая бесперебойную работу.

Сотрудничество на практике

Компания ООО «Траектория-Сервис», известная своим широким присутствием на рынке и приверженностью инновациям, поставила перед собой задачу найти решение в области аккумуляторных батарей, которое позволило бы повысить надежность телеметрических систем и снизить эксплуатационные расходы. Таким решением стали аккумуляторные батареи Akkutronics, которые прошли испытания и доказали свою эффективность при выполнении буровых работ в соответствии с конкретными требованиями заказчика.

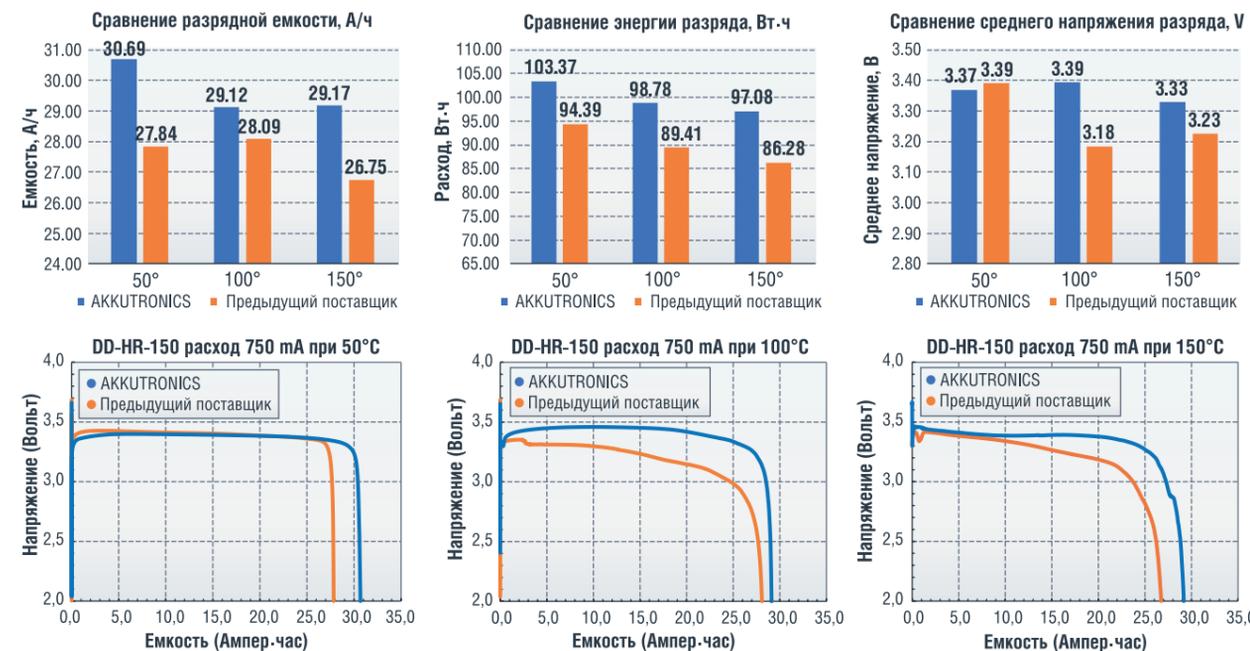
Ощутимые результаты

Применение аккумуляторных батарей Akkutronics в полевых условиях показало улучшение эффективности по ряду параметров:

- **Повышение эксплуатационной надежности**
В 2024 году не было зафиксировано ни одного сбоя электропитания при выполнении критически важных задач на более чем 1000 скважинных операциях. Аккумулятор Akkutronics выдерживает удары с ускорением 1000 G и вибрацию с ускорением 35 G.
- **Увеличение времени непрерывной работы**
Эксплуатационная готовность телеметрических систем повысилась на 10%, что напрямую повлияло

РЕКЛАМА

РИСУНОК 2. Сравнение батарей Akkutronics и используемых ранее батарей других производителей



на сроки реализации проектов. Кривая разряда сравнивает емкость, среднее напряжение и энергию разряда аккумулятора Akkutronics с аккумуляторами, использованными ранее.

• Надежность и безопасность

Взрывобезопасность превыше всего! Akkutronics использует цельную стальную оболочку, соответствующую технологиям, принятым всемирно признанными производителями аккумуляторов. Толщина дна эквивалентна толщине корпуса, а внутреннее давление регулируется встроенной системой сброса давления. Оценка производительности не выявила вздутия дна при +50°C и +100°C. При +150°C наблюдается небольшое вздутие на 1,2 мм, что объясняется нормальным тепловым расширением и сжатием. Для сравнения: некоторые производители используют метод внешней жесткой герметизации для компенсации внутреннего давления, такой подход считается менее профессиональным и сопряжен с рисками в области безопасности.

РИСУНОК 3. Конструкция и толщина дна аккумулятора предыдущего поставщика



Представитель руководства компании ООО «Траектория-Сервис» отмечает:

«Мы используем аккумуляторы АККУТРОНИКС для бурения более 1000 скважин уже год, начиная с 2024 года, и всегда были довольны их работой. Эти аккумуляторы отлично справляются со своей задачей, обеспечивают длительное бурение и являются наиболее конкурентоспособными в мире».

Укрепляя свои позиции надежного партнера среди лидеров отрасли, компания AKKUTRONICS продолжает предлагать передовые решения, позволяющие клиентам уверенно достигать поставленных целей. ●

РИСУНОК 4. Письмо исполнительного директора ООО «Траектория-Сервис», рекомендуемое высокотемпературные литиевые аккумуляторы Akkutronics



О том, как инновационные решения для аккумуляторов Akkutronics повышают эффективность в сфере обслуживания нефтяных месторождений, а также о специализированных предложениях и техническом опыте эксплуатации, можно узнать на сайте компании akkutronics.com

KEYWORDS: drilling, oilfield services, telemetry equipment, extreme conditions, equipment lifetime extension.

УПРАВЛЕНИЕ НЕРАБОТАЮЩИМ ФОНДОМ на зрелом месторождении

Емельянов Дмитрий Васильевич
заместитель генерального директора, главный геолог АО «Самотлорнефтегаз»

Гиляев Руслан Ганиевич
начальник управления, АО «Самотлорнефтегаз»

Зиазев Рамиль Ришатович
заместитель начальника управления, ООО «РН – Геология Исследования Разработки»

Шакиров Рустам Камильевич
начальник отдела, ООО «РН – Геология Исследования Разработки»

Уфимцева Мария Николаевна
главный специалист, ООО «РН – Геология Исследования Разработки», доцент, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Рудиков Денис Геннадьевич
заместитель начальника управления, АО «Самотлорнефтегаз»

Воронцов Сергей Юрьевич
начальник управления, АО «Самотлорнефтегаз»

Шарипов Ильдар Фанурович
начальник отдела, АО «Самотлорнефтегаз»

УПРАВЛЕНИЕ НЕРАБОТАЮЩИМ ФОНДОМ НА ЗРЕЛОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ЯВЛЯЕТСЯ ВАЖНЫМ ПРОЦЕССОМ СОПРОВОЖДЕНИЯ РАЗРАБОТКИ. АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ ОБУСЛОВЛЕНА НЕОБХОДИМОСТЬЮ ПОИСКА ЭКОНОМИЧЕСКИ ЭФФЕКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПРОДЛЕНИЯ ПЕРИОДА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ И ПРИЧИНЫ НЕРЕНТАБЕЛЬНОСТИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН, А ТАКЖЕ ПРЕДСТАВЛЕН РЕАЛИЗОВАННЫЙ КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПО УПРАВЛЕНИЮ НЕРАБОТАЮЩИМ ФОНДОМ НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ, НАПРАВЛЕННЫЙ НА УВЕЛИЧЕНИЕ ТЕКУЩЕЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ, ДОВЫРАБОТКУ ЗАПАСОВ И ПОВЫШЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОБУРЕННОГО ФОНДА

MANAGEMENT OF A NON-PRODUCING WELL INVENTORY IN A MATURE FIELD IS A CRITICAL SUPPORT PROCESS FOR DEVELOPMENT. THE RELEVANCE OF THE PROBLEM IS DRIVEN BY THE NECESSITY OF IDENTIFYING ECONOMICALLY VIABLE SOLUTIONS TO EXTEND THE PRODUCTION PERIOD OF WELLS. THIS ARTICLE PRESENTS DIAGNOSTIC METHODS AND CAUSES OF UNPROFITABILITY OF OIL WELLS, AS WELL AS A IMPLEMENTED COMPREHENSIVE APPROACH FOR MANAGING THE NON-PRODUCING WELL INVENTORY AT THE SAMOTLOR FIELD, AIMED AT INCREASING CURRENT OIL PRODUCTION, ENHANCING RESERVES RECOVERY, AND IMPROVING THE UTILIZATION FACTOR OF THE DRILLED WELL INVENTORY

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Самотлорское месторождение, обводнение, поздняя стадия разработки, скважина, неработающий фонд.

Современное состояние нефтедобывающей промышленности России характеризуется ухудшением структуры запасов нефти [1]. В настоящее время большинство месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки, увеличивается доля неработающих скважин по причине выбытия из-за нерентабельности дальнейшей эксплуатации [2]. В этих условиях важным процессом является управление и комплексное сопровождение неработающих скважин.

В работе в качестве объекта исследования рассмотрено Самотлорское месторождение,

которое в настоящее время характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции и находится на завершающей стадии разработки, что обуславливает актуальность сопровождения неработающих скважин с целью реализации потенциала пробуренного фонда.

Самотлорское месторождение уникальное по множеству показателей: крупнейшее месторождение России по запасам, значительные размеры по площади и этажу нефтеносности, огромный пробуренный фонд

УДК 622.276

ТАБЛИЦА 1. Распределение неработающего фонда в разрезе пластов месторождения

Пласты/ объекты	Назначение				Состояние			Итого*
	нефтяные	нагнетательные	водозаборные	поглощающие	б/д + осв.	пьезометр	консервация	
ПК	1 %		5 %	67 %	0 %	0 %	1 %	1 %
AB1(1-2)	40 %	38 %	5 %		41 %	36 %	41 %	40 %
AB1(3)-AB2-3	43 %	37 %	11 %		40 %	36 %	47 %	41 %
AB4-5	15 %	14 %	16 %		18 %	11 %	14 %	15 %
AB6-8	0 %	0 %	26 %		0 %	0 %	0 %	0 %
БВ0-7	0 %	0 %	32 %		0 %	0 %	0 %	0 %
БВ8	8 %	14 %		33 %	10 %	10 %	6 %	9 %
БВ10	2 %	4 %	5 %		2 %	3 %	2 %	2 %
БВ16-22	1 %	1 %			1 %	1 %	0 %	1 %
ЮВ1	1 %	4 %			2 %	3 %	1 %	2 %

* – совместные скважины учтены один раз

скважин и крайне сложное геологическое строение залежей. Также важно отметить объемы геолого-промысловой информации, поступающей с месторождения. Именно масштаб месторождения и объемы поступающих данных делают задачи мониторинга разработки непростыми и требующими больших трудозатрат.

Структура неработающего фонда и причины бездействия

В данной работе детально рассмотрен неработающий фонд, к которому отнесены бездействующие (46 % от неработающего фонда), пьезометрические (27 %) и скважины в консервации (27 %).

Учитывая геологические условия, для анализа неработающего фонда на месторождении выделено десять объектов разработки. По структуре неработающего фонда выполнено распределение по назначению и состоянию. Классификация по назначению включает в себя нефтяные, нагнетательные, водозаборные и поглощающие скважины.

Согласно таблице 1 значительная доля неработающего фонда на текущий момент находится на верхних пластах (40 % и 41 % приходится на пласты АВ1(1-2) и АВ1(3)-АВ2-3).

С целью системного сопровождения неработающего фонда выполнена работа по созданию единого портфеля неработающих скважин с верификацией причин бездействия/остановки и остановочных дебитов. Учитывая

РИСУНОК 1. Причины бездействия добывающего фонда за весь период разработки



длительную историю разработки месторождения, промышленная эксплуатация которого ведется с 1968 года, а также значительный фонд пробуренных скважин, требовалась актуализация большого объема данных по скважинам. По результатам работ сформирован единый реестр неработающих скважин с указанием корректных причин бездействия и остановочных дебитов (остановочные дебиты в среднем варьируются от 0,7 т/сут до 3,6 т/сут в зависимости от причин выбытия). По результатам анализа выявлено, что ключевая причина бездействия – высокая обводненность (рис. 1).

Дальнейший анализ по детализации фактора высокой обводненности показал, что основная причина обводнения – естественная выработка запасов, что соответствует текущей стадии разработки месторождения.

Признаки закономерной выработки запасов: длительный период работы скважины, контроль ПГИ, отсутствие негерметичностей эксплуатационной колонны, отсутствие резких изменений режима, аварий, накопленная добыча на скважину коррелирует с объемом извлекаемых запасов в области дренирования и характерна для объекта или фациальной зоны, соответствует эталонной характеристике вытеснения объекта.

Аварии и негерметичности занимают 10 % и 8 % соответственно. Диагностика этих причин в целом не вызывает сложностей, т.к. они описываются подробно в акте ремонтных работ и фиксируются в месячных эксплуатационных рапортах (МЭР). Также выявление негерметичности эксплуатационной колонны (НЭК) возможно на основе технологических показателей: нехарактерный дебит жидкости



ТАБЛИЦА 2. Процессы, связанные с неработающим фондом

Процесс	Описание процесс	Охват
Работа с бездействующим фондом текущего года (новое выбытие)	<ul style="list-style-type: none"> Верификация причин выбытия Формирование программы по возврату в работу Ранжирование по приоритетности 	100 % фонда, выбывшего в бездействие (б/д) в текущем месяце
Восстановление системы разработки (формирование новых очагов)	<ul style="list-style-type: none"> Выявление зон с локализацией остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) Восстановление системы разработки 	Зоны локализации ОИЗ
Формирование программы резрки боковых стволов ЗБС (поиск подходящих неработающих скважин в зонах ЛОЗ)	<ul style="list-style-type: none"> Выявление зон с локализацией ОИЗ Поиск потенциального материнского ствола для резрки 	Зоны локализации ОИЗ
Доформирование / усиление системы поддержания пластового давления (ППД)	<ul style="list-style-type: none"> Выявление зон с недокомпенсацией отборов и возможностью наращивания потенциала 	100 % неработающего фонда
Формирование сквозного рейтинга переводов и приобщения (ПиП) (по неработающему фонду)	<ul style="list-style-type: none"> Оценка перспектив неработающего фонда с целью ПиП на нефть 	100 % неработающего фонда с потенциалом ПиП

для целевого пласта, резкий рост забойного давления (Рзаб) при отсутствии изменений режимов нагнетательных скважин, резкие скачки показателей разработки (дебит жидкости, обводненность, Рзаб).

Основная доля скважин с НЭК приходится на пласты группы АВ, что обусловлено наиболее высокой долей возрастного фонда скважин в эксплуатации: история работы скважин с начала разработки, как правило, более 30 лет. Прочие причины бездействия (малодобитность, исследование, геолого-технические мероприятия (ГТМ), отказ глубинно-насосного оборудования (ГНО), технология, инфраструктура) суммарно составляют менее 10 % от неработающего фонда.

Управление неработающим фондом

Для эффективного использования неработающего фонда совместно с дочерним обществом реализуется пять процессов управления неработающим

фондом (табл. 2). Все процессы между собой взаимосвязаны. Планирование и реализация мероприятий согласовывается со всеми геологическими службами. На первом этапе оценивается потенциал неработающих скважин на текущем объекте. Если вывод из бездействия нецелесообразен на текущий объект, тогда рассматриваются прочие мероприятия по переводу скважины на другие объекты разработки.

Работа с бездействующим фондом текущего года

Работа с бездействующим фондом текущего года (новое выбытие) – процесс, связанный с выбытием в бездействие в текущем месяце, в рамках которого верифицируются причины выбытия скважин, а также оцениваются потери от выбытия фонда. По результатам рассмотрения формируется программа по возврату в работу и выполняется ранжирование по приоритетности проведения мероприятий. Рекомендуемые ГТМ по выводу из бездействия (ВБД) подразделяются на легкие

ГТМ (смена электроцентробежного насоса (ЭЦН), обработка призабойной зоны (ОПЗ), восстановление циркуляции) и тяжелые ГТМ (ликвидация аварий (ЛА), исследования + ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны (ЛНЭК), ЗБС, ПиП).

Верификация по укрупненным причинам выбытия по каждой скважине в каждый месяц позволяет оптимизировать работу по бездействующему фонду (рис. 2). Благодаря еженедельному мониторингу, консолидации мероприятий и причин за 2024 г. проанализировано 100 % выбывших в бездействие добывающих скважин, из которых большая часть запущены в работу на 01.01.2025 г.

Восстановление системы разработки (формирование новых очагов)

Важным процессом управления неработающих скважин является восстановление системы разработки (формирование новых очагов разработки) в зонах локализации остаточных извлекаемых запасов.

РИСУНОК 2. Верификация анализа причин выбытия скважин в 2024 году



РИСУНОК 3. Входные данные для карт ОННТ



Зоны локализации определяются на основе построенных карт остаточных нефтенасыщенных толщин (ОННТ) (рис. 3).

Процесс формирования новых очагов разработки предусматривает комплекс мероприятий по реанимации бездействующего фонда для ввода в добычу, а также запуска под нагнетание. Для формирования новых очагов выделены критерии подбора участков:

- Не менее двух ВБД в добычу на одном участке;
- Не менее двух действующих добывающих скважин;
- Возможность переводов в ППД в новых зонах для изменения направления нагнетания;
- Возможность регулирования действующей закачки (ограничение/остановка);

- Приоритет в проведении «легких ремонтов», не требующих значительных затрат (без аварий);
- Наличие остаточных запасов на участке;
- Наличие водовода для организации ППД.

Ожидаемый результат при формировании новых очагов разработки заключается в вовлечении ранее не дренируемых запасов за счет изменения фильтрационных потоков и увеличении коэффициента охвата заводнением в результате возврата в работу нефтяного фонда с низкзатратными ремонтами и выполнения сопутствующих мероприятий ППД.

Для подбора участков разработан алгоритм (рис. 4), благодаря которому на основе геолого-промыслового анализа выявляются

зоны с высокими остаточными запасами нефти и низкими накопленными отборами по добывающим скважинам.

На текущий момент предложено 42 новых очага. По результатам реализации принято 18 участков заводнения, выполнено 24 ГТМ ВБД на нефтяных скважинах, 16 ГТМ ППД (остановки и запуски) на нагнетательных скважинах. Текущий среднесуточный прирост дебита нефти составил 111 т/сут, в том числе с учетом эффекта на базовом фонде.

Формирование программы резрки боковых стволов (ЗБС)

В рамках формирования программы ЗБС с использованием скважин неработающего фонда в качестве материнского ствола, первоочередной

РИСУНОК 4. Алгоритм подбора новых очагов



ДДФ – действующий добывающий фонд
 ДНФ – действующий нагнетательный фонд
 ФНВ – фронт нагнетаемых вод
 ГШ – газовая шапка
 ПФ – проектный фонд
 ВНЗ – водонефтяная зона
 ППЗ – плотность подвижных запасов

ТАБЛИЦА 3. Порядок рассмотрения неработающего фонда по критериям

	Критерий	Значения	Количество исключенных скважин по критерию
1.	Фация	исключена авандельта АВ1(1-2)	3,5 %
2.	Количество реагирующих скважин	< двух скважин	41,0 %
3.	Расстояние до ближайшей добывающей скважины	≤ 100м	18,3 %
4.	Расстояние до ближайшей нагнетательной скважины	≤ 100м	9,4 %
5.	Суммарный дебит нефти реагирующих	≤ 5 т/сут	8,0 %
6.	Обводненность	≥ 95%	10,0 %
7.	Текущее состояние	неудовл. состояние	4,5 %
8.	Водовод	отсутствует	0,7%
9.	Фактическая текущая компенсация реагирующих	≥ 250 %	4,6 %

задачей при поиске кандидатов под ЗБС является определение зон локализации остаточных запасов. Прямыми и косвенными признаками нефтенасыщенности являются: карты ОННТ, успешный запуск после ввода новых скважин (ВНС), ЗБС, успешный ГТМ (ПиП, дополнительная перфорация пласта (ДПП), ремонтно-изоляционные работы (РИР), ограничение водопритока (ОВП), методы интенсификации добычи (ИДН)) на целевом пласте, наличие нефтенасыщенности по новым ГИС, бурение в локальные нефтенасыщенные пачки или купольные части пластов в зонах локализации ОИЗ по результатам геолого-промыслового анализа и гидродинамического моделирования.

Текущие проблемы по реализации ЗБС на Самотлорском ЛУ:

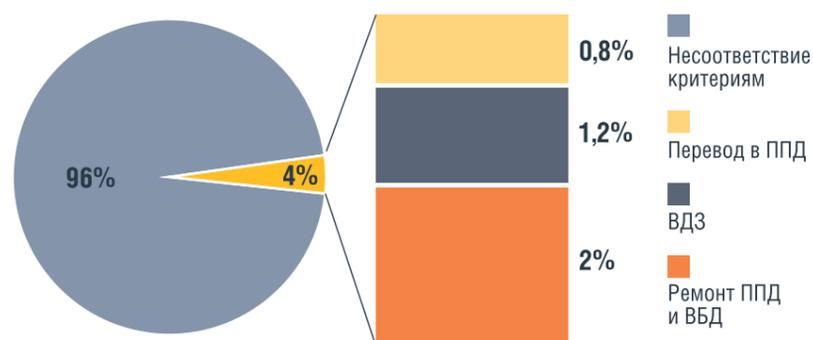
- Высокая доля отбраковки потенциальных кандидатов для зарезки боковых стволов по результатам подготовительных работ (ПР ЗБС) связана с несколькими причинами: изменением пространственного положения ствола по результатам записи гироинклинометрии, выявлением нарушений эксплуатационной колонны по результатам промыслово-геофизических исследований (ПГИ), опрессовки и СПО компоновки, неудовлетворительным качеством цемента за колонного

пространства в интервале планируемого «окна» вырезки.

- Ухудшение качества скважин-кандидатов (негерметичность эксплуатационной колонны, аварийный забой).
- Значительная доля фонда с большим количеством выполненных зарезок (до 6), что сокращает абсолютную отметку вырезки окна.
- Ограничение в пространственном размещении целей горизонтальных стволов (ГС) из-за вынужденного облегчения профиля путем сокращения изгибов ствола.

В 2024 году пробурено 60 % ЗБС из НРФ от общего количества вводимых скважин ЗБС, фактическая дополнительная добыча нефти по скважинам составила 119 тыс. т.

РИСУНОК 5. Распределение скважин по мероприятиям



Усиление системы поддержания пластового давления

С целью усиления и доформирования системы ППД в 2024 году выполнен сквозной скрининг по всему неработающему фонду на месторождении. Скрининг представлял собой рассмотрение каждой неработающей скважины на предмет возможного перевода в ППД на немонолитный объект с целью повышения эффективности системы разработки и минимизации потерь нефти от выбытия скважины в ППД. Критерии, по которым проходила оценка (табл. 3): фация – исключены скважины авандельты объекта АВ1(1-2) (зона с низкой плотностью остаточных запасов, высокой проницаемостью и низкой ценностью закачки), по количеству реагирующих скважин – не менее двух скважин, по расстояниям до ближайших добывающей и нагнетательных скважин – не менее 100 м, суммарный дебит реагирующих более 5 т/сут, обводненность не более 95 %, удовлетворительное техническое состояние, наличие водоводов и текущая фактическая компенсация по реагирующим скважинам – не менее 250 %.

По результатам скрининга 2024 года определены 4 % кандидатов от общего числа неработающих скважин для целей ППД (рис. 5): кандидаты для перевода в водозаборный фонд, ремонты или ВБД ППД, переводы под закачку, в том числе переводы с других объектов.

Водозаборная скважина (ВДЗ) в контексте статьи – скважина из бездействия, расположенная на той же кустовой площадке, что и нагнетательные, подключенные к ней. Источник воды – высокопроницаемый водонасыщенный пласт.

Ремонт ППД и ВБД – бездействующие нагнетательные скважины, по которым потенциально возможен капитальный ремонт скважин (КРС) (ревизия пакера, РИР, ЛА). С учетом оценки перспектив получения дополнительной добычи нефти и затрат на проведение сложных и длительных ремонтов силами КРС, связанных с ликвидацией аварий, восстановлением герметичности скважины, ремонтно-изоляционными работами. Из практики известно, что успешность таких ремонтов не превышает 50 % даже с учетом детальной оценки технологической успешности при подборе скважин-кандидатов [3].

При наличии технических и геологических ограничений (например, требуется значительный объем дополнительной колонны для ликвидации негерметичности, недостижение требуемого забойного давления, низкая успешность ЛА и т.п.) проводится экономическая оценка целесообразности с учетом планируемой дополнительной добычи и прогнозными затратами на проведение капитального ремонта скважины, ППД по результату мероприятия могут быть признаны нецелесообразными [4].

Условия подбора кандидатов для организации ВДЗ:

1. Определение приоритетных кустовых насосных станций (КНС) с недостатком воды, без возможности перераспределения закачки с монолитов.
2. Определение приоритетных кустовых площадок (КП):
 - по приросту до целевой приемистости с необходимостью увеличить давление (преимущественно расштуцированный фонд);
 - по параметрам окружения: количество реагирующих, дебит нефти долевой и суммарный, текущая обводненность;
 - по количеству нагнетательных скважин на КП.
3. Адресное рассмотрение КП на предмет:
 - рисков по перетокам: наличие переточного фонда в окружении, толщина глинистой перемычки между пластами;
 - возможности организации ВДЗ по инфраструктуре: концевые участки, возможность совмещения нескольких КП на один ВДЗ;

- наличия потенциальных кандидатов под ВДЗ с учетом технического состояния скважин.

Примененные критерии:

- Не менее четырех нагнетательных скважин на КП;
- Более 5 т/сут нефти по долевого участию (ДУ) реагирующего фонда от нагнетательных КП;
- Расчетный прирост приемистости более 100 м³/сут по КП;
- Текущее рабочее давление на блоке напорной гребенки (БГ) менее 100 атм;
- Необходимость увеличения давления закачки (нет потенциала расштуцирования).

По программе ВДЗ определены скважины-доноры из бездействующего фонда для обеспечения увеличения давления закачки (рис. 5). Мероприятия по увеличению закачки в пласт немонолитного строения за счет увеличения устьевого давления позволили стабилизировать темпы падения по дебиту нефти. Ввод ВДЗ также положительно сказался на увеличении давления по направлению кустовых площадок, «отсеченных» от общей системы закачки с КНС.

Эффект по дополнительной добыче нефти от мероприятий в 2024 году по увеличению давления закачки путем организации ВДЗ оценивается в 44,7 тыс. т.

Формирование сквозного рейтинга переводов и приобщения

В процессе разработки многопластовых месторождений большую роль в выработке остаточных запасов имеют мероприятия по переводам и приобщениям (ПиП) на другие продуктивные горизонты. На рассматриваемом месторождении формируется сквозной рейтинг ПиП по неработающему фонду по всему этажу нефтеносности с целью оценки перспектив по каждому пласту. Такой подход позволяет обеспечить эффективность проведения работ, соответствующий ключевому экономическому показателю нефтедобычи – себестоимости одной добытой тонны нефти. При подборе кандидата проводится оценка остаточных извлекаемых запасов и текущего состояния разработки как на эксплуатируемом объекте (необходимость закачки на текущем

объекте, необходимость проведения ОПЗ/ИДН для восстановления добычи), так и на планируемом. Дополнительно оцениваются техническое состояние скважин и состояние инфраструктуры. Рассчитывается потенциал по запасным и накопленным показателям на каждом из транзитных пластов.

К основным рискам и неопределенностям при подборе кандидатов для ПиП можно отнести наличие неопределенностей по геологии, пластовому давлению и локализации остаточных запасов в разрабатываемых зонах, риски достижения фронта нагнетаемой воды и наличие перетоков между пластами.

По итогам 2024 года дополнительная добыча нефти составляет 74 тыс. т за счет ПиП из НРФ (выполнено 27 % переводов скважин из НРФ).

Направление работ при достижении технологического предела на скважине

Несмотря на системный подход при работе с бездействующим фондом, в конечном итоге скважины достигнут технологического предела, т.е. никакие дальнейшие мероприятия не позволят вывести скважину в рентабельную зону.

Текущий алгоритм работы с высокообводненным фондом с точки зрения рентабельности выглядит следующим образом: оценивается рентабельность скважины, если скважина рентабельная, она продолжает работать, при этом компания генерирует положительный чистый денежный поток (ЧДП), а государство получает доход в виде налоговой части. Если скважина переходит в категорию нерентабельных, то скважина останавливается, в этом случае компания сокращает непроизводительные эксплуатационные затраты на скважины за счет экономии электроэнергии и высвобождения человеческого ресурса на обслуживании скважины, ЧДП в целом по компании снижается, государство не получает доходов от этой скважины.

Если посмотреть на структуру затрат средней выбывшей скважины, то, в зависимости от существующей системы налогообложения, более 40 % затрат приходится

РИСУНОК 6. Краткое описание возможности повышения технологического предела



на налоги. И одним из вариантов продления срока службы скважин является проработка механизма налогообложения, при котором эксплуатация нерентабельных скважин будет выгодна и компании, и государству. Как пример, ниже представлен один из возможных механизмов (рис. 6). Предлагаемый вариант предусматривает отмену налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) для лицензионных участков, работающих в режиме налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД), и снижение НДПИ для действующего фискального режима (ДФР).

Рассмотренный вариант модификации существующего налогообложения позволит эффективно использовать пробуренный фонд, снять все лицензионные риски и продолжать получать положительный ЧДП. Если снизить налоговую часть для вышедшей высокообводненной скважины, то дальнейшая эксплуатация этой скважины будет рентабельна. В итоге компания сможет оставить эту скважину в работе и получать ЧДП по ней, а государство продолжит получать налоги. Таким образом, не менее важным направлением при управлении неработающим фондом является проработка механизмов по модификации существующего налогообложения с целью более эффективного использования пробуренного фонда.

Заключение

Управление неработающим фондом зрелого месторождения – важный процесс мониторинга разработки, направленный на повышение эффективности пробуренного фонда и, как следствие, повышение эффективности разработки.

Неработающий фонд представляет собой потенциальный ресурс, способный приносить дополнительный доход при условии детальной проработки и комплексного подхода к реализации мероприятий для возврата скважин в добычу. Формирование и поддержание в актуальном состоянии портфеля неработающих скважин позволяет приоритизировать очередность выполнения мероприятий, что в конечном итоге положительно сказывается на общей эффективности.

С целью управления неработающим фондом на Самотлорском месторождении осуществляется несколько бизнес-процессов: актуализация причин бездействия прошлых лет и сопровождение текущего выбытия, восстановление системы разработки в зонах с невыработанными запасами, доизвлечение запасов за счет ЗБС, доформирование и усиление системы ППД, а также проведение ПИП.

Суммарный эффект, достигнутый в результате реализации

комплексного подхода по управлению неработающим фондом, за 2024 год оценивается в 238 тыс. т за счет доформирования и усиления системы ППД, проведения ПИП и программы по зарезке боковых стволов ЗБС. Среднесуточный прирост дебита нефти за счет восстановления систем разработки составил 111 т/сут, в том числе с учетом эффекта на базовом фонде.

Дальнейшие перспективы связаны с автоматизацией алгоритмов по определению причин бездействия скважин и формированию адресного портфеля мероприятий, а также проработка механизмов льготирования низкорентабельных высокообводненных скважин. ●

Литература

- Мулявин С.Ф. Основы проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений / учебное пособие / Мулявин С.Ф. – г. Тюмень, 2012.
- Уфимцева М.Н. Возможности управления фондом скважин на основе оценки рентабельности на примере одного из крупных месторождений // Нефтяная провинция. – 2023. – № 4 (36). – С. 141–152. – DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.4.141-152>. – EDN LQLLUB.
- Кубрак М.Г. Расчет оптимального количества бригад КРС на нефтегазопромысле // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 5. С. 112–121. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Kubrak/Kubrak_3.pdf.
- Кубрак М.Г. Сокращение бездействующего фонда скважин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, № 1. С. 137–150. URL: https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Kubrak/Kubrak_4.pdf.

KEYWORDS: Samotlor field, self-sealing, late stage of development, non-producing fund.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА ПЛАЗМЕННО-ИМПУЛЬСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТРИЗ ХАРАКТЕРИЗУЮТСЯ НЕОДНОРОДНЫМИ, НИЗКОПРОДУКТИВНЫМИ, НИЗКОПРОНИЦАЕМЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ И НАЛИЧИЕМ ВЫСОКО- И СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ. В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ В СЛОЖНЫХ ПО ГЕОЛОГИЧЕСКОМУ СТРОЕНИЮ И УСЛОВИЯМ ЗАЛЕЖЕЙ НАБЛЮДАЕТСЯ СНИЖЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛА ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН, РОСТ ОБВОДНЕННОСТИ УВ, ЧТО ВЕДЕТ К СНИЖЕНИЮ ДОБЫЧИ. ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ИХ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ТРЕБУЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ СПОСОБОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ. ОДНИМ ИЗ ТАКИХ МЕТОДОВ ЯВЛЯЕТСЯ ПЛАЗМЕННО-ИМПУЛЬСНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ. В РАБОТЕ РАССМОТРЕНО ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ДОБЫВАЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ АШАЛЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

HARD-TO-RECOVER RESERVES (HVR) ARE CHARACTERIZED BY HETEROGENEOUS, LOW-PRODUCTIVITY, LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS AND THE PRESENCE OF HIGHLY AND ULTRA-VISCOUS OILS. DURING DEVELOPMENT IN THESE COMPLEX GEOLOGICAL STRUCTURES AND RESERVOIR CONDITIONS, THE POTENTIAL OF PRODUCTION AND INJECTION WELLS DECREASES, AND WATER CUT INCREASES, LEADING TO A DECLINE IN PRODUCTION. IMPROVING RECOVERY REQUIRES THE USE OF MODERN METHODS TO ENHANCE PRODUCTION AND ENHANCE OIL RECOVERY IN PRODUCTIVE FORMATIONS. ONE SUCH METHOD IS PLASMA-PULSE TREATMENT. THIS WORK EXAMINES THE APPLICATION OF THAT TECHNIQUE TO IMPROVING WELL PRODUCTIVITY IN THE HIGH-VISCOSITY OIL CONDITIONS OF THE ASHALCHINSKOYE FIELD

Ключевые слова: тяжелая нефть, нефтеотдача, проницаемость, горизонтальная скважина, гидроразрыв пласта, дебит, коэффициент продуктивности, терригенный коллектор.

Степанов Руслан Илдарович

кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, аспирант

Прокать Елена Вячеславовна

доцент кафедры геологии нефти и газа, к.г.-м.н.

Институт нефти и газа, Сибирский федеральный университет

В нефтегазовой отрасли Российской Федерации все более актуальной становится проблема освоения и вовлечения в разработку месторождений высоко- и сверхвязких нефтей. Основная доля таких месторождений расположена в Волго-Уральской, Западно-Сибирской и Тимано-Печорской НГП [1]. Запасы вязкой нефти значительно превышают запасы легкой, однако их потенциал используется недостаточно. Причиной тому является сложное строение продуктивного резервуара, включающего в себя трещины, поры и каверны, аномально высокие величины вязкости флюидов, низкие величины стартовых дебитов и коэффициентов продуктивности скважин. Для поддержания добычи требуется применение современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), для контроля разработки столь уникальных по своему геологическому строению и свойствам месторождений [2]. В настоящее время наиболее применяемыми способами интенсификации добычи вязкой нефти являются термические методы.



РИСУНОК 1. Основные методы и способы интенсификации добычи высоковязкой нефти



На схеме (рисунок 1) приведены основные способы термического воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП).

Наиболее часто применяемыми являются паротепловое и пароциклическое воздействие и внутрипластовое горение. Подробно применение данных методик в качестве увеличения показателей разработки показано в работах [3–7], однако при применении на практике термические способы повышения нефтеотдачи имеют свои недостатки, к которым относится коррозия внутрискважинного и глубинно-насосного оборудования (ГНО), потеря тепла как в пласте, так и по стволу скважины, перегрев призабойной зоны, который ведет к уменьшению эффекта от проведенного мероприятия, а также наличие сложно построенного резервуара, что ограничивает применение методов, в частности паротеплового воздействия. Поскольку наличие трещин и каверн ведет к опережающему прорыву пара в добывающие скважины, это существенно снижает величину охвата пласта. Все вышеперечисленные факторы требуют применения современных и эффективных способов увеличения нефтеотдачи, в том числе в условиях ВВН и СВН. К таковым относится метод плазменно-импульсного воздействия.

Метод плазменно-импульсного воздействия как способ интенсификации добычи нефтегазовых месторождений

Плазменно-импульсное воздействие (ПИВ) – это способ, основанный на явлении резонанса и использующий в своем применении упругие и акустические характеристики пород-коллекторов

продуктивного пласта [8]. При применении ПИВ увеличивается проницаемость призабойной зоны пласта и гидродинамическая связь системы пласт-скважина, пласт – забой [9]. Основным эффектом применения методики является создание фильтрационных каналов пласта и новых трещин в ПЗП. Плазма представляет собой частично или полностью ионизированный газ, образованный преимущественно из нейтральных атомов, заряженных частиц электронов или ионов. Важнейшим свойством плазмы является ее квазинейтральность. Явление квазинейтральности обусловлено наличием электрических сил, которые связывают положительные и отрицательные заряды в плазме, поскольку в плазме объемная плотность положительных и отрицательных зарядов одинакова [10]. Газ переходит в состояние плазмы, если некоторые из входящих в его строение атомов (молекул), по какой-либо причине лишились одного или нескольких электронов, тем самым превратившись в положительные ионы [11].

Метод был открыт в 1993 году в Санкт-Петербурге, в Санкт-Петербургском государственном горном институте, путем создания аппаратуры электрогидроимпульсного воздействия на нефтяные пласты. Были разработаны и рассчитаны алгоритмы импульсов, которые позволяют воздействовать на призабойную зону, возбуждая в исследуемой скважине параметрический резонанс. При ПИВ ударная волна распространяется через верхние дыры перфорации по каналам, создавая колебания в исследуемой залежи [12]. Плазменно-импульсное воздействие работает без применения химических добавок и реагентов. Расширение плазмы создает ударную волну и охлаждение, возникающий при этом эффект сжатия способствует вызову притока из продуктивного пласта через интервалы перфорации [13]. Метод ПИВ находит свое применение для задач, связанных с увеличением производительности скважин, повышением проницаемости призабойных зон, увеличением приемистости нагнетательных скважин, выравниванию профиля приемистости и профиля притока. ПИВ обладает своими преимуществами, к которым мы можем отнести: применение метода при любой степени обводненности продукции, безопасность в его проведении, кратном увеличении приемистости нагнетательных скважин и дебита добывающих, а также низкими затратами на проведение ГТМ (геолого-технических мероприятий).

Геолого-геофизическая характеристика Ашальчинского месторождения

Ашальчинское месторождение расположено в юго-восточной части Республики Татарстан, в 45 км западнее крупнейшего нефтяного центра федерального значения города Альметьевска [14]. В геологическом строении принимают участие докембрийские, девонские, каменноугольные, пермские, неогеновые и четвертичные отложения. На рисунке 2 приведен литолого-стратиграфический разрез Ашальчинского месторождения. Девонская система представлена средним и верхним отделами. В целом литологический состав представлен переслаиванием алевролитов и песчаников, местами сильно глинистых, с прослоями аргиллитов темно-серых, оскольчатых,

РИСУНОК 2. Литолого-стратиграфический разрез Ашальчинского месторождения

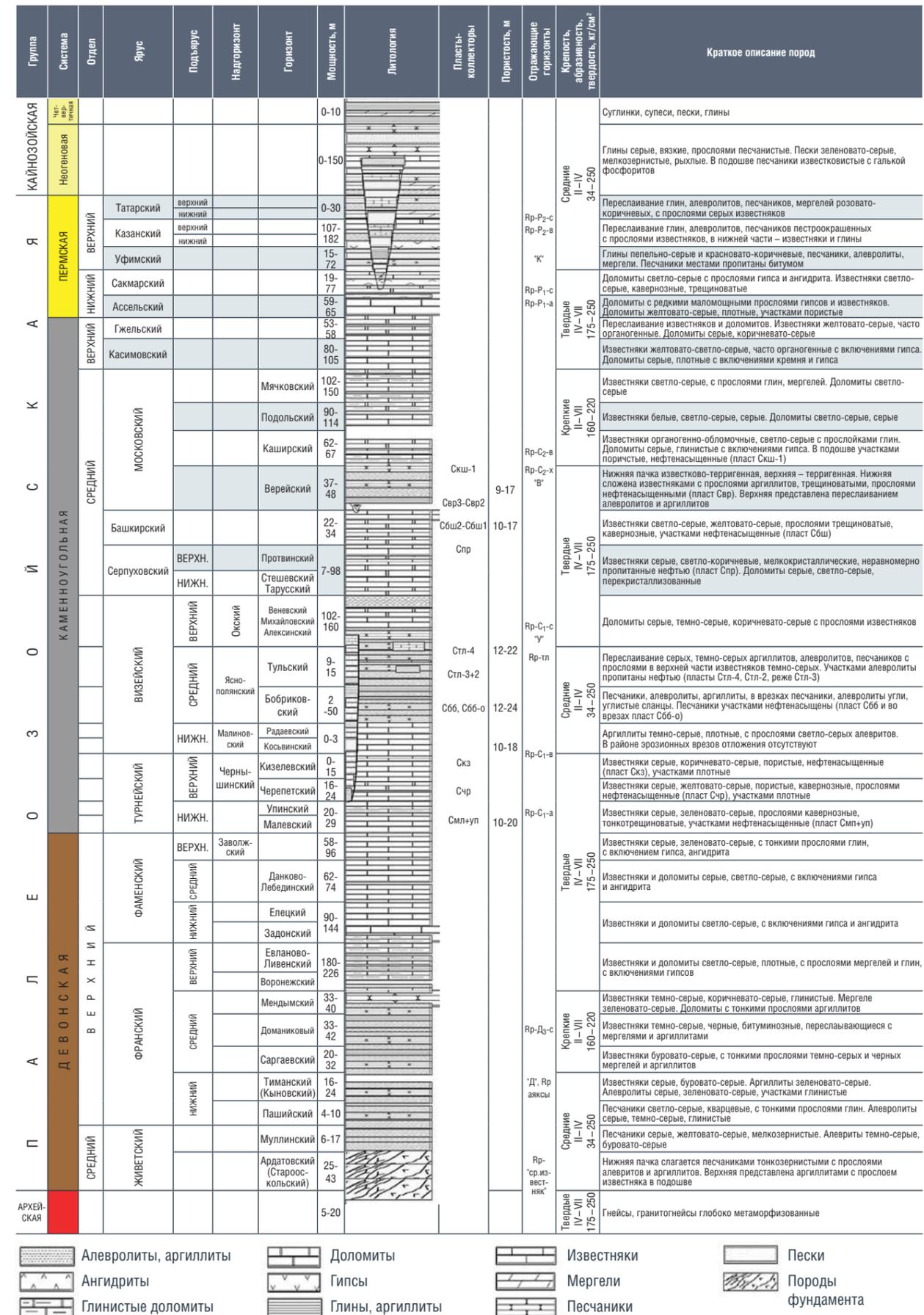
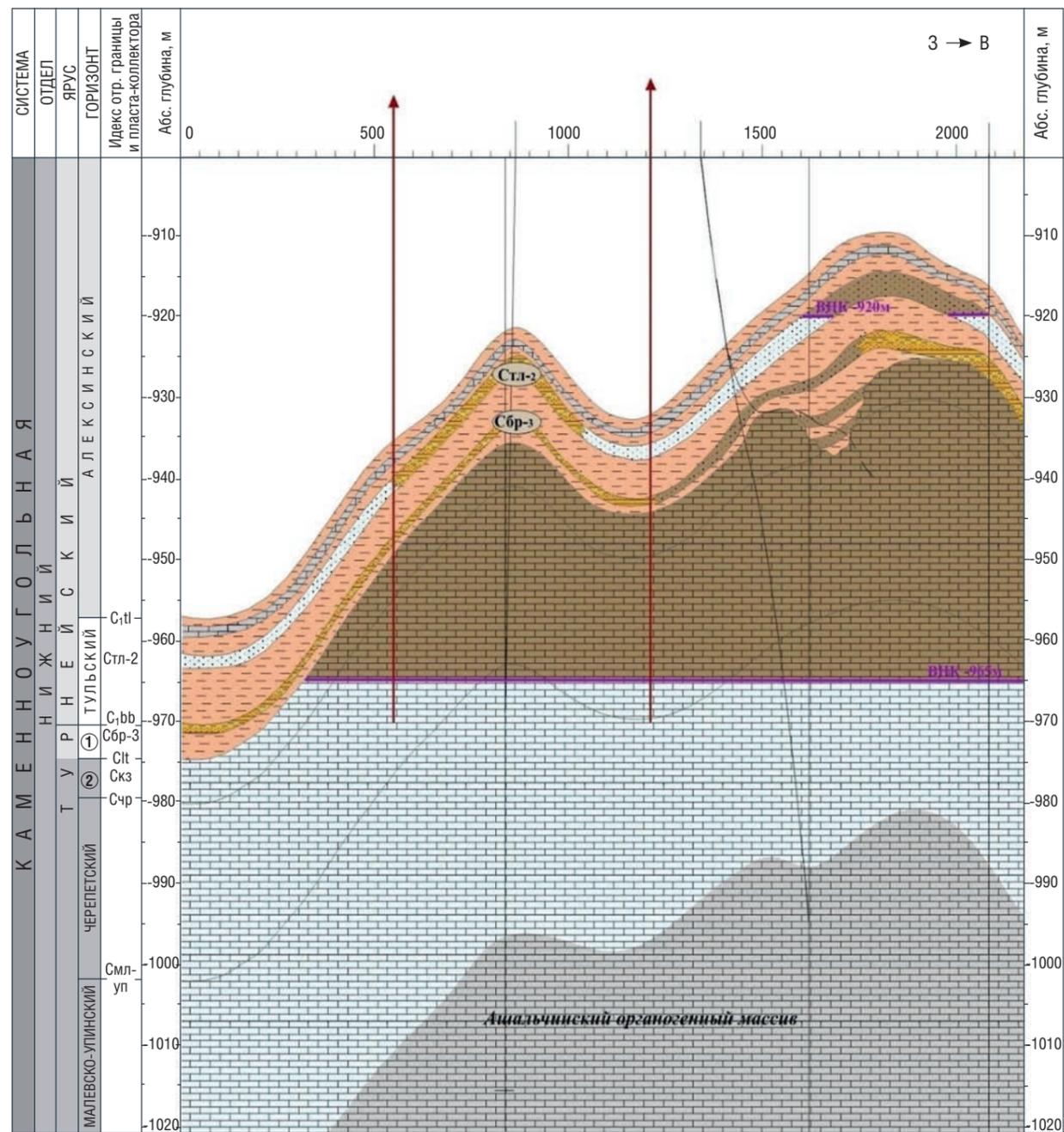


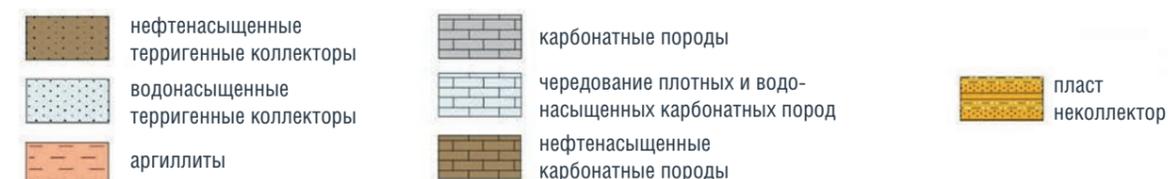
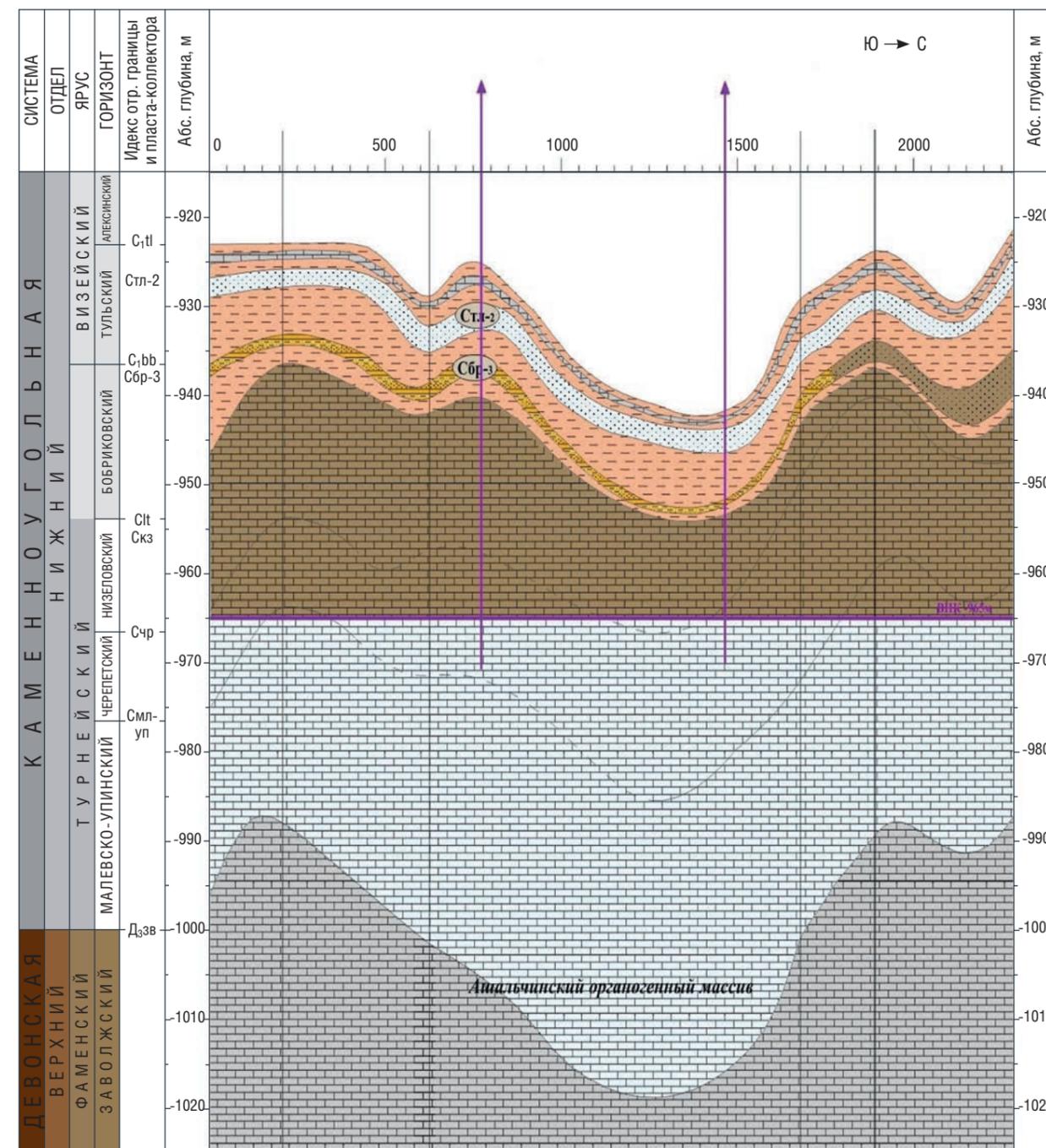
РИСУНОК 3а. Геолого-геофизический разрез каменноугольных отложений Ашальчинского месторождения



и местами алевролитов, со сферосидеритами крепкими, местами плотными, песчанистыми, до перехода в песчаники. Также в составе преобладают карбонатные породы и светло-серые, крепкие, плотные, мелкокристаллические известняки. Каменноугольная и пермская система представлена породами карбонатного состава, представлена серыми,

органогенно-обломочными, доломитизированными, нефтенасыщенными известняками. Породы крепкие, плотные, глинистые, местами трещиноватые, участками они буровато-серые, мелкозернистые, слабо глинистые, равномерно пропитанные нефтью. На рисунках 3а и 3б приведен сводный геолого-геофизический разрез Ашальчинского месторождения.

РИСУНОК 3б. Геолого-геофизический разрез девон-каменноугольных отложений Ашальчинского месторождения

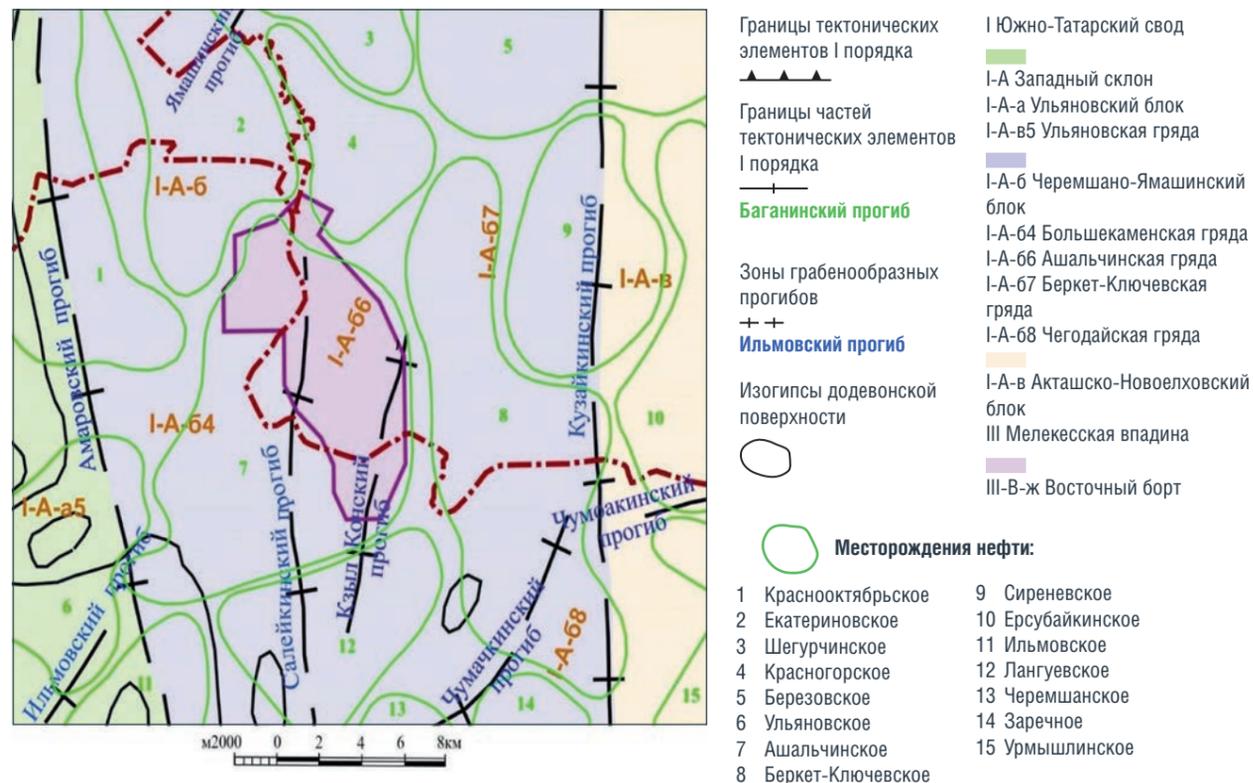


В тектоническом строении месторождение расположено на западном склоне Южного купола Татарского свода, в пределах Черемшанско-Ямашинского блока, ограниченного с запада Амировским поднятием, с востока – Кузайкинским прогибом. Тектоническая схема Ашальчинского месторождения приведена на рисунке 4.

Краткий анализ разработки месторождения

Месторождение находится в разработке с 2006 года. Размещение горизонтальных скважин параллельно, с расстоянием между скважинами 100 м. Вертикальные скважины размещены по обращенной семиточечной сетке.

РИСУНОК 4. Тектоническая карта Ашальчинского месторождения



Общий фонд составляет 460 скважин, из них 211 эксплуатационных, 71 нагнетательная и 178 остальных категорий. Фонд для бурения составляет 373 скважины, из них 138 добывающих (107 парных горизонтальных, 31 одиночная горизонтальная), 135 нагнетательных (107 парных горизонтальных, 28 одиночных горизонтальных), 100 поисково-оценочных. Характеристика фонда скважин приведена в таблице 1.

По данным на 2015 год, накопленная добыча нефти равна 562 тыс. тонн, что составляет 16,7% от извлекаемых запасов. Темп отбора от НИЗ – 8%, текущая величина КИН 0,25 д.ед. Данные по величинам КИН приведены в таблице 2.

Средний дебит добывающих около 2,50 м³/сут, при средней величине обводненности продукции 80%. Добываемые нефти характеризуются высоким содержанием сопутствующих компонентов. Месторождение разрабатывается в основном горизонтальными скважинами. Добыча ведется парогравитационной технологией для предотвращения выноса песка, снижения вязкости тяжелой нефти, повышения продуктивности скважин. Расстояние между скважинами составляет 5 м.

ТАБЛИЦА 2. Данные по величинам коэффициента извлечения нефти (КИН) Ашальчинского месторождения

Ярус	КИН	Квыт	Кохв
Верейский	0,236	0,318	0,742
Башкирский	0,236	0,314	0,752
Тулский	0,356	0,581	0,613
Кыновский	0,332	0,627	0,530

ТАБЛИЦА 1. Характеристика фонда скважин Ашальчинского месторождения

Состояние скважины	Количество скважин
Действующий фонд	51
В т.ч. добывающие ЭЦН	46
Нагнетательные	5
Бездействующий фонд	3
Добывающие ЭЦН	3
Нагнетательные	–
Наблюдательные (контрольные)	58
Пьезометрические	4
Ликвидировано (всего)	65
Гидрогеологические	15
Фонд (всего)	196
Передано в ППД	11

ТАБЛИЦА 3. Данные для расчета применения плазменно-импульсного воздействия

Параметр	Значение
Скорость звука в жидкости, м/с	1300 м/с
Скорость звука в породе, м/с	5300
Плотность породы, кг/м²	1,740
Плотность жидкости, кг/м²	0,914
Частота колебаний волнового поля, Гц	11 000
Эмпирическая постоянная	0,138
Проницаемость, Мд	5
Пористость, %	30
Радиус контура питания, м	500
Радиус скважины, м	0,5 м
Длина горизонтального участка, м	400
Полудлина трещин, м	40
Число трещин, шт.	5
Эффективная нефтегазонасыщенная толщина, м	21,2
Проницаемость по газу, 10 ⁻³ мм²	12,7
Вязкость нефти, мПа·с	27 350
Плотность нефти, г/см³	0,914
Пластовое давление, МПа	32,1
Забойное давление, МПа	22,7
Отметка кровли пласта, м	978
Давление насыщения, МПа	6,3
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,048

Расчет производительности добывающей скважины Ашальчинского месторождения с применением плазменно-импульсного воздействия

При проведении расчетов мы будем отталкиваться от того, что добыча и разработка месторождения ведется преимущественно горизонтальными скважинами. Расчет производительности скважин и параметров применения ПИВ связан с геолого-геофизическими условиями залегания нефти, взаимоотношением скважин, профилем фильтрации жидкости, а также наличием близости остаточных запасов к забою скважины. Перед подготовкой к проведению ПИВ в скважине проводятся записи ПГИ, отбивка забоя по материалам ГК и МЛМ, выделение рабочих интервалов по данным ГИС. После проведения ПИВ на призабойную зону вновь проводят записи ПГИ (термометрия, расходомерия, шумометрия, дебитометрия, манометрия) для оценки притока и контроля режима работы скважины [15].

Поскольку после ПИВ скважина выходит на режим с повышенным дебитом и со снижением общей обводненности продукции. Далее приводится методика

расчета ПИВ горизонтальной добывающей скважины Ашальчинского месторождения, обозначим ее буквой V. Данные для проведения расчетов приведены в таблице 3. В ней указываются геолого-геофизические характеристики Ашальчинского месторождения и параметры, используемые при проектировании ПИВ.

В случае эксплуатации месторождения применением вертикальных скважин мы воспользуемся формулой Дююи для расчета дебита вертикальной скважины [16]:

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu_n \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (1)$$

где Q – дебит скважины, м³/сут;
 k – проницаемость, мкм²;
 h – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;
 ΔP – депрессия на пласт, МПа;
 μ – вязкость флюида в пластовых условиях, мПа·с;
 R_k – радиус контура питания скважины, м;
 r_c – радиус скважины, м.

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 21,2 \cdot 500 \cdot 9,4}{27350 \cdot \ln \frac{500}{0,5}} = 3,30 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Для расчета дебита горизонтальной скважины используется формула Р.М. Батлера [17]:

$$Q = \frac{2\pi kL\Delta P}{\mu \cdot b \left[\frac{\pi \cdot R_k}{h} + \left(\ln \frac{h}{r_c^2} \right) - \ln \pi \right]}, \quad (2)$$

где: k – проницаемость, мкм²;
 L – длина горизонтальной скважины, м;
 ΔP – перепад между пластом и забоем скважины, МПа;
 μ – вязкость пластового флюида, мПа·с;
 b – объемный коэффициент нефти, д.ед.;
 h – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;
 R_k – радиус контура питания скважины, м;
 r_c – радиус скважины, м.

Дебит в случае проведения МГРП (многостадийный гидроразрыв пласта), в условиях карбонатного коллектора, зависит от числа трещин и рассчитывается с применением следующего выражения [18]:

$$Q = \frac{2khL}{\mu l} \cdot \left(p_{пл} - \frac{P_0}{2} - \frac{P_{заб}}{2} \right), \quad (3)$$

где: k – проницаемость, мкм²;
 h – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;
 μ – вязкость пластового флюида, мПа·с;
 L – длина скважины, м;
 l – постоянное давление на расстоянии от границы трещинного пространства, МПа;
 P₀ – давление на границе межтрещинного пространства, МПа;
 P_{заб} – давление на забое скважины, МПа;
 P_{пл} – пластовое давление, МПа.

Величина давления на границе межтрещинного пространства определяется с применением следующего выражения:

$$P_0 = \frac{P_{II} - P_3 * \left(\frac{1}{2} - (N-1)^2 * \frac{4 * \chi_f * (R - \chi_f * \cos a)}{L^2 * \cos a}\right)}{\frac{1}{2} + (N-1)^2 * \frac{4 * \chi_f * (R - \chi_f * \cos a)}{L^2 * \cos a}}, \quad (4)$$

где P_{II} – пластовое давление, МПа;
 P_3 – забойное давление, МПа;
 P_0 – промежуточное давление на границе межтрещинного пространства, МПа;
 k – проницаемость пласта, мкм²;
 h – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;
 L – длина горизонтального участка скважины, м;
 V_0 – объемный коэффициент нефти, д.ед.;
 μ – вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с;
 R – радиус дренирования, м;
 χ_f – полудлина трещины, м;
 α – угол между нормалью к скважине и направлением к трещине, град;
 N – число трещин, шт.

$$P_0 = \frac{32,1 - 22,7 * \left(\frac{1}{2} - (5-1)^2 * \frac{4 * 40 * (500 - 40 * 0,5)}{400^2 * 0,5}\right)}{\frac{1}{2} + (5-1)^2 * \frac{4 * 40 * (500 - 40 * 0,5)}{400^2 * 0,5}} = 23,29 \text{ МПа}$$

Коэффициент затухания колебаний жидкости определяется по следующей формуле [19]:

$$\alpha_{ж} = \frac{8\pi^2 * \omega^2 * \mu_{ж}}{3\rho_{ж} * C_{ж}^3}, \quad (5)$$

где: $\mu_{ж}$ – вязкость жидкости, мПа·с;
 $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м³;
 $C_{ж}$ – скорость звука в жидкости, м/с;
 ω – частота колебаний волнового поля, Гц.

$$\alpha_{ж} = \frac{8 * 3,14^2 * 11000^2 * 27350}{3 * 0,914 * 1350^3} = 7,05$$

В случае с горной породой коэффициент затухания определяется следующим образом:

$$\alpha_{ж} = \frac{b_{II} * \omega}{2C_{II}}, \quad (6)$$

где b_{II} – эмпирическая постоянная, которая определяет количество энергии, теряемой за один цикл колебания и зависит от вида горной породы;

C_{II} – скорость звука в породе, м/с;
 ω – частота колебаний волнового поля, Гц.

$$\alpha_{ж} = \frac{0,138 * 11000}{2 * 5300} = 0,143$$

Эффективный коэффициент затухания колебаний, возникающий при плазменно-импульсном воздействии, рассчитывается по следующей формуле:

$$\alpha = m^{\frac{1}{3}} * \alpha_{ж} + (1 - m^{\frac{1}{3}}) * \alpha_n, \quad (7)$$

где m – пористость породы, д.ед.

$$\alpha = 30^{\frac{1}{3}} * 7,05 + (1 - 30^{\frac{1}{3}}) * 0,143 = 21,60$$

Интенсивность волнового поля определяется по следующему выражению [20]:

$$J_0 = \frac{\omega^2 * k * \rho_{II} * C_{II}}{2} * \sqrt{\frac{Rk}{r_c}} \exp[\alpha(Rk - r_c)], \quad (8)$$

где k – проницаемость, мкм²;
 ρ – плотность, кг/м³;
 c – скорость звука в породе, м/с;
 Rk – радиус дренирования, м;
 r_c – радиус скважины, м;
 α – эффективный коэффициент затухания колебаний;
 ω – частота колебаний волнового поля, Гц;
 ρ_{II} – плотность породы, кг/м³;
 C_{II} – скорость звука в породе, м/с.

$$J_0 = \frac{11000^2 * 5 * 1,740 * 5300}{2} * \sqrt{\frac{500}{0,5}} * 2,718^{21,60(500-0,5)} = 6,77$$

Проницаемость пласта после применения ПИВ рассчитывается по следующему выражению:

$$K! = \frac{P_{II}^2}{2\rho^2 * c^2 * \omega_0^2} * \sqrt{\frac{r_c}{Rk}} * e^{-\alpha(Rk - r_c)}, \quad (9)$$

где k – проницаемость, мкм²;
 ρ – плотность, кг/м³;
 c – скорость звука в породе, м/с;
 Rk – радиус дренирования, м;
 r_c – радиус скважины, м;
 α – эффективный коэффициент затухания колебаний;
 P_{II} – амплитуда давления в породе;
 ω – частота колебаний волнового поля, Гц;
 c – скорость звука в жидкости, м/с.

$$K! = \frac{1,64^2}{2 * 1,748^2 * 5300^2 * 11000^2} * \sqrt{\frac{0,5}{500}} * 2,718^{-21,60(500-0,5)} = 14,69 \text{ Мд}$$

Амплитуда давления в породе определяется с помощью следующей формулы:

$$P_{II} = \sqrt{2J_0 r_c}, \quad (10)$$

где r_c – радиус скважины, м.

$$P_{II} = \sqrt{2J_0 \rho c} = \sqrt{2 * 2,711 * 0,5} = 2,6$$

Коэффициент продуктивности выражается из закона Дарси и рассчитывается следующим образом:

$$PI_{\text{прод}} = \frac{Kh}{18,41 * \mu_0 * V_0 * \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 + S\right]}, \quad (11)$$

где k – проницаемость, мкм²;
 h – эффективная нефтегазонасыщенная толщина;
 μ_0 – вязкость нефти, мПа·с;
 V_0 – объемный коэффициент нефти, д.ед.;
 r_e – радиус зоны дренирования, м;
 r_w – радиус скважины;
 S – скин-фактор.

Дебит по формуле Батлера для горизонтальной скважины после воздействия на призабойную зону методом ПИВ:

$$Q = \frac{2 * 3,14 * 5 * 400 * 9,4 * 86400}{27350 * 1,048 \left[\frac{3,14 * 500}{21,2} + \left(\ln \frac{21,2}{0,5} \right) - \ln 3,14 \right]} = 46,01 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Дебит горизонтальной скважины при проведении МГРП в условиях воздействия на призабойную зону методом ПИВ:

$$Q = \frac{2 * 14,69 * 21,2 * 400 * 86400}{27350 * 10} * \left(32,1 - \frac{23,29}{2} - \frac{22,7}{2} \right) = 71,66 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Коэффициент продуктивности скважины после воздействия на призабойную зону методом ПИВ:

$$PI_{\text{прод}} = \frac{14,69 * 21,2 * 86400}{18,41 * 27350 * 1,048 * \left[\ln\left(\frac{500}{0,5}\right) - 0,75 + S \right]} = 73,8 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{МПа}$$

Данные по расчетным дебиту и коэффициенту продуктивности приведены в таблице 4.

ТАБЛИЦА 4. Сопоставление расчетного и фактического дебита скважин

Формула	Скв V
Дебит до применения ПИВ, м ³ /сут	5,5
Дебит по Батлеру, м ³ /сут	46,01
Дебит в случае МГРП, м ³ /сут	71,66
Коэффициент продуктивности до применения ПИВ, м ³ /сут/МПа	25
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут/МПа	73,8

Анализируя полученные результаты, можно сказать, что применение метода плазменно-импульсного воздействия положительным образом сказывается на росте производительности скважин. В среднем при воздействии на призабойную зону горизонтальной скважины методом ПИВ наблюдается рост дебита и коэффициента продуктивности скважин в несколько раз. Это говорит о том, что применение современных способов увеличения нефтеотдачи, которые основаны на явлении физического поля, являются приоритетными при работе с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ). Технология позволила повысить дебит добывающей горизонтальной скважины, что в дальнейшем может применяться на месторождениях с наличием сложно построенного резервуара и низкопродуктивных скважин.

Заключение

Проведенный автором анализ показал, что метод плазменно-импульсного воздействия является успешным инструментом при прогнозе величин дебита горизонтальных скважин. Установлено, что данный способ является перспективной современной технологией для интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов.

Он может применяться в условиях как терригенного, так и карбонатного коллектора, с высокой степенью выработки запасов, высокой обводненности продукции, а также на месторождениях с тяжелыми высоковязкими нефтями. Технология показала себя как эффективный инструмент ГТМ для прогноза продуктивности скважин. ●

Литература

1. Рузин Л.М. и др. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. – Изд. 2-е, пер. и доп. / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров, О.А. Морозюк, С.М. Дуркин. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. – 480 с.
2. Нурғалиев Р.Г. Анализ техники и технологии добычи высоковязкой нефти на объектах ООО «РИТЭК» / Р.Г. Нурғалиев, В.Н. Ивановский // Оборудование и техноло-гии для нефтегазового комплекса. – 2024. – № 2. – С. 5–14.
3. Прохорова А.А. Анализ эффективности технологии парогазового воздействия на месторождении высоковязкой нефти как метода повышения нефтеотдачи по сравнению с технологией пароциклической обработки / А.А. Прохорова, С.Н. Николаева // Нефтепромысловое дело. – 2024. – № 12. – С. 12–19.
4. И.Ш.С. Салих, А.К. Ишимбаев, И.И. Мухаматдинов, А.В. Вахин. Исследование облагораживания сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения с применением растворителей при паротепловом воздействии // Экспозиция. Нефть. Газ. 2020. № 2. С. 21–24.
5. Зарипов А.Т., Ибатуллина С.И., Мотина Л.И., Хисамов Р.С. Техничко-экономическая оценка методов добычи природных битумов для условий месторождений Республики Татарстан // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – с. 64–66.
6. Хисамов Р.С., Амерханов М.И., Ханипова Ю.В. Изменение свойств и состава сверхвязких нефтей при реализации технологии парогравитационного воздействия в процессе разработки Ашальчинского месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2015. № 9. – с. 78–81.
7. Ибрагимов Н.Г., Васильев Э.П., Амерханов М.И., Шестернин В.В., Ахмадуллин Р.Р. Оптимизация работы добывающих скважин при парогравитационном воздействии на пласт на Ашальчинском месторождении сверхвязкой нефти // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – с. 34–35.
8. Девликамов В.В. Хабибуллин З.А. Кабилов М.М. Аномальные нефти. М. «Недра», 1975, 168 с.
9. Ибрагимов Л.Х. Мищенко И.Т. Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. – М. Наука. 2000 – 414 с.
10. Барышников А.А. Исследование и разработка технологии увеличения нефтеотдачи за счет вытеснения с применением электромагнитного поля. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. ТюмГНГУ. Тюмень. 2014. С. 159.
11. Котельников И.А. Лекции по физике плазмы. Том. 1. Основы физики плазмы: учебное пособие для вузов / И.А. Котельников. – 3-е изд., испр. и доп. – СанктПетербург: Лань. 2021. – 400 с ил.
12. Хусаинов В.М. Волновые технологии избирательного воздействия / В.М. Хусаинов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 5. – с. 62–65.
13. Костусенко Д.К. Плазменно-импульсное воздействие на продуктивный пласт для интенсификации процесса добычи на месторождениях с аномально-вязкими нефтями // Форум молодых ученых 5/2 (21) 2018. С. 241–245.
14. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / Под ред. проф. Р.Х. Муслимова. – В 2-х томах. – Т. 1. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. 2007. – 316 с.
15. Сулейманов Б.А. Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2022. – 288 с.
16. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2002, с. 140.
17. Батлер Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти газа и битумов. – М. Ижевск: Институт компьютерных исследований НИЦ Регулярная и хаотичная динамика. 2010. – с. 536.
18. Гилаев Г.Г., Ольховская В.А., Гилаев Г.Г., Хафизов В.М. Гидроразрыв пласта в вертикальных и горизонтальных скважинах: учеб. пособие. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2020. – 304 с.
19. Кларк С. Справочник физических констант горных пород: справочник / С. Кларк. – Москва: Мир, 1969. – 300 с.
20. Степанов Р.И. Применение метода плазменно-импульсного воздействия для увеличения нефтеотдачи Холмогорского месторождения // Естественные и технические науки. № 8 (207). С. 113–119.

KEYWORDS: heavy oil, oil recovery, permeability, horizontal well, hydraulic fracturing, flow rate, productivity factor, terrigenous reservoir.

ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИЕСЯ ТЕХНОЛОГИИ

для месторождений Западной Сибири

АКТУАЛЬНОСТЬ ДАННОЙ РАБОТЫ АВТОРЫ СТАТЬИ ВИДЯТ В НЕОБХОДИМОСТИ КОНТРОЛЯ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ. В СВЯЗИ С РАСШИРЕНИЕМ ФОНДА СКВАЖИН НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, НАХОДЯЩИХСЯ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ, УВЕЛИЧИВАЕТСЯ ПОТРЕБНОСТЬ ВО ВВЕДЕНИИ В ПРОИЗВОДСТВО ТЕХНОЛОГИЙ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СНИЖЕНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН. ИЗ-ЗА ВЫСОКОГО РАЗНООБРАЗИЯ ПРИМЕНЯЕМЫХ ХИМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В ЭТОМ НАПРАВЛЕНИИ, А ТАКЖЕ ИЗ-ЗА УНИКАЛЬНОСТИ КАЖДОГО ОТДЕЛЬНОГО ОБЪЕКТА РАЗРАБОТКИ, ТРЕБУЕТСЯ ПОСТОЯННОЕ ПРОВЕДЕНИЕ КОМПЛЕКСНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА АДАПТАЦИЮ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ, А ТАКЖЕ ВЫБОР НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ ДЛЯ КАЖДОЙ ГРУППЫ ПЛАСТОВ, ХАРАКТЕРИЗУЕМЫХ КОНКРЕТНЫМИ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИМИ ПАРАМЕТРАМИ. АВТОРЫ ПРЕДЛАГАЮТ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ТЕХНОЛОГИЙ И СОСТАВОВ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ ДЛЯ ОДНОГО ИЗ ОБЪЕКТОВ РАЗРАБОТКИ, С ВЫБОРОМ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ В УСЛОВИЯХ ДАННОГО ОБЪЕКТА

THE AUTHORS OF THE ARTICLE SEE THE RELEVANCE OF THIS WORK IN THE NEED TO CONTROL AND IMPROVE EXISTING METHODS OF INCREASING OIL RECOVERY. DUE TO THE EXPANSION OF THE WELL STOCK OF WESTERN SIBERIAN OIL FIELDS THAT ARE AT A LATE STAGE OF OPERATION, THE NEED FOR THE INTRODUCTION OF CONFORMANCE CONTROL TECHNOLOGIES AIMED AT REDUCING THE WATER CUT OF WELL PRODUCTION INCREASES. DUE TO THE HIGH DIVERSITY OF CHEMICAL AND TECHNOLOGICAL SOLUTIONS USED IN THIS AREA, AS WELL AS THE UNIQUENESS OF EACH INDIVIDUAL DEVELOPMENT OBJECT, IT IS NECESSARY TO CONSTANTLY CONDUCT COMPREHENSIVE STUDIES AIMED AT ADAPTATION, DETERMINING THE APPLICABILITY, AND SELECTING THE MOST EFFECTIVE CONFORMANCE CONTROL TECHNOLOGIES FOR EACH GROUP OF FORMATIONS CHARACTERIZED BY SPECIFIC GEOLOGICAL AND PHYSICAL PARAMETERS. THE AUTHORS PROPOSE AN APPROACH TO ASSESSING CONFORMANCE CONTROL TECHNOLOGIES AND COMPOSITIONS FOR ONE OF THE DEVELOPMENT OBJECTS, WITH THE SELECTION OF THE MOST PROMISING ONES FOR USE IN THE CONDITIONS OF THIS OBJECT

Ключевые слова: выравнивание профиля приемистости, коэффициент восстановления, керн, полиакриламид, гелеобразование, фазовая проницаемость, фактор остаточного сопротивления.

УДК 622.24

Долгих Ян Владимирович

руководитель проекта по разработке продукта Блока интегрированных решений, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Нуриев Динис Вильсурович

руководитель направления Блока интегрированных решений, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Кинзибаев Динар Рауфович

руководитель проекта по поддержке и управлению изменениями бизнес-кейсов оптимизации систем разработки и поддержания пластового давления, ООО «Газпромнефть-Хантос»

Минаев Константин Мадестович

директор НОЦ НГХиТ Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, к.х.н.

Пестерев Алексей Викторович

заместитель директора НОЦ НГХиТ Инженерной школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, к.ф.-м. н.

Макоев Антон Сергеевич

руководитель направления Блока интегрированных решений ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»

Щербаков Георгий Юрьевич

эксперт Блока интегрированных решений ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»

В настоящее время поддержание стабильных темпов добычи углеводородов на истощенных месторождениях является стратегической задачей. С целью компенсации потери продуктивности скважин на большинстве зрелых месторождений РФ реализуется система поддержания пластового давления путем нагнетания воды в продуктивный пласт через систему нагнетательных скважин. Наличие неоднородности по проницаемости продуктивной толщи, неточность планирования разработки, фактор неопределенности геолого-стратиграфического строения пласта, различия в свойствах закачиваемой жидкости и добываемых флюидов и многие другие факторы, в конечном итоге, могут привести к преждевременному прорыву нагнетаемой воды к добывающим скважинам по высокопроницаемым пропласткам (опережающее обводнение), при этом значительная часть углеводородов низкопроницаемых участков пласта остается не мобилизованной. Кроме того, идет непрерывный рост затрат на подготовку и закачку попутно-добываемой воды. В качестве эффективного метода улучшения заводнения широко применяются технологии выравнивания профиля приемистости [1].

Выравнивание профиля приемистости (ВПП) – химико-технологический способ повышения нефтеотдачи пластов, который предполагает закачку в нагнетательные скважины малообъемных (до 1000 м³) оторочек химических композиций, обеспечивающих создание фильтрационных сопротивлений в промытых высокопроницаемых участках пласта, и, как следствие, приводящих к повышенному

вовлечению в систему разработки низкопроницаемых пропластков, не охваченных заводнением. Технологии ВПП способствуют перенаправлению фильтрационных потоков и изменению профиля приемистости скважин, что позволяет существенно продлить период рентабельной эксплуатации нефтегазодобывающих скважин и снизить эксплуатационные затраты на добычу попутно добываемой воды.

Технологии ВПП в РФ реализуются с 1950-х годов, где в качестве составов регулирования профиля применяли цементные растворы. Одним из преимуществ таких систем были их высокая прочность и низкая стоимость. С 1960-х годов стали применять смолы, формирующие прочную твердую фазу в присутствии катализатора. Преимуществами таких составов были их высокая прочность, длительность воздействия, среди недостатков отмечается высокая стоимость, низкая селективность, риски полной и необратимой коагуляции всего продуктивного горизонта. Использование в 1970-х годах частично гидролизованного полиакриламида способствовало быстрому развитию технологии ВПП в связи с разработкой новых химических реагентов, контролирующих профиль, что вывело химические технологии на новый высокий уровень.

На текущий момент существует широкий спектр химико-технологических решений по данному направлению. Отечественный рынок предлагает более 50-ти технологий ВПП, включающих использование различных осадко-, гелеобразующих, полимерных и других составов, в значительной степени отличающихся по своим физико-химическим, реологическим

и структурно-прочностным свойствам, а также способам закачки [2].

В технологиях ВПП различные составы создают барьер в высокопроницаемых пропластках на пути нагнетаемой воды в призабойной зоне скважины или в относительной близости от призабойной зоны. В зависимости от механизма формирования экраняющего барьера составы делятся на дисперсные, гелеобразующие, полимерные, эмульсионные, осадкообразующие и другие [3].

При выборе эффективной технологии ВПП необходимо учитывать особенности геолого-физических характеристик (ГФХ) залежей и факторы, влияющие на основные физико-химические и реологические параметры закачиваемых композиций. В работах [4, 5] среди основных факторов, влияющих на эффективность составов ВПП выделены вязкость нефти, пластовая температура, минерализация закачиваемой и пластовой воды, проницаемость и минералогический состав коллектора.

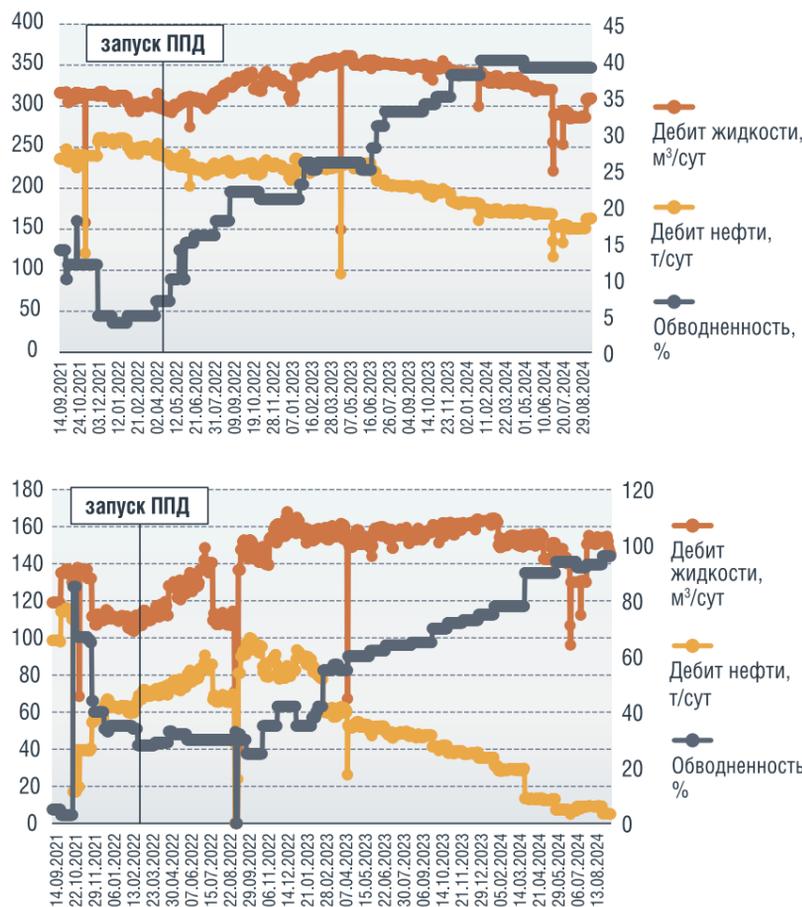
Многообразие предлагаемых на рынке химических составов не позволяет быстро решить задачу подбора наиболее эффективных технологий ВПП, а также требует постоянного мониторинга новых технологических решений. Сравнительная эффективность и оценка составов определяется только по результатам комплекса лабораторных исследований, при этом на сегодняшний день не существует единого общепринятого подхода к сравнительной оценке составов, различных по механизму действия.

Целью данной работы является обоснование выбора технологий

ТАБЛИЦА 1. Геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов

№	Месторождение	Пласт 1	Пласт 2	Пласт 3
1	Пластовая температура, °С	76	81	98
2	Пластовое давление начальное, МПа	31,5	29,1	42,0
3	Текущее пластовое (среднее), МПа	19,35	18,54	24,82
4	Коэффициент аномальности	0,641	0,643	0,808
5	Средняя глубина залегания кровли пласта по вертикали	3073	939	3133
6	Коэффициент песчаности, доли.ед.	0,54	0,46	0,59
7	Расчлененность, ед.	18	7	8
8	Коэффициент пористости, доли ед.	0,22	0,19	0,19
9	Проницаемость, мкм ² · 10 ⁻³	71,0	10,3	5,1
10	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	3,07	4,27	4,27
11	Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,840	0,822	0,823
12	Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа ⁻¹	8,7	0,3	0,2

РИСУНОК 1. Примеры роста обводненности скважин после запуска ППД



ВПП для повышения эффективности эксплуатации на примере одного из объектов разработки компании ООО «Газпромнефть-Хантос» путем проведения лабораторных исследований (физико-химических и фильтрационных).

Характеристика объекта разработки

В качестве целевого объекта по подбору технологий ВПП рассматривается месторождение Западной Сибири, на котором

с 2017 года ООО «Газпромнефть-Хантос» осуществляет операторскую деятельность по добыче жидких углеводородов. По количеству начальных извлекаемых запасов нефти месторождение относится к крупным, по геологическому строению – к сложным. Данное месторождение характеризуется сложным геологическим строением, промышленная нефтеносность установлена в нижнемеловых пластах Черкашинской свиты Неокомского нефтегазового комплекса. Выделено три нефтеносных пласта: пласт 1, пласт 2, пласт 3; количество нефтяных залежей – три. Наибольшее количество геологических запасов нефти по месторождению сосредоточено в пласте 1. Все пласты представлены в большей степени песчаником кварцевым плотным мелкозернистым, а также алевритами, аргиллитами и переслаиванием указанных пород. Геолого-физическая характеристика по пластам представлена в таблице 1.

Закачка воды для поддержания пластового давления на месторождении начата со второго года эксплуатации. Потребность в воде обеспечивается посредством сеноманских водозаборных скважин и подтоварной воды, получаемой на УПСВ. Минерализация закачиваемой и пластовой воды не превышает 30 г/дм³.

С 2022 по 2024 г. на объекте наблюдается значительное повышение обводненности добываемой продукции (примеры работы скважин на рис. 1). При этом, анализ характеристик вытеснения и оценки остаточных извлекаемых запасов указывает на явление преждевременного прорыва нагнетаемой воды. Значительное обводнение скважин происходит на второй год запуска нагнетательных скважин.

В настоящее время компанией ООО «Газпромнефть-Хантос» активно разрабатываются и внедряются комплексные программы проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Программа ГТМ включает все мероприятия, намеченные на месторождении для поддержания добычи нефти и в конечном счете на увеличение нефтеотдачи пласта. Среди мероприятий ГТМ особый интерес представляют технологии ВПП.

Технологии ВПП

В основе подхода к применению технологий повышения нефтеотдачи пластов лежит принцип перераспределения фильтрационных потоков без нанесения вреда коллекторским свойствам нефтеносных пластов.

В рамках данной работы рассмотрено 15 технологических решений по выравниванию профиля приемистости от трех производителей, все рассматриваемые технологии ВПП имеют опыт успешного промышленного применения на других месторождениях (в рамках данной работы не рассматривались новые технологии ВПП, не прошедшие ОПИ).

По опыту применения рассматриваемых технологий ВПП, зафиксированы случаи, когда полученный эффект в значительной степени различается, в том числе в схожих геолого-физических условиях применения. При проведении физико-химического воздействия на пласт необходим адресный подход, включающий для каждой залежи разработку конкретной технологии, наиболее соответствующей ее геологическим, литолого-физическим условиям и состоянию выработки запасов нефти. Значительная разница в достигаемых эффектах ВПП указывает на недостаточность аналитической оценки критериев применимости технологий, требуется проведение широкого комплекса лабораторных исследований для каждого объекта, на котором планируется проведение ВПП.

По способу реализации все технологии можно разделить на два блока. К первому относятся технологии, предполагающие закачку одной оторочки, представленной раствором или суспензией химических реагентов. Расширение критериев применимости достигается за счет варьирования концентраций реагентов и, соответственно, свойств получаемых композиций. Второй блок технологий ВПП – это комбинированные технологии, которые предполагают поочередную закачку композиций химических реагентов, различных по свойствам и функциональному назначению. Комбинирование оторочек химических реагентов позволяет повысить охват геолого-физических

характеристик месторождений, за счет чего достигается высокая эффективность.

Ввиду широкого разнообразия механизмов действия и различной физико-химической природы, рассматриваемые составы ВПП условно были разделены на 5 групп:

- **Гелеобразующие** – композиции органических высокомолекулярных и/или неорганических соединений, образующих межмолекулярные комплексные связи, за счет которых в течение времени раствор приобретает вязкоупругие свойства.
- **Вязкие** – водные растворы высокомолекулярных соединений, с вязкостью значительно превышающей вязкость воды, и имеющих псевдопластичный характер течения.
- **Осадко-гелеобразующие** – композиции водорастворимых химических соединений, которые с течением времени или при изменении термобарических условий, образуют в объеме раствора неконсолидированные гелевые частицы (от 10 до 70 % объема раствора).
- **Полимер-дисперсные** – композиции высокомолекулярных водорастворимых полимеров и твердых дисперсных частиц, распределенных в растворе полимера
- **ПАВ** – поверхностно-активное вещество, закачивается для повышения эффективности вытеснения углеводородов из низкопроницаемых участков пласта за счет снижения межфазного натяжения и солюбилизации капель нефти.

Общая информация по исследуемым технологиям представлена в таблице 2 (при описании механизма действия технологий авторы опирались на представленные производителями характеристики своих технологий).

Методики исследования

Программа физико-химических испытаний была разработана для 4 типов составов ВПП: гелеобразующие, вязкие, полимер-суспензионные, осадко-гелеобразующие составы (таблица 3). В данной работе не рассматриваются растворы ПАВ, применяемые в технологиях ВПП.

Составы ВПП были приготовлены согласно рекомендациям производителей, с использованием технической воды системы ППД с минерализацией 10,8 г/дм³.

В процессе приготовления. время растворения реагентов визуально оценивали каждые 15 минут, при этом фиксировались такие характеристики как однородность, отсутствие комков, мутность, наличие нерастворенных частиц.

После приготовления по внешнему виду фиксировали цвет жидкости, однородность, наличие расслоения на фазы, содержание примесей и частиц, наличие осадка.

Термостабильность составов определяли выдержкой в течение 30 суток при пластовой температуре. При отсутствии сшивки, выделении водной фазы, расслоении и образовании осадка блокирующая композиция считалась нестабильной.

Изучение совместимости проводилось путем смешения составов ВПП с пластовым флюидом, термовыдержке 24 часа с последующей оценкой полученных систем. При взаимодействии составов ВПП не допускалось образование эмульсий (если это не предусмотрено технологией) и нефтяных сгустков. При оценке совместимости с пластовой водой оценивали стабильность систем ВПП.

Скорость коррозии оценивали по изменению массы образца стали Ст.20, погруженного в рабочий раствор реагента при пластовой температуре.

Одним из важных эксплуатационных параметров для систем ВПП является способность к деструкции под воздействием химических компонентов. Данная характеристика необходима для возможности восстановления приемистости нагнетательных скважин при получении осложнений в процессе закачки ВПП. Деструкцию оценивали путем смешения с химическим агентом (деструктором), рекомендованным производителем с последующей термовыдержкой и оценкой потери структуры состава ВПП.

Для исследования реологических свойств, статического напряжения сдвига, вязкости композиций, изменения вязкости составов от степени минерализации среды использовались ротационные

ТАБЛИЦА 2. Технологии ВПП

№	Технология	Оторочка ВПП (закачиваемая химическая композиция)	Тип состава (условная классификация)	Функциональное назначение оторочки	Краткое описание механизма действия	Объемная доля оторочки, %
1	Комплексная технология 1 (КТ1)	Полимер-полимерный состав	Вязкие	Первичное повышение сопротивления в наиболее высокопромытых каналах за счет высоких реологических параметров	Два водорастворимых полимера различных классов: синергетический эффект повышения вязкости за счет межмолекулярного взаимодействия	20,0
		Вязкоупругий состав	Гелеобразные	Воздействие на более удаленные зоны за счет пролонгированного времени структурообразования	ПАА + сшиватель: пролонгированное образование трехмерной пространственной сетки межмолекулярных связей, за счет чего образуется вязкоупругий гидрогель	70,0
		Раствор ПАВ	ПАВ	Доотмыв пленочной нефти	Снижение МФН, солюбилизация	10,0
2	Комплексная технология 2 (КТ2)	Вязкий состав	Вязкие	Первичное повышение сопротивления в наиболее высокопромытых каналах за счет высоких реологических параметров	Высокая концентрация ПАА + понизитель вязкости: за счет применения ингибиторов растворения ПАА, в пласт закачивается вязкая суспензия гидратированных частиц ПАА, избирательно блокирующих техногенные трещины и микротрещины	20,0
		Вязкоупругий состав	Гелеобразные	Воздействие на более удаленные зоны за счет пролонгированного времени структурообразования	ПАА + сшиватель (аналогично КТ1)	70,0
		Раствор ПАВ	ПАВ	Доотмыв пленочной нефти	Снижение МФН, солюбилизация.	10,0
3	Комплексная технология 3 (КТ3)	Термотропный полимер-полимерный состав	Вязкие	Первичное повышение сопротивления в наиболее высокопромытых каналах за счет перевода полимера в твердую фазу	Термотропный перевод полимера из раствора в твердую фазу в виде объемного геля с высокими прочностными характеристиками.	30,0
		Вязкоупругий состав	Гелеобразные	Воздействие на более удаленные зоны за счет пролонгированного времени структурообразования	ПАА + сшиватель (аналогично КТ1)	60,0
		Раствор ПАВ	ПАВ	Доотмыв пленочной нефти	Снижение МФН, солюбилизация	10,0
4	Технология 4 (Т4)	Полимер-дисперсный состав (суспензия)	Полимер-дисперсионные	Создание сопротивления в высокопромытых пропластках с высокой приемистостью	Активная твердая фаза, ПАА + сшиватель: применение суспензии активных минеральных частиц, способных ассоциироваться между собой в прочные агломераты, эффективно связывающими воду, для повышения седиментационной устойчивости и дополнительного усиления блокирующего эффекта, суспензия готовится с повышенными реологическими характеристиками	100
5	Технология 5 (Т5)	Раствор товарной формы реагента	Осадко-гелеобразные	Перераспределение фильтрационных потоков в пласте за счет установки фильтрационных экранов в удаленной части пласта	Термотропный, осадкообразующий: при повышении температуры раствора за счет протекания реакции гидролиза химических соединений происходит образование твердых продуктов реакции, формирующих твердый осадок в порах пласта	100
6	Технология 6 (Т6)	Термотропный полимер	Гелеобразные	Первичное повышение сопротивления в наиболее высокопромытых каналах за счет перевода полимера в твердую фазу	Термотропный перевод полимера из раствора в твердую фазу в виде объемного геля с высокими прочностными характеристиками.	33,0
		Раствор ПАВ	ПАВ	Доотмыв пленочной нефти	Снижение МФН, солюбилизация	67,0
7	Технология 7 (Т7)	Водонабухающий полимер	Полимер-дисперсионные	Первичное повышение сопротивления в наиболее высокопромытых каналах за счет образования гидрогеля из предварительно сшитых полимерных частиц	Водонабухающий полимер: частицы, представляющие собой поперечно сшитые полимерные молекулы, способные ассоциироваться с большим количеством молекул воды, за счет чего происходит многократно увеличение размеров изначальных частиц. Таким образом применяется для тампонирующего трещинных зон пласта, по которым происходит прорыв воды	100
8	Комплексная технология 8 (КТ8)	Раствор ПАА	Вязкие	Первичное выравнивание фронта закачки состава за счет высоких реологических параметров закачиваемого раствора	Раствор ПАА.	16,5
		Термотропный состав	Гелеобразные	Создание фильтрационных сопротивлений в удаленных зонах за счет термотропного взаимодействия компонентов состава	Гидролиз одного из компонентов при повышенной температуре приводит к увеличению pH раствора, за счет чего происходит частичный гидролиз второго компонента с образованием объемного осадка вплоть до образования гидрогеля во всем объеме раствора.	67,0
		Раствор ПАА	Вязкие	Для закрепления блокирующего экрана и взаимодействия.	Высококонцентрированный раствор ПАА.	16,5

Продолжение таблицы 2

№	Технология	Оторочка ВПП (закачиваемая химическая композиция)	Тип состава (усл. классификация)	Функциональное назначение оторочки	Краткое описание механизма действия	Объемная доля оторочки, %	
9	Комплексная технология 9 (КТ9)	Глинистая суспензия	Полимер-дисперс.-	Первичное повышение сопротивления в наиболее высокопромытых каналах за счет полимера и твердой фазы.	Твердая фаза в активной глины	50,0	
		Щелочная оторочка			Обеспечивает контроль pH и повышает активность глинистых частиц, выраженную в усилении ионного обмена и повышении количества активных центров, способных связывать молекулы воды.	10,0	
		Раствор ПАА			ПАА – выступает в качестве коагулянта для глинистых частиц, за счет чего образуются высокопрочные агломераты глины, которые эффективно блокируют прорывы воды в микротрещинах.	30,0	
		ПАВ			ПАВ	Доотмыв пленочной нефти	Снижение МФН, солюбилизация
10	Комплексная технология 10 (КТ10)	Глинистая суспензия	Полимер-дисперсионные	Первичное повышение сопротивления в наиболее высокопромытых каналах за счет полимера и твердой фазы	Твердая фаза в виде активной глины (аналогично КТ9)	50,0	
		Щелочная оторочка			Контроль pH (аналогично КТ9)	10,0	
		Раствор ПАА			Раствор ПАА (аналогично КТ9)	40,0	
11	Комплексная технология 11 (КТ11)	Солевой раствор	Осадко-гелеобразные	Буфер	Хлорид кальция: препятствует преждевременному распусканью молекул ПАА в воде, тем самым выступает в качестве регулятора вязкости для воздействия на удаленные зоны.	2,0	
		Раствор ПАА			Первичное повышение сопротивления в наиболее высокопромытых каналах за счет высоких реологических параметров	Раствор ПАА.	25,0
		Солевой раствор			Буфер	Хлорид кальция: препятствует преждевременному распусканью молекул ПАА в воде, тем самым выступает в качестве регулятора вязкости для воздействия на удаленные зоны.	3,0
		Оторочка сшивателя			Сшивка ПАА	Сшиватель взаимодействует с ПАА в поровом пространстве, за счет чего достигается воздействие на наиболее удаленные зоны пласта.	70,0
12	Технология 12 (Т12)	Вязкоупругий состав	Гелеобразные	Снижение проводимости трещин в ПЗП нагнетательных скважин, уменьшение проницаемости высокопроницаемых высокообводненных зон пласта	ПАА + сшиватель (аналогично КТ1). Дополнительно повышение характеристик геля за счет добавления ПАВ.	100	
13	Технология 13 (Т13)	Неорганический гелеобразующий состав	Гелеобразные	За счет создания прочных гелевых экранов, образующихся в пластовых условиях	Двухкомпонентная система: при взаимодействии компонентов внутри одного раствора в пластовых условиях образуется неорганический гидрогель	100	
14	Технология 14 (Т14)	Неорганический гелеобразующий состав	Гелеобразные	За счет создания прочных гелевых экранов, образующихся в пластовых условиях	Двухкомпонентная система: при взаимодействии компонентов внутри одного раствора в пластовых условиях образуется неорганический гидрогель	100	
15	Технология 15 (Т15)	Неорганический гелеобразующий состав	Гелеобразные	За счет создания прочных гелевых экранов, образующихся в пластовых условиях	Двухкомпонентная система: при взаимодействии компонентов внутри одного раствора в пластовых условиях образуется неорганический гидрогель	100	

вискозиметры и реометры с диапазоном измеряемых значений, наиболее характерных для вязкоупругих систем, применяемых в методах повышения нефтеотдачи пластов.

Реологические характеристики, в большей степени, определялись для вязкого и гелеобразующего типов составов ВПП.

Измерения реологических характеристик гелеобразующих составов ВПП проводили с использованием геометрии коаксиального цилиндра типа CC25 DIN/Ti – 01141288.

Для данного цилиндра соответствует диапазон измерения напряжения сдвига 2,28-3430 Па, скорости сдвига 0,01294–1550 с⁻¹.

Измерение проводили при пластовых температурах. Данное измерение направлено на изучение динамики набора вязкости и получения значений времени гелеобразования в пластовых условиях.

Также в зависимости от типа составов дополнительно проводились специализированные

ТАБЛИЦА 3. Программа тестирования составов ВПП

№ п/п	Наименование показателя	Тип состава			
		Гелеобразующие	Вязкие	Полимер-суспензионные	Осадко-гелеобразующие
Общие физико-химические показатели					
1	Характеристики регентов (соответствие ТУ)	+	+	+	+
2	Внешний вид составов	+	+	+	+
3	Время растворения	+	+	+	+
4	Термостабильность	+	+	+	+
5	Скорость коррозии Ст.20 в товарной форме гравиметрическим методом, мм/год (4 ч)	+	+	+	+
6	Содержание хлорорганических соединений	+	+	+	+
7	Деструкция при пластовой температуре	+	+	+	+
8	Совместимость с нефтью	+	+	+	+
Реовязкостные характеристики					
9	Вязкость состава (100 об/мин, Брукфильд)	+	+	+	+
10	Время гелеобразования/сшивки состава при пластовой температуре	+	-	-	-
11	Реологические кривые при пластовой температуре	+	+	-	-
12	СНС	+	-	-	-
13	Влияние минерализации среды на вязкость состава	-	+	-	-
Специализированные тесты (для отдельных композиций реагентов)					
14	Седиментационная устойчивость	-	-	+	+
15	Объемная доля геля (осадка)	+	-	-	+
16	Динамика водонабухания (водонабухающие полимерные частицы)	-	+	+	-
17	Термотропность (только для составов, отмеченных свойством термотропных систем)	+	-	-	+

тесты по оценке водонабухания, седиментационной устойчивости, термотропности и других. Подробнее проводимые тесты для каждой группы отмечены в таблице 3.

Фильтрационные эксперименты, моделирующие процесс закачки составов ВПП в продуктивный горизонт, проводились на колонках образцов керна с остаточной нефтенасыщенностью. Определение динамической проницаемости по воде проводилось с линейной скоростью 3 м/сут. Данная линейная скорость выбрана исходя из оценки депрессии, создаваемой в скважине.

Закачка состава ВПП производилась в направлении фильтрации воды с тем же расходом, соответствующим линейной скорости 3 м/сут.

После закачки состава ВПП система выдерживалась 24 часа. По истечении времени выдержки проводилась повторная фильтрация воды в прямом направлении с тем же расходом до установления перепада давления (выход на «плато»), но не менее 1 Vпор модели. Затем моделировались форсированные режимы закачки: расход увеличивался в два и четыре раза относительно базового, фильтрация продолжалась до стабилизации перепада давления на каждом из режимов. После расход снижался до базового, и фильтрация продолжалась до стабилизации перепада давления.

Тестирование технологий проводилось в условиях, моделирующих термобарические: пластовое давление 7 МПа, горное давление 15 МПа, пластовая температура 76 °С.

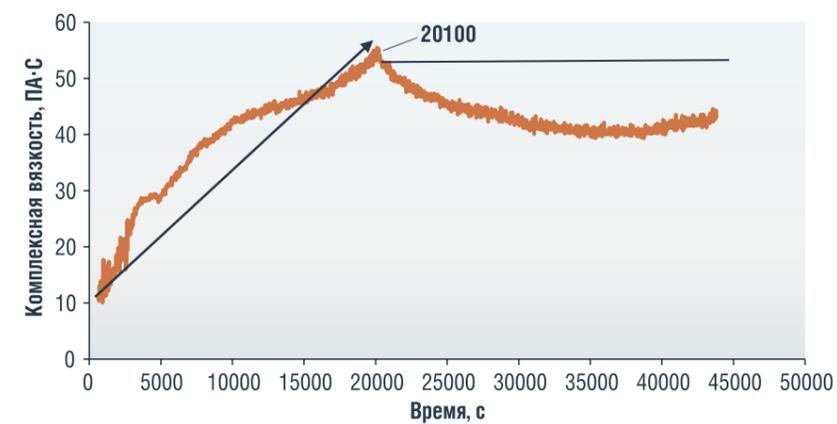
Обсуждение полученных результатов

Общие физико-химические показатели

Результаты физико-химических исследований подтвердили применимость большинства составов в промысловых условиях, т.е. составы для ВПП обладают высоким эксплуатационным потенциалом (время приготовления на воде ППД не более 90 мин, высокая термостабильность, совместимость с пластовыми флюидами, отсутствие ХОС, возможность деструкции заявленным способом и другие).

Важно отметить, что часть составов, в которых используется ПАА, во время данной работы была адаптирована под условия применения. Во время первичных

РИСУНОК 2. Примеры роста обводненности скважин после запуска ППД



тестов гелеобразующих составов на основе ПАА была выявлена несовместимость реагентов с закачиваемой водой, выраженная в отсутствие гелеобразования. Несмотря на среднюю жесткость (4 °Ж) и низкую минерализацию данной воды (10,8 г/дм³), формирование пространственной структуры гидрогеля не происходило даже после 48 ч выдержки.

Дополнительные исследования позволили выявить, что критичным для сшивки ПАА является высокое содержание гидрокарбоната-иона в закачиваемой воде, которое в комплексе с другими факторами, такими как высокая температура, негативно влияет на активность сшивающего катиона. Производителями составов ВПП было предложено несколько решений данной проблематики:

- замена полимера;
- изменение pH сшивателя;
- увеличение концентрации полимера и сшивателя.

Принятые изменения для гелеобразующих составов на основе ПАА позволили получить стабильные гелеобразующие системы для заданных условий, что еще раз подчеркивает необходимость проведения предварительных лабораторных исследований для условий каждого объекта.

Реологические характеристики

Как было отмечено ранее, реологические характеристики необходимо изучать только для гелеобразующих и вязких составов.

По результатам проведенных реологических исследований

определено, что все заявленные гелеобразующие составы (после адаптации составов на основе ПАА) при пластовых условиях формируют вязкоупругую структуру (время гелеобразования фиксировалось по максимуму кривой набора комплексной вязкости). На рисунке 2 приведен типовой график определения времени гелеобразования состава.

В процессе исследований установлено, что время гелеобразования всех исследованных гелеобразующих составов ВПП находится в диапазоне 4–11 ч. С учетом линейной скорости фильтрации в ПЗП (путем анализа гидродинамической модели и данных по режимам нагнетательных скважин для данной работы принято 3 м/сут), можно условно определить, что формирование гелевого экрана данных составов происходит на расстоянии менее 10 м от ствола скважины. Данное значение было принято, как допустимое. Относительно пролонгированное формирование экрана позволит реализовать значительные объемы для закачки в пласт и заблокировать протяженные промытые пропластки.

Реологические свойства «вязких» составов оценивали путем регистрации кривых течения жидкостей и определения параметров реологической степенной модели (закон Оствальда-де Ваале). Интерес представляют полученные различия в реовязкостном поведении вязких растворов различных полимеров (таблица 4). Можно отметить, что все исследуемые вязкие системы при растворении реагентов в воде образуют псевдопластичные жидкости $n < 1$. Закономерно с ростом температуры у исследуемых составов уменьшается показатель нелинейности n и возрастает коэффициент консистенции K . Наиболее значительные изменения консистенции с увеличением температуры отмечены для полимер-полимерного состава.

Специализированные тесты

Результаты позволили подтвердить заявленные производителями характеристики составов:

- седиментационная устойчивость полимер-дисперсных систем находится на высоком уровне, обеспечивающем проведение непрерывного процесса закачки без осложнений;
- объемная доля геля (осадка) гелеобразующих и осадко-гелеобразующих систем соответствует заявленной производителями;
- динамика водонабухания для предварительно сшитых полимерных частиц в закачиваемой воде подтверждает механизм действия данной системы;
- термотропность определялась для температуры 76 °С, при этих условиях для всех составов

ТАБЛИЦА 4. Реологические параметры вязких составов разных типов

Наименование	Температура	K	n	R²
Раствор ПАА	20 °С	0,055	0,67	0,98
Термотропный полимер		0,056	0,69	0,99
Полимер-полимерный состав		0,018	0,57	0,99
Раствор ПАА	76 °С	0,12 (+118%)	0,45	0,96
Термотропный полимер		0,085 (+51 %)	0,53	0,98
Полимер-полимерный состав		0,27 (+1400 %)	0,47	0,98

РИСУНОК 3. Характерный график зависимости перепада давления от количества прокачанного порового объема модели



с заявленной термотропностью выявлено структурообразование (геле- или осадкообразование).

Таким образом, комплекс физико-химических исследований позволил установить соответствие технологий ВПП характеристикам, заявленным авторами технологий, а также дополнительно провести адаптацию составов для условий планируемого объекта применения.

Данные результаты также необходимы для отражения технологических и эксплуатационных характеристик технологий и прогнозирования возможных осложнений при закачке составов ВПП в условиях объекта разработки.

Ввиду различной природы исследуемых систем, для однозначной оценки их применимости, все технологии ВПП были допущены к проведению фильтрационных исследований.

Фильтрационные исследования

Основным направлением исследований для сравнения составов ВПП являлся фильтрационный эксперимент, моделирующий закачку составов в пластовых условиях с использованием образцов керна целевого пласта.

На рисунке 3 представлен характерный профиль перепада давления от прокачанного порового объема модели (керна), где на стационарных участках режимов фиксировались перепады давления. Традиционная оценка эффективности технологий ВПП на линейных керновых моделях подразумевает сравнительную оценку двух относительных параметров: фактор сопротивления (FR_1) и фактор остаточного сопротивления (FRR_1):

$$FR_1 = \frac{\Delta p_{\text{max ВПП}}}{\Delta p_{\text{вода до}}}, \quad (1)$$

$$FRR_1 = \frac{\Delta p_{\text{вода после 1}}}{\Delta p_{\text{вода до}}}, \quad (2)$$

где $\Delta p_{\text{вода до}}$ – установившийся перепад давления при определении базовой проницаемости по воде, Па; $\Delta p_{\text{max ВПП}}$ – максимальный перепад давления при закачке состава ВПП, Па; $\Delta p_{\text{вода после 1}}$ – установившийся перепад давления по воде на базовом расходе после прорыва состава ВПП, Па.

Однако данный подход не решает однозначно задачу сравнительной эффективности технологий ВПП, так как остается ряд неопределенностей: оценка рисков кольтматации пласта, прочность состава при моделировании прорыва воды, вторичная кольтматация порового пространства при изменении давления закачки, комплексная оценка технологии и другие.

Коллектив авторов предлагает применять четырехфакторную оценку результатов

РИСУНОК 4. Фактор сопротивления и фактор остаточного сопротивления для составов ВПП

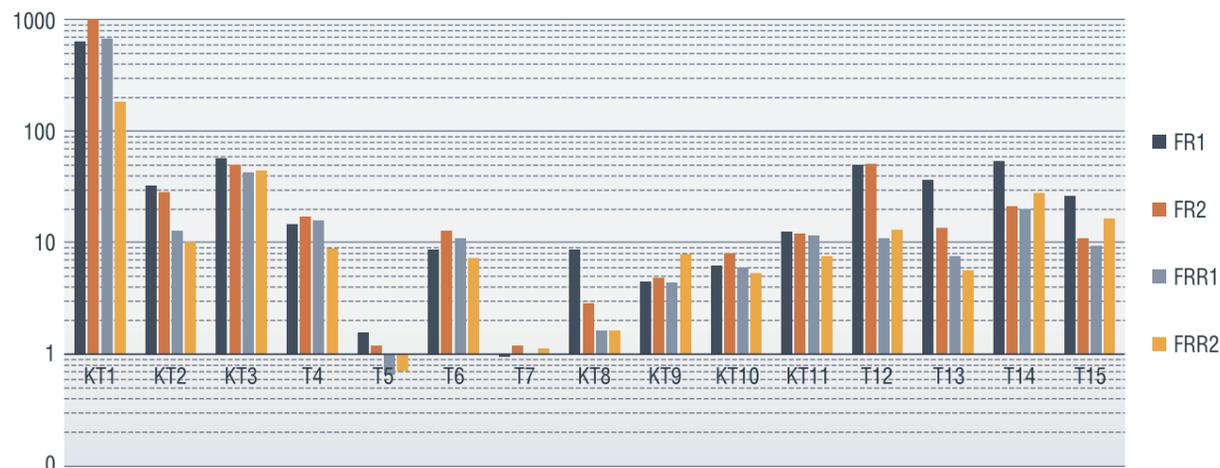
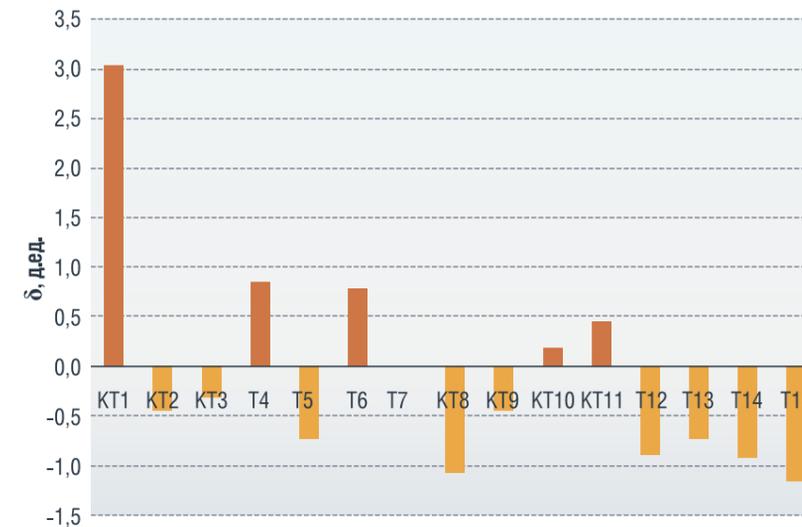


РИСУНОК 5. Относительный параметр оценки эффективности технологий ВПП



фильтрационных экспериментов на линейных моделях, т.е. дополнительно определять фактор сопротивления (FR_2) при прорыве состава ВПП водой, фактор остаточного сопротивления (FRR_2) при установлении перепада давления после форсированных режимов фильтрации.

Оцениваемые параметры рассчитывались по формулам:

$$FR_2 = \frac{\Delta p_{\text{max вода после 1}}}{\Delta p_{\text{вода до}}}, \quad (3)$$

$$FRR_2 = \frac{\Delta p_{\text{вода после 4}}}{\Delta p_{\text{вода до}}}, \quad (4)$$

где $\Delta p_{\text{max вода после 1}}$ – максимальный перепад давления по воде на базовом расходе при прорыве состава ВПП, Па; $\Delta p_{\text{вода после 4}}$ – установившийся перепад давления по воде на базовом расходе после форсированных режимов закачки, Па.

Параметры оценки эффективности для рассматриваемых составов ВПП представлены на рисунке 4.

Сравнение различных составов по рассматриваемым критериям затруднительно, т.к. для различных технологий количественная оценка различается на порядки. Поэтому предлагается использовать относительный критерий (δ) для нормирования полученных результатов:

$$\delta = \frac{FR_2 - FR_1}{FR_1} + \frac{FRR_1 - FRR_2}{FRR_2} + \frac{FRR_2 - FRR_1}{FRR_1}. \quad (5)$$

Предлагаемый критерий оценки составов отражает динамику изменения факторов сопротивления (рисунк 5).

Положительное значение относительного критерия характеризует устойчивость или перераспределение состава в поровом пространстве, в то время как отрицательное указывает на вынос состава из модели или его разрушение. По данному критерию эффективными оказались технологии ВПП: КТ1, Т4, Т6, КТ10, КТ11. Для полученного результата отсутствует какая-либо корреляция с типом, производителем, или комплексностью той или иной технологии.

Можно предполагать различные причины данного результата, такие как качество реагентов, правильность подбора концентраций и соотношений в составах, что выходит за рамки данной работы. Основным выводом является необходимость испытания и оценки каждой планируемой к применению технологии ВПП.

Заключение

В данной работе проведены исследования технологий ВПП применительно к условиям реального объекта разработки, что помогло оценить технико-эксплуатационные, физико-химические и реологические параметры используемых в технологиях составов.

Выявлена проблематика гелеобразующих полимерных составов (отсутствие сшивки) даже в относительно мягких условиях применения, что позволило провести дополнительные работы по адаптации составов к геолого-физическим условиям целевых объектов.

Широкое разнообразие применяемых систем для ВПП как по природе применяемых реагентов, так и по механизму действия и закачки, делает очень сложным определение эффективности составов только по физико-химическим параметрам. Для однозначного вывода по эффективности технологий ВПП в условиях пласта необходимы фильтрационные исследования. В данной работе разработан относительный критерий сравнительной оценки технологий ВПП по результатам фильтрационных экспериментов.

Из предлагаемых производителями 15 технологий ВПП к опытно-промышленным испытаниям были рекомендованы только 5.

Результаты данной работы обеспечили обоснование и выбор перспективных технологий ВПП, и будут использованы для планирования программ повышения нефтеотдачи для объекта разработки ООО «Газпромнефть-Хантос» с реализованной системой ППД. ●

Литература

- С. 16 л. Обобщение и анализ методов и технологий.
- Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин/притока добывающей скважины.
- Черепанова Н.А., Кочетов А.В., Тагиров К.Д., Кревер А.С., Иванов Е.Н., Копылов А.В. Обоснование применимости технологий выравнивания профиля приемистости в терригенных коллекторах Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство, 2023. – № 7. – С. 26–30.
- Хасанов И.М. Результаты применения технологий по выравниванию профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин на месторождениях ДО «Варьеганнефтегаз» // Нефть. Газ. Новации, 2015. – № 7. – С. 28–33.
- Жуков Р.Ю. Обоснование применения технологий по выравниванию профиля приемистости на поздней стадии разработки нефтяных месторождений: Автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.15. – Москва, 2013. – 24 с.

KEYWORDS: equalization of the pickup profile, recovery factor, core, polyacrylamide, gel formation, phase permeability, and residual resistance factor.

ВЛИЯНИЕ ДЕПРЕССОРНЫХ КОМПОЗИЦИЙ

на низкотемпературные свойства летнего дизельного топлива

Вернер Александра Николаевна

младший научный сотрудник
лаборатории реологии нефти

Прозорова Ирина Витальевна

старший научный сотрудник
лаборатории реологии нефти

Институт химии нефти
Сибирского отделения Российской
академии наук

В СТАТЬЕ ИССЛЕДУЕТСЯ ВЛИЯНИЕ ПОЛИМЕРОВ В СОЧЕТАНИИ С ПЛАЗМОХИМИЧЕСКИ ОБРАБОТАННЫМ ПРОДУКТОМ БЕНЗОЛА (ППОБ) НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА С ЦЕЛЮ УЛУЧШЕНИЯ ВЯЗКО-ТЕМПЕРАТУРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК. В КАЧЕСТВЕ МОДИФИКАТОРОВ ИСПОЛЬЗОВАНЫ ПОЛИМЕРЫ: ПОЛИАЛКИЛМЕТАКРИЛАТ (ПАМА), СУЛЬФОНАТ НАТРИЯ (СНВМ), А ТАКЖЕ ОКИСЛЕННЫЕ ФОРМЫ АТАКТИЧЕСКОГО ПОЛИПРОПИЛЕНА (АПП) РАЗНОЙ СТЕПЕНИ ОКИСЛЕНИЯ. УСТАНОВЛЕНО, ЧТО КОМБИНАЦИЯ ВОАП + ППОБ ОБЕСПЕЧИВАЕТ МАКСИМАЛЬНЫЙ ДЕПРЕССОРНЫЙ ЭФФЕКТ, СНИЖАЯ ТЕМПЕРАТУРУ ЗАСТЫВАНИЯ ТОПЛИВА С $-3,5$ ДО $-39,5$ °С И УМЕНЬШАЯ ЭНЕРГИЮ РАЗРУШЕНИЯ ПАРАФИНОВОЙ СТРУКТУРЫ В 33 РАЗА. РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОДТВЕРДИЛИ СИНЕРГИЧЕСКОЕ ДЕЙСТВИЕ ДОБАВОК: ВВЕДЕНИЕ КОМПОЗИЦИИ СНИЖАЕТ ДИНАМИЧЕСКУЮ ВЯЗКОСТЬ НА 18–22 % И ЗАМЕДЛЯЕТ КРИСТАЛЛИЗАЦИЮ ПАРАФИНОВ

THIS ARTICLE EXAMINES THE EFFECT OF POLYMERS COMBINED WITH PLASMA-CHEMICALLY TREATED BENZENE PRODUCT (PTBP) ON THE RHEOLOGICAL PROPERTIES OF DIESEL FUEL TO IMPROVE VISCOSITY-TEMPERATURE CHARACTERISTICS. POLYMERS SUCH AS POLYALKYL METHACRYLATE (PAMA), SODIUM SULFONATE (SNVM), AND OXIDIZED FORMS OF ATACTIC POLYPROPYLENE (APP) OF VARYING OXIDATION STATES WERE USED AS MODIFIERS. IT WAS FOUND THAT THE VOAP + PTBP COMBINATION PROVIDES THE MAXIMUM DEPRESSANT EFFECT, LOWERING THE FUEL POUR POINT FROM -3.5°C TO -39.5°C AND REDUCING THE PARAFFIN STRUCTURE BREAKDOWN ENERGY BY 33 TIMES. RHEOLOGICAL STUDIES CONFIRMED THE SYNERGISTIC EFFECT OF THE ADDITIVES: THE ADDITION OF THE COMPOSITION REDUCES DYNAMIC VISCOSITY BY 18–22 % AND SLOWS PARAFFIN CRYSTALLIZATION

Ключевые слова: дизельное топливо, депрессорные присадки, реология, плазмохимическое окисление, температура застывания.

Современные тенденции развития нефтегазовой отрасли демонстрируют повышенное внимание к освоению северных регионов, что подтверждается стратегическими программами ведущих нефтяных компаний и государственной политикой в области развития Арктики [1]. Для России эти территории, включая Восточную Сибирь, имеют особое значение, так как рассматриваются как основной резерв углеводородного сырья на ближайшие десятилетия. Однако суровые климатические условия создают серьезные технологические ограничения, требующие разработки новых материалов и решений для добычи и транспортировки нефтепродуктов. Важной задачей является обеспечение северных регионов специализированными сортами дизельного топлива, сохраняющими работоспособность при экстремально низких температурах. Согласно статистике, из 43 млн тонн дизельного топлива, ежегодно производимого в России, лишь около 1 % соответствует арктическим стандартам, а доля зимних сортов не превышает 10 % [2, 3]. Дефицит зимнего топлива заставляет потребителей смешивать летнее топливо с бензином или керосином, что приводит к быстрому износу двигателя. Летнее дизельное топливо имеет недостаточно низкую температуру застывания, что делает его непригодным для использования в зимних условиях. Наиболее эффективным способом решения этой задачи считается применение депрессорных присадок, которые снижают вязкость и температуру застывания без изменения химического состава топлива [4, 5].

Целью данной работы является изучение влияния полимерных композиций в сочетании с продуктами плазмохимической обработки на реологические характеристики летнего дизельного топлива. В исследовании использовались как традиционные депрессорные присадки – полиалкилметакрилат (ПАМА) и высокомолекулярный сульфат натрия (СНВМ), так и модифицированные формы атактического полипропилена (АПП) различной степени окисления (НОАПП – низкоокисленный атактического полипропилен, СОАПП – среднеокисленный атактического полипропилен, ВОАП – высокоокисленный атактического полипропилен). Все полимеры

ФАКТЫ

1 %

из 43 млн тонн дизельного топлива, ежегодно производимого в России, соответствует арктическим стандартам

применялись в виде толуольных растворов (1 : 3) при концентрации 0,05 % в топливе, а оптимальное соотношение полимерных компонентов с продуктом плазмохимического окисления бензола (ППОБ) составило 1 : 20. Депрессорные свойства полимеров и их композиций исследовались на летнем дизельном топливе ЕВРО сорта С экологического класса К5.

В последние годы особый интерес исследователей привлекают перспективные методы модификации органических веществ с использованием плазмохимических технологий. В частности, стимулирование химических реакций с помощью электрических разрядов открывает новые возможности для нефтехимического синтеза, позволяя осуществлять процессы, недоступные для традиционных методов. В данной работе исследовались продукты плазмохимического окисления бензола в токе воздуха (ППОБ), содержащие до 77 % фенола и около 4 % двухатомных фенолов (пирокатехин, резорцин и гидрохинон). Такие соединения обладают уникальными поверхностно-активными свойствами, что делает их перспективными компонентами депрессорных композиций для дизельных топлив.

Для оценки эффективности разработанных композиций был проведен комплексный анализ их депрессорных свойств, включающий

изменение значений динамической вязкости и температуры застывания дизельного топлива.

Результаты измерения температуры застывания модифицированных образцов представлены в таблице 1. Как видно из полученных данных, исходное дизельное топливо (ДТ) без добавок имеет температуру застывания -3,5 °С. При введении в него ППОБ этот показатель снижается до -15,2 °С, что свидетельствует о выраженном депрессорном эффекте.

Среди исследованных присадок ПАМА демонстрирует относительно слабое действие, понижая температуру застывания ДТ лишь до -5,5 °С. Однако в комбинации с ППОБ его эффективность резко возрастает, что может указывать на синергетическое взаимодействие компонентов. Наибольшее влияние на низкотемпературные свойства ДТ без ППОБ оказывают различные модификации окисленного атактического полипропилена (НОАПП, СОАПП, ВОАПП), снижая температуру застывания до -30–(-32) °С. Добавление ППОБ к этим присадкам не приводит к существенному улучшению, за исключением ВОАПП, где наблюдается снижение температуры застывания до -39,5 °С.

На рисунке 1 показаны зависимости динамической вязкости от температуры и логарифма динамической вязкости ($\ln(\eta)$) от обратной температуры ($1000/T$) для изученных образцов. Как видно из графиков, исходное дизельное топливо демонстрирует резкое увеличение вязкости при приближении к температуре застывания (около 0 °С), что обусловлено активным процессом кристаллизации парафиновых соединений.

Введение ВОАП приводит к снижению вязкости на 12–15% в температурном интервале от +15 °С до -10 °С по сравнению с исходным топливом. Образец с добавлением ППОБ показывает уменьшение вязкости (на 8–10%) в высокотемпературной области и более плавный наклон кривой до -5 °С, что свидетельствует о замедленной кристаллизации парафинов. Наиболее эффективной оказалась комбинация ВОАП с ППОБ: такая система обеспечивает снижение вязкости на 18–22% во всем исследуемом температурном диапазоне и предотвращает резкий рост вязкости вплоть до -25 °С.

На основании анализа температурных зависимостей вязкости были определены значения энергии активации вязкого течения для дизельного топлива с различными модифицирующими добавками (таблица 2). Этот параметр характеризует минимальную энергию,

ТАБЛИЦА 1. Температура застывания дизельного топлива (ДТ) в присутствии присадок и ППОБ

Исследуемая система	Температура застывания, °С (без ППОБ)	Температура застывания, °С (с ППОБ)
Исходное ДТ	-3,5	-15,2
ПАМА	-5,5	-33,2
АПП	-30,3	-31,4
НОАПП	-30,2	-31,6
СОАПП	-31,9	-33,0
ВОАП	-31,9	-39,5
СНВМ	-27,6	-31,7

ФАКТЫ

До
-15,2
°С

снижается температура застывания ДТ при введении в него ППОБ

необходимую для преодоления межмолекулярных взаимодействий и обеспечения текучести топлива до начала кристаллизации парафиновых компонентов. Снижение энергии активации свидетельствует об уменьшении энергетического барьера, необходимого для разрушения формирующейся парафиновой структуры.

Результаты исследований демонстрируют, что введение исследуемых композиций приводит к существенному снижению энергии активации по сравнению с исходным топливом. Наиболее значительный эффект наблюдается при использовании комбинации ВОАПП с ППОБ, что указывает на высокую эффективность данной системы в модификации процесса кристаллизации парафинов. Полученные данные согласуются с результатами исследований температурных зависимостей вязкости и подтверждают способность выбранной композиции существенно улучшать низкотемпературные свойства дизельного топлива.

ТАБЛИЦА 2. Энергия активации вязкого течения (E_a) и температуры фазового перехода исследуемых образцов дизельного топлива

Образец	E_a (1/2), кДж/моль	$T_{фм}$, °С
ДТ	13,71/281,94	0
ДТ + ВОАП	15,10/24,90	-12
ДТ + ППОБ	19,50/23,80	-8
ДТ + ППОБ + ВОАП	8,76/39,60	-25

ТАБЛИЦА 3. Влияние депрессорных композиций на энергию разрушения надмолекулярной структуры в исследуемом дизельном топливе

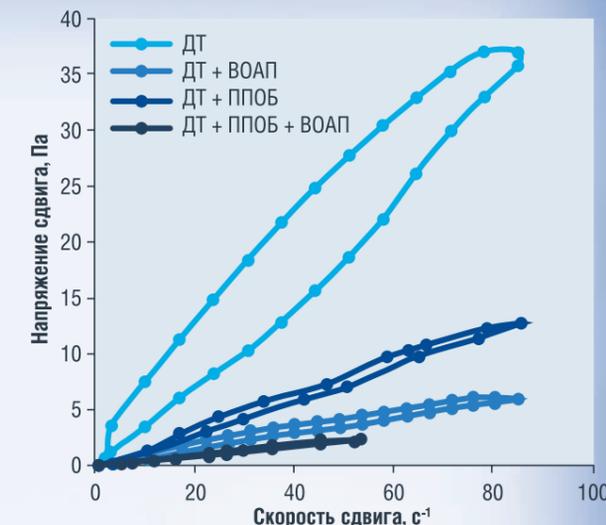
Образец	W , Дж
ДТ	0,463
ДТ+ ППОБ	0,105
ДТ+ВОАП	0,034
ДТ+ ВОАП+ППОБ	0,014

Было проведено исследование зависимости эффективной вязкости от скорости сдвига. Наблюдаемое псевдопластическое поведение системы проявляется в уменьшении вязкости при росте скорости сдвига, что обусловлено разрушением формирующейся парафиновой структуры. Обратный процесс – восстановление структурных связей при снижении скорости деформации – происходит с некоторой временной задержкой, что приводит к появлению гистерезисных явлений. Анализ кривых течения (рисунок 2), полученных при циклическом изменении скорости сдвига вблизи температуры начала кристаллизации (0 °С), позволил количественно оценить структурообразующую способность системы.

Площадь образовавшейся гистерезисной петли служит важным критерием, так как прямо пропорциональна энергии, необходимой для полного разрушения надмолекулярной структуры (таблица 3). Особый интерес представляет сравнение этого параметра для топлива с различными модифицирующими добавками, что дает возможность оценить их влияние на кинетику разрушения и восстановления парафиновых агрегатов.

В таблице видим, что значение энергии разрушения структуры исходного дизельного топлива составляет 0,463 Дж, что характерно для дисперсных систем с выраженной тиксотропией. Добавление ППОБ снижает этот показатель до 0,105 Дж (примерно в 4 раза), что свидетельствует о частичном подавлении парафиновой структуры. При введении высокоокисленного атактического полипропилена наблюдается значительное снижение энергии до 0,034 Дж (в 14 раз по сравнению с чистым ДТ), что указывает на его выраженное депрессорное действие. Наиболее эффективной оказалась комбинация ВОАП + ППОБ, где энергия разрушения уменьшилась до 0,014 Дж (в 33 раза), что может свидетельствовать о синергетическом эффекте между этими добавками: ВОАП способствует разрушению кристаллической сетки парафиновых углеводородов, а ППОБ стабилизирует дисперсную систему, предотвращая повторное структурообразование. Такая значительная разница в значениях энергии разрушения подтверждает, что комбинированные присадки могут менять реологические свойства топлива, приближая его к характеристикам зимних сортов.

РИСУНОК 2. Реологические кривые прямого и обратного хода



ФАКТЫ
ВОАП

снижает вязкость на 12–15% в температурном интервале от +15 °С до -10 °С по сравнению с исходным топливом

В **33** раза
уменьшилась энергия разрушения при использовании ВОАП + ППОБ

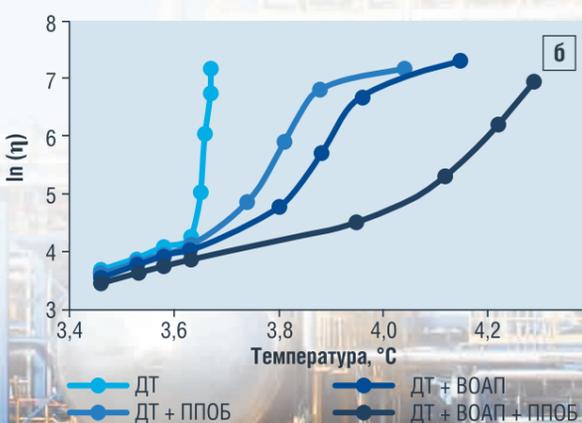
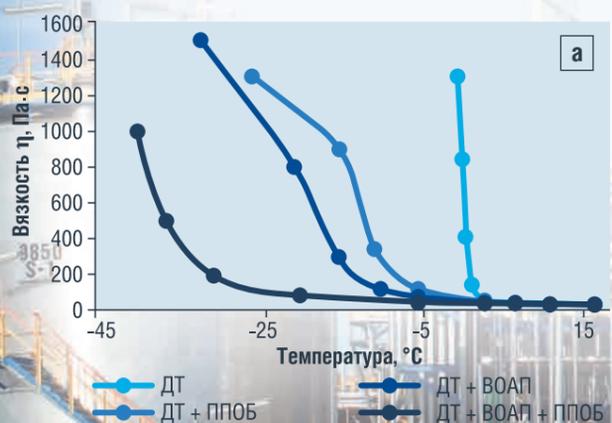
Таким образом, проведенное исследование позволило комплексно оценить влияние полимерных присадок и продуктов плазмохимического окисления на реологические свойства летнего дизельного топлива, улучшая его характеристики до показателей зимнего. Установлено, что все изученные добавки проявляют депрессорную активность, однако их эффективность существенно различается. Наибольший депрессорный эффект наблюдается для системы с ППОБ. ●

Литература

- Абрамов Р.А. Особенности развития северных регионов России / Р.А. Абрамов // Региональная экономика: теория и практика. – 2008. – № 11. – С. 15–21. – EDN IJLSDP.
- Совершенствование технологии производства низкотемпературных дизельных топлив / А.П. Кинзуль, С.В. Хандархаев, Н.О. Писаренко [и др.] // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2012. – № 8. – С. 7–11. – EDN QVPGWJ.
- Улучшение низкотемпературных свойств дизельного топлива / Д.Ф. Осипенко, Е.В. Грохотова, Г.М. Сидоров, Э.Н. Фатхутдинова // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2019. – № 4. – С. 110–124. – DOI 10.17122/ogbus-2019-4-110-124. – EDN BDSLWJ.
- Кемалов А.Ф. Получение зимних сортов дизельного топлива с применением депрессорно-диспергирующих присадок на основе нефтехимического сырья / А.Ф. Кемалов, Р.А. Кемалов, Д.З. Валиев // Вестник Казанского технологического университета. – 2010. – № 10. – С. 645–647. – EDN NBORKT.
- Рудомилова Е.О. Депрессорные и депрессорно-диспергирующие присадки к топливам / Е.О. Рудомилова, С.Г. Дьячкова // Байкальская наука: идеи, инновации, инвестиции, Иркутск, 17 декабря 2019 года. Том Часть 2. – Иркутск: Иркутский национальный исследовательский технический университет, 2019. – С. 170–175. – EDN GJHJTO.

KEYWORDS: diesel fuel, depressant additives, rheology, plasma-chemical oxidation, pour point

РИСУНОК 1. Реологические характеристики модифицированного дизельного топлива: а) зависимость динамической вязкости от температуры; б) Линеаризованная зависимость $\ln(\eta)$ от $1000/T$



ОСОБЕННОСТИ АМИНОВОЙ ОЧИСТКИ ГАЗОВЫХ ПОТОКОВ ОТ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА

Мнушкин Игорь Анатольевич
генеральный директор,
к.т.н.

Минибаева Лиана Камилевна
начальник отдела
сопровождения проектов,
к.т.н.

Максименко Юрий Михайлович
начальник отдела газохимии,
к.т.н.

Рашитова Елена Иршатовна
инженер 3-й категории
по патентно-изобретательской
работе Патентного отдела

Самойлов Наум Александрович
ведущий научный сотрудник
Патентного отдела,
профессор, д.т.н.

ООО «НИПИ НГ «ПЕТОН»

ЗАДАЧА ОЧИСТКИ ГАЗОВ ОТ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА АКТУАЛЬНА ДЛЯ МНОГИХ ОТРАСЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. ОСОБЕННО ОНА ХАРАКТЕРНА ДЛЯ КРУПНОТОННАЖНЫХ ПРОИЗВОДСТВ ПЕРЕРАБОТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА, ГАЗОХИМИИ И ЭНЕРГЕТИКИ. НАИБОЛЕЕ ЧАСТО ДЛЯ УДАЛЕНИЯ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА ИСПОЛЬЗУЕТСЯ ПРОЦЕСС ХИМИЧЕСКОЙ АБСОРБЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ В КАЧЕСТВЕ АБСОРБЕНТА ВОДНЫХ РАСТВОРОВ АМИНОВ

THE TASK OF REMOVING CARBON DIOXIDE FROM GASES IS RELEVANT FOR MANY INDUSTRIAL SECTORS. IT IS PARTICULARLY COMMON IN LARGE-SCALE NATURAL GAS PROCESSING, GAS CHEMICAL, AND POWER GENERATION INDUSTRIES. CHEMICAL ABSORPTION, USING AQUEOUS AMINE SOLUTIONS AS THE ABSORBENT, IS THE MOST COMMON METHOD FOR CARBON DIOXIDE REMOVAL

Ключевые слова: очистка газовых потоков, диоксид углерода, раствор аминов, газопереработка, газохимия, энергетика.

Абсорбционная очистка газов обычно реализуется в абсорбер с контактными устройствами, на которых происходит взаимодействие газа с холодным водным раствором аминного абсорбента. По классической схеме очищаемый от примесей газ при умеренно низкой температуре (20–50 °С) и высоком давлении (1–10 МПа) подают в нижнюю часть абсорбера. Очищенный газ отводят с верха абсорбера, а несколько нагретый за счет теплоты абсорбции насыщенный раствор

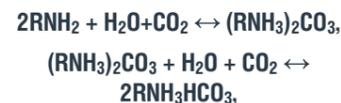
абсорбента отводят с низа аппарата, нагревают и направляют в десорбер, где при низком давлении и высокой температуре из раствора удаляют ранее абсорбированные примеси. Горячий регенерированный раствор аминного абсорбента охлаждают и под высоким давлением снова подают на верх абсорбера. Таким образом, в процессе очистки газа от примесей осуществляется циркуляция водного раствора амина с незначительными его потерями. Выбор абсорбента определяется необходимой глубиной очистки

газа, эффективностью абсорбции примесей и энергозатратами на реализацию процесса (подвод тепла в десорбер для регенерации абсорбента и повышение давления регенерированного абсорбента для подачи его из десорбера в абсорбер).

В качестве аминных абсорбентов обычно используют алканол амины как соединение этанола с аммиаком, где гидроксильная группа обеспечивает растворимость алканол аминов в воде, а остаток аминной группы обеспечивает взаимодействие с кислотными компонентами очищаемого газа, в первую очередь с сероводородом и диоксидом углерода. Этанольные амины используют для обеспечения экономичности регенерации абсорбента – температура кипения растворителя должна быть выше температуры кипения воды для сохранения состава циркулирующего в системе абсорбента (например, моно-, ди- и триметаноламины при нормальных условиях кипят соответственно при -6, -7 и 2,9 °С и неприемлемы для абсорбционной очистки газов).

В зависимости от числа атомов водорода, замещенных радикалами в атоме аммиака, различают первичный, вторичный и третичный этанольные амины (рис. 1), физикохимические характеристики которых (табл. 1) и параметры работы (табл. 2) существенно отличаются (табл. 1).

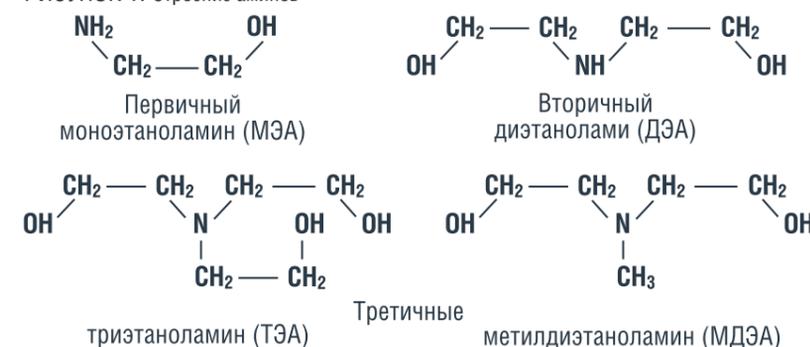
Технология очистки газов от диоксида углерода базируется на взаимодействии водных растворов алканол аминов с диоксидом углерода с образованием карбонатов и бикарбонатов. Например, первичные амины реагируют по следующим экзотермическим обратимыми брутто-реакциям [2]:



где RNH₂ – алканол амин.

На стадии абсорбционной очистки газа протекает прямая реакция, а при регенерации абсорбента реализуется обратная реакция. По такому механизму происходит очистка газов от диоксида углерода с использованием МЭА. Аналогичен должен быть и механизм образования карбонатов и бикарбонатов с другими этанол аминами, однако при этом необходимо учитывать

РИСУНОК 1. Структура аминов



стерические особенности процесса. Пространственное экранирование неподеленной электронной пары атома азота углеводородными фрагментами резко снижает их нуклеофильность (сродство к углероду), однако практически не сказывается на основности (сродство к протону) [3]. Из-за экранирования азота двумя спиртовыми радикалами у ДЭА

скорость абсорбции диоксида углерода ДЭА значительно ниже, чем у МЭА. В молекуле третичного ТЭА симметричное экранирование атома азота тремя спиртовыми радикалами снижает нуклеофильность настолько, что ТЭА практически не обладает реакционной активностью по отношению к диоксиду углерода, и очистка газа от CO₂ обеспечивается

ТАБЛИЦА 1. Физико-химические свойства аминов

Свойство	МЭА	ДЭА	ТЭА	МДЭА
Молекулярный вес	61,1	105,1	149,2	119,2
Плотность при температуре 20 °С, кг/м ³	1,015	1,096	1,124	1,018
Температура кипения при давлении 0,1 МПа, °С	170	268	360	247
Температура замерзания, °С	10,5	27,5	21,2	-21
Давление паров при температуре Т = 60 °С (или при 25 °С), Па	860	(1,3)	(<1)	24
Динамическая вязкость при температуре Т = 25 °С, 103 Па·с	19	38*	101**	80
Удельная теплоемкость при температуре Т = 30 °С, кДж/(кг·°С)	2,72	2,48	2,45	2,32
Массовая доля амина в рабочем растворе, %	10–20	20–35	–	30–50
Теплота реакции с H ₂ S, кДж/кг	1511	1190	Нет	1047
Теплота реакции с CO ₂ , кДж/кг	1919	–	Нет	1340
Теплота десорбции H ₂ S, кДж/кг	1905	1190	–	1050
Теплота десорбции CO ₂ , кДж/кг	1920	1510	–	1420
Относительная коррозионная способность	Высокая	Средняя	Средняя	Низкая

*) при температуре 39 °С [1].
**) при температуре 20 °С [1].

ТАБЛИЦА 2. Типичные параметры абсорбентов в процессе очистки природного газа от H₂S и CO₂ для выработки товарного магистрального газа

Параметры	Технологические факторы	МЭА	ДЭА	МДЭА
Температура регенерированного амина, °С, не более	Исключение проскока H ₂ S	70	60	50
Содержание амина в абсорбенте, % масс., не более	Сокращение потерь амина	15	25	42
Насыщение амина, моль H ₂ S + CO ₂ / моль амина, не более	Снижение деградации амина и коррозии оборудования	0,3	0,4	0,4

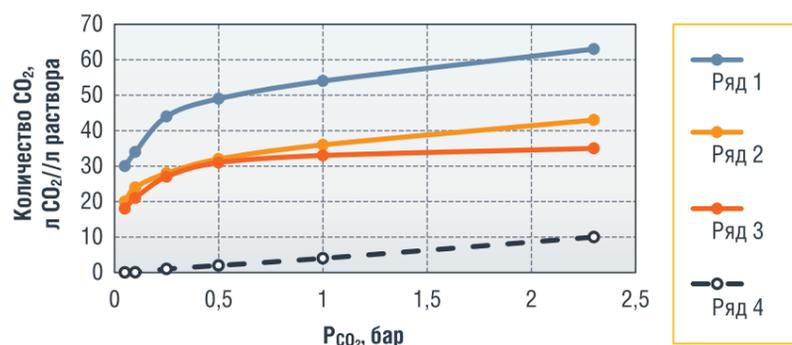
физической абсорбцией. При этом в области низких концентраций диоксида углерода в очищаемом газе процесс сорбции подчиняется закону Генри [4]. В молекуле МДЭА, также являющегося третичным амином, силовое поле неравномерно, поскольку метиловый радикал создает в нем своеобразную брешь, и МДЭА сохраняет ослабленную нуклеофильность, при этом скорость хемосорбции CO_2 существенно ниже, чем у ДЭА и МЭА (рис. 4).

Первоначально в промышленной практике в нашей стране широко использовался относительно дешевый импортный МЭА, имеющий высокую хемосорбционную характеристику. Комплексные исследования свойств различных аминовых абсорбентов и создание заводов по производству широкой линейки абсорбентов позволили большому количеству предприятий, для которых в технологическом цикле предусмотрена очистка газа от диоксида углерода, перейти с МЭА на МДЭА или планировать подобный переход. Это потребовало качественного научного и технико-экономического обоснования реконструкции действующих установок [5–9].

Использование в качестве абсорбента МДЭА обусловлено рядом недостатков МЭА. Высокая коррозионная активность, связанная с образованием карбамата как побочного продукта реакции МЭА с CO_2 , приводит к необходимости работы установок на водных растворах с низкой концентрацией МЭА (табл.1). Это увеличивает объем циркулирующего абсорбента и ограничивает температурные условия регенерации растворов МЭА, приводящих к более высокой остаточной концентрации CO_2 в регенерированном растворе МЭА [10].

Так, например, компания ПЕТОН осуществила переход с МЭА на МДЭА, в сочетании с насадкой ПЕТОН, на трех установках НПЗ ООО «Газпром Салават Нефтехим» очистки различных нефтезаводских газов от сероводорода. Другим примером успешной замены является перевод всех российских аммиачных агрегатов АМ-76 с МЭА на активированный МДЭА (далее аМДЭА) при очистке синтез-газа от CO_2 . В результате применения аМДЭА циркуляция амина снизилась до трех раз. Эффект от замены МЭА на МДЭА заключается:

РИСУНОК 2. Изотермы хемосорбционного поглощения диоксида углерода водными растворами (15 мас. %) аминов при 20 °С: МЭА – ряд 1, ДЭА – ряд 2, МДЭА – ряд 3 и изотерма физической абсорбции ТЭА – ряд 4 (по данным [4])



- в уменьшении циркуляции раствора абсорбента, что снижает энергозатраты на процесс;
- в снижении затрат на ремонт трубопроводов и оборудования за счет существенного уменьшения коррозионной нагрузки.

Также стоит отметить, что МДЭА менее токсичен, чем МЭА и относится к веществам 3-го класса опасности, что улучшает экологическую обстановку на предприятии.

Недостатком МДЭА при его использовании для очистки жирного газа и очистки СУГ также является накопление в абсорбенте углеводородов C_5+ , которые надо отводить, иначе регенератор не позволяет испарить углеводороды из-за недостаточной температуры в кубе. При этом поднять температуру выше 130 °С или снизить давление до вакуума невозможно, поскольку либо возникнет разложение амина, либо потеря влаги с кислым газом будет избыточной.

На сегодня в газовой промышленности СНГ для очистки природного газа от сероводорода МЭА не применяется нигде, кроме ГПЗ Довлетабад-3, где произвести переход на МДЭА не позволили сложные условия эксплуатации – чрезмерно высокие температуры газа до 50 °С и амина до 70 °С. Этот завод успешно работает более 20 лет на МЭА за счет применения насадки ПЕТОН во всех колоннах. Удаление продуктов деградации МЭА обеспечивается периодической промывкой аппаратов.

Таким образом, применение абсорбента на базе МДЭА вместо традиционно используемого МЭА позволяет значительно улучшить эффективность процесса очистки различных по происхождению

газов. Дополнительный эффект достигается за счет более высокой селективности МДЭА к CO_2 [7].

Другим абсорбентом в процессе очистки природных газов является вторичный амин ДЭА, так как он исключил некоторые недостатки, присущие МЭА. Важным преимуществом ДЭА является, по сравнению с МЭА, возможность его применения для очистки газов, содержащих CO_2 и CS_2 , так как ДЭА образует с ними соединения, легко гидролизующиеся при повышенных температурах с выделением H_2S и CO_2 . ДЭА химически стабилен в условиях аминовой очистки газа, сравнительно легко регенерируется и имеет низкое давление насыщенных паров. Поэтому растворы ДЭА обеспечивают тонкую очистку газа в присутствии CO_2 и CS_2 . Раствор ДЭА вспенивается в меньшей степени, чем раствор МЭА, поскольку и абсорбция, и десорбция проводится при более высокой температуре (на 10 – 20 °С), чем при работе с раствором МЭА. Обладая неоспоримыми преимуществами перед МЭА-процессом, ДЭА-процессы тем не менее не лишены ряда существенных недостатков, к числу которых следует отнести: высокую стоимость ДЭА и меньшую поглотительную способность, чем у МЭА (так как молярная масса ДЭА в 1,7 раза больше, чем у МЭА) [11].

ДЭА активно применяют для очистки попутного газа с повышенным содержанием углеводородов C_3+ , поскольку он незначительно поглощает тяжелые углеводороды в сравнение с МДЭА. ДЭА также позволяет глубоко удалять сероводород и CO_2 при более высоких температурах, чем МДЭА, что важно для установок, эксплуатируемых в условиях

жаркого климата при отсутствии достаточных ресурсов воды на охлаждение.

Применительно к таким сложным условиям процесса в ПАО «Газпром» в 2004 году успешно реализовали одну из разновидностей процесса ДЭА-очистки газа с добавлением МДЭА на Оренбургском ГПЗ для очистки природного газа для нужд Гелиевого завода по очистке газа от примесей H_2S (менее 5 мг/м³) и CO_2 (менее 200 мг/м³). Достичь требуемых показателей стало возможным за счет применения в абсорберах перекрестно-точной насадки ПЕТОН, которая без замены эксплуатируется уже более 20 лет. Комбинация нового абсорбента и насадки ПЕТОН позволила на действующих мощностях принять заводу дополнительно до 7 млрд м³ газа с газоконденсатного месторождения Карачаганак, который, в отличие от газа, добываемого на газоконденсатном месторождении Оренбурга, имеет двукратное превышение CO_2 относительно сероводорода.

Существуют две разновидности ДЭА-процесса – обычный ДЭА-процесс (концентрация ДЭА в растворе 20–25 %, поглотительная способность 0,6–0,8 моль/моль) и ДЭА-SNPA-процесс (концентрация ДЭА в растворе 25–35 %, поглотительная способность 1–1,3 моль/моль). Первый обычно используют при парциальном давлении кислого газа в сыром углеводородном газе 0,2 МПа и выше, второй – при парциальном давлении выше 0,4 МПа [10].

Второй процесс длительное время успешно решал задачу очистки газа, с содержанием сероводорода до 25 % и CO_2 до 14 %, при сравнительно низких удельных энергозатратах на Астраханском ГПЗ. Однако деградация ДЭА в таких сложных условиях привела после более 20 лет эксплуатации к необходимости замены колонного оборудования из-за коррозии и росту энергозатрат из-за чрезмерно высокой доли продуктов деградации в растворе абсорбента. В настоящее время на заводе успешно стартовала замена ДЭА на активированный МДЭА.

Триэтанолламин, в отличие от первичных и вторичных аминов, абсорбирует CO_2 физически, что позволяет резко снизить парциальное давление CO_2 в газе при контакте с раствором ТЭА. Процесс регенерации ТЭА

осуществляется ступенчатым испарением. Растворы третичных аминов (45–53 % мас.) характеризуются низкой абсорбционной способностью по отношению к углеводородам. В этом состоит главное достоинство растворов ТЭА как абсорбентов CO_2 при низком содержании H_2S в газе [10]. Присутствие в газе значительного количества сероводорода и кислорода газа осложняет процесс очистки газа от CO_2 .

Современный подход к процессу очистки газа основан либо на строительстве новых установок с подбором амина, либо на переводе действующих на амин с лучшими показателями.

На новых установках, в зависимости от требования получения заданного качества очищенного газа на ГПЗ, как правило, предусматривается применение водных растворов МДЭА, способных обеспечить очистку газа до содержания CO_2 до уровня менее 50 ppmv для извлечения этана и выработки СПГ за счет применения активаторов. Также МДЭА позволяет получать товарный газ для магистральных трубопроводов с содержанием CO_2 не выше 2,5 % и до 1,5 % об. (новое требование к экспортному газу) за счет технологии частичного удаления CO_2 , основанной на селективности МДЭА по отношению к CO_2 и применению специальных контактных устройств, включая специальные насадки ПЕТОН. Также комбинация МДЭА и контактных устройств позволяет успешно решать задачу получения кислого газа для процесса Клауса с нормой содержания CO_2 не выше 50 % [12].

Перевод действующих установок очистки газа от диоксида углерода с использованием МЭА на более эффективный абсорбент (ДЭА или МДЭА) связан с необходимостью достаточно сложной и длительной проработки с выполнением предварительного лабораторного исследования и расчетного анализа работы установки на старом и предлагаемом абсорбентах, так как внутренние контактные устройства в абсорбере и регенератор, могут не обеспечить необходимую глубину очистки газа. В этом случае подбирается абсорбент и технологические условия ведения процесса на существующем оборудовании технологической установки, при которых достигается степень очистки газового потока

такая же, как и ранее при работе установки на МЭА [13]. При необходимости также подбирают более совершенные контактные устройства.

Следует отметить, что на некоторых заводах Туркмении и Узбекистана, работающих в сложных климатических условиях, возникли сложности с переводом действующих процессов очистки природных сернистых газов, соответственно, с МЭА и ДЭА на МДЭА-абсорбцию. Заводы после попытки замены абсорбента столкнулись с проблемой потери контроля за процессом и потери качества очистки газа. В итоге предприятия были вынуждены отказаться от применения МДЭА и вернуться к прежнему амину. Причина неудач связана с тем, что при замене амина требуется привлечение курирующей специализированной организации, имеющей должный опыт в проведении такой процедуры, в частности из-за этого не были учтены необходимость внесения технологических решений в процесс и возможность применения внутренних контактных устройств, которые в компании ПЕТОН разработаны с учетом особенностей разных аминов и успешно реализованы на заводах в РФ и СНГ.

Совершенствование аминовой очистки газовых потоков от диоксида углерода в последние десятилетия реализуется в двух направлениях с целью создания комбинированных абсорбентов, в которых эксплуатационные недостатки одного компонента компенсируются достоинствами другого или других компонентов с проявлением синергетического эффекта. Первое направление заключается в подборе состава абсорбента, состоящего из ДЭА с высокой скоростью абсорбции CO_2 и МДЭА с меньшей теплотой десорбции, второе – разработка композиций алканолламинов с компонентами иной природы, позволяющих интенсифицировать абсорбционный процесс очистки газов от CO_2 . В качестве таких компонентов рекомендуется довольно широкий набор высокорепреактивных добавок к растворам МДЭА: пиперазин, этилендиамин, морфолин, моноэтанолламин [13], полиэтиленгликоль или метиловые эфиры полиэтиленгликоля [14], вторичный линейный моноамин,

РИСУНОК 3. Установка получения этаноламинов ГК «Синтез-ОКА», г. Дзержинск



третичный линейный моноамин и вторичный циклический диамин [15], аминоэтилпиперазин и метиловый или этиловый эфир диэтиленгликоля [16] и др. Большинство предлагаемых композиций находится на стадии лабораторных исследований, их функциональные особенности изучены недостаточно. Можно предполагать, что ввод в абсорбирующую диоксид углерода композицию азотсодержащих компонентов направлен на увеличение нуклеофильности абсорбента.

В 1994 г. было построено и в 2009 г. модернизировано уникальное производство по производству линейки аминов мощностью 50 000 т/г (рис. 2), в том числе МДЭА – единственное в РФ и ближайшем зарубежье.

На этом предприятии также производятся композиционные модификации МДЭА для глубокой очистки газов различного происхождения от CO₂ под названием «Метилдиэтаноламин модифицированный специальный» разных марок [17], в частности рекомендуются:

- марка В для подпитки системы очистки и корректировки рабочих растворов в процессе эксплуатации;
- марка Г для приготовления рабочего раствора;
- марка Д для приготовления рабочего раствора.

В эти композиции входят, кроме МДЭА, как пиперазин в различных концентрациях, так и его модификация N-замещенный пиперазин, активирующая добавка (табл. 3). Кроме того, в водные

растворы могут вводиться антивспениватели, ингибиторы коррозии.

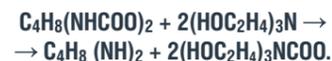
Применение активированного МДЭА в условиях глубокой очистки газа от CO₂ (ниже 50 ppmv) и от сероводорода (ниже 5 ppmv) приводит к необходимости повышенных энергетических затрат на охлаждение регенерированного раствора абсорбента температуры не выше 40 °С и к необходимости двукратного снижения насыщения амина кислотами, не более 0,2 моль/моль, что требует двух- и даже трехкратного повышения расхода абсорбента, а значит, и тепла, вводимого в регенератор.

Пиперазин является циклическим вторичным амином C₄H₈(NH)₂, молекула которого имеет два атома азота, каждый из которых экранируется атомом водорода. Как показано в [13], взаимодействие третичного амина МДЭА с CO₂ протекает после растворения CO₂ в воде с образованием иона бикарбоната. Суммарная брутто-реакция имеет вид:



На стадии абсорбции протекает прямая реакция, на стадии

десорбции – обратная. Основной вклад пиперазина в ускорение абсорбции CO₂ состоит в том, что соответствующее количество CO₂ может передаваться МДЭА через промежуточное соединение:



Таким образом, уравнение суммарной реакции имеет вид:



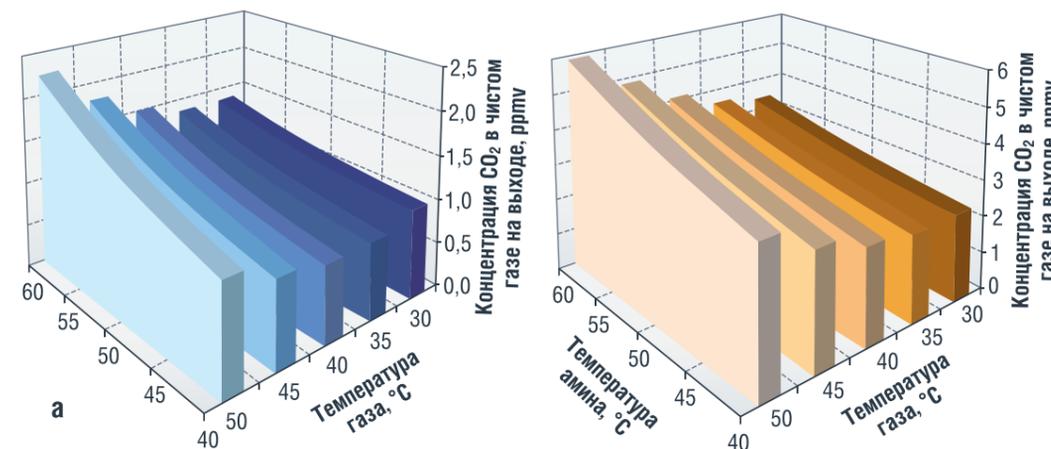
Из-за очень быстрой реакции с CO₂ свободный пиперазин на поверхности абсорбента по границе раздела фаз отсутствует. Скорость абсорбции CO₂ растворами МДЭА лимитируется скоростью физического растворения CO₂, которое обеспечивается временем взаимодействия системы газ-жидкость, обеспечивающим контактными устройствами. Добавка к раствору небольших количеств пиперазина или ДЭА увеличивает скорость процесса более чем в 10 раз [13]. В статье [13] также рассмотрены математические модели стадии абсорбции диоксида углерода с использованием в качестве абсорбента водных растворов МЭА и водных растворов МДЭА в смеси с пиперазином с учетом химических реакций.

Наличие математической модели позволяет решить задачу условий замены МЭА на МДЭА при переходе действующей установки с одного растворителя на другой. Так, например, при подготовке к модернизации установки глубокой очистки 875 000 ст. м³/ч природного газа от CO₂ с концентрацией CO₂ 3000 ppmv 15%-ным водным раствором МЭА в абсорбере диаметром 3 метра с 25 тарелками с заменой МЭА на МДЭА с добавкой пиперазина сначала было выполнено исследование работы установки с коррекцией технологического режима и определением параметров углубленной очистки газа водным раствором МЭА, позволившее

ТАБЛИЦА 3. Состав композиционных МДЭА [17]

Параметры	Массовая доля, %		
	Марка В	Марка Г	Марка Д
Метилдиэтаноламин	48–55	80–85	Не менее 70
Пиперазин	33–38	10–12	–
N-замещенный пиперазин	–	–	«ноу-хау»
Вода	9–19	5–8	Не более 29,5

РИСУНОК 4. Зависимость концентрации диоксида углерода в очищенном газе от температуры газа и абсорбента на входе в промышленный абсорбер



а – абсорбент: водный раствор с 15 %масс. МЭА;
б – абсорбент: водный раствор с 35 %масс. МДЭА и 5 %масс. пиперазина [18]

определить минимальную концентрацию CO₂ в очищенном газе 0,85 ppmv, затем выполнено моделирование работы установки на водном растворе МДЭА (35 %) с добавкой пиперазина (5 %) до достижения концентрации диоксида углерода на выходе из абсорбера 5 ppmv [18]. Некоторые результаты математического моделирования приведены на рис. 3, лучшие условия работы установки при работе на различных растворителях – в табл. 4.

Смесь МДЭА и пиперазина очень чувствительна к изменению состава. При уменьшении концентрации пиперазина в растворе абсорбционная способность последнего резко падает. При этом недостаточно изучено поглощение диоксида углерода, поскольку использованная в расчетах в [18] модель Kent–Eisenberg является эмпирической, основанной на экспериментальных данных о растворимости CO₂ в различных растворах аминов при различных давлениях и температурах. Экспериментальные данные, обработанные при помощи регрессионного анализа, дают возможность предсказывать абсорбцию диоксида углерода в рассматриваемых условиях. В связи с этим важно рассчитывать

не только конечные составы газа и абсорбента на выходе из абсорбера, когда принимается, что концентрация пиперазина в растворе на выходе из абсорбера равна нулю [13], но и профили концентраций всех компонентов по высоте абсорбера. С учетом высокой эффективности реакции CO₂ с пиперазином (при температуре 60,7 °С константа скорости реакции равна 79 · 10⁸ м³/кмоль·ч [13]) концентрация CO₂ в первом приближении (принят первый порядок реакции) в газе падает до нескольких ppmv за доли секунды при любой исходной концентрации CO₂ перед контактом его с пиперазином (рис. 4).

При столь малом времени контакта взаимодействие диоксида углерода с пиперазином должно завершаться уже на верхних контактных устройствах абсорбера, куда поступает регенерированный водный раствор МДЭА + пиперазин, а не на выходе из абсорбера, как принималось при моделировании процесса в работе [13]. На рис. 5 приведено вероятное качественное распределение концентрации диоксида углерода по тарелкам по высоте абсорбера при очистке природного газа водными растворами МДЭА и МДЭА с пиперазином.

Рассмотренную ситуацию полезно учитывать при разработке математических моделей процесса абсорбционной аминовой очистки от диоксида углерода природного газа, дымовых газов, синтез-газа и других газовых потоков при включении пиперазина в состав абсорбента.

ООО «НИПИ НГ «ПЕТОН» рассматривает совершенствование технологии, аппаратного оформления и проектирования процесса очистки углеводородных газов аминами абсорбентами в числе наиболее приоритетных решаемых задач. Как правило, новые решения формируются и обосновываются в ходе разработки проектов новых и реконструкции действующих установок очистки газов от диоксида углерода [19 – 23]. Так, например, при очистке природного газа со сложным содержанием кислотных газов при получении серы методом Клауса абсорбционный процесс по технологии ПЕТОН предусматривается в две стадии: на первой стадии осуществляется селективная МДЭА-очистка по отношению к диоксиду углерода с выделением кислого газа, в котором содержание диоксида углерода не превышает 40 %, и очищенного газа с содержанием сероводорода не более 5 мг/м³,

ТАБЛИЦА 4. Сравнительная характеристика эффективности абсорбентов МЭА и МДЭА с пиперазином [18]

Абсорбент	Циркуляция раствора абсорбента т/ч	Насыщение абсорбента CO ₂ , моль/моль	Нагрузка рейбейлера десорбера, ГДж/ч	Мощность насоса абсорбента, кВт	Нагрузка холодильника абсорбента, ГДж/ч	Потери абсорбента от испарения, кг/год	Концентрация CO ₂ в газе на выходе, ppmv
МЭА	249,8	0,3129	49,33	53,0	34,00	2312,2	1,04
МДЭА с пиперазином	250,0	0,1524	39,69	530,1	19,79	54,53	2,35

РИСУНОК 5. Кинетика реакции диоксида углерода с пиперазином до остаточной концентрации 5 ppmv при начальной концентрации 15 000 ppmv (а) и зависимость времени реакции до достижения концентрации диоксида углерода на выходе из абсорбера 5 ppmv от концентрации CO₂ в потоке газа в пределах 100–30 000 ppmv в момент его контакта с пиперазином (б)

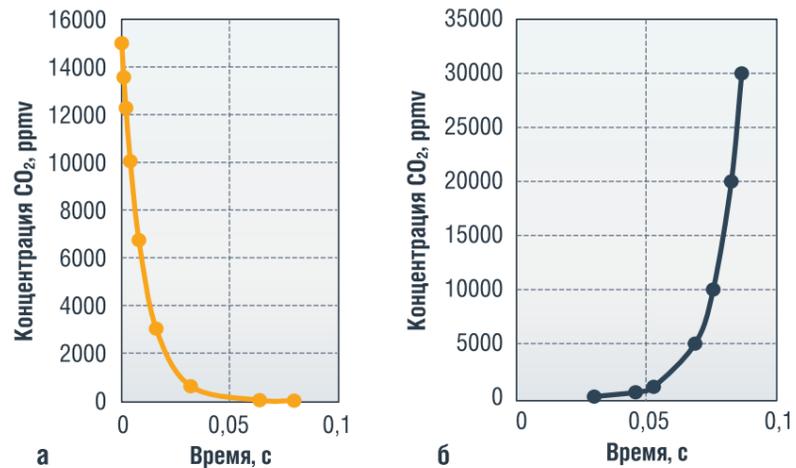
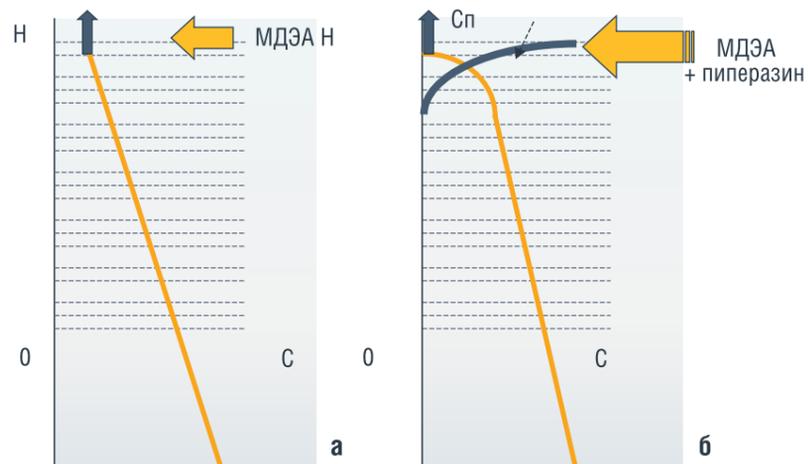


РИСУНОК 6. Качественное распределение концентрации диоксида углерода (C) и пиперазина (Cп) по высоте абсорбера (H) при очистке природного газа водными растворами МДЭА (а) и МДЭА + пиперазин МДЭА (б)



отправляемый далее на вторую стадию глубокой МДЭА-очистки для достижения концентрации CO₂ не более 50–200 мг/м³ и полного отсутствия сероводорода [20], а при очистке синтез-газа абсорбционное извлечение диоксида углерода водным раствором амина выполняется в три этапа: грубая очистка первично обработанного синтез-газа, тонкая очистка синтез-газа, тонкая очистка экспанзерного газа от диоксида углерода [22].

Решение задач совершенствования аминовой очистки газов от диоксида углерода при реконструкции действующих установок требует применения комплексного технико-экономического подхода, которого придерживается компания ПЕТОН,

включающего лабораторную проработку процесса, его математическое моделирование, модернизацию технологии и оборудования, учет экономических, климатических и социальных факторов. ●

Литература

- Орипова Л.Н. Изучение физико-химических свойств и технических характеристик промышленных алканоломинов, применяемых для аминовой очистки природного газа // Academic Research in Educational Sciences. – 2022. – В. 3. – № 3. – Р. 431–438.
- Захаревич Ю.С., Юрьев Е.М. Моделирование схемы аминовой очистки дымовых газов от диоксида углерода при пониженном давлении в ПО ASPEN HYSIS // Нефтегазовое дело. – 2022. – № 4. – С. 117–135.
- Травень В.Ф. Органическая химия. Т. 3. Москва: БИНОМ. Лаборатория знаний. – 2015. – 391 с.
- Привалова Е.И., Мяки-Арвела П., Мурзин Д.Ю. и др. Поглощение CO₂: традиционные

подходы и современные методы, основанные на использовании ионных жидкостей // Успехи химии. – 2012. – Т. 81. – № 5. – С. 435–457.

- Заволокин К.А., Сосна М.Х., Соколинский Ю.А. Энергетический анализ схем совмещенного производства метанол-аммиак-карбамида на базе утилизации продувочных газов // Нефтегазохимия. – 2022. – № 1–2. – С. 23–29.
- Седин В.А., Игнатович Р.С. Анализ эффективности технологий извлечения диоксида углерода из продуктов сгорания // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. – 2022. – Т. 65. – № 6. – С. 524–538.
- Петухова М.С., Шкаруппа С.П. Токсическое воздействие моноэтаноламина (МЭА) на окружающую среду. Использование метилдиэтанолamina в качестве абсорбента для очистки газа от CO₂ и H₂S // Научный лидер. – 2024. – Т. 16 (167).
- Акурпекова А., Нефедов А.Н., Далелханұлы Ө. и др. Исследование водных растворов метилдиэтанолamina, применяемых для очистки газов // Известия НАН РК. Серия химии и технологии. – 2021. – № (5–6). – С. 6–13.
- Кормина Л.А., Зайцева Д.С. Абсорбционная очистка газов производственных котельных для снижения антропогенной нагрузки на атмосферу // Ползуновский вестник. – 2022. – № 2. – С. 117–121.
- Мазгаров А.М., Корнетова О.М. Технологии очистки попутного нефтяного газа от сероводорода. Учебно-методическое пособие // Казань: Казан. ун-т. – 2015. – 70 с.
- Голубева И.А., Маренкова О.С., Ключев В.А. Моделирование и совершенствование технологии аминовой очистки природного газа на астраханском газоперерабатывающем заводе // Нефтегазохимия. – 2014. – № 2. – С. 15–18.
- Лаврентьев И.А., Александров В.М. Современные отечественные решения для очистки природного газа от углекислоты перед сжижением // Химическая техника. – 2017. – № 11.
- Шкляр Р.Л., Мамаев А.В., Сиротин С.А. Неселективная абсорбция кислых газов водным раствором метилдиэтанолamina // Современные технологии переработки и использования газа. – 2025. – № 1 (21). – С. 17–21.
- Патент RU 2513400. Абсорбент для очистки газов от H₂S и CO₂ / Набоков С.В., Петкина Н.П., Соловьев С.А. // Бюл. изобретений. – 2014. – № 11.
- Патент RU 2780621. Абсорбент CO₂ и/или H₂S и устройство и способ для извлечения CO₂ и/или H₂S / Танака Х., Камидзэ Х., Кисимото С. и др. // Бюл. изобретений. – 2022. – № 28.
- Патент RU 25856159. Абсорбент для очистки газов от сероводорода и диоксида углерода / Набоков С.В., Петкина Н.П., Соловьев С.А. // Бюл. изобретений. – 2016. – № 16.
- Метилдиэтанолamin модифицированный специальный (МДЭА). ТУ 2423-001-11159873-20081.
- Анучин К.М., Мирошниченко Д.А. Возможность применения метилдиэтанолamina, активированного пиперазином, в качестве абсорбента для глубокой очистки газа от CO₂ на основании расчетов в программе Petro-SIM // Современные технологии переработки и использования газа. – 2025. – № 1(21). – С. 9–16.
- Патент RU 2627847. Способ и колонна абсорбционной очистки газов от нежелательных примесей / Мнушкин И.А. // Бюл. изобретений. – 2017. – № 23.
- Патент RU 2547021. Способ и установка очистки природного газа от диоксида углерода и сероводорода / Мнушкин И.А. // Бюл. изобретений. – 2015. – № 10.
- Патент RU 2751635. Способ очистки природного газа от примесей / Мнушкин И.А., Мифтахов Д.И. // Бюл. изобретений. – 2021. – № 20.
- Патент RU 2839466. Способ очистки синтез-газа от диоксида углерода / Мнушкин И.А., Мифтахов Д.И., Мальцев Д.И. // Бюл. изобретений. – 2025. – № 13.
- Патент RU 2824992. Способ обезвреживания сернистых соединений кислых газов после аминовой очистки малосернистого углеводородного газа / Мнушкин И.А. // Бюл. изобретений. – 2024. – № 23.

KEYWORDS: gas stream purification, carbon dioxide, amine solution, gas processing, gas chemistry, and energy.

ЕХХОНМОБИЛ ТИХО ПРИБЫЛ НА САХАЛИН. «РОСНЕФТЬ» ГОТОВИТ СДЕЛКУ ВЕКА



«Пора перекрыть кран», – заявила председатель ЕК У. фон дер Ляйен. Последний предложенный пакет санкций включает запрет на импорт российского СПГ с января 2027 года и распространяет санкции на нефтеперерабатывающие заводы и нефтетрейдеров в третьих странах. На бумаге это преподносится как решительный шаг к «сокращению военных доходов России». На практике – всего лишь продолжение политики, которая раз за разом терпела неудачу. Россия перенаправила



энергетические потоки в другие страны, в то время как Европа оказалась парализована высокими ценами и оказалась в зависимости от США. До 2022 года Россия была крупнейшим поставщиком нефти и газа в ЕС. С тех пор ее доля в импорте нефти в ЕС сократилась с 29 до 2%, а газа – с 48 до 12%. ЕС поспешил заменить российский трубопроводный газ более дорогим СПГ, половина которого поступает из Соединенных Штатов. Однако Европа продолжает косвенно импортировать большие объемы российской нефти. Вместо того чтобы покупать дешевую нефть напрямую у России, она закупает нефтепродукты у Индии и Турции, которые перерабатывают российскую нефть и продают в Европу с наценкой. В результате Европа переживает три года промышленной стагнации. В то же время появились сообщения о секретных переговорах между ExxonMobil и компанией «Роснефть» о возобновлении сотрудничества по сахалинскому

проекту. Если эта информация подтвердится, это будет означать, что, пока европейцам запрещено покупать дешевый российский газ и нефть, американские компании втайне готовятся к возвращению.

У «БУМАЖНОГО ТИГРА» ВСЕ ЕЩЕ ЕСТЬ СВОЙ ТЕНЕВОЙ ФЛОТ



Президент США Д. Трамп заявил, что готов ввести широкомасштабные санкции против России, если страны НАТО прекратят покупать российскую нефть. Турция, один из крупнейших потребителей, не проявляет склонности к объединению с Западом, что делает полное эмбарго НАТО нереалистичным. Как Вашингтон и G7 могут задуть экономику России? Ответ кроется в теневом флоте. Он не просто перенаправляет российскую нефть на азиатские рынки, но был намеренно собран, чтобы обойти ограничение цен на нефть. С 2021 года доля теневых танкеров выросла с 13 до 47%. Треть доходов от экспорта ископаемого топлива приходится на перевозки теневым флотом. Помимо финансовых потерь, теневой флот подрывает авторитет санкций как инструмента внешней политики. Учитывая его стратегическое значение для России, европейским странам и Соединенным Штатам следует сформировать совместную



группу для обмена оперативной информацией о перемещениях судов, их владельцах, флагах и страховании. В отличие от попыток убедить Турцию сократить закупки, давления на Индию или ожидания отказа ЕС от российских УВ, согласованные санкции дадут немедленные результаты. ●



КОНТЕЙНЕРЫ СССР2М3 для работы с катализаторами

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

Optimline.com

ТЕХНОЛОГИИ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ВЫБРОСОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: сравнительный анализ и перспективы интеграции

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ СТАЛКИВАЕТСЯ С ВОЗРАСТАЮЩИМ ДАВЛЕНИЕМ В ОБЛАСТИ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ И ЛЕТУЧИХ ОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ, НАЛАГАЕМЫХ МЕЖДУНАРОДНЫМИ КЛИМАТИЧЕСКИМИ СОГЛАШЕНИЯМИ, РЕГЛАМЕНТОМ ЕС 2024/1787, METHANE RULE АГЕНТСТВА ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ США И НАЦИОНАЛЬНЫМИ СТРАТЕГИЯМИ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ. АКТУАЛЬНОСТЬ ОТРАЖЕННАЯ В СТАТЬЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ НЕОБХОДИМОСТЬЮ ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ МОНИТОРИНГА, СПОСОБНЫХ ОБЕСПЕЧИТЬ ВЫСОКУЮ ТОЧНОСТЬ ИЗМЕРЕНИЙ, НЕПРЕРЫВНОСТЬ КОНТРОЛЯ И ИНТЕГРАЦИЮ С МЕЖДУНАРОДНЫМИ СИСТЕМАМИ ОТЧЕТНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ OGMP 2.0 И СТАНДАРТЫ ESG. АВТОРЫ СТАТЬИ ПРЕСЛЕДОВАЛИ ЦЕЛЬ ПРОВЕДЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА СОВРЕМЕННЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ВЫБРОСОВ МЕТАНА, CO₂ И ЛЕТУЧИХ ОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ, А ТАКЖЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ ИХ ИНТЕГРАЦИИ В ЕДИНУЮ АРХИТЕКТУРУ УПРАВЛЕНИЯ ВЫБРОСАМИ

THE OIL AND GAS INDUSTRY FACES INCREASING PRESSURE TO REDUCE GREENHOUSE GAS AND VOLATILE ORGANIC COMPOUND EMISSIONS, DRIVEN BY INTERNATIONAL CLIMATE AGREEMENTS, EU REGULATION 2024/1787, THE US ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY'S METHANE RULE, AND NATIONAL DECARBONIZATION STRATEGIES. THE RELEVANCE OF THE RESEARCH PRESENTED IN THIS ARTICLE IS DETERMINED BY THE NEED TO IMPLEMENT INNOVATIVE MONITORING TECHNOLOGIES CAPABLE OF ENSURING HIGH MEASUREMENT ACCURACY, CONTINUOUS MONITORING, AND INTEGRATION WITH INTERNATIONAL REPORTING SYSTEMS, INCLUDING OGMP 2.0 AND ESG STANDARDS. THE AUTHORS AIMED TO CONDUCT A COMPREHENSIVE ANALYSIS OF MODERN SOLUTIONS FOR MONITORING METHANE, CO₂, AND VOLATILE ORGANIC COMPOUND EMISSIONS IN THE OIL AND GAS SECTOR AND IDENTIFY AREAS FOR THEIR INTEGRATION INTO A UNIFIED EMISSIONS MANAGEMENT ARCHITECTURE

Ключевые слова: экологические требования, экомониторинг, улавливание газов, точные измерения, контроль за выбросами.

Нургалиев Артур Ильдарович
магистр

Назарова Алена Александровна
аспирант

Шадрина Анастасия Викторовна
профессор

Брусник Олег Владимирович
Инженерная академия, доцент, кафедра Недропользования и нефтегазового дела, РУДН

Момени Мани
Инженерная академия, ассистент, кафедра Недропользования и нефтегазового дела, РУДН

Инженерная школа природных ресурсов, Национальный Томский политехнический университет

Современные подходы охватывают широкий спектр технологий: распределенные сенсорные сети, цифровые двойники в связке с автоматизированными системами управления, спутниковые и наземные методы, а также спектроскопию высокой точности. Но ни один метод не является универсальным, а наибольшая эффективность достигается при их интеграции. Гибридная система, сочетающая глобальный охват спутниковых наблюдений, локальную чувствительность IoT-платформ, предиктивные возможности цифровых двойников и эталонную точность спектроскопии, формирует новый уровень управления выбросами. Экологический

мониторинг в нефтегазовой отрасли развивается в направлении интегрированных интеллектуальных систем, обеспечивающих не только контроль и отчетность, но и предиктивное управление выбросами, что способствует достижению национальных и глобальных климатических целей.

Нефтегазовая отрасль сталкивается с растущим давлением по снижению антропогенных выбросов, прежде всего метана (CH₄) – непродолжительного по воздействию, но мощного

парникового газа. По данным Всемирной метеорологической организации, в 2023 г. среднеглобальная концентрация метана достигла 1934 ppb, что эквивалентно ≈265% от доиндустриального уровня; тренд подтвержден GAW-сетью наблюдений ВМО [1] (WMO). Ускоренное сокращение метана – один из самых действенных рычагов краткосрочного снижения темпов потепления, дополняющий долгосрочную декарбонизацию [2].

При этом к числу приоритетных загрязнителей относят летучие органические соединения (ЛОС), влияющие на здоровье и формирование фотохимического смога. Всемирная организация здравоохранения фиксирует прямую связь качества воздуха с ростом сердечно-сосудистых и респираторных рисков [3, 4], а EPA указывает, что концентрации многих ЛОС в помещениях системно выше, чем на открытом воздухе, и ряд соединений имеет как кратко-, так и долгосрочные эффекты для здоровья [5].

Регуляторная среда быстро ужесточается. Регламент ЕС 2024/1787 [6] по сокращению метановых выбросов в энергетике вводит строгие требования к измерению/мониторингу/отчетности (MRV), регулярные LDAR-обходы, а также жесткие ограничения на вентинг и факельное сжигание за пределами аварийных ситуаций. Одновременно растет роль ESG-стратегии и стандартизированного раскрытия данных: европейские правила опираются на OGMP 2.0 как отраслевой эталон измерительного и отчетного контура [7, 8].

В США аналогичную роль выполняет Methane Rule Агентства по охране окружающей среды (EPA), который закрепляет обязательное внедрение современных методов обнаружения и устранения утечек [9]. В России вопросы климатической ответственности отражены в Стратегии достижения углеродной нейтральности к 2060 году; нефтегазовые компании начинают

пилотировать IoT-сети, цифровые платформы и спутниковые методы мониторинга, что формирует основу для интеграции в глобальную систему ESG-отчетности [10].

Обзор технологий экологического мониторинга

IoT/IIoT-сенсоры и распределенные сети

Традиционный мониторинг строился на отдельных газоанализаторах, что ограничивало плотность измерений и скорость реакции. Распределенные IoT-сети сенсоров позволяют перейти к динамическому, проактивному управлению выбросами. В исследовании [11] продемонстрировано, что IIoT-платформы с сенсорами и облачной аналитикой делают мониторинг управляемым процессом в реальном времени.

При этом грамотная конфигурация сети важнее, чем просто количество датчиков. Исследования Metzger N. показали, что эффективность зависит не столько от числа датчиков, сколько от их оптимального размещения. В статье приводится понятие «слепого времени» (*blind time*) – периода между утечкой и ее фиксации сетью. При правильной конфигурации это время сокращается почти вдвое [12].

Несмотря на бурное развитие IoT/IIoT-сетей для экологического мониторинга, их внедрение в нефтегазовой отрасли сталкивается с рядом серьезных вызовов.

Ключевая проблема многих систем мониторинга – это работа в суровых климатических условиях: низкие температуры, сильные ветра, отсутствие стабильного электропитания и связи. Именно такие факторы делают эксплуатацию традиционной инфраструктуры в Арктике, тундре и на морских платформах крайне сложной. Беспроводные сенсорные сети позволяют решать задачу мониторинга там, где прокладка

кабельных линий невозможна или экономически нецелесообразна. Это делает WSN одним из немногих практических инструментов контроля выбросов в экстремальных условиях. Группа исследователей под руководством Van Kessel [13] установила, что WSN способны не только обнаруживать, но и локализовать утечку метана с точностью до 10 м на удаленных объектах. Такие системы позволяют не только снизить аварийные риски, но и напрямую поддерживать климатические цели, сокращая выбросы метана – газа, в 28–34 раза более сильного по GWP, чем CO₂.

Помимо этого, одной из ключевых проблем развития IoT/IIoT-систем экологического мониторинга остается обеспечение высокой достоверности измерений при минимальном энергопотреблении. Как отмечают исследователи [14], барьер формируется совокупностью факторов: постепенным дрейфом характеристик сенсоров, влиянием шумов и ограниченными ресурсами питания. В качестве возможных решений рассматриваются:

- использование алгоритмов самокалибровки на основе ML, способных компенсировать дрейф и устранять шумовые искажения;
- внедрение edge-обработки, позволяющей фильтровать данные еще на уровне сенсора, снижая нагрузку на сеть и облачные сервисы.

Также существует проблема архитектуры обработки данных и роль гибридных решений. С ростом объема информации от сенсорных сетей возникает вопрос: где и как обрабатывать данные. Полная передача потоков в облако приводит к высокой задержке, нагрузке на каналы связи и росту энергопотребления. С другой стороны, только edge-подход (обработка на месте) ограничен вычислительными возможностями устройств и не подходит для долгосрочного хранения и сложной аналитики. Исследования [15] показали, что IoT-платформы действительно эффективны только при сочетании edge и облачных

УДК 504.064.4:622.692

ТАБЛИЦА 1. Вызовы и решения для IoT/IIoT-сетей экологического мониторинга

Вызов	Проблема	Решения	Практическое значение для нефтегазовой отрасли
Дрейф сенсоров	Изменение чувствительности со временем, искажение показаний	ML-алгоритмы самокалибровки, адаптивные фильтры	Снижение затрат на ручную калибровку; повышение достоверности ESG-отчетности
Шумы и помехи	Температура, влажность, фоновые газы искажают данные	Edge-фильтрация, мультисенсорные узлы	Возможность эксплуатации в суровых условиях (Арктика, пустыни), сокращение ложных тревог
Высокие OPEX	Лабораторные анализы, выезд персонала	Low-power сенсоры (до 5 лет работы на батарее), LPWAN (LoRaWAN, NB-IoT)	Снижение эксплуатационных расходов; возможность развертывания сетей на сотнях объектов
Удаленные объекты	Арктика, офшор, отсутствие кабельной инфраструктуры	Беспроводные сенсорные сети (WSN), спутниковая связь	Контроль выбросов на стратегических объектах; выполнение MRV в зонах сложного доступа
Задержка передачи данных	Облако не подходит для мгновенного реагирования	Гибридные архитектуры edge + cloud	Сокращение времени реакции при авариях; выполнение требований по непрерывному мониторингу
Ограниченный охват загрязнителей	Разные газы требуют разных сенсоров	Универсальные мультисенсорные узлы (MEMS, наноматериалы)	Компактные решения для многокомпонентного мониторинга; снижение CAPEX и OPEX

Примечание: таблица составлена автором

решений: edge снижает задержку и энергопотребление, тогда как облако обеспечивает аналитику, масштабируемость и интеграцию с корпоративными системами. Ramzey H. [16] подтвердил этот тренд на примере добычи полезных ископаемых: внедрение гибридной архитектуры IoT+edge позволило одновременно повысить производительность и улучшить показатели экологической устойчивости.

Современные системы экологического мониторинга сталкиваются с трудностью: разные загрязнители (метан, CO₂, VOC, твердые частицы) требуют различных типов сенсоров, что ведет к удорожанию, усложнению обслуживания и увеличению энергопотребления. Решение этой задачи видят в создании универсальных мультисенсорных узлов, способных одновременно контролировать несколько параметров. Abdulhussain S.H. с командой ученых [17] систематизировали направления развития таких решений, выделив ключевую роль MEMS-технологий и наноматериалов, которые позволяют повысить чувствительность и снизить

энергозатраты при мониторинге VOC, CH₄, CO₂ и PM2.5. Исследования других ученых показали, что даже коммерческие сенсоры, интегрированные в распределенную IoT-систему, могут надежно использоваться для мониторинга токсичных газов в реальных условиях [18].

Таким образом, в таблице 1 обобщенно представлены ключевые вызовы, с которыми сталкиваются IoT/IIoT-сети экологического мониторинга, а также научные и инженерные решения для их преодоления. Показано, что каждое технологическое ограничение (от дрейфа сенсоров до проблем связи и энергопотребления) имеет конкретные пути решения, что делает такие системы все более надежными и применимыми в условиях нефтегазовой отрасли.

Цифровые двойники и интеграция с АСУ ТП

Современная нефтегазовая отрасль сталкивается с проблемой управления все более сложными и распределенными объектами. Трубопроводы, установки подготовки и узлы безопасности

работают в условиях высокой нагрузки, где традиционные методы контроля, основанные на периодических проверках и исторических данных, уже не обеспечивают достаточного уровня безопасности и экологичности. В этих условиях на первый план выходит концепция цифрового двойника (Digital Twin, DT), которая позволяет создать виртуальную модель физического объекта, синхронизированную с потоками данных в реальном времени.

Цифровые двойники открывают новые возможности для предиктивного мониторинга и управления. Так, в научной работе [19] установлено, что DT в нефтегазовой отрасли применяются для оптимизации технического обслуживания и ремонта, повышения промышленной безопасности и поддержки экологического мониторинга. Эти выводы подтверждаются и практическими кейсами. Например, в исследовании [20] отмечено, что наибольший эффект цифровые двойники дают в связке с IoT-сетями и алгоритмами искусственного интеллекта: сенсоры обеспечивают потоковые

данные, а модели машинного обучения позволяют прогнозировать утечки и износ оборудования

Однако цифровой двойник не может существовать изолированно. Его ценность раскрывается при интеграции с автоматизированными системами управления технологическими процессами (АСУ ТП). В этом случае формируется замкнутый контур: данные с сенсоров поступают в цифровой двойник, где происходит прогноз и моделирование сценариев, а затем управляющие воздействия возвращаются в АСУ ТП. Такой цикл «обнаружение → прогноз → реакция» превращает управление инфраструктурой из реактивного в проактивное. Подобная архитектура позволяет не только фиксировать факт утечки, но и предотвращать развитие аварийной ситуации за счет автоматической коррекции процессов.

Применение цифровых двойников в экологическом мониторинге становится особенно важным. Виртуальные модели трубопроводов позволяют заранее просчитывать сценарии утечек метана и летучих органических соединений, моделировать их распространение и оценивать эффективность мер по ликвидации. Более того, интеграция с международными системами отчетности, такими как OGMP 2.0 и регламенты ЕС, облегчает формирование MRV-отчетности и повышает прозрачность ESG-статистики [21].

Таким образом, цифровые двойники в сочетании с АСУ ТП формируют качественно новый уровень управления сложными технологическими системами. Если IoT-сети можно сравнить с «нервами» отраслевой инфраструктуры, то DT становятся ее «мозгом», объединяющим сенсоры, аналитику и автоматическое управление в единую систему. Для нефтегазовых компаний это означает переход от фрагментарного контроля к проактивному управлению рисками, что особенно важно в условиях ужесточения экологических регламентов и усиления климатических вызовов.

Спутниковые и наземные методы мониторинга

Спутниковые технологии в сочетании с моделями глубокого обучения стали ключевым

инструментом выявления утечек метана и других парниковых газов в глобальном масштабе. Их применение позволяет не только фиксировать факты выбросов, но и локализовать регулярный скрининг крупных территорий, включая удаленные и труднодоступные регионы.

Исследователи [22] разработали алгоритм автоматического обнаружения источников метана с использованием данных Sentinel-2. Их метод способен выявлять выбросы порядка 200–300 кг/ч при пространственном разрешении около 10 000 м², что делает его пригодным для глобального мониторинга «супер-эмиттеров» и построения карт загрязнений в реальном времени.

Схожие результаты получены в другой научной работе [23], где применялось сочетание данных TROPOMI, GHGSat, PRISMA и Sentinel-2. Авторы показали, что интеграция спутниковых наблюдений с алгоритмами обработки позволяет не только обнаруживать, но и автоматически отслеживать динамику выбросов метана крупнейшими эмиттерами. Такая система дает возможность создавать регулярные карты распределения метановых «пятен» и быстро реагировать на новые эпизоды.

Важной особенностью спутникового мониторинга является его сочетание с наземными измерениями. Спутники обеспечивают широкий охват и выявление «горячих точек», а локальные IoT-сети и мобильные комплексы позволяют верифицировать данные и уточнять источники. Таким образом формируется многоуровневая архитектура контроля: глобальный спутниковый скрининг → локальная детекция IoT-сетями → интеграция данных в цифровые двойники и MRV-отчетность.

Технология спектроскопии высокой точности

Одним из наиболее перспективных направлений в области детекции CH₄ и других ПГ являются методы высокоточной спектроскопии. В отличие от традиционных газоанализаторов или даже спутниковых систем, такие технологии позволяют

получать непрерывные данные в реальном времени с высокой пространственной и временной разрешающей способностью, что делает их незаменимыми для промышленного мониторинга. Одним из ключевых достижений последних лет стала разработка метода dual frequency comb spectroscopy (DCS). Coburn S. с соавторами [24] показали, что DCS позволяет непрерывно мониторить концентрации метана на расстоянии более 1 км даже в сложных атмосферных условиях. Авторы отметили высокую точность метода и его надежность как в лабораторных экспериментах, так и при испытаниях в реальных промышленных условиях, включая объекты добычи углеводородов.

Принцип работы DCS основан на сравнении «частотных гребенок» – ультрастабильных лазерных источников, генерирующих спектры с тысячами узких линий. Это обеспечивает сочетание широкого диапазона измерений и высокой точности, что делает возможным одновременный анализ нескольких газов (CH₄, CO₂, H₂O) с минимальными погрешностями. Применение таких систем особенно актуально для нефтегазовых объектов, где необходимо контролировать как фоновые выбросы, так и локальные утечки. В отличие от сенсоров точечного типа, DCS обеспечивает линейный мониторинг вдоль трассы, например трубопровода, что резко увеличивает эффективность обнаружения. Более того, интеграция этой технологии с IoT-сетями и цифровыми двойниками позволяет формировать гибридные системы мониторинга, сочетающие масштабируемость распределенных сенсоров с эталонной точностью спектроскопии.

Сравнительный анализ технологий

Различные технологические подходы к экологическому мониторингу решают задачи на разных уровнях и взаимодополняют друг друга. В таблице 2 обобщены ключевые характеристики описанных выше технологий – масштаб, чувствительность, стоимость и применимость в нефтегазовой отрасли.

ТАБЛИЦА 2. Сравнение технологий мониторинга выбросов

Технология	Масштаб применения	Точность и чувствительность	Применение в нефтегазе	Ограничения
IoT/IIoT-сети сенсоров	Локальный → региональный (скважины, установки, трубопроводы)	ppm-уровень, шаг 1–60 сек	Непрерывный контроль, предиктивная аналитика, интеграция с АСУ ТП	Требуется калибровка, влияние климата
DT + АСУ ТП	Объектовый (установка, трубопровод), интеграция на уровне предприятия	Зависит от качества входных данных; точность повышается при интеграции с IoT	Сценарное моделирование, прогноз аварий, автоматическая реакция	Высокие требования к данным и интеграции
Спутниковый мониторинг	Глобальный (континенты, страны, крупные кластеры добычи)	Ограниченная: от 200–300 кг/ч (Sentinel-2) до 10–50 кг/ч (GHGSat)	Выявление «супер-эмиттеров», скрининг регионов, верификация данных	Зависимость от облачности, низкая временная частота
DCS	Линейный контроль вдоль трассы (1–10 км)	Очень высокая (ppb, многокомпонентный анализ CH ₄ , CO ₂ , H ₂ O)	Эталонные измерения, контроль трубопроводов, эталон для калибровки IoT	Дорого, требует инфраструктуры, ограничен по охвату

Примечание: таблица составлена авторами по результатам данного исследования

Таким образом, ни один метод не является универсальным, а реальный прогресс достигается при их интеграции: от глобального спутникового скрининга до локальных IoT-сетей, усиленных цифровыми двойниками и калиброванными методами высокой точности.

Перспективы развития технологий экологического мониторинга

Несмотря на значительный прогресс в области мониторинга выбросов, ключевые направления

развития связаны с повышением универсальности сенсорных решений, интеграцией разных уровней мониторинга и углубленным применением алгоритмов искусственного интеллекта.

Одним из приоритетных векторов становится разработка мультисенсорных узлов нового

поколения. Использование MEMS-технологий и наноматериалов позволяет создавать компактные устройства, способные одновременно фиксировать метан, CO₂, VOC и твердые частицы (PM_{2.5}). Такой подход снижает затраты на инфраструктуру и дает более полную картину состояния окружающей среды. Исследователи [17] также отмечают, что мультисенсорные решения будут постепенно вытеснять узкоспециализированные датчики, формируя основу для интеллектуальных распределенных сетей

Другим направлением является формирование гибридных архитектур, объединяющих спутниковый мониторинг, IoT-сети, цифровые двойники и технологии высокой точности вроде DCS. Такая комбинация позволяет использовать преимущества каждого уровня: глобальный охват спутников, локальную детекцию IoT-систем, сценарное моделирование в цифровых двойниках и эталонную точность спектроскопии. Именно гибридные системы могут обеспечить непрерывный контроль на всех пространственных и временных масштабах – от континентального до локального уровня.

Все большую роль играет применение AI/ML-алгоритмов. Они используются для автоматической самокалибровки сенсоров, устранения шумов и предсказания пиковых выбросов. Интеграция алгоритмов машинного обучения с потоковыми IoT-данными позволяет не только выявлять аномалии, но и прогнозировать утечки до их фактического проявления [11].

Сегодня отрасль движется от разрозненного и реактивного контроля к интегрированным и предиктивным системам управления выбросами.

Выводы

Современные технологии мониторинга выбросов метана и ЛОС – от IoT/IIoT-сетей и цифровых двойников до спутниковых систем и спектроскопии высокой точности – становятся ключевым элементом климатической политики.

Они не только поддерживают выполнение OGMP 2.0, Methane Rule (EPA) и Регламента ЕС 2024/1787, но и создают основу для интеграции России в международную систему климатической отчетности и повышения конкурентоспособности ее энергетического сектора.

Будущее экологического мониторинга связано с переходом к интегрированным, мультисенсорным и интеллектуальным системам, которые обеспечат полный охват, высокую точность и способность прогнозировать выбросы. Такой подход позволит нефтегазовой отрасли соответствовать международным климатическим целям и требованиям ESG, а также повысит надежность работы инфраструктуры. ●

Литература

- WMO. Greenhouse gases // World Meteorological Organization. 2023. URL: <https://wmo.int/topics/greenhouse-gases> (дата обращения: 09.08.2025).
- IPCC. AR6 Synthesis Report: Climate Change 2023. Geneva: Intergovernmental Panel on Climate Change, 2023. 185 p. URL: https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_FullVolume.pdf (дата обращения: 09.08.2025).
- WHO. Ambient (outdoor) air quality and health. Fact sheet. Geneva: World Health Organization, 2023. URL: <https://www.who.int/news-room/fact-sheets/detail/ambient-%28outdoor%29-air-quality-and-health> (дата обращения: 09.08.2025).
- Health Effects Institute. State of Global Air. Special Report, 2023. URL: <https://www.stateofglobalair.org/hap> (дата обращения: 09.08.2025).
- EPA. Volatile Organic Compounds' Impact on Indoor Air Quality. Washington, D.C.: U.S. Environmental Protection Agency, 2024. URL: <https://www.epa.gov/indoor-air-quality-iaq/what-are-volatile-organic-compounds-vocs> (дата обращения: 09.08.2025).
- European Union. Regulation (EU) 2024/1787 of the European Parliament and of the Council on methane emissions reduction in the energy sector. Official Journal of the European Union, 2024. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/> (дата обращения: 09.08.2025).
- UNEP. Oil and Gas Methane Partnership 2.0. United Nations Environment Programme, 2020. URL: <https://www.ogmpartnership.org/> (дата обращения: 09.08.2025).
- European Commission. Methane emissions // Energy. Brussels: European Commission, 2024. URL: https://energy.ec.europa.eu/topics/carbon-management-and-fossil-fuels/methane-emissions_en (дата обращения: 09.08.2025).
- EPA. Oil and Natural Gas Sector Methane Rule. Washington, D.C.: U.S. Environmental Protection Agency, 2024. URL: <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/rulemakings-policy-and-laws-address-methane-emissions-oil-and-gas-sector> (дата обращения: 09.08.2025).
- Указ Президента РФ от 06.08.2025 № 547 «О сокращении выбросов парниковых газов». URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202508060001> (дата обращения: 19.08.2025).

- Lou H.H., Mukherjee R., Wang Z., Olsen T., Diwekar U., Lin S. A New Area of Utilizing Industrial Internet of Things in Environmental Monitoring. *Frontiers in Chemical Engineering*, 2022, vol. 4. DOI: 10.3389/fceng.2022.842514.
- Metzger N., Lashgari A., Ismail U., Ball D., Eichenlaub N. A Framework for Optimizing Continuous Methane Monitoring Systems at Oil and Gas Facilities. *ChemRxiv (preprint)*, 2024. DOI: 10.26434/chemrxiv-2024-q844g.
- Van Kessel T., Muralidhar R., Klein L.J., Sosa N.E. Methane Leak Detection and Localization Using Wireless Sensor Networks for Remote Oil and Gas Operations. *International Journal of Distributed Sensor Networks*, 2018, vol. 14, no. 1. DOI: 10.1177/1550147717750031.
- Sathyamoorthy S., Matthew U.O., Adekunle T., Okafor N.U. Advances and Challenges in IoT Sensors Data Handling and Processing in Environmental Monitoring Networks. *Environmental Monitoring and Assessment*, 2025. DOI: 10.1007/s10661-025-12345.
- Zvarivadza T., Onifade M., Dayo-Olupona O., Said K.O., Githiria J.M., Genc B., Celik T. Edge-Cloud IoT Architectures for Mining Operations. *Mining Technology*, 2024, vol. 133, no. 2. DOI: 10.1080/17480930.2024.2347131.
- Ramzey H., Badawy M., Elbaset A.A. IoT and Edge Integration for Sustainable Mining. *Journal of Cleaner Production*, 2024, vol. 445. DOI: 10.1016/j.jclepro.2024.142356.
- Abdulhussain S.H., Mahmmod B.M., Alwhelat A., Shehadeh D., Shihab Z.I., Mohammed H.J., Abdulameer T.H., Alsabah M., Fadel M.H., Ali S.K., Abbood G.H., Asker Z.A., Hussain A. MEMS- and Nanomaterial-Based Multisensor Nodes for Environmental Monitoring. *Computers*, 2025, vol. 14, no. 8. DOI: 10.3390/computers14080342.
- Parri L., Tani M., Baldo D., Parrino S., Landi E., Mugnaini M., Fort A. Distributed IoT System for Toxic Gas Monitoring. *Sensors*, 2023, vol. 23, no. 5. DOI: 10.3390/s23052012.
- Meza E.B.M., de Souza D.G.B., Copetti A., Sobral A.P.B., Silva G.V., Tammela I., Cardoso R. Digital Twins in the Oil and Gas Industry: Applications and Challenges. *Energies*, 2024, vol. 17, no. 14. DOI: 10.3390/en17147726.
- Dada O. Digital Twins in the Upstream Oil and Gas Industry: Trends, Applications and Challenges. *Energy Reports*, 2024, vol. 10. DOI: 10.1016/j.egy.2024.05.018.
- Cai J., Wu J., Hu Y., Han Z., Li Y., Fu M., Zou X., Wang X. Digital twin-based emergency response framework for gas leakage accidents in urban utility tunnels. *Safety Science*, 2024, vol. 169. DOI: 10.1016/j.ssci.2024.106292.
- Rouet-Leduc B., Hulbert C. Automated Detection of Methane Emissions Using Sentinel-2 Data. *Nature Communications*, 2024, vol. 15. DOI: 10.1038/s41467-024-47754-y.
- Schuit B.J., Maasackers J.D., Bijl P., Mahapatra G., van den Berg A.-W., Pandey S., Lorente A., Borsdorff T., Houweling S., Varon D.J., McKeever J., Jervis D., Girard M., Irakulis-Loitxate I., Gorroño J., Guanter L., Cusworth D.H., Aben I. Detecting Super-Emitters Using TROPOMI and GHGSat. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 2023, vol. 23, pp. 9071–9095. DOI: 10.5194/acp-23-9071-2023.
- Coburn S., Alden C.B., Wright R., Wendland G., Rybchuk A., Seitz N., Coddington I., Rieker G.B. Regional Methane Emissions Measurements with Dual Frequency Comb Spectroscopy. *Optica*, 2020, vol. 7, no. 4. DOI: 10.1364/OPTICA.384081.

KEYWORDS: environmental requirements, environmental monitoring, gas capture, accurate measurements, and emission control.

ТАБЛИЦА 3. Сравнение текущих и перспективных систем мониторинга

Параметр	Сегодня	Перспективы
Тип сенсоров	Узкоспециализированные датчики (метан, VOC, CO ₂ отдельно)	Мультисенсорные узлы на MEMS и наноматериалах (одновременный контроль CH ₄ , CO ₂ , VOC, PM _{2.5})
Архитектура мониторинга	Разрозненные системы (спутники отдельно, IoT-сети отдельно)	Гибридные архитектуры: спутник + IoT + цифровой двойник + DCS
Обработка данных	Преимущественно централизованная, в облаке	Интеллектуальная edge+cloud обработка с распределением нагрузки
Калибровка и шумы	Ручная или периодическая калибровка	Автоматическая самокалибровка с применением AI/ML
Время реакции	От часов до дней (при ручном LDAR)	Минуты и секунды (автоматическая детекция и предсказание выбросов)
Назначение	Контроль и отчетность	Предиктивное управление и предотвращение выбросов
Соответствие стандартам	Частичное, ручное формирование отчетности	Полная интеграция в MRV, OGMP 2.0, ESG-отчетность

Примечание: таблица составлена авторами по результатам данного исследования



Стенд компании Chint на выставке Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании Эталон на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании Горэлтех на выставке Нефтегаз-2025



Посетители выставки Нефтегаз-2025



Посетители выставки Нефтегаз-2025



Посетители выставки Нефтегаз-2025



Экспонат на выставке Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании Etirex на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании CPTDC на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании RMR инжиниринг на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании SNF Vostok на выставке Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании Квант на выставке Нефтегаз-2025



Стенд ТД Белорусские станки на выставке Нефтегаз-2025



В. Ли, А. Егорова

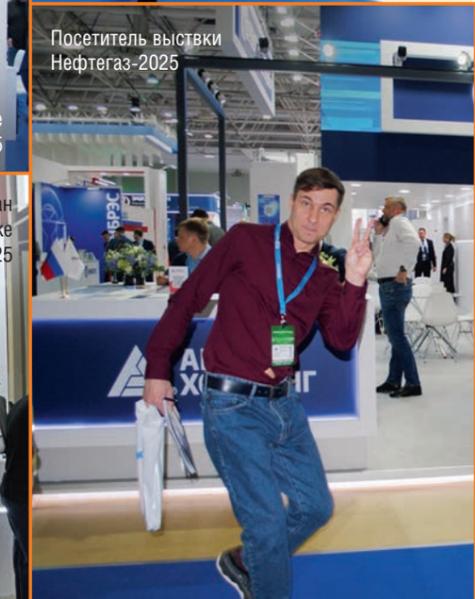


Стенд компании Полиэкс на выставке Нефтегаз-2025

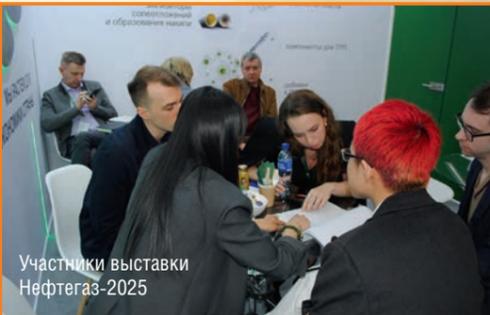


ENSMAS The Energy of Smart Solutions

Экспонат на выставке Нефтегаз-2025



Посетитель выставки Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



ГРУППА КОМПАНИЙ МЕТРАН

Стенд ГК Метран на выставке Нефтегаз-2025



Экспонаты на выставке Нефтегаз-2025



С. Цивилев

У нефтяных компаний есть резервы перерабатывающих мощностей, мы эти резервы запустили



Го Цзякунь

Китай будет принимать надлежащие меры по обеспечению энергетической безопасности



У. фон дер Ляйен

Мы знаем, что наши санкции – эффективный инструмент экономического давления



К. Джалали

Надо найти общий язык по поводу цены



В. Лимаренко

Если президенты договорятся, ExxonMobil вернется



М. Мишустин

Наращиваем собственные технологии и производственные мощности для декарбонизации отраслей



Ю. Станкевич

Игнорирование объективных экономических сигналов приводит к разбалансировке ситуации на топливном рынке



Д. Речан

У нас уже есть механизмы, у нас есть европейская финансовая помощь, мы знаем, что нужно делать



А. Сазанов

Минфин не обсуждает вопрос о налоговых преференциях для Газпрома по проекту МГП «Сила Сибири-2», поскольку отсутствуют бюджетные возможности для этого



ВАРТЕЕС LTD

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



Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



Вертикальный насос (OH6)

Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

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

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



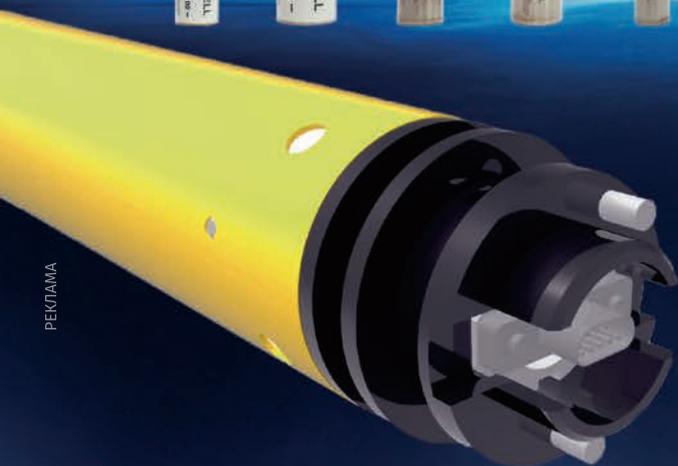
ПРЕИМУЩЕСТВА:

- 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