



ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ
ОБРАЗОВАНИЯ
ГАЗОГИДРАТНЫХ
ПРОБОК

ПОДВОДНЫЕ
СЕПАРАЦИОННЫЕ
УСТАНОВКИ

РАБОТА УКПП
ПРИ МИНИМАЛЬНЫХ
РАСХОДАХ СЫРЬЯ

Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

9 [179] 2026

РАЗРАБОТКА ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ НА РЕЖИМЕ ИСТОЩЕНИЯ



Входит в перечень ВАК (K1)



Коллекция MR Private — тщательно отобранные лоты, собранные в архитектурную галерею, где каждый объект обладает уникальным характером и эстетической ценностью. Почувствуйте себя коллекционером подлинных произведений архитектуры.



ДЕЛЮКС-КВАРТАЛ В ДВУХ МИНУТАХ ОТ КРЕМЛЯ

Квартал делюкс-класса Николь — это изящный союз роскоши и богатой истории места. Уникальный архитектурный ансамбль состоит из трех резиденций, каждая со своим характером — Николь Клуб, Николь Резиденция и Николь Коллекция. Они олицетворяют новую эстетику и визионерский подход к жизни в самом сердце города.



В рамках проекта создана продуманная инфраструктура, за комфорт отвечают консьерж-сервисы уровня роскошного отеля. Приватный фитнес-зал с бассейном, атмосферная спа-зона и открытая площадка для отдыха на свежем воздухе дополняют созидательный подход к жизни. Для юных жильцов предусмотрено детское арт-пространство, где игра становится проводником в мир искусства.



495 085 0716

Реклама 0+. Застройщик ООО «СЗ «Б-Холдинг». Проектная декларация на сайте наш.дом.рф. *МР Прайват.

Москва, ул. Никольская, 8/1

nicole.ru



Повышение эффективности работы блока огневой регенерации триэтиленгликоля Комсомольского газового промысла

16

Методологические основы прогнозирования и предупреждения образования газогидратных пробок в газовых скважинах

24

Подводные сепарационные установки для разработки морских месторождений: анализ мирового опыта, классификация и технологические ограничения

34

Особенности организации испытаний оборудования подводных дожимных компрессорных станций

40

Эпохи НГК

4

РОССИЯ *Главное*

Экономика дефицита

6

МНП проекта Восток Ойл введен в эксплуатацию

8

События

10

Первой строчкой

12

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ

ARMAT от ИЕК: надежное электроснабжение надолго

14

Повышение эффективности работы блока огневой регенерации триэтиленгликоля Комсомольского газового промысла

16

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ

Автономная энергия для нефтегаза: как «ГТ Энерго» меняет правила игры

20

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Методологические основы прогнозирования и предупреждения образования газогидратных пробок в газовых скважинах

24

Календарь событий

31

Экономика цифрового двойника: как связать данные, модели и производство

32

ДОБЫЧА

Подводные сепарационные установки для разработки морских месторождений: анализ мирового опыта, классификация и технологические ограничения

34

Особенности организации испытаний оборудования подводных дожимных компрессорных станций

40

Сравнительная оценка эффективности разработки газоконденсатной залежи на режиме истощения и с применением сайклинг-процесса



48

Универсальный алгоритм расчета параметров предохранительных клапанов для объектов магистрального транспорта газа



56

Обоснование выбора ПХГ и скважин-кандидатов для геомеханического дробления породы в призабойной зоне



62

Анализ работы установки комплексной подготовки газа при минимальных расходах сырья



66

ДОБЫЧА

Сравнительная оценка эффективности разработки газоконденсатной залежи на режиме истощения и с применением сайклинг-процесса

48

Россия в заголовках

55

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Универсальный алгоритм расчета параметров предохранительных клапанов для объектов магистрального транспорта газа

56

Обоснование выбора ПХГ и скважин-кандидатов для геомеханического дробления породы в призабойной зоне

62

ГАЗОПОДГОТОВКА

Анализ работы установки комплексной подготовки газа при минимальных расходах сырья

66

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Возможна ли замена углеводородного топлива на водородное?

68

Хронограф

75

НЕФТЕСЕРВИС

Выбор сектора для опытно-промышленного внедрения газового ПНП на карбонатном коллекторе формации Мишриф

76

Повышение нефтеотдачи карбонатного коллектора с использованием фракционированного ПНГ

82

Экспериментальное определение параметров смесимости нефти и закачиваемого газа Среднеботуобинского НГКМ

92

Критериальный подход к оценке применимости водогазового воздействия с неуглеводородными газами при разработке ТРИЗ

98

Новости науки

108

Нефтегаз Life

110

Цитаты

112

СОДЕРЖАНИЕ

214 лет назад

В 1812 году российский изобретатель Петр Соболевский создает первую отечественную установку для получения искусственного газа – «термоламп».

189 лет назад

В 1837 году майор Корпуса горных инженеров Николай Воскобойников использовал выделенный газ в качестве основного топлива для нагревания перегонных кубов на опытном нефтеперегонном заводе на Апшеронском полуострове.

167 лет назад

В 1859 году в Москве учреждено Акционерное Общество «Товарищество сжатого, переносного газа».

160 лет назад

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

115 лет назад

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

93 года назад

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

81 год назад

В 1945 году введен в эксплуатацию газопровод Войвож – Ухта, первый в мире самонесущий самокомпенсирующийся подвесной газопровод.

79 лет назад

В 1947 году введен в эксплуатацию магистральный газопровод Саратов – Москва, первый в СССР и второй в мире магистральный газопровод, он соединил Москву с Елшанским месторождением природного газа.

38 лет назад

В 1988 году открыто Штокмановское газоконденсатное месторождение.

20 лет назад

В 2006 году принято решение о начале разработки месторождений полуострова Ямал.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитик
Анатолий Чижовский

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифинова
Анастасия Гончаренко
Анастасия Хасанова
Анна Шевченко

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 РАН



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Директор по развитию
Дмитрий Аверьянов

Отдел рекламы
Анна Егорова
заместитель начальника отдела
Валентина Горбунова
Марина Шевченко
Тимур Саралиев
Елена Воробьева

**Отдел по работе
с клиентами**
Алена Гладкина
старший аккаунт
менеджер

Дарья Колесникова
младший аккаунт
менеджер

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

**Выставки,
конференции,
распространение**
Мария Короткова

**Служба технической
поддержки**
Сергей Прибыткин

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

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

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

Отпечатано в типографии
«МЕДИКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



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

В августе объем мировой нефтепереработки сократился

на **4,2** млн
барр. в сутки

Выпуск нефтепродуктов в России снизился

до **3,8** млн
барр. в сутки

МЭА снизило прогноз мировой нефтепереработки

на **2,5** млн
барр. в сутки

3,3-3,5

млн барр. в сутки – объем производства нефтепродуктов, ниже которого обеспечение внутреннего спроса в России становится невозможным

ЭКОНОМИКА ДЕФИЦИТА

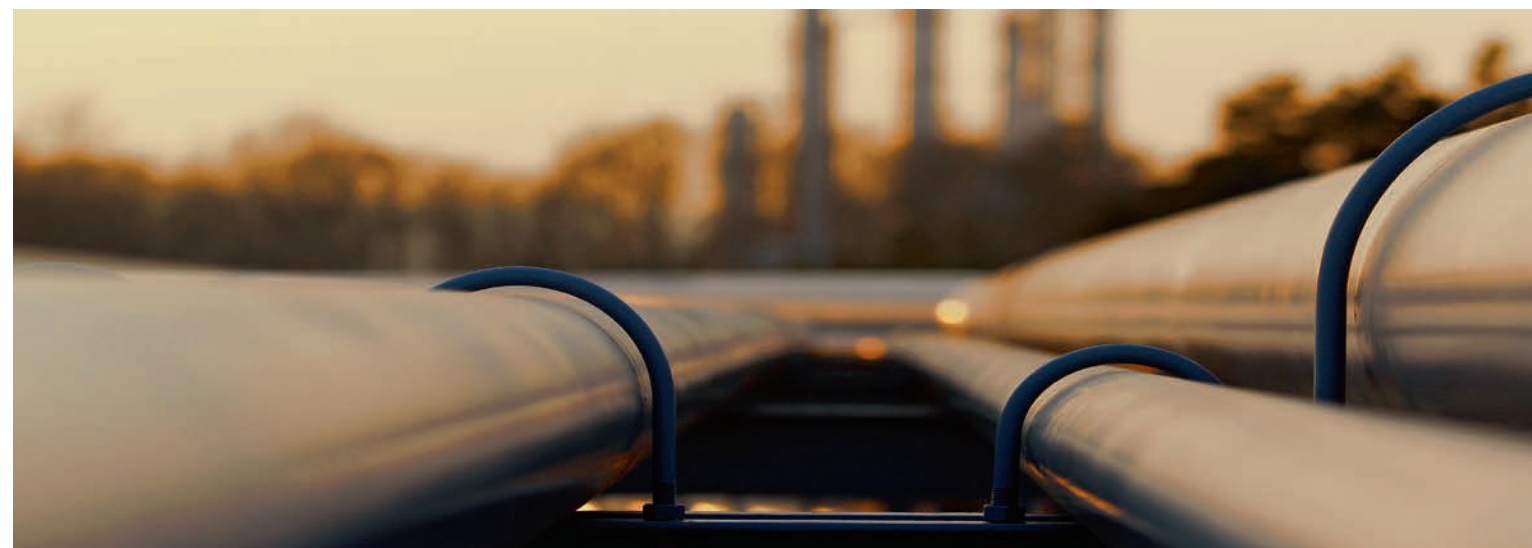
В СЕНТЯБРЕ ПРАВИТЕЛЬСТВО ПРОДЛИЛО ЗАПРЕТ НА ЭКСПОРТ ДИЗТОПЛИВА, СДЕЛАВ ИСКЛЮЧЕНИЕ ТОЛЬКО ДЛЯ ПОСТАВОК ПО МЕЖПРАВИТЕЛЬСТВЕННЫМ СОГЛАШЕНИЯМ. НЕСМОТРЯ НА ТО, ЧТО ЗАПРЕТ ВВЕДЕН ДО КОНЦА ОКТЯБРЯ ТЕКУЩЕГО ГОДА, ЕГО ОТМЕНА ВОЗМОЖНА ТОЛЬКО ПОСЛЕ НАСЫЩЕНИЯ ВНУТРЕННЕГО РЫКА, ЧТО, УЧИТЫВАЯ ТЕКУЩИЕ СОБЫТИЯ, НЕ ВЫГЛЯДИТ ВОПРОСОМ БЛИЖАЙШЕГО ВРЕМЕНИ

Анна Павлихина

Ситуация с нехваткой нефтепродуктов, ставшая привычной для нашей страны в последние месяцы, превратилась в мировой тенденцией. Нефтеперерабатывающие мощности ключевых регионов-поставщиков не справляются с глобальным потреблением. Главная причина – невозможность переработать сырье. Два крупнейших мировых поставщика нефтепродуктов столкнулись с серьезными трудностями в переработке и доставке главного экспортного продукта.

В России это связано с нехваткой действующих мощностей, в Саудовской Аравии – с невозможностью доставить сырье к месту переработки. В августе объем мировой нефтепереработки сократился на 4,2 млн барр. в сутки по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. Больше всего просела отрасль в Саудовской Аравии, где из-за повреждений НПЗ выпуск нефтепродуктов сократился на 24 %, и в России, где объемы производства снизились до 3,8 млн барр. в сутки. К августу в стране простаивали 39 % мощностей, совокупно перерабатывающих 7,7 млн тонн нефти в месяц. В результате дефицит топлива был зафиксирован в 16 регионах страны, а рынок потерял 2,5 млн тонн бензина и 4,5 млн тонн дизеля в месяц. Это стало рекордным сокращением производства за последние 16 лет, в денежном выражении, по некоторым оценкам, потери составили 1 трлн рублей.

Такой спад стал следствием атак на четыре крупных предприятия – «Кириши», «Норси», завод «Новатэка» в Усть-Луге и «Славнефть-ЯНОС». Возвращение



в строй пострадавших мощностей займет от трех до девяти месяцев, а ремонт осложняется санкционными ограничениями, затрудняющими доступ к оборудованию. Для обеспечения нефтепродуктами внутреннего рынка правительство предприняло ряд мер, среди которых запрет экспорта бензина и дизтоплива, что, конечно, отражается на мировом рынке.

Другой крупнейший экспортер нефтепродуктов – Саудовская Аравия – также борется за сохранение своих производственных объемов и вынуждена отказывать внешним покупателям в экспортных партиях. В результате атаки хуситов в первой декаде сентября на основной в ближневосточном регионе нефтепровод Саудовская Аравия остановила работу промобъекта, а компания Saudi Aramco объявила своим покупателям в Европе о приостановке поставок нефти для их НПЗ. По оценкам аналитиков, экспорт саудовской нефти упал до минимума за 30 лет, вывод из строя нефтепровода «Восток-Запад» может лишить рынок сырья в объеме 4 %, а это значит, что и объемы переработки сократятся. С Ближнего Востока уменьшились отгрузки не только нефтепродуктов, но и сырой нефти. Пострадавшие НПЗ стран Персидского залива в августе сократили производство на 60 % по сравнению с августом 2025 года. Учитывая эти события, МЭА снизило прогноз мировой нефтепереработки на 2,5 млн барр. в сутки.

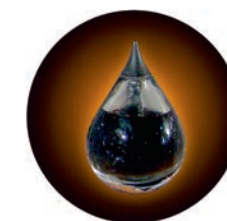
На проблемы с переработкой и транспортировкой нефти отреагировали добывающие компании, возможности которых по хранению нефти ограничены: вслед

за сокращением переработки сократилась и добыча. Уровень добычи нефти странами, входящими в ОПЕК+, по сравнению с августом предыдущего года, уменьшился на 4,4 млн барр. в сутки, в России – на 695 тыс. барр в сутки. В среднем, согласно оценкам МЭА, мировое предложение в 2026 году снизится до 100,7 млн барр. в сутки. В ответ на это подскочили биржевые котировки: стоимость Brent выросла до 107,89 долл. за барр. Завершающим звеном цепи из сокращения производства нефтепродуктов, добычи нефти и стоимости сырой нефти стала цена конечного продукта: стоимость дизтоплива для розницы в странах ЕС в августе увеличилась на 21 % по сравнению с февралем. В России оптовые биржевые цены на бензин Аи-95 с начала года выросли на 34 %, на дизтопливо – на 43 %. Правда, на российском потребители эти цены в основном не отразились, а ВИНКам даже помогли заработать. Благодаря высоким ценам на нефтепродукты демпферные выплаты компаниям также становятся больше. Это, по данным аналитиков, позволит компаниям в третьем квартале получить рекордно высокую маржу, которую им выплатит государство, чьи нефтегазовые доходы за семь месяцев текущего года и без того сократились на 17%.

По мнению отраслевых экспертов, нынешняя ситуация с ценами играет на руку нефтяным компаниям, но, когда рынок начнет восстанавливаться, а нефть вернется к профициту, прибыльность сегмента сократится.

О некоторых подвижках в восстановлении объемов переработки сырья в России заговорили в первой декаде сентября. За счет увеличения мощностей НПЗ и завершения ремонтов на Волгоградском, Сызранском и Уфимском нефтеперерабатывающих заводах объемы выросли почти до 4 млн барр. в сутки. Кроме того, ожидается, что ситуация будет улучшаться благодаря спаду сезонного спроса, но эффект этого фактора несколько нивелируется ремонтами заводов, сроки которых были перенесены на осень. В результате до конца года переработка не вернется к привычным 5,3–5,5 млн барр. в сутки, а задача отрасли – не допустить ее сокращения до критических 3,3–3,5 млн барр. в сутки, ниже которых обеспечение внутреннего спроса становится невозможным.

Сегодня компании уже потратили десятки миллиардов рублей на защиту энергообъектов, но мощности по-прежнему выводятся из строя, а сентябрьская статистика по увеличению объемов переработки не учитывает удары по Рязанскому, Пермскому, Ярославскому НПЗ. Россия все еще находится в статусе импортера нефтепродуктов, чего не случалось с 90-х годов прошлого века. Основные объемы поставляют Белоруссия, Индия, Марокко и Казахстан. Импорт не столь значительный, но сокращение собственного производства ведет к потере многолетних контрактов. Так, некоторые страны Центральной Азии находят альтернативу российским поставщикам, заключая договоры о закупках с Туркменистаном, Узбекистаном и Грузией. Прекращение поставок таким крупным экспортером, как Россия, не может не отразиться на международном рынке, а в совокупности с выпадением объемов со стороны стран Персидского залива не только перестраивает цепочки поставок и взвинчивает цены, но и в целом ведет к смене существующей парадигмы. Любопытно, как по-разному с разных континентов видятся причины сложившейся ситуации: Д. Трамп заявил, что дефицит топлива вызван российско-украинским конфликтом, а пресс-секретарь российского президента уточняет, что причина в эскалации конфликта на Ближнем Востоке. ●



МНП ПРОЕКТА ВОСТОК ОЙЛ ВВЕДЕН В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Анастасия Гончаренко

В рамках проекта Восток Ойл введен в эксплуатацию новый магистральный нефтепровод, связавший месторождения Ванкорского кластера и Пайяхское месторождение с морским терминалом порта Бухта Север на Таймыре. Восток Ойл рассматривается как один из крупнейших проектов по освоению новой нефтегазовой провинции в Арктике. Запуск МНП обеспечивает выход добываемой нефти к Северному Ледовитому океану и создает инфраструктурную основу для дальнейшего развития проекта. Первая очередь морского терминала Бухта Север рассчитана на перевалку 30 млн т нефти в год. После полного завершения строительства мощность порта должна существенно увеличиться, что позволит Бухте Север стать крупнейшим нефтяным портом в северных широтах. Ввод нефтепроводной и портовой инфраструктуры должен способствовать росту объемов перевозок по Северному морскому пути. Развитие проекта Восток Ойл синхронизируется с формированием Трансарктического транспортного коридора, который должен объединить транспортные маршруты Балтийского, Арктического и Дальневосточного регионов. Развитие транспортной инфраструктуры должно создать условия не только для вывоза сырья, но и для реализации новых энергетических, промышленных и перерабатывающих проектов в Арктике. Проект Восток Ойл, реализуемый на п-ве Таймыр на севере Красноярского края и на Гыданском п-ве, включает месторождения и участки недр Ванкорского кластера, Пайяхской группы месторождений, Восточно-Таймырского кластера, Западно-Иркинского участка недр, всего в составе проекта – 52 участка недр, запасы углеводородов делают проект одним из крупнейших в мире – 6,5 млрд т нефти (47,7 млрд барр.) и порядка 10 трлн м³ газа. Нефть проекта характеризуется крайне низким содержанием серы и низкой плотностью. Для такого объема и качества нефти было целесообразно сформировать отдельный логистический маршрут с отгрузкой через порт Бухта Север по СМП в западном и восточном направлениях. Реализация проекта предполагает строительство новых объектов транспортировки и отгрузки нефти: нефтяного терминала порт Бухта Север, МНП Ванкор – Пайяха – Бухта Север – протяженность 790 км и приемо-сдаточный пункт с резервуарным парком. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Глава Anthropic Дарио Амодеи призвал технологические компании к совместному замедлению и усилению работы над безопасностью ИИ. Несмотря на то, что заявление сразу отразилось на фондовых рынках, ведущие производители – Сэм Альтман (OpenAI), Демис Хассабис (Google DeepMind) и Илон Маск (SpaceX) – поддержали призыв к замедлению технологий ради безопасности. Стоят ли упавшие фондовые котировки опасений перед высокими технологиями?

Надо ли замедлять развитие ИИ ради безопасности?

15%

Прогресс был быстрым и его необходимо замедлить

26%

Прогресс в технологической сфере невозможно приостановить, всегда найдется тот, кто будет продолжать работу и окажется самым конкурентоспособным

30%

Технологические компании должны отвечать за безопасность своих разработок, и если такой уверенности нет, то разработки надо приостанавливать

15%

Опасен не ИИ, а вероятность концентрации влияния через него в руках одной компании

14%

Нет ничего, что могло бы замедлить ИИ

ОПЕК четвертый месяц подряд понижает прогноз роста мирового спроса на нефть в 2026 г. на 200 тыс. барр. в сутки, и при этом заметно повышает оценку роста потребления в 2027 г. на 200 тыс. барр. в сутки. Каким же будет спрос на нефть в 2027 году?

Сколько нефти потребуется миру в 2027 году?

29%

Спрос на нефть в 2027 г. вырастет на 2,36 млн барр. в сутки, как прогнозирует ОПЕК

14%

Спрос на нефть останется на уровне 2026 года, т.к. мир адаптируется к условиям снижающегося потребления

15%

Спрос на нефть продолжит снижаться по причине увеличения мощностей альтернативной энергетики

31%

Спрос на нефть вырастет больше уровня, прогнозируемого ОПЕК, т.к. нынешний энергетический кризис заставил израсходовать стратегические запасы

11%

Спрос на нефть будет определяться погодными условиями и возможностью запуска вышедших из строя перерабатывающих производств



Машимпэкс | ЭКСПЕРТЫ В ТЕПЛООБМЕНЕ

30 лет

КОМПАНИЯ «МАШИМПЭКС» ПОДПИСАЛА СОГЛАШЕНИЕ О СОТРУДНИЧЕСТВЕ С КИТАЙСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННОЙ КОМПАНИЕЙ-ПРОИЗВОДИТЕЛЕМ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ HARBIN AIR CONDITIONING CO.



Компания Harbin Air Conditioning Co. (HAC) – производитель аппаратов воздушного охлаждения и конденсаторов с воздушным охлаждением в Китае.

ООО «Машимпэкс» – российский производитель теплообменного оборудования.

25 мая 2026 года в городе Харбин (Китай) компании Машимпэкс и Harbin Air Conditioning (HAC) заключили соглашение о сотрудничестве, направленное на развитие производства и реализацию аппаратов воздушного охлаждения и конденсаторов с воздушным охлаждением в России.

Соглашение предполагает долгосрочную кооперацию между компаниями в области проектирования, изготовления и поставки высокотехнологичного теплообменного оборудования в России.

До подписания меморандума компании уже успешно реализовали совместный проект для объекта по производству сжиженного природного газа: завершены проектирование, изготовление и поставка трех комплектов аппаратов воздушного охлаждения (АВО). Из них два комплекта предназначены для охлаждения газа регенерации, один – для системы охлаждения горячего масла.

ТЕПЛООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ МАШИМПЭКС ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ:



Аппараты
воздушного
охлаждения



Сварные
пластинчатые
теплообменники



Разборные
пластинчатые
теплообменники



Кожухопластинчатые
теплообменники



Кожухотрубные
теплообменники



Соответствие стандарту
INTI.QS.PS.40-01-2026-002



Проектирование по стандартам
ГОСТ, ПБ, ASME, API



Российское производство



Соответствие
СТО Газпром 9001-2018



Наличие лицензий на изготовление
и конструирование оборудования
для ядерных установок



Собственное ПО
для теплогидравлических
расчетов



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

Меры по стабилизации топливного рынка усилятся

Вице-премьер РФ А. Новак дал поручение профильным ведомствам активизировать работу по ряду направлений в рамках стабилизации рынка топлива. Он подчеркнул необходимость повысить качество прогнозирования ситуации на топливном рынке, чтобы обеспечить возможность превентивного реагирования на изменения спроса и предложения. В частности, объемы необходимого импорта должны определяться заранее. Профильным органам поручено активизировать работу по ряду направлений: проработка соглашений между Минэнерго и ФАС, с одной стороны, и малыми НПЗ и независимыми АЗС – с другой, с целью регулирования ценообразования, контроля за соблюдением требований к маркировке топлива экологических классов K2, K3 и K4 при его продаже. Инструментами регулирования ценообразования на данный момент являются два вида соглашений: между Минэнерго РФ, ФАС и нефтяными компаниями и соглашения, призванные поддерживать независимые АЗС, которые столкнулись с ограниченной доступностью биржевого ресурса и оказались под ценовым давлением со стороны опта.

Совет руководителей нефтяных компаний, инвесторов и предпринимателей Ирака подготовил аналитический материал с доводами в пользу увеличения квоты на добычу нефти, выделенной республике в ОПЕК. Ирак хочет инициировать обсуждение вопроса о выделении стране более высокой квоты с учетом имеющихся запасов и необходимости финансирования инвестиций в несырьевые сектора.

Межправительственный меморандум о сотрудничестве между Россией и Индией в развитии Северного морского пути может быть заключен до конца 2026 г. Интерес Индии к СМП обусловлен значительной ролью морских перевозок в ее внешней торговле. Перспективный ежегодный объем грузоперевозок между странами через СМП может составить 5 млн т.

Россия и Вьетнам расширяют сотрудничество

Россия и Вьетнам подписали пакет двусторонних документов о расширении сотрудничества в ТЭК, в т.ч. соглашения о разделе продукции по блокам на шельфе Вьетнама и рамочное соглашение о создании стратегического нефтяного резерва. Товарооборот между Россией и Вьетнамом в 2025 г. вырос на 5,7% и превысил 6 млрд долл. Отдельным направлением российско-вьетнамского сотрудничества стал проект создания стратегического нефтяного резерва в экономической зоне Зунг Куат. Предполагается, что резерв будет интегрирован в существующую инфраструктуру НПЗ Dung Quat, вокруг которого Вьетнам формирует нефтехимический и энергетический кластер. Еще одно направление сотрудничества – потенциальные ГРП на шельфе Вьетнама.

СП Норникель и БелАЗ будет выпускать подземную горную технику

Президент Норникеля и генеральный директор БелАЗа заключили соглашение о формировании совместного предприятия, предусматривающее объединение научно-технологических компетенций компаний, развитие беспилотных технологий для горной добычи, создание предприятия с полнопрофильной ремонтной базой для производства, восстановления и обслуживания подземной техники. Партнерство Норникеля и БелАЗа по созданию и серийному производству подземных машин развивается с 2022 г. Первые образцы техники уже проходят испытания на рудниках Норильска. Отдельное направление сотрудничества – развитие техники на альтернативных источниках энергии. Компании работают над аккумуляторными и водородными машинами. Также компании рассматривают возможность использования палладия в катализаторах установки для производства водорода на борту горной техники, который может использоваться в качестве источника энергии для подземных машин.

Второй ветка ВСМ
Богучанская ТЭС запущена
Южный поток
Дошли руки до Арктики
Северный поток достроили

В Якутии появится среднетоннажный СПГ-завод

Правительство Республики Саха, Забайкальского края и Железные дороги Якутии подписали соглашение о сотрудничестве в сфере поставок СПГ. Проект предполагает организацию производства СПГ в Мегино-Кангаласском районе Якутии и его последующие поставки в Забайкальский край железнодорожным транспортом. В рамках проекта планируется строительство среднетоннажного комплекса по сжижению природного газа с собственной газовой электростанцией. Реализация проекта намечена на 2026–2029 гг. На первом этапе мощность предприятия составит 175 тыс. т СПГ в год, в дальнейшем ее планируется увеличить до 525 тыс. т в год.

Производство полимерных фитингов запустят на Дальнем Востоке

Компании СИБУР и завод Полимер Восток заключили меморандум о намерениях, предполагающий запуск изготовления полимерных

Мьянма планирует построить НПЗ, который будет работать на российской нефти, и создать энергетический хаб в регионе Давэй для торговли российскими энергоресурсами. Через регион уже проходят газопроводы, по которым Мьянма поставляет природный газ в Таиланд, откуда российские энергоресурсы могут поступать в Малайзию, Лаос, Камбоджу, Вьетнам и другие страны Юго-Восточной Азии.

фитингов для безнапорных внутридомовых канализационных сетей на Дальнем Востоке. Полимер Восток реализует проект по монтажу дополнительного оборудования производительностью 180 тонн продукции в год. СИБУР намерен поставлять полипропилен на специальных коммерческих условиях, позволяющих возместить часть кредитных расходов партнера и сократить срок окупаемости. Новый проект учитывает положительную динамику рынка переработки полимеров в ДВФО и расширяет ассортимент местной продукции для строительной и коммунальной сфер. Полимерные решения обеспечивают более высокую стойкость к коррозии и герметичность стыков, чем традиционные материалы.

Автоматизированные гибридные энергокомплексы

РусГидро запустило два автоматизированных гибридных энергокомплекса в Якутии общей мощностью 12,92 МВт, при этом 3 МВт из них приходится на долю солнечной генерации. Использование гибридных электроустановок позволит сэкономить более 1,5 тыс. т дизтоплива, что составляет около 34% от текущего потребления. Установленная мощность энергокомплекса в Сангаре достигает 9,3 МВт, из которых 2 МВт приходится на долю объектов солнечной генерации и 1 МВт – на долю системы накопления энергии. Мощность комплекса в Усть-Куйге – 3,62 МВт, включая 1 МВт солнечных электроустановок и 0,5 МВт системы накопления. Работу комплексов контролирует АСУ ТП, которая в реальном времени распределяет нагрузку между источниками, а также увеличивает использование возобновляемой генерации, оптимизирует загрузки дизелей, снижая удельный расход топлива и обеспечивает энергоснабжение только от электроустановок на базе ВИЭ в периоды достаточной солнечной инсоляции. ●

Австралийская Amplitude Energy разведала залежи газа в ходе бурения разведочной скважины Juliet-1 в бассейне Otway у побережья штата Виктория, рядом с действующей трубопроводной инфраструктурой Casino – Henry – Netherby. Общая мощность газонасыщенного интервала песчаника не менее 60 м, из которых 49 м предварительно классифицированы как высококачественный эффективный газонасыщенный пласт.

200

млн евро

планирует
вложить
Евросоюз
в инфраструктуру
Гренландии



Sinopres
ожидает
снижения
спроса на нефть
в Китае на



8,9 %
в 2026
году

в 7,4
раза

Gunvor нарастила чистую
прибыль
в первом
полугодии
2026 года



На 20 %



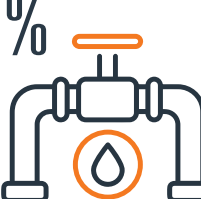
Россия увеличила поставки
удобрений в Индию в первом
полугодии 2026 года

До 1 млн барр.
в сутки



Кувейт восстановил
экспорт нефти
за счет обходных маршрутов

На 39 %



Казахстан увеличил поставки
нефти в систему КТК в январе –
августе 2026 года

До 36 %



Россия может
увеличить долю в мировой
добыче урана к 2040 году

До 52 млн т
в год



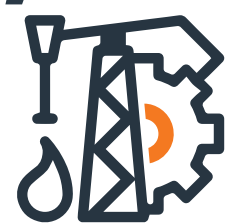
увеличена
пропускная
способность
нефтетранспортной системы
в порту Новороссийска

22,3
млрд долл.



составят
инвестиции
Сеула в проект
газовой электростанции
в Техасе

На 7,5 %



в денежном
выражении
может
вырасти
российский рынок
нефтесервиса в 2026 году

327

млн
долл.



составит стоимость
расширения нефтепроводов
Казахстан – Китай

в 2,2 раза



упали
нефтегазовые
доходы бюджета
РФ в августе 2026 г. по
сравнению с июлем

На 8,8 ГВт



Европа увеличила ввод
ветрогенерации
за первое
полугодие
2026 года

До 32,5

ГВт



увеличат
генерирующие
мощности
Дальнего Востока к 2036 году

На 1,87 %



в среднем в год
будет расти
энергопотребление
в России
до 2032 года

1,57 млрд
м³ газа



поставлено
в Европу по
«Турецкому
потoku»
в августе 2026 года

10 %



российских НПЗ находятся
в ремонте

На 7 %



упала погрузка нефти на
сети РЖД в январе – августе
2026 года

26



лицензий на изучение,
разведку и добычу
литийсодержащих пластовых
вод действуют в РФ

На 3,5 %



вырос объем
торгов газом
на Петербургской
бирже в августе 2026 года

ARMAT от IEK: надежное электроснабжение надолго

СТАБИЛЬНАЯ РАБОТА СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ, ЕЕ БЕЗОПАСНОСТЬ В АВАРИЙНЫХ И ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ СИТУАЦИЯХ – ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ЭТИ ЗАДАЧИ В ЧИСЛЕ ВАЖНЕЙШИХ. ВЫСОЧАЙШУЮ НАДЕЖНОСТЬ МОЖЕТ ОБЕСПЕЧИТЬ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПРЕМИАЛЬНОГО КАЧЕСТВА. К ТАКОВЫМ ОТНОСЯТСЯ СИЛОВЫЕ И МОДУЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА ARMAT ОТ БРЕНДА IEK, ЗАСЛУЖИВШИЕ ПРИЗНАНИЕ В РОССИИ И ЗА ЕЕ ПРЕДЕЛАМИ

POWER SUPPLY SYSTEM AND ITS SAFETY IN EMERGENCIES AND EXTREME SITUATIONS – FOR OIL AND GAS INDUSTRY ENTERPRISES, THESE TASKS ARE AMONG THE MOST IMPORTANT. PREMIUM-QUALITY ELECTRICAL EQUIPMENT CAN ENSURE THE HIGHEST LEVEL OF RELIABILITY. THESE INCLUDE POWER AND MODULAR DEVICES FROM THE IEK BRAND, WHICH HAVE EARNED RECOGNITION IN RUSSIA AND BEYOND

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: электроснабжение, силовые и модульные устройства, защита электросетей, воздушные автоматические выключатели, предприятия нефтегазовой отрасли.

Ирина Герасимова

Комплексная защита электросетей

Силовое и модульное оборудование ARMAT позволяет выстраивать целостную систему защиты электросетей предприятия, включая главные вводы, распределительные узлы, технологические установки и цепи конечного потребления. Они служат для защиты электрических сетей и оборудования от перегрузок, коротких замыканий и других возможных аномалий.

Линейка силового оборудования ARMAT включает воздушные автоматические выключатели (АСВ) и выключатели в литом корпусе (МССВ). Это устройства премиального уровня, которые применяются в различных типах низковольтных комплектных устройств (НКУ), в том числе в системе НКУ FORMAT PRO, разработанной инженерами IEK GROUP. Эти аппараты эффективно используются на объектах с первой категорией электробезопасности, позволяя обеспечить непрерывность технологических процессов и общую непрерывность работы НКУ. При должном уходе и техническом обслуживании согласно сопроводительной документации, НКУ с силовым оборудованием ARMAT способны послужить не одному поколению энергетиков, обслуживающих объект.

Силовое оборудование в системе распределения электроэнергии дополняет модульное оборудование ARMAT, которое представляет собой сложные технические устройства для использования в тяжелой промышленности.

Эффективному использованию изделий ARMAT способствует и послепродажная поддержка от IEK GROUP. Специалисты сервисной службы помогают оперативно решать возникающие задачи дистанционно или с выездом как производителям щитового оборудования, так и конечным потребителям.

Первичное распределение: воздушные автоматические выключатели ARMAT

Ключевым рыночным преимуществом воздушных автоматических выключателей ARMAT является низкая зависимость рабочего тока от температуры окружающей среды. Благодаря этому устройства могут эффективно применяться на объектах с повышенной температурой технологических процессов.

Кроме того, в линейке есть решения и для низких температур. Воздушный автоматический выключатель ARMAT с расцепителем TD способен работать при температуре от -40 °С, что достигается благодаря минимуму электронных компонентов и применению низкотемпературных смазок.

Также воздушные автоматические выключатели ARMAT предоставляют гибкую возможность для модернизации и сервисного обслуживания. Лицевая часть выключателя состоит из двух легко снимаемых элементов, что упрощает замену или доустановку аксессуаров. При этом элементы коммуникации выведены на верхнюю часть корзины и могут устанавливаться методом «plug and play».

Воздушные автоматические выключатели ARMAT способны работать в двух системах диспетчеризации. Для этого устанавливают модули коммуникации Modbus RTU или более современный Modbus TCP. Такая функция очень важна для крупных предприятий с многоуровневой системой диспетчеризации. Также в линейке представлены устройства с расцепителем TD, в которых невозможно подключение к системам диспетчеризации, что актуально в ключе обеспечения информационной безопасности.

Среди дополнительных аксессуаров для автоматических воздушных выключателей ARMAT стоит отдельно отметить уникальную на российском рынке систему беспроводного контроля температуры на внешних выводах. Она представляет собой комплект из датчиков температуры, установленных на шину (их питание ведется за счет протекаемого тока), и модуля. Последний получает информацию от датчиков по беспроводному каналу и передает ее на контроллер воздушного



Модульный автоматический выключатель ARMAT



Воздушный автоматический выключатель ARMAT



Автоматический выключатель в литом корпусе ARMAT

выключателя. Такая система позволяет определять угрозу возникновения аварийных режимов и заблаговременно принять соответствующие меры.

Воздушные автоматические выключатели ARMAT проходят тщательные испытания как в собственной лаборатории компании IEK GROUP, так и на независимых площадках, включая предоставление образцов для опытной эксплуатации ведущим промышленным холдингам России.

Устройства ARMAT постоянно совершенствуются. Так, с июля 2026 года автоматические воздушные выключатели линейки приобрели такие функции, как русификация расцепителей TT и TY, а также контроль внутренней температуры в ВА с расцепителем TT.

Вторичное распределение: выключатели в литом корпусе ARMAT

Выключатели в литом корпусе ARMAT применяются для вторичного распределения и защиты электрических сетей и оборудования внутри НКУ.

Автоматические выключатели в литом корпусе ARMAT также широко востребованы на рынке России и соседних стран. Одно из важнейших качеств силового оборудования – сохранение значения номинального тока при высокой температуре. По этому показателю автоматические выключатели в литом корпусе ARMAT являются одними из непревзойденных: аппараты с электронными расцепителями уверенно сохраняют номинальные характеристики даже при 55 °С. Благодаря их применению нет необходимости закладывать аппараты другого номинала (что делает установку дороже) или большего габарита (что увеличивает и цену, и размеры установки). В то же время выключатели в литом корпусе ARMAT способны работать и при температуре от -40 °С. Для нефтегазовых объектов в Арктике, Сибири и на Крайнем Севере такое исполнение позволяет использовать оборудование без дополнительных ограничений, связанных с сильным морозом.

Заказчики также ценят широту функций выключателей в литом корпусе ARMAT. Устройства позволяют установить одновременно все внутренние аксессуары (вспомогательные контакты состояния, аварийный контакт, реле минимального напряжения и другие), что обеспечивает беспрецедентный для российского рынка уровень возможностей.

Конечное распределение: модульные выключатели ARMAT

Модульное оборудование ARMAT применяется на стороне конечного распределения, обеспечивая стабильную работу ключевых цепей: управления, КИПиА, автоматики, освещения, собственных нужд, систем постоянного тока и резервного питания.

Линейка включает широкий перечень модульного оборудования:

- линейка автоматических выключателей. В скором времени она пополнится новинкой – устройствами ARMAT IEK M36H и M50H. Они обладают отключающей способностью до 50 кА, как выключатели в литом корпусе, но при этом более компактны по сравнению с ними;
- устройства защитного отключения (ВДТ);
- автоматические выключатели дифференциального тока (АВДТ);
- широкий набор дополнительных устройств.

Модульное оборудование ARMAT обладает рядом конструктивных особенностей. Улучшенная дугогасительная камера, специальная ферромагнитная щетка, увеличенная напайка из композита графита и серебра, негорючий прочный пластик корпуса усиливают надежность НКУ в условиях повышенных нагрузок, вибраций и температурных перепадов. В линейке представлены выключатели как для переменного, так и для постоянного тока.

Модульное оборудование ARMAT защищено от неправильного подключения и обладает при этом возможностью двойного подключения под клемму (для этого предусмотрены провод или шина PIN и шина FORK с обеих сторон аппарата). Такое конструктивное решение значительно упрощает монтаж и обслуживание устройств, а также повышает безопасность и скорость регламентных работ.

Силовое и модульное оборудование ARMAT помогает построить целостную систему защиты локальных электросетей предприятия. Поэтому оборудование линейки активно востребовано там, где технологические процессы непрерывны, в том числе в нефтегазовой отрасли. ●

KEYWORDS: power supply, power and modular devices, power grid protection, air circuit breakers, oil and gas industry enterprises.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ БЛОКА ОГНЕВОЙ РЕГЕНЕРАЦИИ ТРИЭТИЛЕНГЛИКОЛЯ

Комсомольского газового промысла

**Степаненко
Анатолий Анатольевич**

начальник Отдела
энергосбережения,
Инженерно-технический
центр ООО «Газпром добыча
Ноябрьск»

**Павлович
Артем Николаевич**

начальник Отдела режимно-
наладочных испытаний,
Инженерно-технический
центр ООО «Газпром добыча
Ноябрьск»

**Манихин
Олег Юрьевич**

начальник Службы мониторинга
технологических процессов,
Инженерно-технический
центр ООО «Газпром добыча
Ноябрьск»

**Гизатуллин
Руслан Рамилевич**

мастер по исследованию
скважин,
Геологическая служба,
Чаяндинское
нефтегазопромысловое
управление ООО «Газпром
добыча Ноябрьск»

для месторождений на поздней стадии разработки, эксплуатация которых начиналась в 80-е и 90-е годы, особо актуален вопрос повышения эффективности использования топливно-энергетических ресурсов с минимальными финансовыми затратами за счет оптимизации эксплуатационных процессов и модернизации существующих систем. Полномасштабная реконструкция оборудования на таких объектах экономически неоправдана, особенно если оборудование технически исправно. Однако повышение эффективности с минимальными финансовыми затратами возможно за счет оптимизации эксплуатационных процессов и самостоятельной доработки существующих систем. В статье представлено техническое решение, обеспечивающее повышение эффективности работы блока огневой регенерации триэтиленгликоля на комсомольском газовом промысле. Месторождение введено в эксплуатацию в 1993 году и на данный момент находится на завершающей стадии разработки

FOR FIELDS IN THE LATE STAGES OF DEVELOPMENT, WHICH BEGAN OPERATING IN THE 1980S AND 1990S, THE ISSUE OF INCREASING THE EFFICIENCY OF FUEL AND ENERGY RESOURCES WITH MINIMAL FINANCIAL COSTS THROUGH THE OPTIMIZATION OF OPERATIONAL PROCESSES AND THE MODERNIZATION OF EXISTING SYSTEMS IS PARTICULARLY PRESSING. A FULL-SCALE EQUIPMENT OVERHAUL AT SUCH FACILITIES IS ECONOMICALLY UNJUSTIFIED, ESPECIALLY IF THE EQUIPMENT IS IN GOOD WORKING ORDER. HOWEVER, IMPROVING EFFICIENCY WITH MINIMAL FINANCIAL COSTS IS POSSIBLE THROUGH THE OPTIMIZATION OF OPERATIONAL PROCESSES AND INDEPENDENT MODIFICATIONS TO EXISTING SYSTEMS. THIS ARTICLE PRESENTS A TECHNICAL SOLUTION FOR INCREASING THE EFFICIENCY OF THE TRIETHYLENE GLYCOL FIRE REGENERATION UNIT AT THE KOMSOMOLSKOYE GAS FIELD. THE FIELD WAS COMMISSIONED IN 1993 AND IS CURRENTLY IN THE FINAL STAGES OF DEVELOPMENT

Ключевые слова: природный газ, осушение газа, поглощение воды из газа, триэтиленгликоль, огневая регенерация, инжекционная горелка, энергосбережение, энергоэффективность.

Природный газ, добываемый на месторождении, содержит большое количество водяного пара. Если его не удалить, этот пар при охлаждении или повышении давления сконденсируется в жидкость, что приводит к образованию ледяных пробок в трубопроводах, коррозии оборудования, снижению теплотворной способности газа и несоблюдению требований к транспортируемому газу.

Для осушки газа широко используется триэтиленгликоль

(ТЭГ) – вещество, которое обладает высокой гигроскопичностью, то есть активно поглощает воду из газового потока. Однако со временем ТЭГ насыщается водой и теряет свою способность осушать газ. Для восстановления свойств дорогого реагента его восстанавливают – именно этим и занимается блок огневой регенерации.

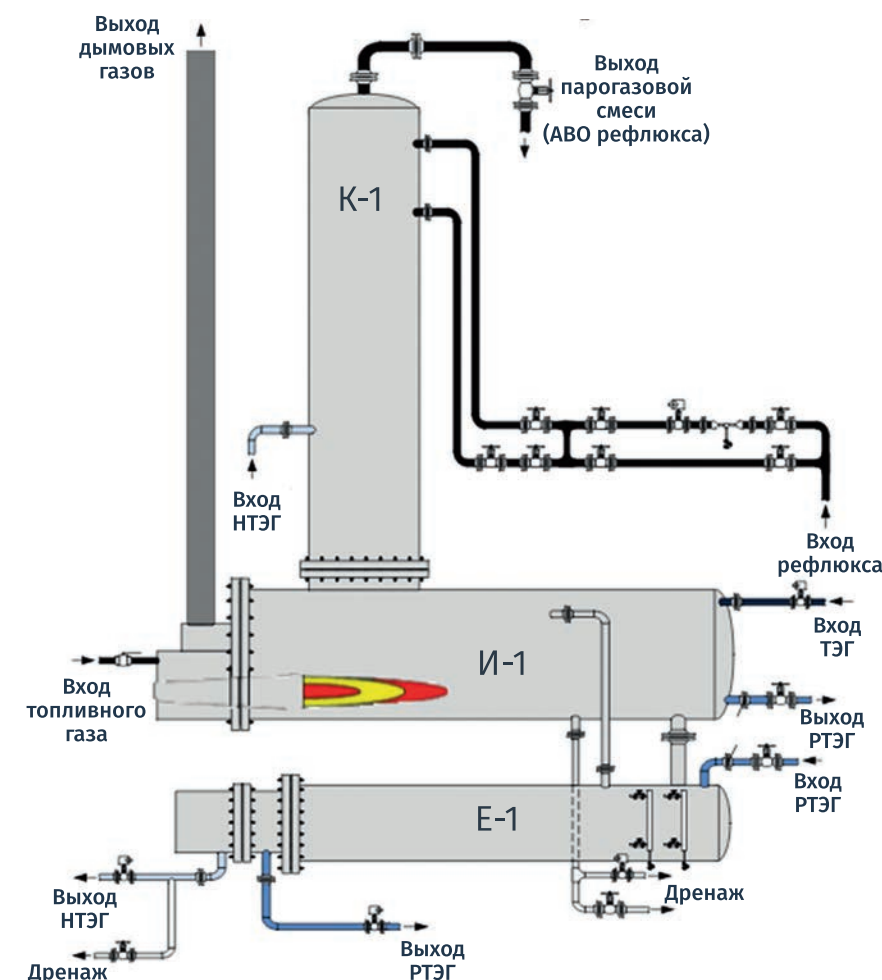
Блок огневой регенерации триэтиленгликоля (рисунок 1) – это установка замкнутого цикла, предназначенная для

восстановления (регенерации) поглотительных свойств насыщенного триэтиленгликоля, который используется для осушки природного газа. Блок предназначен для регенерации насыщенного абсорбента ТЭГа (нТЭГа) с концентрацией от 95,7% масс до концентрации 99,2% масс.

В состав блока входят: колонна регенерации К-1, испаритель И-1 с отдельно стоящей дымовой трубой и буферная емкость Е-1 с U-образными трубами.

УДК 622

РИСУНОК 1. Блок огневой регенерации триэтиленгликоля



Результаты и обсуждение

В ходе изучения данных, полученных после режимно-наладочных испытаний, были выявлены основные показатели, указывающие на избыточное количество воздуха: разрежение в жаровых трубах, коэффициент избытка воздуха, потери тепла с дымовыми газами.

Коэффициент полезного действия блока при максимальной нагрузке составил 78,4 % [1, 2, 3, 4]. Оптимальным, менее затратным и трудозатратным вариантом, является снижение количества избыточного воздуха, поступающего для горения. Эффективность работы блока огневой регенерации ТЭГа напрямую зависит от рационального использования топливного газа. Для эффективного сжигания топливного газа необходимо оптимальное соотношение газовой смеси, то есть минимально необходимое количество воздуха, поступающего

Для повышения эффективности сжигания топливного газа оптимальным и наименее затратным является метод снижения количества избыточного воздуха

на горение, которое необходимо для полного сжигания топливного газа. В инжекционной горелке, установленной на блоке огневой регенерации, первичный воздух, предназначенный для образования

негорючей газовой смеси, поступает через штатный дисковый регулятор первичного воздуха, при этом оставшийся необходимый для горения воздух, (вторичный воздух) неконтролируемо поступает в топку через сечение между горелкой и амбразурой (рисунок 2). Избыточный вторичный воздух, не участвующий в горении, проходит транзитом по газовой смеси, потребляя 8,2 % полезной тепловой энергии от сгорания топлива на нагрев его до температуры дымовых газов, снижая количество полезной энергии для регенерации ТЭГ до 78,4 % от максимальной тепловой энергии сгорания топливного газа.

Было предложено несколько вариантов увеличения эффективности сжигания топливного газа: автоматизация регулирования разрежения шибером, установленным в дымовой трубе; замена атмосферных горелок на автоматизированные дутьевые горелки; снижение количества избыточного воздуха. Оптимальным и менее затратным является последний вариант, так как его реализация была возможна собственными силами и экономически целесообразна.

Снижение количества избыточного воздуха приводит к уменьшению потерь энергии, соответственно, повышается КПД блока огневой регенерации вследствие исключения поступления воздуха,

РИСУНОК 2. Инжекционная горелка

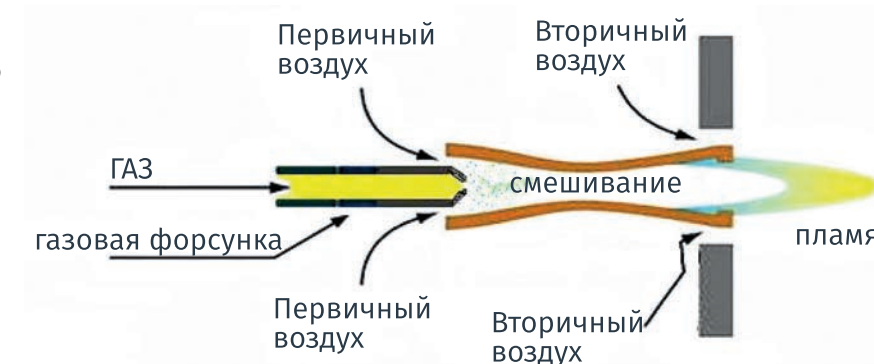


РИСУНОК 3. График температуры дымовых газов



не участвующего в горении в топке и его последующего нагрева. Энергия, в прошлом затрачиваемая на нагрев избыточного воздуха до температуры дымовых газов, стала использоваться для более эффективной регенерации ТЭГ [5].

До внедрения технического решения через амбразуру в топочную камеру поступал избыточный, вторичный воздух. Для решения данной технической задачи был смонтирован пластинчатый шибер, состоящий из двух пластин – неподвижной и подвижной – с регулировкой положения шибера при помощи привода, выведенного из зоны термической опасности.

Снижение количества избыточного воздуха приводит к уменьшению потерь энергии и повышению КПД блока огневой регенерации вследствие исключения поступления воздуха, не участвующего в горении в топке и его последующего нагрева

Таким образом, в результате проведенных РНИ, до и после монтажа пластинчатого шибера, были получены следующие результаты: увеличился КПД блока на 8,2% при максимальной нагрузке; снизился коэффициент избытка воздуха; снизилась температура дымовых газов

на максимальной нагрузке на 48°C; снизился удельный расход топлива на 9,5% [6]. Сопутствующим положительным эффектом явилось: увеличение разрежения в жаровой трубе согласно параметрам, указанным в паспортных данных блока; увеличилась максимальная мощность блока. Температура дымовых газов снизилась в среднем на 20–25°C после внедрения технического решения, вследствие уменьшения потерь тепла с дымовыми газами, что является важным экологическим аспектом в снижении теплового воздействия на окружающую среду (рисунок 3).

Выводы

В заключение можно сделать вывод, что для достижения целей эффективности и снижения потребления энергоресурсов [7], напрямую влияющих на себестоимость готовой продукции, зачастую нет необходимости

в масштабных капиталовложениях. Даже при ограниченном бюджете можно добиться существенного снижения затрат на энергоресурсы за счет грамотного управления процессами и последовательного внедрения доступных мер энергосбережения. Главное – системный подход и постоянный контроль за эффективностью реализуемых решений. ●

Литература

1. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 кгс/см²), водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой нагрева воды не выше 388 К (115 °C).
2. СП 89.13330.2016 «Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76».
3. ГОСТ Р 58095.4-2021 «Системы газораспределительные. Требования к сетям газопотребления. Часть 4. Эксплуатация».
4. ГОСТ 21204-97 «Горелки газовые промышленные. Общие технические требования».
5. В.И. Третьяков и др. «Теплотехнические испытания котельных установок».
6. И.Е. Герасименко и др. «Справочник инженера по пуску, наладке и эксплуатации котельных установок».
7. Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

KEYWORDS: natural gas, gas dehydration, absorption of water from gas, triethyleneglycol, thermal regeneration, injection burner, energy saving, energy efficiency.

MiningWorld Summit

16–18 НОЯБРЯ 2026

ОТЕЛЬ HYATT REGENCY
ПЕТРОВСКИЙ ПАРК,
МОСКВА

Будьте в курсе ключевых изменений в горнодобывающей отрасли:

актуальная аналитика, ключевые задачи предприятий и практический опыт реализации проектов в горной отрасли



Сканируйте код и оставляйте заявку на участие

Определите новые возможности для развития бизнеса и укрепите позиции вашей компании благодаря диалогу с текущими и потенциальными клиентами

Присоединяйтесь к MiningWorld Summit в ноябре!

Скидка по промокоду NEFTEGAZ10

РЕКЛАМА



АВТОНОМНАЯ ЭНЕРГИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗА: как «ГТ Энерго» меняет правила игры

МИР ВСТУПИЛ В ЭПОХУ ТУРБУЛЕНТНОСТИ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ. ГЕОПОЛИТИЧЕСКАЯ НАПРЯЖЕННОСТЬ И СРЕДИТЕЛЬНЫЙ РОСТ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЦЕНТРАМИ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ (ЦОД) И ЭЛЕКТРОТРАНСПОРТОМ СОЗДАЕТ ОСТРУЮ НЕОБХОДИМОСТЬ В ЭНЕРГОРЕСУРСАХ. ГЛАВА КОМПАНИИ «РОСНЕФТЬ» И. СЕЧИН НА ПЕТЕРБУРГСКОМ МЕЖДУНАРОДНОМ ЭКОНОМИЧЕСКОМ ФОРУМЕ 2026 ГОДА ПРЕДУПРЕДИЛ: ГЛОБАЛЬНАЯ НЕХВАТКА РЕСУРСОВ – ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, МЕТАЛЛОВ, ПРОДОВОЛЬСТВИЯ И ВОДЫ – «БУДЕТ ФОРМИРОВАТЬ НОВЫЙ ОБЛИК МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ». КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГОДЕФИЦИТА ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ?

THE WORLD HAS ENTERED AN ERA OF TURBULENCE IN ENERGY MARKETS. GEOPOLITICAL TENSIONS AND THE RAPID GROWTH OF ELECTRICITY CONSUMPTION BY DATA CENTERS AND ELECTRIC TRANSPORT CREATE AN ACUTE NEED FOR ENERGY RESOURCES. THE HEAD OF ROSNEFT, I. SECHIN, AT THE 2026 ST. PETERSBURG INTERNATIONAL ECONOMIC FORUM WARNED THAT THE GLOBAL SHORTAGE OF RESOURCES – ELECTRICITY, METALS, FOOD, AND WATER – "WILL SHAPE THE NEW FACE OF THE WORLD ECONOMY." WHAT SOLUTIONS TO THE ENERGY DEFICIT PROBLEM ARE RUSSIAN COMPANIES OFFERING?

Ключевые слова: атомная энергия, нефтегазовая отрасль, энергоснабжение, объекты генерации, капитальные затраты.

Интегрированная в глобальный энергетический рынок, Россия не остается в стороне от его процессов. С 2020 по 2025 год потребление в Единой энергосистеме России выросло примерно на 16%, а в 2026 году зафиксирован исторический максимум мощности – более 175 ГВт. При этом число энергодефицитных регионов в стране достигло 11, в которые, в частности, вошли Дальний Восток, юго-восточная часть Сибири и южные регионы.

Для нефтегазовых предприятий эти угрозы имеют двойное измерение. С одной стороны, они сами испытывают давление со стороны энергосистемы: подключение новых мощностей к сетям становится все сложнее, а тарифы растут. С другой – именно нефтегазовая отрасль располагает уникальным ресурсом для решения проблемы: попутным нефтяным газом (ПНГ), который можно использовать для автономной генерации прямо на

месторождении. Переработка ПНГ в электроэнергию дает двойной эффект: сокращает затраты на энергоснабжение и снижает объемы сжигания газа на факелах.

В этих условиях нефтегазовые компании все чаще передают функции энергоснабжения на аутсорсинг специализированным генерирующим компаниям, чтобы сосредоточиться на основном бизнесе – добыче и переработке углеводородов.

Одним из лидеров этого направления выступает АО «ГТ Энерго» – российская генерирующая компания и разработчик энергетического оборудования, которая предлагает нефтегазовым предприятиям комплексную услугу энергоснабжения на базе собственных газотурбинных технологий. В отличие от традиционных поставщиков, «ГТ Энерго» практикует гибкий подход к каждому партнеру: компания готова предоставить не только поставку и сервис оборудования, но и оказать помощь в его эксплуатации. Специалисты компании обладают необходимыми компетенциями для строительства энергоцентра с нуля. Такой подход позволяет заказчику сконцентрировать организационные, финансовые и человеческие ресурсы на выполнении профильных задач.

Две модели сотрудничества: «под ключ» и партнерская интеграция

«ГТ Энерго» предлагает заказчикам две эффективные схемы реализации энергопроектов, каждая из которых адаптирована под конкретные задачи и возможности нефтегазового предприятия.

Первая модель – «под ключ». Компания берет на себя весь комплекс работ по строительству объекта генерации, в том числе за счет собственного финансирования, с последующим предоставлением услуги долгосрочного энергоснабжения потребителей. В рамках этой модели «ГТ Энерго» выполняет энергоаудит, проектирование, строительство, пуско-наладочные работы, а также последующую эксплуатацию и управление объектом. Заказчик получает готовый к работе генерирующий источник, не отвлекаясь на инвестиции в непрофильную инфраструктуру.

Вторая модель – партнерская интеграция с разделением зон ответственности. В этом случае строительно-монтажные работы (СМР) и проектно-изыскательские работы (ПИР) берет на себя сам заказчик, а зона ответственности «ГТ Энерго» – предоставление в долгосрочную аренду оборудования и его сервисное обслуживание.



Устройство машинного зала ГТ ТЭЦ Щелково

Такая схема особенно востребована на объектах, где параллельно идет подготовка всей инфраструктуры для организации добычи и переработки углеводородов. На строящемся предприятии уже есть строительные бригады и техника, отлажена логистика стройматериалов – в этой ситуации заказчику проще взять СМР на себя.

Обе модели предусматривают заключение долгосрочных контрактов на 10 и более лет с гарантированным объемом потребления, что обеспечивает заказчику стабильно прогнозируемые затраты на энергоснабжение.

Экономические выгоды для заказчика: снижение CAPEX и прогнозируемые OPEX

Передача энергоснабжения на аутсорсинг компании «ГТ Энерго» дает нефтегазовым предприятиям ощутимые экономические преимущества.

Снижение капитальных затрат (CAPEX). Заказчик освобождается от необходимости единовременных крупных вложений в строительство собственной генерации. В модели «под ключ» финансирование проекта берет на себя «ГТ Энерго». В партнерской модели заказчик несет затраты только на строительно-монтажные работы, а дорогостоящее оборудование предоставляется в долгосрочную

аренду. Это позволяет направить инвестиционные ресурсы на развитие основного производства – бурение, обустройство месторождений, строительство трубопроводов.

Прогнозируемые операционные затраты (OPEX). Комплексное предложение «ГТ Энерго» обеспечивает стабильно прогнозируемые затраты на энергоснабжение на весь срок контракта. Ключевым фактором экономии – использование ПНГ в качестве топлива. Газовые турбины, работающие на попутном газе, который имеется на месторождении нефти, снижают затраты на энергию до 60% по сравнению с дизельными источниками генерации. К такой переработке стимулирует и ужесточение штрафов за сжигание попутного нефтяного газа сверх установленной нормы.

При использовании когенерации – одновременной выработки электрической и тепловой энергии – эффект становится еще более значительным. Газотурбинные станции «ГТ Энерго» работают в режиме комбинированной выработки, позволяя замкнуть на одном генерирующем объекте все нужды по энергоснабжению промысла. Если источники получения электроэнергии и тепловой мощности будут разными, возникает двойной расход топлива, а это и финансовые издержки, и нерациональное расходование ресурсов. В случае с когенерацией тепло вырабатывается параллельно с электричеством без дополнительного топлива.

Генерация электроэнергии происходит непосредственно на месторождении, что исключает необходимость в строительстве линий электропередачи и инженерных сетей от внешних источников. При использовании ПНГ отпадает и проблема логистики топлива: ресурс добывается здесь же, на месте, а не завозится за сотни километров.

Экологический эффект также значителен: газ в качестве топлива существенно снижает выбросы CO₂ и сажи по сравнению с дизелем. Кроме того, это не только экономия ресурсов, но и переработка ПНГ вместо традиционного сжигания его на факелах.

Сервисное обслуживание без остановки производства

Одним из ключевых преимуществ «ГТ Энерго» является возможность осуществлять все сервисные и ремонтные работы, включая капитальный ремонт, непосредственно по месту расположения объекта, без демонтажа и транспортировки оборудования. Для удаленных нефтегазовых месторождений, где логистика сложна и дорога, это критически важное преимущество.

Компания располагает разветвленной сервисной инфраструктурой. Управление 18 объектами генерации осуществляется сервисными центрами, расположенными в Центральном, Южном и Уральском регионах. Собственный инженеринговый центр обеспечивает техническую поддержку энергообъектов на всех этапах их жизненного цикла.

Станции малой мощности требуют минимального присутствия обслуживающего персонала, что крайне актуально для труднодоступных локаций. На каждой станции имеется минимальный набор комплектующих и запасных частей для решения мелких задач. При этом все станции «ГТ Энерго» способны работать как параллельно с сетью, так и в «островном» режиме, обеспечивая энергоснабжение даже в изолированных энергорайонах. Энергоблоки можно ремонтировать без вывоза оборудования на завод-изготовитель.

А благодаря полной автоматизации на базе АСУ ТП собственной разработки возможен переход на дистанционное управление станцией.

Отечественное производство и инновации

В условиях санкционных ограничений и необходимости обеспечения технологического суверенитета ТЭК России «ГТ Энерго» делает ставку на отечественные разработки.

«Мы в своих проектах используем только российские разработки, причем преимущественно собственные – АСУ ТП, САУ... Это освобождает нас от необходимости поиска путей параллельного импорта комплектующих и запчастей, не сдерживает при решении текущих вопросов эксплуатации оборудования и его ремонта», – отмечает начальник управления энергоснабжения «ГТ Энерго» Илья Козлов.

Одним из самых значимых инновационных достижений компании стала разработка собственной системы управления магнитным подвесом (СУМП) газовых турбин. Ранее на объектах «ГТ Энерго» функционировало импортное оборудование производства S2M, которое сегодня прекратило работу на российском рынке. Инженеры компании в начале 2023 года запустили НИОКР по созданию отечественного аналога, и уже в 2024 году пилотный комплект СУМП успешно прошел промышленные испытания на энергоблоке № 2 ГТ ТЭЦ в Екатеринбурге. Это полностью отечественная разработка – от создания математической модели до производства промышленных плат и контроллеров.

«Новая СУМП – современная отечественная альтернатива зарубежным шкафам управления... это вклад в технологический суверенитет страны, в ее энергетическую независимость и безопасность», – подчеркивает генеральный директор АО «ГТ Энерго» Сергей Туголуков.

Технология магнитного подвеса, которую компания внедряет в своих энергоблоках начиная с 2008 года, позволяет ротору турбины

вращаться в состоянии левитации, без механического контакта вращающихся и неподвижных частей. Это дает ряд весомых преимуществ: пожаробезопасность, надежность, увеличенный ресурс силового агрегата и снижение эксплуатационных издержек за счет отказа от дорогого огнестойкого масла и маслосистемы с фильтрами.

Для работы в экстремальных климатических условиях Севера и Арктики компания разработала специальное исполнение энергоблока – ГТ-009GT АРКТИКА. Это полностью отечественное решение, способное функционировать в условиях вечной мерзлоты.

Сегодня «ГТ Энерго» – это 18 действующих современных объектов генерации, 2 сервисных и 1 инженеринговый центр в нескольких регионах РФ. Компания предлагает нефтегазовой отрасли не просто оборудование, а комплексное партнерство, позволяющее сосредоточиться на добыче и переработке, передав заботы об энергоснабжении профессионалам

В условиях глобального энергодефицита, когда потребление электроэнергии бьет исторические рекорды, вопросы надежного и экономичного энергоснабжения становятся для нефтегазовых компаний стратегическими. Использование попутного нефтяного газа вместо дизельного топлива дает двойной эффект: экономия затрат на энергию до 60 % и рациональная утилизация ПНГ, который в противном случае пришлось бы сжигать на факелах. В условиях, когда нефтегазовая отрасль стремится к снижению эксплуатационных расходов и повышению экологической ответственности, решения «ГТ Энерго» становятся не просто выгодными, а стратегически необходимыми. ●

KEYWORDS: nuclear energy, oil and gas industry, power supply, generation facilities, capital expenditures.

ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ РЕШЕНИЯ

ДЛЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Энергоблок ГТ-009СТН



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

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

ПРЕИМУЩЕСТВА



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



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



Высокая надежность и эффективность (наработка с 2003 года более **3 млн часов**)



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



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



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

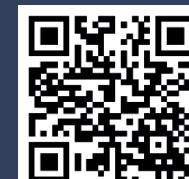


Инновационные технологии – система управления магнитным подвесом собственной разработки

gtenergo.ru

+7 495 204 27 33

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



МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОГИДРАТНЫХ ПРОБОК В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

АВТОРАМИ СТАТЬИ ПРОВЕДЕН СИСТЕМАТИЗИРОВАННЫЙ АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ О МЕХАНИЗМЕ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ, ФАКТОРОВ РИСКА ИХ ФОРМИРОВАНИЯ В СТВОЛАХ СКВАЖИН И СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ. НА ОСНОВЕ ПРОВЕДЕННОГО АНАЛИЗА ОБОСНОВАНА НЕОБХОДИМОСТЬ ПЕРЕХОДА ОТ ДЕТЕРМИНИРОВАННОЙ ОЦЕНКИ УСЛОВИЙ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ К ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКЕ РИСКА ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОГИДРАТНЫХ ПРОБОК. ПРЕДЛОЖЕНА ОБЩЕДОСТУПНАЯ АРХИТЕКТУРА АЛГОРИТМА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ НА ОСНОВЕ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

DURING THE WRITING OF THIS ARTICLE, A SYSTEMATIC ANALYSIS OF MODERN IDEAS ABOUT THE MECHANISM OF FORMATION OF GAS HYDRATES, RISK FACTORS FOR THEIR FORMATION IN BOREHOLES AND EXISTING METHODS FOR PREVENTING HYDRATE FORMATION WAS PERFORMED. BASED ON THE ANALYSIS, THE NEED FOR A TRANSITION FROM A DETERMINISTIC ASSESSMENT OF THE CONDITIONS OF HYDRATE FORMATION TO A PROBABILISTIC ASSESSMENT OF THE RISK OF FORMATION OF GAS HYDRATE PLUGS IS SUBSTANTIATED. A PUBLICLY AVAILABLE ALGORITHM ARCHITECTURE FOR PREVENTING HYDRATE FORMATION BASED ON MACHINE LEARNING IS PROPOSED

Ключевые слова: газовые гидраты, газовая скважина, гидратообразование, ингибиторы, прогнозирование, машинное обучение, цифровой двойник.

**Мотовилов
Павел Алексеевич**
аспирант

**Королев
Максим Игоревич**
доцент, к.т.н.

ФГАОУ ВО «Северный
(Арктический) федеральный
университет имени
М.В. Ломоносова»

Газовые гидраты представляют собой кристаллические клатратные соединения, образующиеся при молекулярных взаимодействиях воды и газа в условиях низкой температуры и высоких давлений. В промысловых условиях газодобычи гидратообразование является одной из наиболее сложных и трудно прогнозируемых проблем эксплуатации [5, 20].

Формирование газогидратных пробок в стволах скважин, выкидных линиях и элементах устьевого оборудования может привести к частичной или полной блокировке потока, резкому снижению дебита и аварийной остановке добычи [4, 13].

Актуальность проблемы возросла в последнее время в связи с активным вмешательством в разработку арктических и северных газовых месторождений. Для таких объектов характерны сочетание низких температур окружающей среды, высоких теплотер, нестационарных режимов эксплуатации и постепенного роста обводненности продукции. В этих условиях гидраты распространяются многократно быстрее, а последствия приобретают системный характер [9, 14, 22].

Традиционные методы борьбы с гидратами, основанные на постоянном применении

УДК 622.279.004

термодинамических ингибиторов или регламентированных технологических мероприятий, имеют низкую эффективность, высокую стоимость и не всегда соответствуют требуемому уровню безопасности. Кроме того, статические методы прогнозирования, использующие расчет равновесных условий образования гидрата, не учитывают динамику промысловых параметров и не позволяют оценить прогнозы и время формирования гидратных пробок [1–4, 9].

Современный этап развития нефтегазовой отрасли диктуется активным развитием цифровых технологий, системного промыслового мониторинга и интеллектуальных алгоритмов анализа данных. Это создает предпосылки для перехода от реактивного воздействия на гидраты к проактивному предупреждению их образования. В этой связи актуальным направлением является создание методологических основ прогнозирования риска гидратообразования и разработка алгоритмов раннего предупреждения воздействия на гидраты [8, 10, 17–19, 21].

Целью настоящей статьи является систематизация современных научных представлений о механизмах гидратообразования в газовых скважинах, анализе факторов риска и методах анализа, а также обоснование перспектив применения интеллектуальных алгоритмов прогнозирования на основе комплексного анализа промысловых данных.

Физико-химические основы образования газовых гидратов

Термодинамическая возможность образования газовых гидратов определяется положением линии фазового равновесия «газ – вода – гидрат». Основными параметрами, влияющими на устойчивость гидратной фазы, являются давление, температура, компонентный состав газа и активность воды [12, 13, 21]. Для метановых гидратов равновесные условия реализуются при температурах, близких к 0 °С, и давлениях порядка 3–4 МПа, что соответствует широкому диапазону промысловых условий добычи природного газа [5, 20].

Наличие в газе диоксида углерода, сероводорода и тяжелых углеводородов приводит к смещению равновесной кривой в сторону более высоких температур, увеличивая склонность системы к гидратообразованию. При этом тяжелые углеводороды (C₂+), такие как этан, пропан и бутан, способны формировать более устойчивые структуры гидратов (структуры II), что дополнительно повышает риск образования гидратных пробок в газоконденсатных системах [5, 6, 12].

Минерализация пластовой воды оказывает значительное влияние, снижая активность воды и термодинамически препятствуя образованию гидратов. Однако этот эффект носит двоякий характер: при высоких концентрациях солей могут выпадать твердые фазы и образовываться дополнительные центры кристаллизации, что ускоряет процессы зародышеобразования и может способствовать более раннему началу образования гидратов [5, 6].

Следует отметить, что термодинамическое описание процесса является необходимым, но недостаточным условием для правильного прогнозирования образования гидратов в полевых условиях. Даже при достижении параметров равновесия образование гидратов не происходит мгновенно и определяется кинетическими механизмами формирования клатратных структур. Процесс включает стадию зародышеобразования и стадию роста кристаллов, при этом ключевую роль играет период индукции, продолжительность которого может варьироваться от нескольких минут до нескольких часов в зависимости от степени переохлаждения, турбулентности потока и наличия центров кристаллизации [11, 16].

Нуклеация гидратов преимущественно происходит на межфазных границах «газ – вода», а также на поверхностях твердых включений – частицах механических примесей, солей и продуктов коррозии. В условиях промысловой эксплуатации наличие подобных центров существенно ускоряет образование гидратов по гетерогенному механизму. При этом турбулентный режим течения способствует интенсивному

перемешиванию фаз и увеличению межфазной поверхности, что дополнительно снижает индукционный период [4, 12, 16].

После формирования зародышей начинается рост клатратной структуры, который может протекать как в диффузионном режиме (при ограниченном массопереносе), так и в конвективном режиме, характерном для высокоскоростных потоков. В последнем случае скорость образования гидратов существенно возрастает за счет активного подвода газа к фронту кристаллизации.

Особую роль в реальных условиях играет агломерация гидратных частиц, приводящая к образованию крупных агрегатов и последующей закупорке ствола скважины. Именно этот механизм является основным при формировании газогидратных пробок, что обуславливает необходимость учета не только условий образования гидратов, но и процессов их взаимодействия в многофазном потоке [4, 11].

Дополнительной особенностью промысловых условий является нестационарность термобарических параметров. В стволе газовой скважины давление и температура изменяются по глубине, а при пусках, остановках и дросселировании возможны резкие перепады, сопровождающиеся эффектом Джоуля–Томсона и локальным переохлаждением газа. Такие кратковременные переходы через область устойчивости гидратов являются критическим фактором инициирования нуклеации и образования гидратных пробок.

Таким образом, формирование газовых гидратов в промысловых условиях определяется не только термодинамическими параметрами, но и совокупностью кинетических, гидродинамических и эксплуатационных факторов [12, 13].

Процесс образования гидратной пробки, представленный на рисунке 1, представляет собой последовательность взаимосвязанных этапов, включая возникновение условий для образования гидратов, зарождение кристаллов гидратов, их рост и последующее слипание, что приводит к перекрытию проходного сечения скважины.

РИСУНОК 1. Схема образования гидратов



Как видно из рисунка 1, образование гидратной пробки представляет собой многоэтапный процесс, зависящий как от термодинамических условий среды, так и от наличия свободной воды и особенностей режима эксплуатации скважины. Это обуславливает необходимость комплексного учета различных факторов при разработке систем прогнозирования и предотвращения образования гидратов.

Методы предупреждения гидратообразования

Термодинамические методы

Термодинамические методы предупреждения гидратообразования направлены на смещение системы за пределы области устойчивости гидратной фазы за счет изменения температуры и давления. Реализация данных методов основана на обеспечении таких

условий эксплуатации, при которых пересечение равновесной кривой «газ – вода – гидрат» становится невозможным [1–4].

К числу основных термодинамических методов относятся подогрев продукции скважины, теплоизоляция лифтовых труб и обсадных колонн, а также управление режимами эксплуатации. Подогрев газа на устье или в призабойной зоне позволяет компенсировать охлаждение, вызванное эффектом Джоуля–Томсона при дросселировании. В условиях низких температур, характерных для северных и арктических месторождений, данный метод является одним из базовых, однако требует значительных энергетических затрат и наличия развитой инфраструктуры [3, 9, 14].

Теплоизоляция лифтовых труб (в том числе применение вакуумно-изолированных НКТ) позволяет снизить теплопотери при подъеме газа и уменьшить вероятность образования зон

переохлаждения по стволу скважины. Эффективность данного метода особенно высока в глубоких скважинах с низким геотермическим градиентом, где теплоперенос к окружающим породам играет определяющую роль.

Управление режимами эксплуатации включает оптимизацию дебита, ограничение скорости дросселирования и минимизацию нестационарных режимов (пусков и остановов). Показано, что именно кратковременные переходы через равновесную кривую при резких перепадах давления являются ключевыми триггерами гидратообразования, поэтому стабилизация режимов позволяет существенно снизить риск образования гидратных пробок.

Несмотря на высокую эффективность, термодинамические методы имеют ряд ограничений, в том числе высокое энергопотребление, сложность внедрения на удаленных

объектах и ограниченную применимость в изменяющихся условиях эксплуатации [1–4].

Химические методы

Химические методы предотвращения образования гидратов основаны на введении в поток специальных реагентов – ингибиторов, которые влияют на термодинамические или кинетические параметры процесса образования гидратов. В зависимости от механизма действия ингибиторы подразделяются на термодинамические ингибиторы (TDI), кинетические ингибиторы образования гидратов (KIG) и антиагломераты (AA) [4, 5, 11].

Термодинамические ингибиторы, такие как метанол, моноэтиленгликоль (МЭГ) и диэтиленгликоль (ДЭГ), изменяют фазовое равновесие системы за счет снижения активности воды. Их использование приводит к сдвигу кривой образования гидратов в область более низких температур и более высоких давлений. Для достижения значимого эффекта требуются относительно высокие концентрации: для МЭГ – около 20–40 %, для метанола – до 50 %, в зависимости от степени переохлаждения и состава газа. Это приводит к значительным эксплуатационным затратам, необходимости регенерации реагента и повышенным требованиям к системам хранения и транспортировки [3–5].

Кинетическими ингибиторами образования гидратов, как правило, являются полимерные соединения, способные замедлять процессы зародышеобразования и роста клатратных структур. Их эффективность проявляется при низких концентрациях (0,1–1,0 %), что делает их экономически привлекательными по сравнению с ТДИ. Механизм действия CIG связан с адсорбцией на поверхности зарождающихся кристаллов и нарушением формирования стабильной клатратной решетки. Однако их эффективность в значительной степени зависит от состава газа, степени переохлаждения и содержания свободной воды.

Антиагломераты, в отличие от CIG, не препятствуют образованию гидратов, но обеспечивают их существование в дисперсном

состоянии, предотвращая объединение кристаллов в крупные агрегаты. Они особенно эффективны в многофазных потоках, содержащих жидкие углеводороды, и используются в концентрациях порядка 0,5–2,0 %. Их механизм действия основан на снижении межфазного натяжения и стабилизации дисперсий частиц гидратов [4, 11].

Выбор типа ингибитора определяется комплексом факторов, включая состав газа, обводненность продукции, термобарические условия и режим эксплуатации скважины. В современных условиях все чаще применяются комбинированные схемы ингибирования, позволяющие учитывать как термодинамические, так и кинетические аспекты гидратообразования.

Ограничения традиционных подходов

Несмотря на широкое применение термодинамических и химических методов, их эффективность в условиях современной разработки месторождений ограничена рядом факторов.

Ключевым недостатком является реактивный характер традиционных подходов. Применение ингибиторов и регулирование температурного режима осуществляется, как правило, по заранее установленным регламентам, без учета текущей динамики промысловых параметров. Это приводит либо к избыточному расходу реагентов, либо к недостаточной защите в критические моменты эксплуатации.

Существенным ограничением является также использование статических моделей прогнозирования, основанных исключительно на расчете равновесных условий гидратообразования. Такие модели не учитывают кинетические факторы, гидродинамику потока и нестационарные режимы работы скважин, что снижает точность оценки риска образования гидратных пробок.

Дополнительные ограничения связаны с экономическими и технологическими аспектами: высокие затраты на ингибиторы, необходимость их транспортировки и регенерации, а также сложности реализации термодинамических методов

в условиях удаленных и арктических месторождений [1, 9, 14].

В совокупности указанные факторы обуславливают необходимость разработки новых подходов, ориентированных на прогнозирование риска гидратообразования и переход к проактивному управлению осложнениями.

Цифровые методы мониторинга и прогнозирования

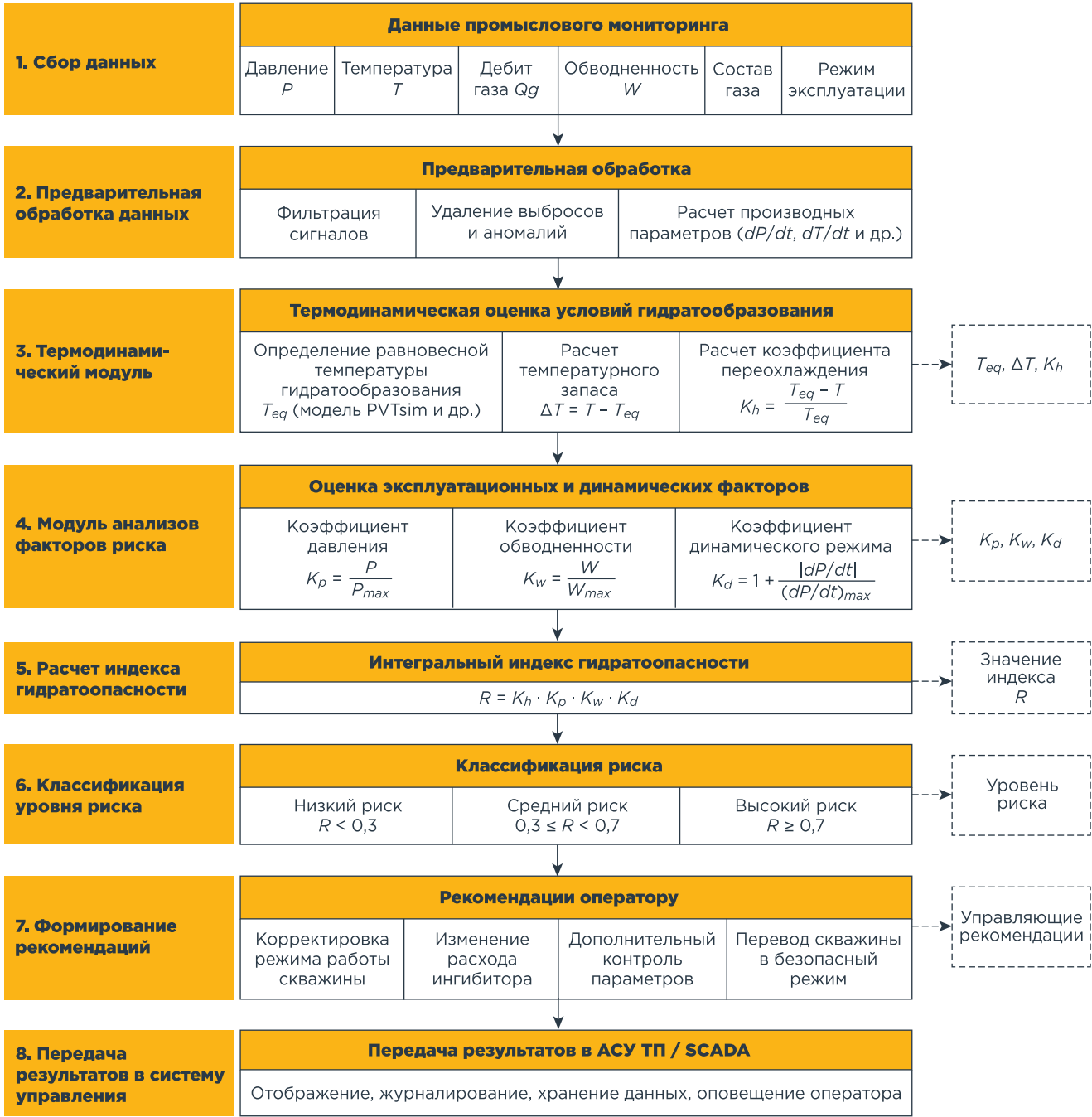
Развитие систем промыслового мониторинга и автоматизации технологических процессов создает новые возможности для повышения эффективности предупреждения гидратообразования. Использование данных телеметрии и датчиков позволяет осуществлять непрерывный контроль параметров эксплуатации скважин, включая давление, температуру, дебит и состав продукции, в режиме, близком к реальному времени [10,17, 18].

На основе анализа этих данных становится возможным переход от детерминированной оценки условий гидратообразования к вероятностной оценке риска. Методы машинного обучения позволяют выявлять сложные нелинейные зависимости между параметрами эксплуатации и фактами образования гидратных пробок, которые не могут быть описаны классическими аналитическими моделями [7].

Особый интерес представляют физически обоснованные подходы, сочетающие методы машинного обучения с термодинамическими и гидродинамическими моделями. Такие гибридные модели позволяют учитывать как фундаментальные законы процесса, так и реальные полевые данные, обеспечивая более высокую точность прогнозирования.

Концепция «цифрового двойника скважины» является одним из наиболее перспективных направлений. Цифровой двойник представляет собой виртуальную модель объекта, синхронизированную с реальными эксплуатационными данными, что позволяет в режиме реального времени оценивать состояние системы, прогнозировать развитие осложнений и формировать управляющие действия [8, 17, 21].

РИСУНОК 2. Архитектура алгоритма предотвращения образования гидратов



Таким образом, внедрение цифровых методов мониторинга и прогнозирования открывает возможность перехода от реактивных методов борьбы с образованием гидратов к проактивным системам предупреждения, основанным на анализе данных и интеллектуальных алгоритмах [8, 10, 17, 18, 21].

Термодинамические методы направлены на вывод системы из области устойчивости гидратной фазы путем изменения температуры или давления. К ним относятся подогрев продукции, теплоизоляция

лифтовых труб и управление режимами эксплуатации. Эти методы эффективны, но требуют значительных энергетических затрат и не всегда применимы в условиях удаленных месторождений.

Анализ существующих алгоритмов прогнозирования образования гидратов

Современные подходы к прогнозированию образования гидратов можно условно разделить на четыре группы:

термодинамические, кинетические, гидродинамические и алгоритмы, основанные на машинном обучении.

Термодинамические алгоритмы (Sloan, CSMGem, Multiflash) основаны на расчете условий равновесия системы газ–вода–гидрат и позволяют определить потенциал образования гидратов. Их преимуществом является высокая физическая обоснованность, однако они не учитывают кинетику процесса и особенности эксплуатации скважины [5, 20].

ТАБЛИЦА 1. Сравнение существующих алгоритмов прогнозирования гидратообразования

Алгоритм	Основа метода	Плюсы	Минусы
Sloan, CSMGem	Термодинамика	Высокая точность расчета равновесия	Не учитывают кинетику
Kashchiev	Кинетика	Учет нуклеации	Сложность практического применения
OLGA	Гидродинамика	Учет многофазного потока	Высокая трудоемкость
Random Forest	Машинное обучение	Высокая точность прогноза	Требуется обучающая выборка
Предлагаемый подход	Гибридный	Комплексный учет факторов	Требуется апробации

Кинетические модели (Kashchiev, Englezos) учитывают процессы зародышеобразования и роста кристаллов гидратов, что позволяет оценить скорость образования гидратов. Недостатком этих моделей является их высокая чувствительность к исходным данным и ограниченная применимость в реальных условиях эксплуатации.

Гидродинамические алгоритмы, реализованные в программных пакетах OLGA, учитывают многофазный поток, а также тепло- и массоперенос в скважинах и трубопроводах. Однако их использование требует значительных вычислительных ресурсов и большого объема исходной информации [4, 12].

В последние годы активно развиваются методы машинного обучения, использующие алгоритмы Random Forest, Gradient Boosting и нейронные сети для прогнозирования образования гидратов на основе исторических данных о вылове. Такие методы обеспечивают высокую точность прогнозирования, но требуют репрезентативной обучающей выборки и зачастую не обладают достаточной интерпретируемостью [7, 15].

Анализ показывает, что наиболее перспективным направлением является создание гибридных алгоритмов, сочетающих физические и математические модели с методами интеллектуального анализа данных.

Сравнение существующих алгоритмов прогнозирования гидратообразования представлено в таблице 1.

Архитектура алгоритма предупреждения гидратообразования

Образование гидратных пробок представляет собой сложный многофакторный процесс, зависящий не только от термодинамических условий, но и от режима эксплуатации скважины, содержания свободной воды, состава газа и динамики изменения технологических параметров [4, 13, 16, 22]. Анализ существующих методов прогнозирования показал, что большинство применяемых подходов сосредоточено либо на определении условий равновесия при образовании гидратов, либо на обработке исторических данных без учета физической природы процесса [15, 16, 20]. В связи с этим предлагается алгоритм предотвращения образования гидратов, основанный на комплексном учете термодинамических, гидродинамических и эксплуатационных факторов.

Архитектура алгоритма представлена на рисунке 2. В качестве исходной информации используются данные системы мониторинга месторождения, включая давление, температуру, расход газа, содержание воды в продуктах и режим эксплуатации скважины. После предварительной обработки данные поступают в термодинамический модуль, где оцениваются условия образования гидратов. Затем анализируются динамические факторы и рассчитывается интегральный показатель гидратной опасности.

На основании полученного значения классифицируется уровень риска и даются рекомендации оператору.

Математическое описание алгоритма

На первом этапе определяется температурный запас относительно равновесных условий гидратообразования:

$$\Delta T = T_{fact} - T_{eq}$$

где:

T_{fact} – фактическая температура потока газа;

T_{eq} – равновесная температура гидратообразования.

Для количественной оценки степени переохлаждения рассчитывается коэффициент:

$$K_h = \frac{T_{eq} - T_{fact}}{T_{eq}}$$

Для учета влияния давления и содержания воды используются коэффициенты:

$$K_p = \frac{P}{P_{max}}$$

и

$$K_w = \frac{W}{W_{max}}$$

где P – текущее давление, W – текущая обводненность продукции.

Для учета нестационарных режимов работы вводится коэффициент динамического режима:

$$K_d = 1 + \frac{|dP/dt|}{(dP/dt)_{max}}$$

где dP/dt характеризует скорость изменения давления во времени.

Комплексная оценка условий гидратообразования осуществляется с помощью индекса гидратоопасности:

$$R = K_h \cdot K_p \cdot K_w \cdot K_d$$

где R – безразмерный индекс гидратоопасности.

Полученное значение используется для ранжирования скважин по уровню риска. При значениях $R < 0,3$ риск считается низким, при $0,3 \leq R < 0,7$ – средним, а при $R \geq 0,7$ – высоким. Для каждого уровня риска формируется соответствующее управляющее воздействие: продолжение мониторинга, корректировка режима эксплуатации либо увеличение подачи ингибитора гидратообразования.

Заключение

В результате проведенного исследования выполнена систематизация современных научных представлений о процессах образования газовых гидратов в газовых и газоконденсатных скважинах, а также проанализированы существующие методы предупреждения гидратообразования с учетом их применимости в условиях реальной промышленной эксплуатации [9, 16, 17, 20].

Показано, что гидратообразование представляет собой сложный многофакторный процесс, определяемый не только термодинамическими условиями, но и совокупностью кинетических, гидродинамических и эксплуатационных факторов. Установлено, что использование исключительно равновесных моделей не обеспечивает достаточной точности прогнозирования, особенно в условиях нестационарных режимов работы скважин, сопровождающихся резкими изменениями давления и температуры.

Проведенный анализ традиционных методов предупреждения гидратообразования показал, что их эффективность ограничена реактивным характером применения, высокой стоимостью и недостаточной адаптивностью к изменяющимся условиям эксплуатации. Это подтверждает необходимость перехода к новым подходам, основанным на учете

динамики промысловых параметров и вероятностной оценке риска образования газогидратных пробок.

Обоснована целесообразность применения цифровых методов мониторинга и прогнозирования, включая использование промысловых данных, методов машинного обучения и концепции цифровых двойников. Показано, что интеграция физических моделей и интеллектуальных алгоритмов позволяет выявлять скрытые закономерности и существенно повышать точность оценки риска гидратообразования.

Ключевым результатом работы является формирование обобщенной архитектуры алгоритма предупреждения образования газогидратных пробок, реализующего модульный подход и обеспечивающего комплексный учет термодинамических, кинетических и гидродинамических факторов. Предложенный алгоритм ориентирован на использование данных в режиме, близком к реальному времени, и позволяет осуществлять переход от детерминированной оценки условий гидратообразования к вероятностной оценке риска.

Практическая значимость полученных результатов заключается в возможности создания на их основе интеллектуальных систем поддержки принятия решений при эксплуатации газовых скважин, обеспечивающих повышение надежности работы оборудования, снижение частоты аварийных остановок и оптимизацию затрат на предупреждение гидратных осложнений.

Таким образом, предложенный подход, разработанный коллективом авторов, формирует методологическую основу для разработки современных систем предупреждения гидратообразования и соответствует актуальным направлениям развития нефтегазовой отрасли, связанным с цифровизацией и интеллектуализацией процессов добычи углеводородов. ●

Литература

1. РД Газпром 39-1.1-089-2013. Методические указания по предупреждению гидратообразования. – М., 2013.
2. СП Газпром 5.2-2018. Правила эксплуатации газовых скважин. – М., 2018.

3. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Предотвращение гидратных осложнений. – М., 2006.
4. Aman Z. M. Hydrate management in gas production systems / Z. M. Aman, C. A. Koh, E. D. Sloan // *Energy & Fuels*. – 2020. – Vol. 34, No. 8. – P. 9012–9035.
5. Carroll J. *Natural Gas Hydrates* / J. Carroll. – 4th ed. – Gulf Professional Publishing, 2020.
6. Chapoy A. Thermophysical behavior of hydrate-forming systems / A. Chapoy // *Journal of Chemical Thermodynamics*. – 2021. – Vol. 157.
7. Chen L. Machine learning applications in gas hydrate formation forecasting / L. Chen, G. Li // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 98.
8. Fuller A. Digital twin: enabling technologies and challenges / A. Fuller, Z. Fan, C. Day, C. Barlow // *IEEE Access*. – 2020. – Vol. 8. – P. 108952–108971.
9. Газпром ВНИИГАЗ. Анализ эффективности методов предупреждения гидратообразования на арктических месторождениях. – М., 2023.
10. Егоров А.С. Использование промысловых данных для прогнозирования гидратообразования / А.С. Егоров, М.В. Никитин // *Газовая промышленность*. – 2023. – № 9. – С. 68–75.
11. Kelland M. A. Advances in Low Dosage Hydrate Inhibitors / M. A. Kelland // *Energy & Fuels*. – 2021. – Vol. 35.
12. Khoo B. C. Hydrate formation in subsea wells and flowlines / B. C. Khoo, Z. Yin // *Energy Reports*. – 2022. – Vol. 8. – P. 432–447.
13. Козлов А.В. Анализ факторов образования гидратных пробок в газовых скважинах / А.В. Козлов, А.Н. Федоров // *Известия вузов. Нефть и газ*. – 2022. – № 6. – С. 45–54.
14. Коротаев Ю. П. Современные методы предупреждения гидратообразования на газовых месторождениях Крайнего Севера / Ю. П. Коротаев, А. В. Бойко // *Газовая промышленность*. – 2021. – № 5. – С. 52–58.
15. Li X. Deep learning for hydrate risk prediction in pipelines / X. Li, Y. Chen // *SPE Journal*. – 2021. – Vol. 26. – P. 333–349.
16. Hassanpouryouzband A. Gas hydrate formation and dissociation: fundamentals and applications / A. Hassanpouryouzband [и др.] // *Advances in Colloid and Interface Science*. – 2020. – Vol. 276.
17. Петров В.С. Цифровые двойники для управления рисками гидратообразования в газовых скважинах / В.С. Петров, А.А. Иванов // *Нефтяное хозяйство*. – 2021. – № 8. – С. 34–39.
18. Попов И.А. Интеллектуальные системы поддержки принятия решений при эксплуатации газовых скважин / И.А. Попов, Р.А. Смирнов // *Нефтяное хозяйство*. – 2024. – № 4. – С. 5–63.
19. Сидоров К.М. Искусственный интеллект в прогнозировании осложнений добычи газа / К.М. Сидоров // *Автоматизация в нефтегазовой отрасли*. – 2022. – № 3. – С. 15–22.
20. Sloan E.D. *Clathrate Hydrates of Natural Gases* / E.D. Sloan, C. A. Koh. – 3rd ed. – Boca Raton: CRC Press, 2007.
21. Tao F. Digital Twin in Industry: State-of-the-Art / F. Tao, H. Zhang, A. Liu, A. Y. C. Nee // *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. – 2021. – Vol. 17, No. 4.
22. Воробьев С.В. Особенности гидратообразования в туронских залежах Западной Сибири / С.В. Воробьев, П.Г. Романов // *Георесурсы*. – 2024. – Т. 26, № 2. – С. 89–97.

KEYWORDS: *gas hydrates, gas well, hydrate formation, inhibitors, forecasting, machine learning, digital twin.*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1–2 октября

Конференция по информационной безопасности

GIS DAYS 2026

г. Москва

1–2 октября

Конференция по цифровым технологиям

byteoilgas conf 2026

г. Москва

7 октября

4-я международная конференция и выставка

TECH MINING КАЗАХСТАН 2026

Казахстан, г. Алматы

ОКТАБРЬ

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

7–8 октября

Форум разведки, добычи и переработки твердых полезных ископаемых

МАЙНЕКС Россия 2026

г. Москва

21–22 октября

Конгресс нефтегазовой промышленности

Argentina Hydrocarbons 2026

Аргентина, г. Буэнос-Айрес

ЭКОНОМИКА ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА: как связать данные, модели и производство

ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК ПЕРЕСТАЛ БЫТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ РОСКОШЬЮ – ТЕПЕРЬ ЭТО ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ. ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ ПРЕВРАТИЛ ЕГО ИЗ НАГЛЯДНОЙ ВИЗУАЛИЗАЦИИ В РАБОЧИЙ ИНСТРУМЕНТ: ДВОЙНИК СТАЛ ПОЛИГОНОМ ДЛЯ ОТРАБОТКИ ВСЕХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА И СРЕДОЙ, В КОТОРОЙ РЕАЛЬНО ОРГАНИЗУЮТСЯ БИЗНЕС-ПРОЦЕССЫ ПРЕДПРИЯТИЯ. НАКОНЕЦ-ТО МНОГОЛЕТНИЕ УСИЛИЯ ПО ОЦИФРОВКЕ ПОЛУЧАЮТ КОНКРЕТНЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СМЫСЛ: ДВОЙНИК ВЛИЯЕТ НЕ НА ОТДЕЛЬНУЮ СТАТЬЮ ЗАТРАТ, А НА КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПЕРЕРАБОТКИ – МАРЖУ, ВЫХОД И КАЧЕСТВО ПРОДУКЦИИ, РАСХОД ЭНЕРГИИ И РЕСУРС ОБОРУДОВАНИЯ. ЧТОБЫ ИМИ МОЖНО БЫЛО УПРАВЛЯТЬ, НУЖНО СВЯЗАТЬ ДОСТОВЕРНЫЕ ДАННЫЕ С РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛЬЮ И ЕДИНЫМ МАТЕРИАЛЬНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ БАЛАНСОМ НА ИТ-ИНФРАСТРУКТУРЕ, КОТОРОЙ МОЖНО ДОВЕРИТЬ НЕПРЕРЫВНОЕ ПРОИЗВОДСТВО

THE DIGITAL TWIN HAS CEASED TO BE A TECHNOLOGICAL LUXURY – IT IS NOW A PRODUCTION NECESSITY. ARTIFICIAL INTELLIGENCE HAS TRANSFORMED IT FROM A VISUAL VISUALIZATION INTO A WORKING TOOL: THE TWIN HAS BECOME A TESTING GROUND FOR VALIDATING ALL PROCESS PARAMETERS AND AN ENVIRONMENT IN WHICH THE ENTERPRISE'S BUSINESS PROCESSES ARE ACTUALLY ORGANIZED. AT LONG LAST, YEARS OF DIGITALIZATION EFFORTS ARE GAINING CONCRETE ECONOMIC MEANING – THE TWIN AFFECTS NOT AN INDIVIDUAL COST ITEM BUT THE KEY PROCESSING INDICATORS: MARGIN, YIELD AND PRODUCT QUALITY, ENERGY CONSUMPTION, AND EQUIPMENT LIFE. TO MANAGE THESE, IT IS NECESSARY TO LINK RELIABLE DATA WITH A COMPUTATIONAL MODEL AND A UNIFIED MATERIAL AND ENERGY BALANCE ON AN IT INFRASTRUCTURE THAT CAN BE TRUSTED WITH CONTINUOUS PRODUCTION

Ключевые слова: цифровой двойник, искусственный интеллект, ИТ-инфраструктура, промышленное предприятие, цифровая модель.

Почему сейчас

Распоряжение Правительства РФ № 373-р, утвердившее стратегическое направление цифровой трансформации ТЭК до 2036 года, относит цифровые двойники (ЦД) и искусственный интеллект к инструментам оптимизации режимов работы производственно-технологических комплексов, а цифровые системы балансировки энергопотребления – к источникам надежности и снижения затрат на ремонты. Этот же документ ставит задачу полностью исключить ПО иностранного происхождения на значимых объектах КИИ в ТЭК.

Сроки задает постановление Правительства № 1912: переход субъектов КИИ на доверенные программно-аппаратные комплексы (ПАК) идет с 1 сентября 2024 года, к 31 декабря 2029-го их доля на значимых объектах должна достичь 100%.

Требование регулятора и экономический интерес организаций совпадают: модернизация все равно должна произойти – вопрос в том, заключается ли она лишь в замене оборудования или же новая инфраструктура станет платформой для расчетных моделей и цифровых двойников.

Границу отрасль очертила сразу. Участники дискуссии о Национальной платформе промышленной автоматизации на ЦИПР-2026 сошлись на том, что заменять ПИД-регуляторы искусственный интеллект не должен. Базовые контуры остаются за проверенной автоматикой, а ИИ работает этажом выше – подбирает режим и рекомендует уставку. Его решения не бывают лучше модели, на которой он их считает. Поэтому ЦД перестает быть отдельным проектом со своим бюджетом и становится условием эффективной работы ИИ на производстве.

Модель, данные и обратная связь

Цифровая модель становится двойником при двусторонней связи с объектом: она принимает данные и возвращает проверенную рекомендацию в производственный контур.

«В сложных непрерывных процессах исторические данные сами по себе не описывают все возможные режимы: их может быть много, но в них есть неточности. Поэтому цифровой двойник строится на гибридном подходе – сочетании физической модели и искусственного интеллекта. Такой подход нужен не только для оценки состояния оборудования, но прежде всего для анализа технологического режима, энергетической и продуктовой оптимизации», – объясняет Дмитрий Агафонов, генеральный директор Центра цифровых технологий (ЦЦТ) Группы Rubytech.

Однако одной корректной модели недостаточно. На НПЗ данные АСУ ТП, LIMS, MES, ERP и ТОиР поступают из решений разных поставщиков, и каждая прикладная задача исторически разворачивалась как отдельный проект – со своими источниками, интеграциями и фильтрацией. Эффект такой проект дает, но максимальный результат – там, где технологический и производственный слои модернизируют вместе с ИТ-инфраструктурой с учетом информационной безопасности и требований регулятора.

Цифровому двойнику нужна общая предметная модель – процесса, вспомогательного производства, энергохозяйства. Она задает балансы, ограничения и допустимые режимы, а платформа данных связывает расчет с объектом. Именно платформенность делает эффект воспроизводимым.

Архитектура решения: три слоя

Контур строится в три уровня: доверенная вычислительная среда, модели процессов и энергохозяйства, сквозной материально-энергетический баланс.

«Когда прикладные задачи создаются по отдельности, для каждой заново определяют, какие данные и архивы нужны, как их фильтровать и обменивать. Единая платформа берет общие функции на себя: структурированно хранит информацию, связывает расчетные алгоритмы с внешними источниками, организует циклическое выполнение расчетов, сигнализацию и управление доступом. Эта основа используется для разных задач цифрового двойника», – поясняет Артем Пономарь, руководитель отдела промышленной автоматизации Скала^р, Группа Rubytech.

Инфраструктурному слою нужны доверенность и совместимость с действующей АСУ ТП. Эту роль выполняет Машина управления технологическими процессами Скала^р МСП.ТП (ПАК АСУ ТП). Она размещается на уровнях L2–L3 пирамиды АСУ ТП, интегрируется с решениями полевого уровня L1, поддерживает виртуализацию и контейнеры, подтвердила совместимость с системами Honeywell и Yokogawa.

Комплекс входит в реестр Минпромторга, включен в дорожную карту развития Открытой АСУ ТП и рекомендован АНО «Открытые системы автоматизации».

У этого слоя есть и прямой экономический аргумент: консолидация разрозненных серверов систем управления в единый отказоустойчивый кластер позволяет вывести из эксплуатации до 30–40% серверного парка – с экономией на электроэнергии, охлаждении и площадях. Встроенные средства защиты удовлетворяют требованиям ЗОКИИ.

Доверие к такой инфраструктуре проверяют публично. На ЦИПР-2026 дискуссия о Национальной платформе промышленной автоматизации (НППА) свелась к одному: нужны не отдельные отечественные продукты, а доказанная надежность всей ИТ-связки. Отсюда ставка на отраслевые полигоны: Группа Rubytech переносит в промышленность опыт ИЦК «Финансы» и разворачивает открытую лабораторию АСУ ТП – базовую площадку распределенного стенда НППА, где совместимость проверяют еще до внедрения ИТ-решений в действующий ландшафт предприятия.

Портфель решений Группа Rubytech формирует под отраслевые задачи. Для процессов НПЗ, газопереработки и химии применяется ПО «ДельтаМод» (платформа высокоточного моделирования, собственная разработка ЦЦТ), которое строится на материальных и энергетических балансах, данных процесса и лаборатории.

На третьем слое – сквозной энергобаланс, биллинг мощностей и ИИ-ассистент. Принципиально важно, что второй и третий слои разворачиваются на том же фундаменте и используют его ресурсы, интеграции и средства защиты. Отсюда меньший CAPEX и более короткий срок подключения каждой следующей задачи.

Что это дает на производстве

Главный эффект цифрового двойника не в отдельных процентах, а в проверке решений до выдачи в производственный контур: «ДельтаМод» рассчитывает реализуемость режима,

воспроизводит неизмеряемые параметры и служит виртуальным анализатором.

На НПЗ при изменении состава нефти, активности катализатора или нагрузки двойник пересчитывает баланс и сравнивает варианты по выходу продукции, энергопотреблению и состоянию оборудования с учетом технологических ограничений. Та же модель уточняет характеристики установок, что позволяет закладывать в план достижимый режим и контролировать качество продукции и энергоэффективность.

В энергохозяйстве – собственной генерации, котельных и тепловых сетях – автоматизация нормативно-технических расчетов кратно сокращает цикл их подготовки. По данным сопоставимых проектов, оптимизация режимов снижает расход топлива на 2–5%; для теплосетей тот же диапазон относится к снижению потерь.

Еще один источник эффекта – ТОиР по фактическому состоянию: история режимов, остаточный ресурс и вероятность отказа помогают выбрать момент вмешательства. Затраты могут снизиться на 10–20%, а предиктивная диагностика дает запас времени, чтобы перевести аварийный останов в плановый.

С чего начинать

Начинать стоит с цифрового двойника одного наиболее перспективного объекта (установки или передела), где эффект можно измерить и показать финансовому блоку, а затем расширять контур до уровня производства. Технологи, ИТ-специалисты и финансисты вместе выбирают метрику – выход продукции, расход сырья и энергии, затраты на ТОиР – и фиксируют исходный уровень.

Затем модель разворачивают на доверенной платформе, проверяют телеметрию, лабораторные данные и архивы, назначают ответственного за достижение экономического эффекта. В опытной эксплуатации рекомендации сверяют с работой метрики тиражируют на смежные установки. Так цифровой двойник перестает быть экспериментом, а вопрос переходит в плоскость экономики и сроков. ●

Keywords: digital twin, artificial intelligence, IT infrastructure, industrial enterprise, digital model.

ПОДВОДНЫЕ СЕПАРАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ:

анализ мирового опыта, классификация и технологические ограничения

В СТАТЬЕ АНАЛИЗИРУЮТСЯ КОНЦЕПЦИЯ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ ПОДВОДНЫХ СЕПАРАЦИОННЫХ УСТАНОВОК (ПСУ) ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ГЛУБОКОВОДНЫХ И УДАЛЕННЫХ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ПРИВЕДЕН ОБЗОР 13 КЛЮЧЕВЫХ ПРОЕКТОВ ПОДВОДНОЙ СЕПАРАЦИИ, РЕАЛИЗОВАННЫХ В 1969–2013 ГГ. В СЕВЕРНОМ МОРЕ, БРАЗИЛИИ, МЕКСИКАНСКОМ ЗАЛИВЕ И У БЕРЕГОВ АНГОЛЫ. ВЫЯВЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ ТРЕНДЫ: РОСТ ГЛУБИНЫ УСТАНОВКИ (ДО 2439 М), ПЕРЕХОД ОТ ДВУХФАЗНОЙ К ТРЕХФАЗНОЙ СЕПАРАЦИИ И ДОМИНИРОВАНИЕ TECHNIPFMC КАК СИСТЕМНОГО ИНТЕГРАТОРА. ОПИСАНЫ ПРИНЦИПЫ РАБОТЫ ПСУ, ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ ПО ЧИСЛУ РАЗДЕЛЯЕМЫХ ФАЗ, ФИЗИЧЕСКОМУ ПРИНЦИПУ (ГРАВИТАЦИОННЫЕ, ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ, ТРУБНЫЕ, VASPS) И КОНФИГУРАЦИИ НАСОСНЫХ МОДУЛЕЙ. РАССМОТРЕНЫ ТИПОВЫЕ АРХИТЕКТУРНЫЕ РЕШЕНИЯ, СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И ДИСТАНЦИОННОГО КОНТРОЛЯ. СИСТЕМАТИЗИРОВАНЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВЫЗОВЫ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ РИСКИ (ТЕХНИЧЕСКИЕ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ, ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ, ОПЕРАЦИОННЫЕ), СДЕРЖИВАЮЩИЕ ШИРОКОЕ ПРОМЫШЛЕННОЕ ВНЕДРЕНИЕ ПСУ

THE PAPER ANALYZES THE CONCEPT AND EFFECTIVENESS OF IMPLEMENTING SUBSEA SEPARATION UNITS (SSUS) FOR THE DEVELOPMENT OF DEEPWATER AND REMOTE OFFSHORE OIL AND GAS FIELDS. A REVIEW OF 13 KEY SUBSEA SEPARATION PROJECTS IMPLEMENTED BETWEEN 1969 AND 2013 IN THE NORTH SEA, BRAZIL, THE GULF OF MEXICO, AND OFF THE COAST OF ANGOLA IS PROVIDED. THE MAIN TRENDS ARE IDENTIFIED: AN INCREASE IN INSTALLATION DEPTH (UP TO 2,439 M), A TRANSITION FROM TWO-PHASE TO THREE-PHASE SEPARATION, AND THE DOMINANCE OF TECHNIPFMC AS A SYSTEM INTEGRATOR. THE OPERATING PRINCIPLES OF SSUS, THEIR CLASSIFICATION BY THE NUMBER OF SEPARATED PHASES, PHYSICAL PRINCIPLE (GRAVITATIONAL, CENTRIFUGAL, PIPE-TYPE, VASPS), AND PUMP MODULE CONFIGURATION ARE DESCRIBED. TYPICAL ARCHITECTURAL SOLUTIONS, CONTROL AND REMOTE MONITORING SYSTEMS ARE CONSIDERED. TECHNOLOGICAL CHALLENGES AND OPERATIONAL RISKS (TECHNICAL, TECHNOLOGICAL, ENVIRONMENTAL, OPERATIONAL) THAT HINDER THE WIDESPREAD INDUSTRIAL ADOPTION OF SSUS ARE SYSTEMATIZED

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: подводные сепарационные установки, морские месторождения, системы управления, дистанционный контроль, эксплуатационные риски.

Васинкин
Сергей Анатольевич

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

Мировая нефтегазовая отрасль вступает в период, когда основные приросты запасов и добычи обеспечиваются за счет глубоководных (более 200 м) и удаленных (свыше 50 км от берега) морских месторождений. Освоение такого типа нефтегазовых месторождений сопряжено с существенным ростом капитальных и операционных затрат,

обусловленным, в частности, необходимостью подъема всей добываемой многофазной продукции на поверхность и ее последующей сепарации на верхнем строении плавучих или стационарных платформ. В этих условиях традиционные подходы становятся экономически менее эффективными, а для зрелых активов с высокой обводненностью

ТАБЛИЦА 1. Мировые проекты подводной сепарации

№	Дата ввода	Месторождение / Оператор (Текущий статус)	Конструкция / Тип сепарации	Расположение	Глубина моря (м)	Расстояние (км)	Поставщик системы
1	1969	Zakum / BP (Проект остановлен)	Гравитационная камера (мелководная) / Газ-жидкость (Двухфазная)	Персидский залив, Абу-Даби (шельф)	24	-	-
2	1989	Highlander Field / Texaco (Проект остановлен)	Гравитационный пробкоуловитель / Газ-жидкость (Двухфазная)	Северное море (УК)	128	13	-
3	1989	Argyll / Hamilton Bros (Проект остановлен)	Подводная сепарационно-насосная установка / Газ-жидкость (Двухфазная)	Северное море (УК)	80	-	-
4	2001	Marimba Field / Petrobras (Установлен, в данный момент не эксплуатируется)	VASPS (вертикальный кольцевой сепаратор + ЭЦН) / Газ-жидкость (Двухфазная)	Бассейн Кампоса, Бразилия	395	2	OneSubsea
5	2001	Troll C Pilot / Statoil (в эксплуатации)	Гравитационный вертикальный цилиндрический сосуд / Газ-нефть-жидкость (Трехфазная)	Норвегия (Шельф)	340	4	GE / OneSubsea
6	2007	Tordis / Statoil (в эксплуатации)	Гравитационный горизонтальный цилиндрический сосуд / Газ-нефть-жидкость (Трехфазная)	Норвегия (Шельф)	210	11	FMC Technologies (TechnipFMC)
7	2009	Parque Das Conchas (BC 10) Phase 1 (в эксплуатации)	Горизонтальный ЭЦН на скиде / Газ-жидкость (Двухфазная)	Бассейн Кампоса, Бразилия	1780	25	FMC Technologies (TechnipFMC)
8	2010	Perdido (в эксплуатации)	Кессон + ЭЦН (вертикальный гравитационный) / Газ-жидкость (Двухфазная)	Мексиканский залив	2439	2,439	FMC Technologies (TechnipFMC)
9	2011	Pazflor (в эксплуатации)	Вертикальный сосуд большого объема / Газ-нефть-жидкость (Трехфазная)	Ангола	800	4	FMC Technologies (TechnipFMC)
10	2013	Marlim SSAO - Pilot (в эксплуатации)	Трубный сепаратор / Газ-жидкость (Двухфазная)	Бассейн Кампоса, Бразилия	900	4	FMC Technologies (TechnipFMC)
11	-	Parque Das Conchas (BC 10) Phase 2 / Shell (Планируется к установке)	Горизонтальные ЭЦН на скиде, Газ-жидкость (Двухфазная)	Бассейн Кампоса, Бразилия	1780	25	FMC Technologies (TechnipFMC)
12	2012	Canapu / Petrobras (Проект приостановлен)	Компактный трубный сепаратор с вихревыми вставками (Twister - технология вихревой сепарации, Газ-жидкость (Двухфазная)	Бассейн Кампоса, Бразилия	1700	-	FMC Twister (TechnipFMC)
13	2012	Corvina / Petrobras (Проект приостановлен)	VASPS (вертикальный кольцевой сепаратор + ЭЦН) / Газ-жидкость (Двухфазная)	Бассейн Эспириту-Санту, Бразилия	280	8	FMC Technologies (TechnipFMC)

(70–90%) – зачастую технически труднодостижимыми. Технологии подводной сепарации (ПСУ) позволяют разделять фазы непосредственно на морском дне, увеличивая нефтеотдачу, уменьшая нагрузку на верхнее строение, облегчая многофазный транспорт скважинной продукции, тем самым продлевая рентабельную эксплуатацию месторождений.

Обзор реализованных проектов подводной сепарации и их технические характеристики

За последние 50 лет в мире реализовано более полутора десятков пилотных и коммерческих проектов подводной сепарации. Наиболее значимые из них,

определившие эволюцию данной технологии, представлены в таблице 1.

Из данных таблицы 1, рисунка 1 и 3 следуют три основных тренда, определяющих эволюцию подводной сепарации.

- Рост глубины установки подводных сепараторов. За период 1969–2010 гг. глубина

РИСУНОК 1. Карта расположения ключевых проектов подводной сепарации в мире

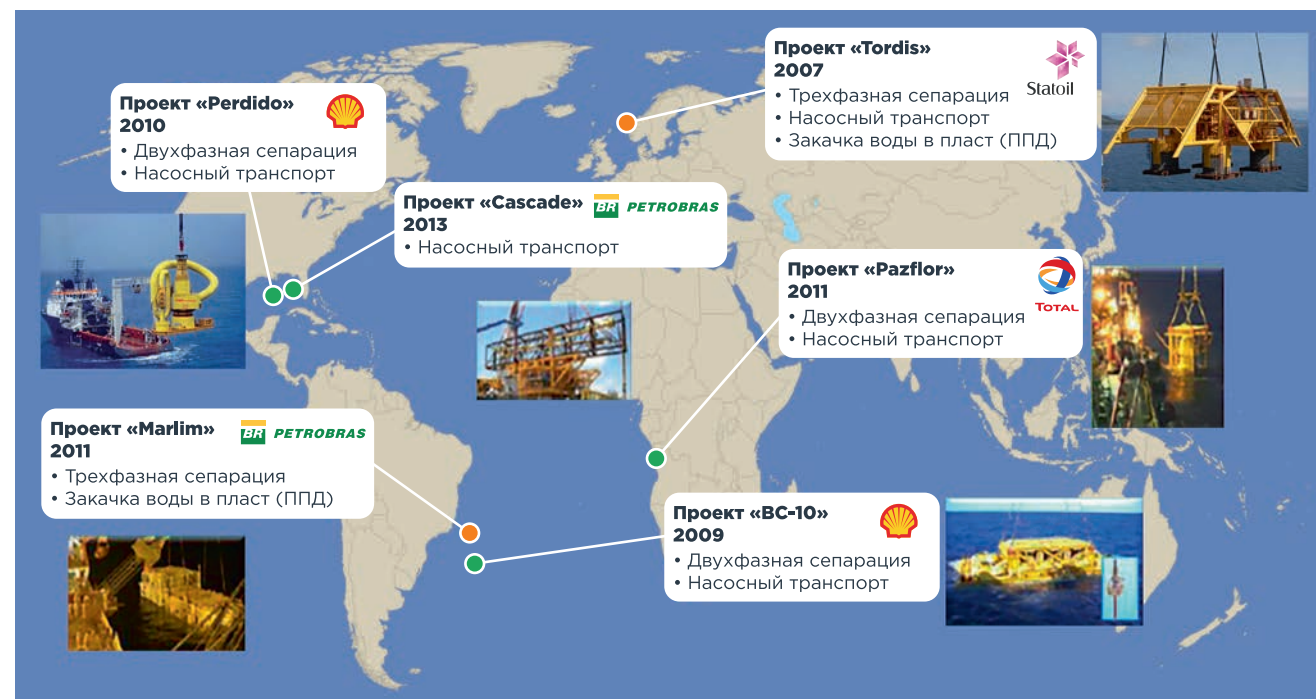


РИСУНОК 2. Внешний вид ПСУ на ключевых проектах подводной сепарации в мире

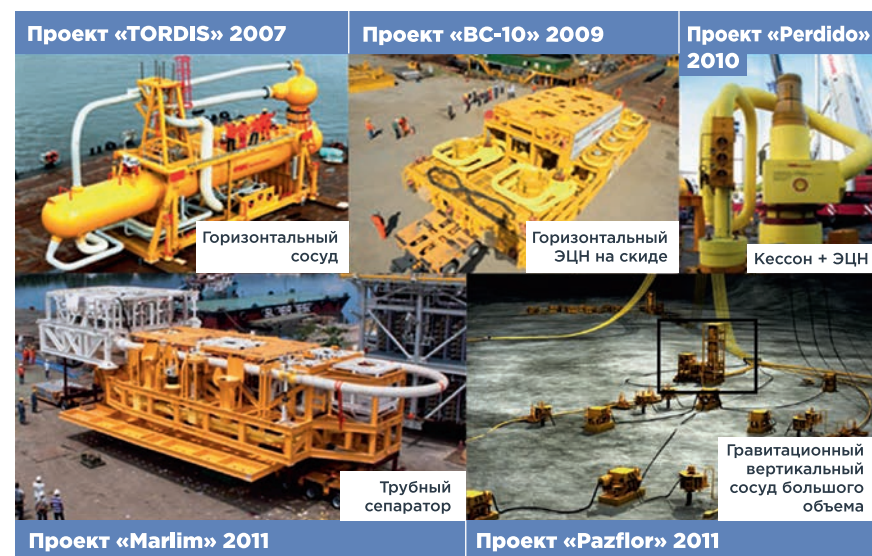


РИСУНОК 3. График распределения мировых проектов по глубине установки и расстоянию от берега (морской платформы /FPSO)



установки ПСУ увеличилась с 22 м (Zakum) до 2 439 м (Perdido) – более чем в 100 раз. Это стало возможным благодаря развитию компактных конструкций сепараторов, кессонных решений и систем дистанционного управления.

- Переход от двухфазной к трехфазной подводной сепарации. Ранние проекты (Zakum, Highlander, Marimba) ограничивались двухфазным разделением (газ – жидкость). Пионером трехфазной сепарации стал Troll C Pilot (2001), за которым последовали коммерческие системы Tordis IOR (2007) и Pazflor (2011). Трехфазные установки позволяют непосредственно на дне отделять пластовую воду для обратной закачки, снижая нагрузку на поверхностные мощности и увеличивая нефтеотдачу.
- Лидерство компании FMC Technologies (с 2016 года – TechnipFMC). Начиная с проекта Tordis IOR (2007), компания FMC Technologies выступает системным интегратором для большинства крупных проектов (BC-10, Perdido, Pazflor, Marlim SSAO, Corvina). Это свидетельствует о консолидации компетенций в области подводных сепарационных технологий у одного поставщика и о высоком уровне стандартизации предлагаемых решений.

Концепция подводной сепарации: общая философия и архитектура

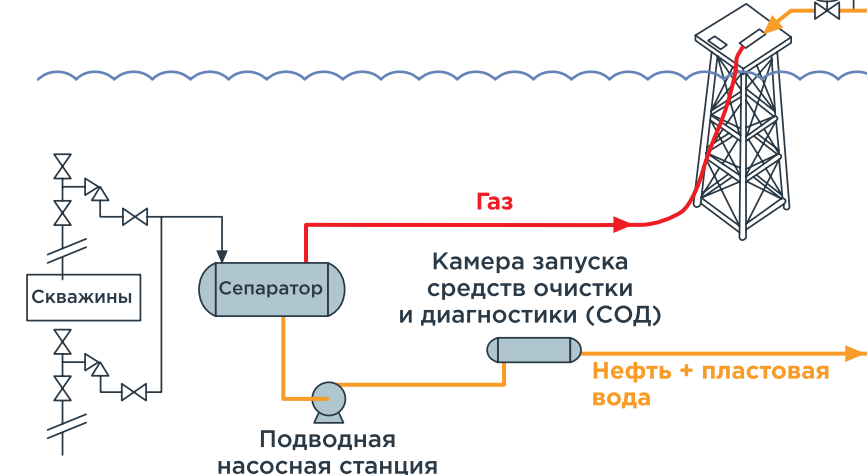
Принцип работы

Подводные сепарационные установки (ПСУ) предназначены для разделения многофазного потока (газ, нефть, пластовая вода) под действием гравитационных, центробежных или иных механических сил непосредственно на морском дне, в непосредственной близости от скважин с подводным расположением устья.

После разделения каждая фаза транспортируется по отдельным трубопроводам: нефть и газ направляются на верхнее строение морской платформы, плавучей установки для добычи, хранения и отгрузки нефти и газа (FPSO) или берегового технологического комплекса), а отделенная пластовая вода либо закачивается обратно в продуктивный пласт для поддержания пластового давления, либо сбрасывается в море после соответствующей очистки. Дополнительно может производиться отделение песка и твердых механических примесей.

Типовая схема расположения ключевых элементов подводной сепарации на морском нефтегазовом месторождении представлена на рисунке 4.

РИСУНОК 4. Типовая схема расположения ключевых элементов подводной сепарации на морском нефтегазовом месторождении



Классификация подводных сепарационных установок

ПСУ классифицируются по четырем основным признакам: по числу разделяемых фаз, по физическому процессу сепарации и по назначению насосных модулей.

Классификация по числу разделяемых фаз:

- Двухфазные – разделение газожидкостной смеси на газ и жидкость (нефть + вода). Применяются, когда дальнейшее разделение нефти и воды осуществляется на поверхности (морская платформа, Береговой технологический комплекс (БТК) и т.п.). Примеры проектов: Pazflor (газожидкостная сепарация), BC-10, Perdido;

- Трехфазные – разделение на газ, нефть и воду. Обеспечивают максимально возможную степень подготовки каждой фазы на дне, что особенно актуально при высокой обводненности (70–90%) и необходимости закачки очищенной воды в пласт. Примеры проектов: Tordis IOR, Marlim SSAO.

Классификация по физическому принципу сепарации (рисунок 5):

- Гравитационные – разделение происходит под действием силы тяжести (разности плотностей фаз). Требуют достаточно большого времени пребывания (от 2 до 10 мин) и, следовательно, значительных габаритов. Просты, надежны, устойчивы к пульсациям расхода.

РИСУНОК 5. Основные типы технологий подводной сепарации

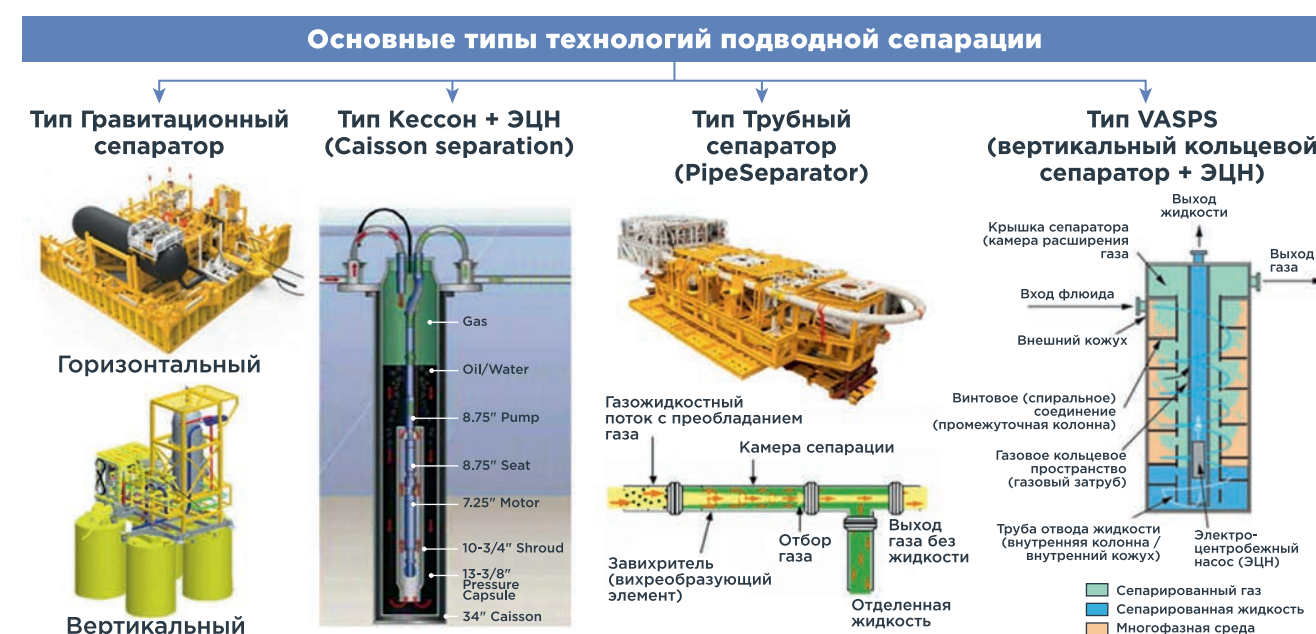
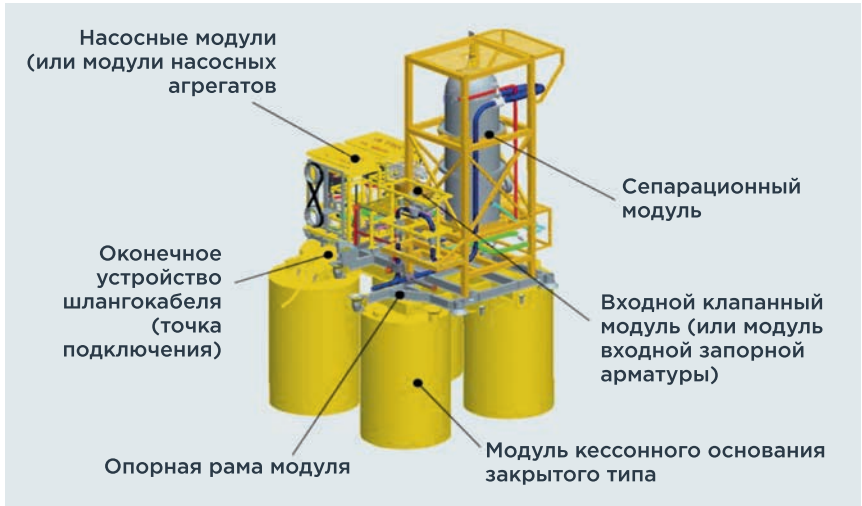


РИСУНОК 6. Компоновка подводного сепарационного модуля (скид)



- Применяются в большинстве проектов (Tordis, Pazflor). Для глубоководья разработаны компактные многотрубные гравитационные сепараторы (VMP, SpoolSep от SAIPEM).
- Центробежные (циклонные) – используют центробежные силы, создаваемые закручиванием потока. Обладают высокой компактностью, но чувствительны к колебаниям расхода и газосодержания. Применяются в системах VASPS, а также в качестве ступеней тонкой очистки воды (гидроциклоны).
 - Трубные (in-line) – сепарация происходит непосредственно в трубопроводе за счет организации

расслоенного течения на горизонтальном участке. При прохождении через протяженный сепарационный канал с увеличенным сечением, скорость потока падает, обеспечивая расслоение фаз под действием сил гравитации. Компактны, но требуют стабилизированного потока и точного поддержания уровня раздела фаз. Использованы в проекте Marlim SSAO (pipe separator).

- Вертикальный кольцевой сепаратор с ЭЦН (VASPS) – основан на гравитационном и центробежном разделении фаз. Газожидкостная смесь поступает в спиральный канал

(helix), при прохождении которого возникают центробежные силы, ускоряющие разделение на газовую и жидкую фазы. Свободный газ поднимается в кольцевое пространство и камеру расширения газа, а дегазированная жидкость собирается в нижней части и откачивается на поверхность насосом ЭЦН.

Классификация по назначению и конфигурации насосных модулей:

- С установкой однофазных насосов – для закачки воды (центробежные насосы высокого давления, в т.ч. барьерно-безмасляные) и для перекачки нефти (однофазные винтовые или центробежные насосы). Обеспечивают высокий КПД и надежность. Пример: Tordis (водо- и нефтенасосы).
- С установкой многофазных насосов – используются для транспортировки частично сепарированной газожидкостной смеси (GVF до 95 %). Примеры: BC-10, Perdido (кессонные ЭЦН).
- Без установки насосной станции – сепарация выполняется только для последующего транспорта продукции скважин под собственным давлением или гравитационного разделения, применялись на ранних пилотных проектах (Zakum, Highlander) или в сочетании с наземными насосами.

РИСУНОК 7. Типовая схема технологического процесса подводной сепарационной установки

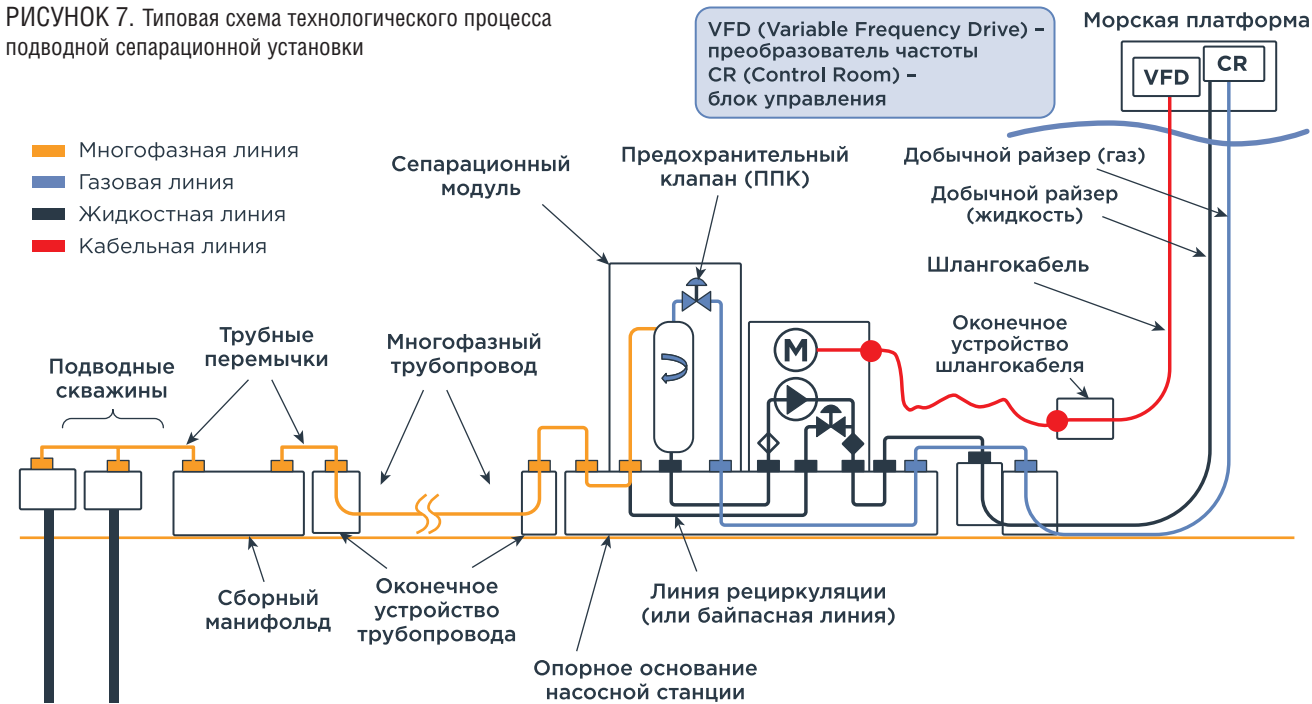


ТАБЛИЦА 2. Классификация рисков эксплуатации подводных сепарационных установок

Наименование риска	Характеристика рисков	Возможные последствия
Технические риски	• Отказы подводных насосов, задвижек и уплотнений; • Эрозия внутренних элементов из-за выноса песка; • Гидратообразование в газовых линиях; • Парафиноотложения; • Засорение механическими примесями	Разгерметизация, потеря эффективности сепарации, остановка добычи
Технологические риски	• Низкая ремонтопригодность на больших глубинах; • Недостаточная стандартизация оборудования; • Несовместимость интерфейсов разных поставщиков; • Ограниченный ресурс уплотнительных элементов	Длительные простои, высокая стоимость восстановления, ограниченная возможность модернизации
Экологические риски	• Риск возникновения необнаруженных малых утечек углеводородов; • Сброс очищенной воды с превышением норм содержания нефти; • Разлив химических реагентов (ингибиторов, метанола)	Штрафы, репутационные потери, необходимость дорогостоящих ликвидационных мероприятий
Операционные риски	• Зависимость от надежности каналов связи (оптоволокно, спутник); • Дефицит специализированных судов для ремонта установок (особенно в ледовых условиях)	Потеря возможности управления, срыв графиков обслуживания, снижение экономической эффективности проектов

Архитектура подводного сепарационного модуля

Типовой подводный сепарационный модуль выполняется в виде пространственной металлоконструкции, на которой смонтированы:

- сепарационное оборудование (один или несколько сепараторов);
- насосное оборудование (для закачки воды, перекачки нефти или газа);
- система управления (подводный контроллер, гидравлические и электрические распределительные блоки);
- интерфейсы для подключения к подводным манифольдам, райзерам, линиям химического дозирования и кабелям электропитания и связи.

Модуль проектируется с учетом возможности установки и извлечения с помощью специализированных судов (трубоукладчиков, судов с дистанционно управляемыми аппаратами – ROV). Конструкция обеспечивает беспрепятственный доступ ROV для осмотра и замены узлов.

Управление подводной сепарационной установкой

Управление подводной сепарационной установкой осуществляется дистанционно с берегового центра управления или с хост-платформы (FPSO, морская платформа). Передача данных и команд выполняется

по оптоволоконным линиям связи, интегрированным в силовой кабель или шлангокабель, проложенный отдельно. Система управления обеспечивает автоматический контроль режимов сепарации, параметров потока (давление, температура, расход, состав фаз), работу насосов и задвижек, а также диагностику оборудования.

Технологические вызовы и ограничения технологии

Несмотря на тренд развития подводных сепарационных установок (указан в таблице 1), их широкое промышленное внедрение сдерживается рядом технологических ограничений и эксплуатационных рисков. Ниже представлена систематизация основных вызовов, сгруппированных по характеру возникновения, а также детальное рассмотрение наиболее критичных из них.

Закключение

Подводные сепарационные установки являются эффективным и технологически зрелым решением для глубоководных и удаленных морских месторождений, позволяя снизить нагрузку на верхнее строение морских платформ или FPSO, уменьшить энергозатраты и продлить рентабельную эксплуатацию зрелых активов с высокой обводненностью. Анализ мировых проектов демонстрирует устойчивый тренд к росту глубины установки (до 2400 м и более), переходу к трехфазной сепарации и консолидации

компетенций у ведущих вендоров (TechnipFMC). Однако широкому внедрению препятствуют технологические ограничения: низкая ремонтопригодность на больших глубинах, эрозия, гидратообразование, отсутствие стандартизации и экологические риски. Преодоление этих барьеров (унификация интерфейсов, создание износостойких материалов, развитие дистанционной диагностики) позволит интегрировать ПСУ в будущие глубоководные проекты и существенно расширить границы рентабельного освоения морских ресурсов. ●

Литература

1. Kondapi P.B. How Will Subsea Processing and Pumping Technologies Enable Future Deepwater Field Developments? / P.B. Kondapi, Y.D. Chin, A. Srivastava, Z. F. Yang // Offshore Technology Conference: материалы конф. – Houston, Texas, USA, 2017. – Paper Number: OTC-27661-MS. – DOI: 10.4043/27661-MS.
2. Okereke N.U., Ogaizi I.A., Umofia A. et al. Adopting Subsea Separation Technologies for Deepwater West Africa: A Review Study // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – 2021. – DOI: 10.2118/207201 MS.
3. Fjellhaug A., Bastesen E., Løken R. Subsea processing – challenges and opportunities // Offshore Magazine. – 2006. – Vol. 66, No. 11.
4. Hannisdal A., Westra R., Eriksen H. et al. Experience to date and future opportunities for subsea processing in StatoilHydro // OTC Brasil. – Rio de Janeiro, 2010. – Paper OTC 24307.
5. Horn T., Bakke W., Hendriks T. Technology Qualification for the Tordis Subsea Separation, Boosting and Injection System // Offshore Technology Conference. – Houston, 2006. – Paper OTC 18096.
6. ГОСТ Р 59304-2021. Нефтяная и газовая промышленность. Системы подводной добычи. Термины и определения. – Введ. 2022-01-01. – М.: Стандартинформ, 2021. – 35 с.

KEYWORDS: underwater separation plants, offshore deposits, control systems, remote control, operational risks.



УЗНАЙ БОЛЬШЕ



МИНЕРАЛЬНАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ ИЗОЛЯЦИЯ



РЕКЛАМА

Минеральная техническая изоляция и огнезащита

Маты, плиты, цилиндры
на основе каменной ваты и стекловолокна



Высокое
качество



Выгодная
стоимость



Обучение
в Академии
ТЕХНОНИКОЛЬ



Техническое
сопровождение



ЗНАНИЕ. ОПЫТ. МАСТЕРСТВО.

ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ ИСПЫТАНИЙ ОБОРУДОВАНИЯ

ПОДВОДНЫХ ДОЖИМНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

В СТАТЬЕ АНАЛИЗИРУЕТСЯ ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ ПОДГОТОВКИ И ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ КОМПОНЕНТОВ ПОДВОДНЫХ ДОЖИМНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ. КАК ПОКАЗЫВАЕТ МИРОВОЙ ОПЫТ, РАЗРАБОТКА ПОДОБНЫХ СИСТЕМ МОЖЕТ ЗАНИМАТЬ ОТ 15 ДО 20 ЛЕТ, ПРИЧЕМ ЗНАЧИТЕЛЬНАЯ ЧАСТЬ ВРЕМЕНИ ПРИХОДИТСЯ НА ОРГАНИЗАЦИЮ ИСПЫТАНИЙ ОПЫТНЫХ ОБРАЗЦОВ КОМПЛЕКТУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ. ПРИМЕНЕНИЕ ИСПЫТАТЕЛЬНОГО ПОЛИГОНА, ИМИТИРУЮЩЕГО УСЛОВИЯ, МАКСИМАЛЬНО ПРИБЛИЖЕННЫЕ К ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ, ЯВЛЯЕТСЯ КЛЮЧЕВЫМ ФАКТОРОМ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИМ ДОСТИЖЕНИЕ ТРЕБУЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПЛЕКТУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ. В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ КОМПАНИЯМИ ГРУППЫ ГАЗПРОМ ПРОВОДИТСЯ РЯД ИССЛЕДОВАНИЙ, ПОСВЯЩЕННЫХ ВОПРОСАМ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ МОРСКИХ ПРОЕКТОВ ДОБЫЧИ НА ШЕЛЬФЕ ОХОТСКОГО МОРЯ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПОДВОДНОГО КОМПРИМИРОВАНИЯ. РАЗВИТИЕ ЭТОГО НАПРАВЛЕНИЯ ПОТРЕБУЕТ ОРГАНИЗАЦИИ КОМПЛЕКСА ОПЫТНО-КОНСТРУКТОРСКИХ РАБОТ, НАПРАВЛЕННЫХ НА СОЗДАНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ КОМПОНЕНТНОЙ БАЗЫ ПДКС. УЧЕТ ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА ОБЕСПЕЧИТ ПОДДЕРЖКУ ПРИНЯТИЯ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ОРГАНИЗАЦИИ И ПРОВЕДЕНИИ ИСПЫТАНИЙ ДЛЯ ПОДТВЕРЖДЕНИЯ ЗАЯВЛЕННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ОБОРУДОВАНИЯ

THE PAPER ANALYZES INTERNATIONAL EXPERIENCE IN PREPARING AND CONDUCTING TESTS OF COMPONENTS FOR SUBSEA BOOSTER COMPRESSOR STATIONS. THE DEVELOPMENT OF SUCH SYSTEMS CAN TAKE FROM 15 TO 20 YEARS, WITH A SIGNIFICANT PORTION OF THE TIME DEVOTED TO ORGANIZING TESTS OF PROTOTYPE COMPONENT EQUIPMENT. THE USE OF A TEST SITE SIMULATING CONDITIONS AS CLOSE AS POSSIBLE TO OPERATIONAL ONES IS A KEY FACTOR ENSURING THE ACHIEVEMENT OF THE REQUIRED OPERATIONAL PARAMETERS OF THE COMPONENT EQUIPMENT. CURRENTLY, COMPANIES OF THE GAZPROM GROUP ARE CONDUCTING A NUMBER OF STUDIES ON IMPROVING THE EFFICIENCY OF OFFSHORE PRODUCTION PROJECTS ON THE OKHOTSK SEA SHELF THROUGH THE APPLICATION OF DOMESTIC SUBSEA COMPRESSION TECHNOLOGY. THE DEVELOPMENT OF THIS AREA WILL REQUIRE ORGANIZING A SET OF EXPERIMENTAL DESIGN WORKS AIMED AT CREATING A DOMESTIC COMPONENT BASE FOR SUBSEA BOOSTER COMPRESSOR STATIONS (SBOS). TAKING INTO ACCOUNT INTERNATIONAL EXPERIENCE WILL SUPPORT MANAGEMENT DECISION-MAKING IN ORGANIZING AND CONDUCTING TESTS TO CONFIRM THE DECLARED OPERATIONAL CHARACTERISTICS OF THE EQUIPMENT

Ключевые слова: системы подводной добычи, подводная дожимная компрессорная станция, зарубежный опыт, организация и проведение испытаний оборудования, подводная подготовка пластовой продукции, добыча газа и газового конденсата.

**Ибрагимов
Искендер Энверович**
ведущий научный сотрудник
КНТЦ освоения морских
нефтегазовых ресурсов

**Дроздов
Александр Васильевич**
заместитель начальника
отдела КНТЦ освоения
морских нефтегазовых
ресурсов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Добыча углеводородов на арктическом шельфе связана с большими капитальными затратами и необходимостью создания специального оборудования, работающего в сложных климатических условиях.

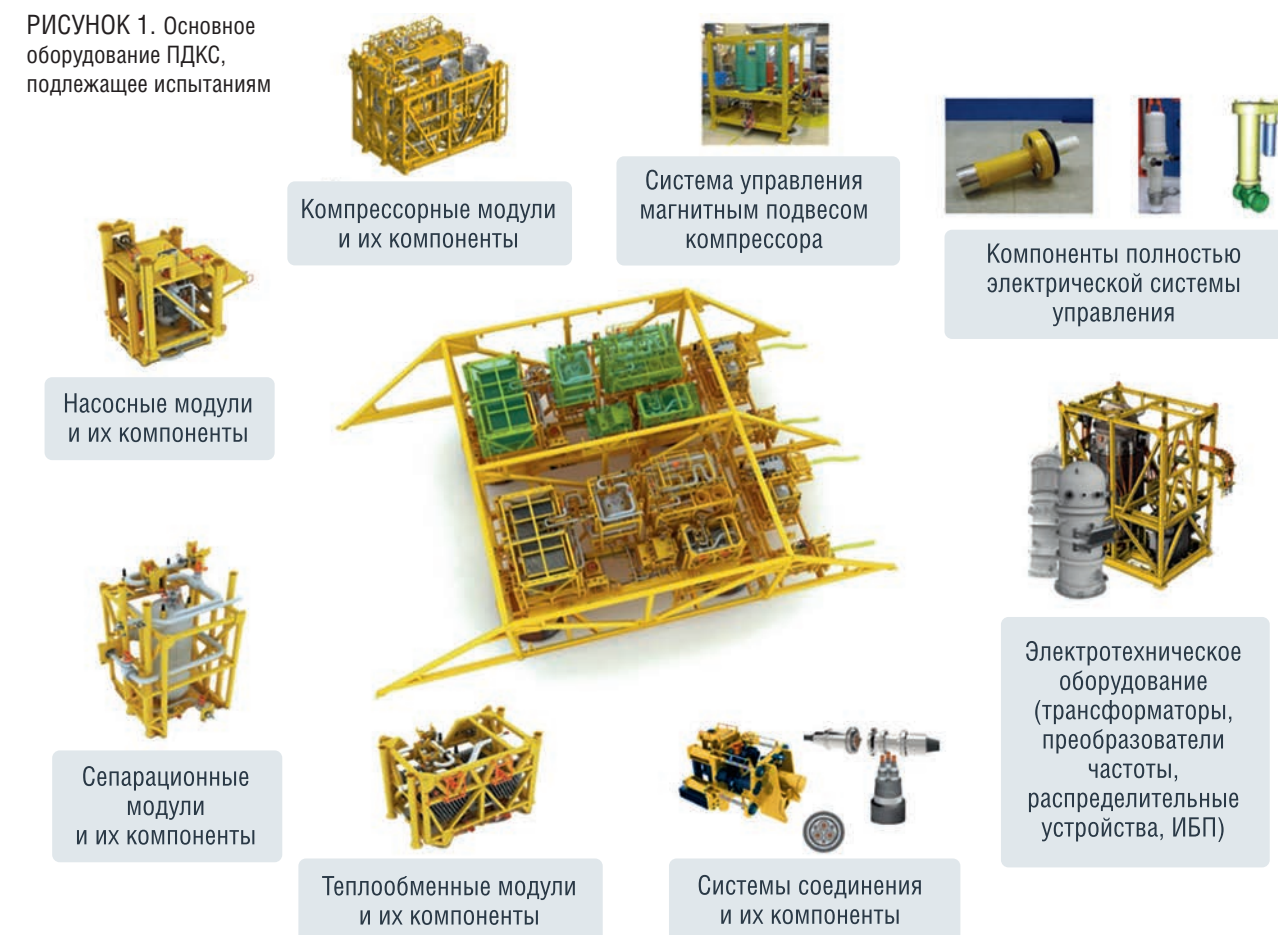
Подводные технологии добычи углеводородов являются предпочтительным решением для применения в арктических условиях, поскольку предполагают расположение добычного и технологического оборудования на морском дне, что позволяет минимизировать риски внешнего воздействия, связанные с климатическими особенностями региона. Системы подводной добычи, не подверженные воздействию волн, ветра и льдов,

могут обеспечить проектные уровни добычи при более низких затратах в обустройство по сравнению с традиционными платформенными решениями.

На сегодняшний день подводные компрессорные станции являются наиболее инновационным направлением разработки систем подводной добычи. Применение подводных дожимных компрессорных станций (далее – ПДКС) при освоении удаленных морских месторождений в арктической зоне РФ позволит повысить коэффициент извлечения газа, продлить период постоянных отборов и, как следствие, улучшить экономические показатели морских проектов добычи газа и газового конденсата [1].

УДК 622.276

РИСУНОК 1. Основное оборудование ПДКС, подлежащее испытаниям



В настоящее время технология подводного компримирования нашла применение в проектах на шельфе Норвегии и Австралии. В мире имеется практический опыт промышленной эксплуатации ПДКС, установленных на месторождениях Asgard и Gullfaks South в норвежском секторе Северного моря. Кроме того, летом 2025 года на месторождении Ormen Lange запущена новая фаза проекта (фаза 3), реализация которой предполагает применение ПДКС.

В 2027 году запланирован ввод ПДКС на месторождении Jansz-10 на шельфе Западной Австралии [2, 3]. Основные технические характеристики компрессорных станций, разработанных в рамках реализации зарубежных проектов освоения морских месторождений углеводородов, приведены в таблице 1 [3, 4].

В процессе создания инновационного оборудования ПДКС проводятся заводские индивидуальные испытания

отдельных компонентов, узлов и систем станции, а также заводские прямо-сдаточные испытания основных модулей в сборе.

На рисунке 1 представлена базовая номенклатура оборудования ПДКС, подлежащего испытаниям: компрессорные, насосные, сепарационные и теплообменные модули, электротехническое оборудование, а также оборудование полностью электрической системы управления, включая отдельные компоненты системы управления магнитным подвесом компрессора.

ТАБЛИЦА 1. Основные характеристики подводных дожимных компрессорных станций

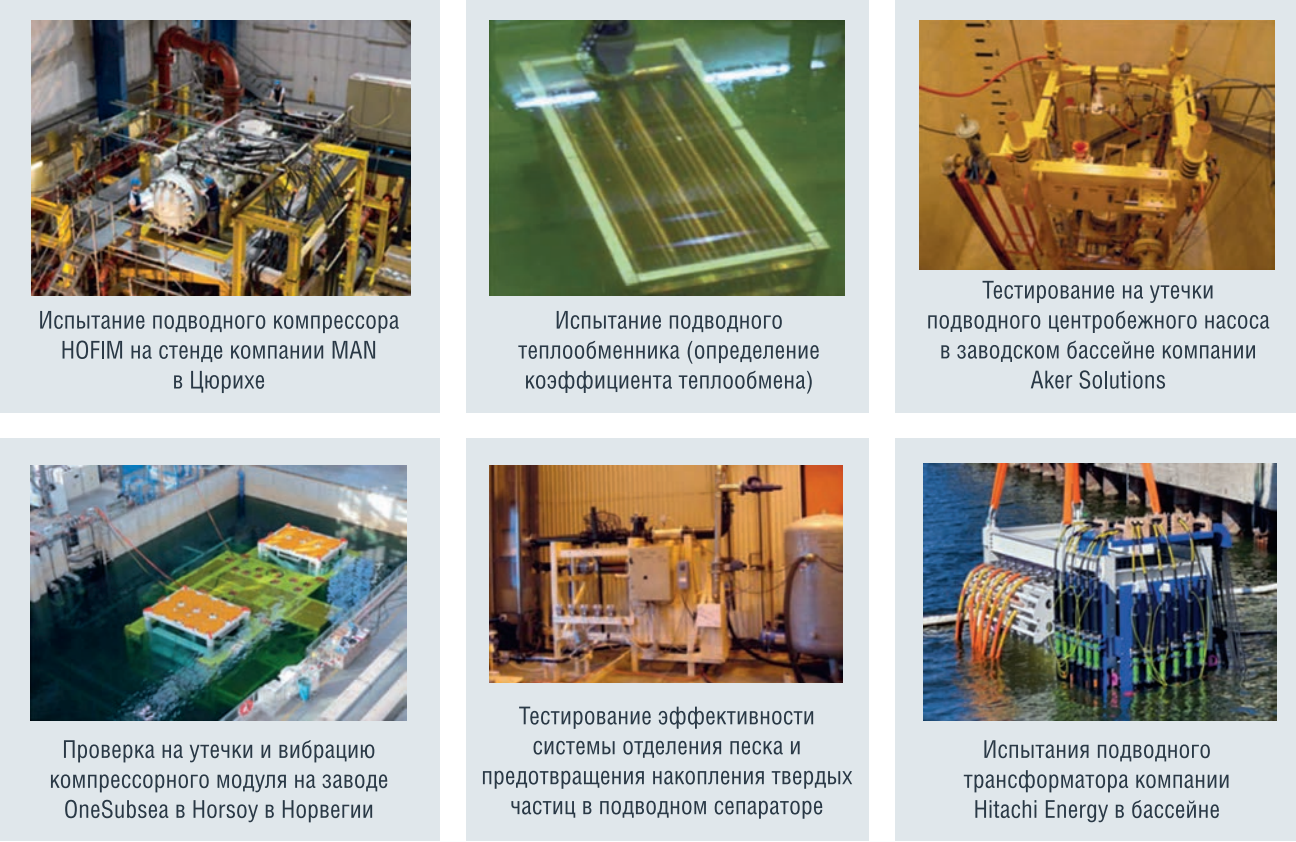
№ п/п	Параметры ПДКС	Место установки и характеристики				
		Ormen Lange Pilot	Ormen Lange Phase3	Asgard	Gulfaks South	Jansz-Io
1	Период эксплуатации	2011–2016 гг.	в рамках текущей фазы проекта	с 2015 г. по настоящее время	с 2015 г. по настоящее время	с 2027 г. (плановый)
2	Расстояние до платформы/берега, км	–	120	50	15	135
3	Глубина установки, м	14	1000	300	135	1400
4	Тип компрессора	Центробежный с электроприводом	Многофазный осевой с противовращающимися роторами	Центробежный с электроприводом	Многофазный осевой с противовращающимися роторами	Центробежный с электроприводом
5	Производитель компрессора	GE Oil & Gas	One Subsea,	Man Diesel & Turbo	One Subsea,	Man Diesel & Turbo
6	Компоновка компрессора	Вертикальная	Вертикальная	Горизонтальная	Вертикальная	Горизонтальная
7	Давление нагнетания, МПа	20,5	н/д	14,0	12,0	макс. 28,5
8	Степень сжатия	1,75–2	н/д	от 2,0	от 1,5	от 1,5
9	Производительность станции, млн м³/сут	18	н/д	21,0	10,0	48,8
10	Подтвержденная допустимая жидкостная нагрузка % (масс.)	н/д	н/д	до 5	до 10	влажность после сепаратора 0,15 г/м³ отсутствие капельной жидкости в газе
11	Количество компрессоров, шт.	1	2+2	2	2	3 + 3
12	Номинальная мощность компрессора, МВт	12,5	8	11,5	5	н/д
13	Тип и количество сепараторов	1 вертикальный двухфазный	Не предусмотрено	2 вертикальных двухфазных	Не предусмотрено	2 вертикальных двухфазных с циклонным каплеуловителем
14	Тип и количество охладителей	1 пассивный на антипомпажной линии	Не предусмотрено	2 входных + 2 выходных пассивных	2 пассивных на входе	один пассивный на входе и один пассивный на выходе каждой ступени
15	Тип и количество насосов	1 центробежный	Не предусмотрено	2 центробежных	Не предусмотрено	2 + 2
16	Способ размещения частотно-регулируемого привода	Подводный	На берегу	На верхних строениях платформы Asgard A	На верхних строениях платформы Gulfaks C	На верхних строениях плавучей станции управления
17	Габариты станции (Д×Ш×В), м	30×18×13	24×15×11	75×45×20	34×20×12	н/д
18	Энергоснабжение станции	на берегу	с берега 120 км	с платформы Asgard A 50 км	с платформы Gulfaks C 15 км	с берега по (14 + 135) км кабелю через плавучую станцию управления
19	Масса, т	900	н/д	4 800	862	6500
20	Масса защитной конструкции, т	–	н/д	1800	420	н/д
21	Часы непрерывной работы	10 000	н/д	150 000 (на 2025 г.)	40 000 (на 2020 г.)	–
22	Уровень готовности технологии	TRL 4	TRL 7	TRL 7	TRL 7	TRL 7

На рисунке 2 приведен ряд примеров лабораторных и заводских испытаний оборудования ПДКС, такие как испытание многофазного подводного компрессора на заводе компании OneSubsea,

центробежного подводного компрессора на стенде компании MAN, тестирование подводного теплообменного аппарата в бассейне, проверка эффективности работы систем подводного сепаратора, проверка

утечек на центробежном насосе, а также прибрежные испытания подводного трансформатора, в ходе которых определяются его тепловые характеристики и проверяется работа системы компенсации давления.

РИСУНОК 2. Лабораторные и заводские испытания отдельных компонентов ПДКС



По достижении целевого уровня наработки оборудования в процессе заводских испытаний проводятся комплексные функциональные испытания подсистем в сборе в условиях, максимально приближенных к эксплуатационным. Применение специального полигона, имитирующего эти условия, является ключевым фактором, обеспечивающим достижение требуемых параметров эксплуатации инновационного оборудования. Так, например, для проведения ресурсных испытаний оборудования пилотной ПДКС проекта Ormen Lange оператором проекта,

компанией Equinor, был построен бассейн в промышленной зоне Nihamna (Норвегия), где проводились испытания одной технологической линии станции. Общий вид полигона представлен на рисунке 3 [5]. Бассейн с габаритами 42×28×14 м в процессе эксплуатации заполнялся морской водой, температуру воды в бассейне поддерживали близкой к условиям эксплуатации на месторождении Ormen Lange. Для поддержания постоянной температуры воды бассейн был оборудован системой ее непрерывной циркуляции [5].

Испытательный комплекс в Nihamna, помимо обеспечения ресурсных испытаний оборудования, использовался также для проверки процедур установки и демонтажа модулей ПДКС. Компрессор Blue-CTM, разработанный компанией General Electric, отработал в бассейне испытательного полигона Nihamna около 6 месяцев (4180 ч), при этом максимальная потребляемая электрическая мощность составила 14,4 МВт. По результатам ресурсных испытаний доработка подводных компрессоров из-за их высокой стоимости была признана

РИСУНОК 3. Общий вид испытательного полигона в Nihamna



нецелесообразной и остановлена, а оператором проекта отмечено, что технология Blue-C «является возможным вариантом, но она не готова к работе» [6].

Данное решение было обусловлено в том числе актуализацией экономической оценки проекта обустройства месторождения Ormen Lange, включающей уточненную информацию о затратах для реализации его третьей фазы.

Высокотехнологичный испытательный центр компании Equinor K-Lab был создан для квалификации всех видов оборудования и технологических процессов, используемых в подготовке и транспорте углеводородов. Центр расположен в городе-порту Kårstø рядом с крупнейшим в Европе комплексом подготовки газа, где с 1985 проводится подготовка и хранение газа, поступающего с месторождения Asgard. Поскольку испытательный центр K-Lab интегрирован в газоперерабатывающий комплекс, это обеспечивает проведение исследований на реальных флюидах, идентичных добываемым на самом месторождении.

На рисунке 4 приведен общий вид испытательного центра K-Lab. Центр оборудован двумя независимыми многофазными контурами (multiphase test loops) [7, 8].

Контур VGII Loop предназначен для испытаний и квалификации различного нефтегазового оборудования, работающего как на суше, так и под водой. Техническое оснащение контура позволяет проводить проверки оборудования, работающего с газом, жидкостями, а также с многофазным потоком. В ходе проводимых проверок подтверждается соответствие фактических технологических параметров оборудования проектным требованиям, в том числе соответствие материального исполнения внутренних элементов оборудования условиям рабочей среды.

В зависимости от программы испытаний на вход испытательной секции может подаваться как осушенный газ, так и газ, не прошедший подготовку, содержащий жидкие конденсат, воду или их смесь. Установка обеспечивает возможности регулирования содержания солей и ингибиторов в потоке флюида на входе.

РИСУНОК 4. Общий вид испытательного центра K-Lab с двумя независимыми многофазными контурами



Контур SST Test Loop был спроектирован специально для проверки работоспособности подводного компрессора Subsea HOFIM компании MAN в условиях, близких к реальным условиям эксплуатации. Контур обеспечивает возможность комплексной проверки всей системы компримирования, т.е. компрессора с системой электроснабжения, управления и автоматизации, включая высоковольтные кабели и подводные электрические разъемы. Основным элементом испытательного контура SST является бетонный бассейн с габаритами 20×15×13 м.

Разработка технологии Subsea HOFIM началась в рамках решения задачи по поддержанию добычи на месторождении Asgard. Когда добыча начала снижаться, компания Equinor рассмотрела несколько инновационных технологий для продления срока службы месторождения, и предпочтительным решением была признана добыча, обеспечиваемая компрессорами, установленными на морском дне в районе расположения устьев скважин.

Для выполнения вышеуказанных задач был выбран мотор-компрессор HOFIM компании MAN, зарекомендовавший себя в ходе многолетнего опыта промышленной эксплуатации более 100 агрегатов в условиях суши, после чего последовала 10-летняя программа технической квалификации и подготовки компрессора для применения в подводных условиях.

Последующая доработка технологии была основана на методологии уровня технической готовности в API RP 17N [9] путем количественной оценки и контроля уровня технического риска на различных этапах выполнения проекта.

Для решения проблем, связанных с совместимостью внутренних материалов агрегата с жидкостной средой на входе, был составлен исчерпывающий список материалов для проверки, охватывающий соответствующие отдельные компоненты внутри встроенного мотор-компрессора. Механизмы старения, рассмотренные для различных групп материалов, включали капельную эрозию и коррозию для металлических материалов, а также химическое старение для неметаллических материалов.

Специалистами проектной группы была определена необходимость полномасштабных ресурсных испытаний в условиях влажного газа, с этой целью был заказан 6-ступенчатый линейный компрессор со встроенным двигателем мощностью 8 МВт – самый мощный агрегат, доступный в то время, подобранный в соответствии с возможностями испытательной установки многофазных жидкостей K-Lab [7].

В 2007 г. компания MAN успешно завершила серию заводских испытаний производительности, механических характеристик и герметичности опытного образца подводного компрессора (уровень TRL 2). В начале 2008 г. моноблок мотор-компрессора

был установлен в испытательном контуре K-Lab и подготовлен к проведению комплекса испытаний в контурах VGII и SST, основной целью которых было достижение безотказной работы агрегата при высокой надежности и технической готовности.

В конце 2009 г., после наработки 3250 часов с коэффициентом готовности более 98 %, концепция интегрированной системы мотор-компрессор получила сертификат испытаний, подтверждающий, что внутренние материалы и компоненты агрегата соответствуют требованиям эксплуатации в условиях влажного (до 5 %) газа. В результате был достигнут уровень готовности технологии TRL 3. Затем была проведена техническая квалификация агрегата с целью устранения проблем, обусловленных подводными условиями эксплуатации и повышенными требованиями к мощности на валу – 11,5 МВт.

В ходе испытаний компрессора в контуре SST производились [7]:

- проверка управления работой высокоскоростного двигателя компрессора с моделируемым расстоянием почти 50 км между преобразователем частоты и электродвигателем посредством имитатора электрического кабеля;
- проверка усовершенствованных компонентов электродвигателя и активных магнитных подшипников для повышения производительности и надежности;
- проверка подводных высоковольтных электрических соединений и уплотнений металлического корпуса;
- проверка работы компрессора при полной нагрузке многофазным потоком.

В 2010 г. после завершения успешных полномасштабных испытаний компания Aker Solutions в сотрудничестве с Equinor заключила контракт с MAN Diesel & Turbo на поставку единичной партии

подводных турбокомпрессоров для месторождения Asgard, состоящей из четырех герметичных агрегатов HOFIM, оснащенных встроенным электродвигателями.

Первая в мире подводная газоконденсаторная станция была введена в эксплуатацию 17 сентября 2015 г., обеспечивая транспорт газа на платформу Asgard B. Модули второй технологической линии были успешно установлены и введены в эксплуатацию в январе 2016 г. В настоящее время оба моноблока мотор-компрессоров HOFIM продолжают работу практически без остановок.

В октябре 2015 г. компании Aker Solutions и MAN Diesel & Turbo сформировали альянс для разработки следующего поколения подводных компрессорных систем, обеспечивающих повышенную отдачу и более низкие затраты по сравнению с решениями на традиционных платформах. Их цель состоит в том, чтобы подготовить экономически эффективную и надежную технологию подводных компрессорных систем с упором на минимизацию веса и размера, устранение излишней сложности системы.

В этой связи испытания моноблока мотор-компрессора HOFIM были продолжены с целью его модернизации и применения на других морских месторождениях, в т.ч. на месторождении Jansz-10, расположенном на австралийском шельфе. Одна из основных задач новой технологии – обеспечение возможности компримирования газового потока, содержащего до 30 % жидкости по массе [10].

Другой проект, который реализован в K-Lab, касается испытаний и контроля качества специального запорного клапана, предназначенного для перекрытия трубопроводов при возникновении аварийных ситуаций в системах закачки газа в пласт, применяемых для повышения нефтеотдачи месторождений. Данные исследования представляют интерес, поскольку требуют

быстрого регулирования расхода и давления для имитации разрыва трубопровода и немедленного закрытия клапана [11].

На сегодняшний день в ПАО «Газпром» организован комплекс научно-исследовательских работ, посвященных вопросам создания отечественной технологии подводного компримирования для освоения перспективных морских месторождений континентального шельфа Арктики и Дальнего Востока.

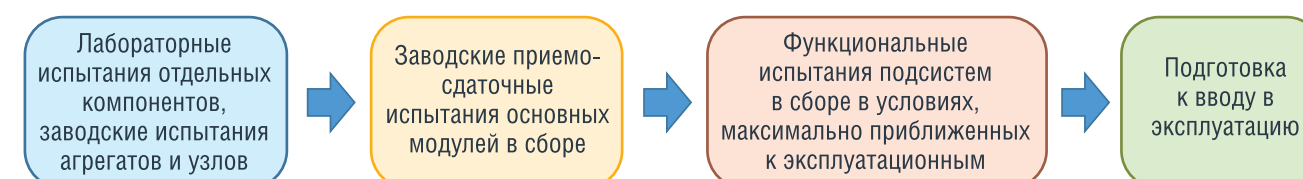
В рамках выполненных исследований разработана технологическая схема ПДКС, обоснован состав технологического оборудования (компрессорного, теплообменного, сепарационного и насосного) и определены режимные параметры его работы, которые позволили подготовить обоснованные исходные технико-технологические требования на проектирование.

Проводится углубленная проработка технических решений по основным элементам ПДКС, уточняются массогабаритные и эксплуатационные характеристики оборудования, выполняется обоснование технической реализуемости и экономической целесообразности ПДКС для принятия инвестиционного решения об организации опытно-конструкторских работ по созданию опытных образцов отдельных подводных установок и ПДКС в целом на ресурсной базе отечественных промышленных предприятий.

Зарубежный опыт показал, что созданные опытные образцы оборудования подлежат длительному циклу квалификационных испытаний, основные этапы которых представлены на рисунке 5.

Учитывая мировую практику, при создании оборудования ПДКС квалификационные испытания опытных образцов подводных компрессорных модулей – одного из ключевых элементов технологии подводного компримирования,

РИСУНОК 5. Основные этапы квалификационных испытаний оборудования ПДКС



могут быть организованы следующим образом. На первом этапе, вероятно, потребуются экспериментальные исследования (лабораторные испытания) образцов электропривода, магнитных подшипников, системы управления, электрических и оптических разъемов и соединителей. Далее последуют заводские испытания компрессорного агрегата в сборе, программа которых должна в том числе предусматривать:

- механические испытания,
- газодинамические испытания,
- пневматические испытания (на утечку),
- испытание системы охлаждения привода и магнитных подшипников,
- ресурсные испытания страховочных подшипников,
- ресурсные испытания на устойчивость ротора к капельной жидкости в газе,
- дефектацию (полную разборку) компрессора.

После заводских испытаний компрессорного агрегата необходимо организовать ресурсные испытания на наземных объектах подготовки/переработки/транспорта газа. Описанный выше цикл испытаний соответствует стадии предварительных испытаний по ГОСТ 15.301 [12].

После успешных ресурсных испытаний газоперекачивающего агрегата должны быть организованы заводские испытания модуля в сборе. При этом рекомендуется проведение испытаний компрессорного модуля в морской воде с целью проверки спецификации работы компрессорного агрегата в схожих с эксплуатационными условиями, включая дополнительные проверки эффективности работы оборудования системы охлаждения электродвигателя, герметичности электрических и оптических разъемов, работоспособности системы управления и других параметров модуля. Данный цикл испытаний соответствует стадии приемочных испытаний по ГОСТ 15.301 [12].

В настоящее время в Российской Федерации отсутствует испытательная инфраструктура, позволяющая проводить отработку новых технологий и процессов, используемых при подводной добыче, подготовке и транспортировке углеводородов.

Мировой опыт свидетельствует о целесообразности разработки как испытательных стендов для основного оборудования систем подводной добычи, так и испытательных полигонов, позволяющих имитировать условия, приближенные к реальным месторождениям [13].

Организация приемочных испытаний такого сложного, инновационного оборудования может быть достаточно дорогостоящей инвестицией. Возможный путь снижения затрат на создание испытательного полигона ПДКС состоит в том, чтобы встроить его в уже существующую процессную технологию, например, на береговом заводе и воспользоваться доступными ресурсами, такими как производственная инфраструктура (газ, энергетика, склады, краны, коммуникации), технические компетенции, объекты портового хозяйства. При выборе места расположения испытательного полигона должна быть разработана рациональная логистическая стратегия доставки изготовленного на заводах оборудования ПДКС.

Для проведения исследований и доработки оборудования ПДКС на полигоне необходимо определить: цель и задачи испытаний, используемые приспособления и оборудование, критерии приемки, а также разработать программы и методики испытаний.

Программа квалификационных испытаний ПДКС как единой системы должна разрабатываться с учетом индивидуальных программ испытаний каждого элемента системы, которые подготавливаются предприятиями, выполняющими ОКР по созданию указанного оборудования.

Необходимо учитывать, что испытательный полигон выполняет специфическую и весьма существенную научно-техническую роль в вопросах создания подводного оборудования для освоения морских углеводородных месторождений. Специфика вопроса заключается в том, что на начальном этапе испытательный полигон не может выступать как источник прибыли, но при этом он занимает существенное место в цепочке создания инновационного оборудования, поскольку обеспечивают проверку результатов НИОКР и апробацию опытных образцов изделий с последующей постановкой продукции на производство. ●

Литература

1. Neftegaz.RU [Электронный ресурс] // Д.А. Мирзоев, О.Л. Архипова, И.Э. Ибрагимов. Особенности освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа Арктики, электрон. журн. Neftegaz.RU № 1, Январь 2023 URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/arktika/766992-osobennosti-osvoeniya-neftegazovykh-resursov-kontinentalnogo-shelfa-arkiki/> (дата обращения: 02.04.2026).
2. Территория Невтегаз [Электронный ресурс] // И.Э. Ибрагимов, А.В. Дроздов, М.С. Кирик. Основные тенденции развития технологии и оборудования систем подводного компримирования // журн. Газовая промышленность Спецвыпуск № 1, 2024 URL: <https://neftegas.info/magazines/gas-industry/142/1313> (дата обращения: 02.04.2026).
3. Р.В. Горячев, Ю.В. Кожухов, Ю.П. Ерышкин Мировой опыт производства герметичных компрессоров для подводных добычных комплексов, применяемых при разработке месторождений углеводородов на морском шельфе // Компрессоры и компрессорное оборудование: труды международного симпозиума им. К.П. Селезнева, 30 мая – 1 июня 2018 г. – С. 24–34 (дата обращения: 02.04.2026).
4. Отчет-справочник / под ред. Сафина А.Х. Новые направления в развитии техники сжатия газов. Часть 2. Подводные компрессоры и компрессорные станции для нефтегазовых промыслов на морском континентальном шельфе. СПб. ООО «Прима-Химмаш», 2012, 190 с.
5. CORE [Электронный ресурс] // Faculty of Science and Technology MASTER'S THESIS Bruce Wilson (A/S Norske Shell), Evaluation of hydro acoustic condition monitoring of subsea processing equipment, Stavanger, 2011, p.-108 URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/30922116.pdf> (дата обращения: 01.11.2022).
6. YouTube [Электронный ресурс] // Shell makes a leap in technology with subsea compression pilot URL: https://www.youtube.com/watch?time_continue=4&v=UaZOFI3HZKY (дата обращения: 21.05.2026).
7. ResearchGate [Электронный ресурс] // Technical Integrity in a Full Scale Qualification and Test Facility for Offshore Equipment. Iulian Comanescu, Torgir Log Article in International Journal of Offshore and Polar Engineering January 2016 URL: https://www.researchgate.net/publication/305920742_Technical_Integrity_in_a_Full_Scale_Qualification_and_Test_Facility_for_Offshore_Equipment (дата обращения: 01.11.2022).
8. YouTube [Электронный ресурс] // Equinor K-lab – Full-scale multiphase Test Facility URL: <https://youtu.be/uYtVrxmWXm8?si=6sMpKo-sBb0zn3dl> (дата обращения: 01.11.2022).
9. API RP 17N Recommended Practice on Subsea Production System Reliability, Technical Risk, and Integrity Management.
10. Offshore [Электронный ресурс] // Chevron, Shell greenlight subsea compression projects Oct. 1, 2021 Chevron and Shell have sanctioned subsea compression projects in Australia and Norway, respectively, Oct. 1, 2021 Jessica Stump URL: <https://www.offshore-mag.com/subsea/article/14210954/2110offsss> (дата обращения: 01.11.2022).
11. Offshore [Электронный ресурс] // Extended subsea compressor qualification program proves worth at Asgard Nov. 10, 2016 Since September 2015, Statoil has been operating the world's first subsea gas compression station on the seafloor of the Norwegian URL: <https://www.offshore-mag.com/production/article/16754710/extended-subsea-compressor-qualification-program-proves-worth-at-asgard> (дата обращения: 01.11.2022).
12. ГОСТ Р 15.301-2016 Система разработки и постановки продукции на производство (СРПП). Продукция производственно-технического назначения. Порядок разработки и постановки продукции на производство.
13. Анализ состояния морских полигонов и испытательных стендов в сфере морской добычи углеводородов, в том числе с применением МРПК, А.И. Малахов, С.Г. Фокин, ГИДРОКОСМОС, 2024;2,2(7–8):97–106.

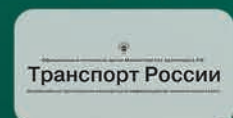
KEYWORDS: *subsea production systems, subsea compression station, foreign experience, organization and implementation of equipment testing, subsea reservoir products treatment, gas and gas condensate production.*



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ОФИЦИАЛЬНОЕ ИЗДАНИЕ



ЮРИДИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР



Минеральные удобрения: торговля и логистика

Москва, 24 ноября 2026



7 958 197 75 03
info@vivaconsult.ru
www.vivaconsult.ru

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ

на режиме истощения и с применением сайклинг-процесса

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНА ЗАДАЧА ВЫБОРА РАЦИОНАЛЬНОГО СПОСОБА РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ НА РЕЖИМЕ ИСТОЩЕНИЯ ЛИБО С ПОДДЕРЖАНИЕМ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПУТЕМ ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКИ СУХОГО ГАЗА. АКТУАЛЬНОСТЬ РАБОТЫ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ БЛИЗОСТЬЮ НАЧАЛЬНОГО ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ К ДАВЛЕНИЮ НАЧАЛА КОНДЕНСАЦИИ, ВСЛЕДСТВИЕ ЧЕГО РЕТРОГРАДНОЕ ВЫПАДЕНИЕ ТЯЖЕЛЫХ КОМПОНЕНТОВ НАЧИНАЕТСЯ НА РАННЕЙ СТАДИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ. АВТОРАМИ УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ПОЛНЫЙ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕСС ОБЕСПЕЧИВАЕТ МАКСИМАЛЬНЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ. ВМЕСТЕ С ТЕМ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПОКАЗЫВАЕТ ОТРИЦАТЕЛЬНЫЙ ЧИСТЫЙ ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ДОХОД ИЗ-ЗА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ И ДЛИТЕЛЬНОЙ КОНСЕРВАЦИИ ТОВАРНОГО ГАЗА. СДЕЛАН ВЫВОД, ЧТО ПРИ ЗАДАННЫХ ИНФРАСТРУКТУРНЫХ И ЦЕНОВЫХ ПРЕДПОСЫЛКАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫЙ ВАРИАНТ НЕ ЯВЛЯЕТСЯ ЭКОНОМИЧЕСКИ РАЦИОНАЛЬНЫМ

THE ARTICLE EXAMINES THE PROBLEM OF SELECTING A RATIONAL METHOD FOR DEVELOPING A GAS CONDENSATE DEPOSIT IN THE NORTH CASPIAN FIELD, EITHER UNDER A DEPLETION MODE OR WITH RESERVOIR PRESSURE MAINTAINED THROUGH THE REVERSE INJECTION OF DRY GAS. THE RELEVANCE OF THE WORK IS DETERMINED BY THE PROXIMITY OF THE INITIAL RESERVOIR PRESSURE TO THE CONDENSATION ONSET PRESSURE, WHICH RESULTS IN RETROGRADE PRECIPITATION OF HEAVY COMPONENTS AT AN EARLY STAGE OF OPERATION. THE AUTHORS HAVE ESTABLISHED THAT THE FULL RECYCLING PROCESS PROVIDES THE MAXIMUM TECHNOLOGICAL EFFECT. AT THE SAME TIME, THE TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT SHOWS A NEGATIVE NET DISCOUNTED INCOME DUE TO ADDITIONAL INVESTMENTS AND THE LONG-TERM STORAGE OF MARKETABLE GAS. IT HAS BEEN CONCLUDED THAT, GIVEN THE EXISTING INFRASTRUCTURE AND PRICE CONDITIONS, THE TECHNOLOGICALLY MOST EFFICIENT OPTION IS NOT ECONOMICALLY RATIONAL

Ключевые слова: газоконденсатная залежь, сайклинг-процесс, сухой газ, ретроградная конденсация, композиционная модель, пластовое давление, коэффициент извлечения конденсата, гидродинамическое моделирование, Северный Каспий.

**Саидов
Саидджон Сухробович**
магистрант

**Библив
Богдан Николаевич**
магистрант

**Косенков
Александр Денисович**
магистр

кафедра моделирования
физико-технологических
процессов разработки
нефтяных месторождений,
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина

УДК 622.279.5:622.276.6

Разработка газоконденсатных залежей принципиально отличается от разработки сухих газовых объектов тем, что снижение давления ниже давления начала конденсации приводит не только к падению пластовой энергии, но и к изменению фазового состояния углеводородной смеси. Тяжелые компоненты C5+ переходят в жидкую фазу непосредственно в поровом пространстве. При низкой подвижности выпавшего конденсата формируется зона ретроградной конденсации, которая снижает фазовую проницаемость по газу, ухудшает продуктивность добывающих скважин и уменьшает компонентную отдачу пласта.

Для рассматриваемого объекта данная проблема имеет прикладное значение. Пласт относится к высококонденсатным газоконденсатным залежам: потенциальное содержание стабильного конденсата в пластовом газе составляет более 300 г/м³. Начальное пластовое давление равно 34,5 МПа, а давление начала конденсации – 34 МПа. Разница между этими давлениями составляет всего 0,5 МПа, поэтому даже умеренная депрессия на пласт способна вызвать локальное выпадение конденсата в призабойной зоне уже в начале разработки.

Научная задача статьи состоит в количественной оценке того, насколько поддержание пластового давления путем обратной закачки сухого газа изменяет выработку запасов стабильного конденсата по сравнению с режимом истощения, и является ли такой технологический выигрыш достаточным для выбора сайклинг-процесса в качестве рационального проектного решения. В отличие от обзорного рассмотрения технологии, акцент сделан на связке трех блоков: корректность композиционного описания флюида, прогнозные технологические показатели и экономическая реализуемость выбранного варианта.

Цель исследования – выполнить сравнительную оценку эффективности разработки газоконденсатной залежи на режиме истощения и с применением сайклинг-процесса на

основе композиционного гидродинамического моделирования. Для достижения цели решены следующие задачи: подготовлена и адаптирована композиционная модель пластового флюида; обоснованы варианты разработки с различным соотношением добывающего и нагнетательного фонда; рассчитаны накопленные показатели газа и конденсата; выполнена интерпретация изменения коэффициента извлечения конденсата, текущего конденсато-газового фактора и экономических показателей.

Научная новизна работы заключается в том, что для конкретной высококонденсатной карбонатной залежи Северного Каспия на базе адаптированной композиционной модели установлена количественная связь между режимом поддержания пластового давления сухим газом, динамикой ретроградных потерь и итоговым коэффициентом извлечения стабильного конденсата.

Впервые для рассматриваемого объекта показано, что при близости начального давления к давлению начала конденсации ключевым фактором технологической эффективности является не столько увеличение валовой добычи газа, сколько предотвращение раннего выпадения C5+ и последующее доизвлечение конденсата в период истощения после завершения цикла обратной закачки. Подтверждена закономерность: чем выше степень компенсации отбора газом и чем дольше сохраняется давление около области насыщения, тем ниже ретроградные потери и выше КИК, однако экономический эффект ограничивается отсрочкой реализации товарного газа.

Наиболее значимыми параметрами, определяющими эффективность разработки, оказались близость значений пластового давления и давления начала конденсации, коэффициент компенсации отбора закачкой, продолжительность периода сайклинга, система расстановки фонда нагнетательных скважин и соотношение между дополнительной добычей конденсата и дисконтированной стоимостью отсроченной добычи газа.

Обзор исследований

В отечественной и зарубежной практике сайклинг-процесс рассматривается как один из основных методов повышения конденсатоотдачи газоконденсатных месторождений. Его физическая сущность состоит в поддержании пластового давления и вытеснении насыщенного тяжелыми компонентами пластового газа более сухим газом, из которого на поверхности уже извлечены компоненты C5+. При сохранении давления выше либо вблизи давления начала конденсации уменьшается объем выпавшей жидкой фазы.

Исследования фазового поведения газоконденсатных систем показывают, что корректное прогнозирование разработки таких объектов невозможно без учета компонентного состава, SSE- и CVD-экспериментов, сепарационных испытаний и настройки уравнения состояния [3, 13]. Работы по продуктивности газоконденсатных скважин также подтверждают, что падение забойного давления ниже давления начала конденсации приводит к формированию конденсатной банки и снижению фазовой проницаемости по газу [14, 15]. Поэтому при прогнозировании разработки важна не только величина конечного коэффициента извлечения, но и траектория изменения давления во времени.

Современные исследования по цифровому моделированию сайклинг-процесса указывают, что наибольший эффект достигается при раннем начале закачки сухого газа, пока пластовое давление не снижено существенно ниже давления начала конденсации [17]. Для трещинно-поровых и неоднородных коллекторов дополнительно возрастает роль размещения добывающих и нагнетательных скважин, поскольку преждевременный прорыв сухого газа создает неэффективный цикл и снижает охват вытеснением [19]. Эти выводы непосредственно применимы к рассматриваемому объекту.

Вместе с тем литература показывает, что технологическая эффективность сайклинга не всегда совпадает с экономической рациональностью.

Сдерживающими факторами выступают необходимость строительства компрессорных мощностей, бурение нагнетательных скважин, длительный срок возврата газа в пласт и высокая чувствительность проекта к ставке дисконтирования. Поэтому для промышленных газоконденсатных объектов корректная оценка должна включать не только прирост конденсата, но и влияние консервации газа на денежный поток проекта [5, 10, 17].

Объект и методика исследования

Объектом исследования является карбонатная залежь верхнеюрских отложений месторождения Северного Каспия. Ключевые геолого-физические параметры, определяющие постановку задачи моделирования, приведены в таблице 1.

Близость начального пластового давления к давлению начала конденсации является главным физическим ограничением проекта. При начальных условиях пластовая система находится практически у границы двухфазной области. В режиме истощения любое снижение давления приводит к выпадению жидких углеводородов, причем из-за капиллярных сил и низкой относительной проницаемости по конденсату значительная часть этой фазы остается неподвижной в поровом пространстве.

Для учета фазового поведения создана композиционная модель пластового флюида на уравнении состояния Пенга-Робинсона. С целью снижения неопределенности и вычислительной сложности компонентный состав

ТАБЛИЦА 1. Основные параметры объекта исследования

Параметр	Ед. изм.	Значение
Тип залежи	–	газоконденсатная, пластовая
Тип коллектора	–	карбонатный, трещино-каверново-поровый
Средняя общая толщина	м	70
Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м	20
Коэффициент пористости	д.ед.	0,1
Коэффициент газонасыщенности	д.ед.	0,7
Проницаемость	мД	10
Начальное пластовое давление	МПа	34,5
Давление начала конденсации	МПа	34
Потенциальное содержание стабильного конденсата C5+	г/м³	> 300
Начальные геологические запасы свободного газа	млрд м³	70
Начальные геологические запасы конденсата	млн т	30

сгруппирован в 15 компонент, включая индивидуальное выделение H₂S и пять псевдокомпонент: C6–C7, C8–C9, C10–C12, C13–C17 и C18+. Такой подход сохраняет достаточную детализацию тяжелого остатка, влияющего на ретроградную конденсацию, и одновременно позволяет выполнять прогнозные расчеты на гидродинамической модели.

Качество настройки модели оценивалось по давлению начала конденсации, относительному объему жидкости в экспериментах SSE и CVD, газовому фактору сепарации и плотности стабильного конденсата. Результаты адаптации представлены в таблице 2.

Прогнозные расчеты выполнены по трем вариантам. Вариант 1 подразумевает бурение 12 добывающих скважин и разработку объекта на режиме истощения. Вариант 2 предполагает замену пяти добывающих скважин нагнетательными и реализацию полного сайклинг-процесса с начала разработки.

В варианте 3 производится уплотнение сетки скважин и также реализуется полный сайклинг-процесс с начала разработки. Варианты сопоставлялись по накопленной добыче газа и конденсата, накопленной закачке газа, КИГ, КИК, текущему конденсато-газовому фактору и экономическим показателям.

ТАБЛИЦА 2. Результаты настройки композиционной модели пластового флюида

Параметр	Ед. изм.	Целевое значение	Расчетное значение	Отклонение, %
Давление начала конденсации Psat	бар	336,5	336,9	0,1
Относительный объем жидкости SSE	%	8,89	8,67	-2,4
Относительный объем жидкости CVD	%	7,84	7,539	-3,8
Газовый фактор SEP	см³/см³	2368	2277	-3,8
Плотность стабильного конденсата SEP	кг/м³	761	795,3	4,5

ТАБЛИЦА 3. Исходные характеристики прогнозных вариантов

Параметр	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Характеристика	Истощение	Полный сайклинг	Полный сайклинг
Годовая добыча газа, млрд м³/год	1,7	1,0	1,7
Фонд скважин, всего	12	12	24
Добывающие скважины	12	7	12
Нагнетательные скважины	–	5	12
Минимальное устьевое давление, МПа	3	3	3
Минимальный дебит газа, тыс. м³/сут	50	50	50

Также дополнительно рассчитывались варианты реализации частичного сайклинга с начала разработки и полного сайклинг-процесса при снижении пластового давления до Рпл = 25 МПа, однако результаты расчета показали их низкую технологическую эффективность.

Результаты моделирования и анализа

Результаты 40-летнего прогнозного расчета показывают, что режим истощения обеспечивает наименьшую выработку стабильного конденсата. По варианту 1 накопленная добыча конденсата составляет 6,5 млн т, КИК – 0,213. По варианту 2 накопленная добыча возрастает до 7,5 млн т (+15,4%).

Уплотнение сетки скважин существенно меняет характер

выработки запасов. По варианту 3 накопленная добыча стабильного конденсата за 40 лет достигает 10,1 млн т, что увеличивает добычу конденсата в 1,5 раза относительно варианта разработки на истощение. КИК увеличивается с 0,213 до 0,331. Одновременно КГФ к концу рассматриваемого периода снижается до 101,3 см³/м³, что отражает компонентное «осушение» добываемого газа вследствие вытеснения жирной газоконденсатной смеси сухим газом и извлечения тяжелых компонентов на ранних стадиях. Физическая причина полученной зависимости состоит в динамике пластового давления в процессе разработки объекта. В варианте разработки на истощение пластовое давление непрерывно снижается, что увеличивает объем зоны, где смесь находится ниже давления начала конденсации. В этой зоне тяжелые компоненты

переходят в малоподвижную жидкую фазу и перестают участвовать в фильтрации к забоям скважин. В варианте полного сайклинга закачиваемый сухой газ компенсирует отбор, поддерживает давление в пласте и предупреждает ретроградную конденсацию тяжелых углеводородных компонентов.

Для оценки долгосрочного эффекта был дополнительно сопоставлен базовый вариант истощения и вариант полного сайклинг-процесса с последующим истощением на 70-летнем горизонте. В таком расчете важным является разделение валовой добычи газа и товарной добычи газа. По варианту 3 валовая накопленная добыча газа составляет 100,259 млрд м³, однако 67,162 млрд м³ закачивается обратно в пласт. Следовательно, товарный газ после вычета реинжекции равен 33,097 млрд м³, что всего на 0,781 млрд м³ выше варианта истощения.

РИСУНОК 1. Принципиальная схема обратной закачки сухого газа при сайклинг-процессе

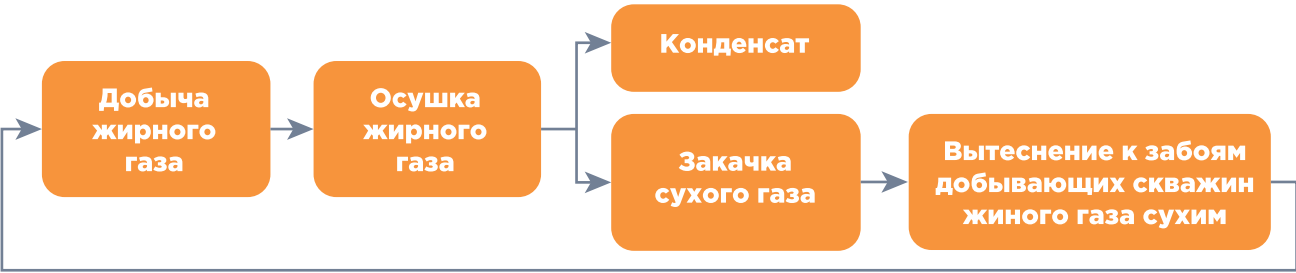


ТАБЛИЦА 4. Сравнение технологических показателей за 40-летний период

Вариант	Накопленная добыча газа, млрд м³	Накопленная закачка газа, млрд м³	Накопленная добыча конденсата, млн т	КИК, д.ед.	КГФтек, см³/м³
1	30,2	–	6,496	0,213	294,9
2	34,9	33,9	7,465	0,245	212,6
3	68,3	67,2	10,102	0,332	101,3

РИСУНОК 2. Влияние режима разработки на накопленную добычу конденсата и КИК за 40 лет

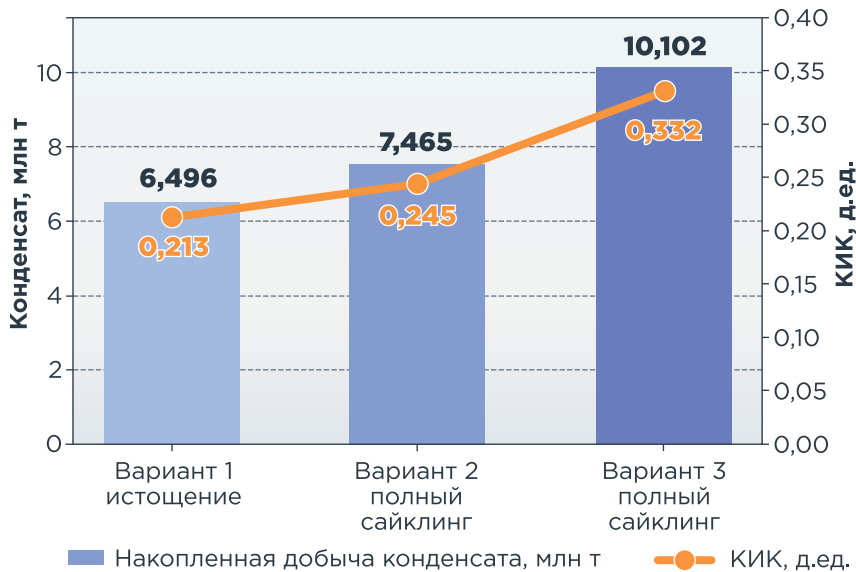
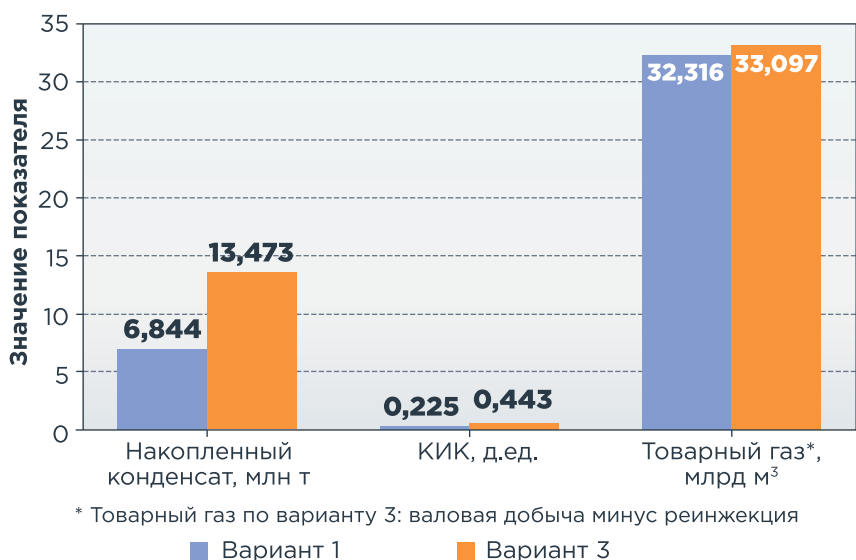


ТАБЛИЦА 5. Сравнение вариантов 1 и 3 за 70-летний период

Показатель	Вариант 1	Вариант 3
Валовая накопленная добыча газа, млн м³	32 316	100 259
Накопленная закачка газа, млн м³	–	67 162
Товарный газ после вычета реинжекции, млн м³	32 316	33 097
Накопленная добыча конденсата, тыс. т	6 844	13 473
КИГ, д.ед.	0,453	0,464
КИК, д.ед.	0,225	0,443

РИСУНОК 3. Сравнение варианта истощения и полного сайклинга на 70-летнем горизонте



Основной технологический выигрыш формируется именно по конденсату: 13,473 млн т против 6,844 млн т, прирост 6,629 млн т, или 96,9%. КИК возрастает с 0,225 до 0,443.

Таким образом, технологическая целесообразность сайклинг-процесса для рассматриваемой залежи подтверждается однозначно. Однако экономическая оценка меняет итоговую интерпретацию. Вариант 3 включает в себя бурение нагнетательного фонда и строительство платформы компрессорного модуля, что увеличивает капитальные вложения проекта на 30 млрд рублей. Несмотря на более высокий КИК, ЧДД проекта по варианту 3 составляет становится убыточным, тогда как вариант разработки на истощение имеет положительный значение ЧДД – 9,8 млрд руб.

Главная причина отрицательного экономического результата – временная структура денежных потоков. Дополнительный конденсат извлекается при длительном периоде обратной закачки, но значительный объем газа в течение 40 лет не реализуется, а возвращается в пласт. Положительный денежный поток после перехода к истощению возникает слишком поздно, и при ставке дисконтирования 10 % его вклад в текущую стоимость оказывается недостаточным для компенсации дополнительных капитальных и операционных затрат.

Обсуждение результатов

Полученные результаты согласуются с известными представлениями о разработке газоконденсатных залежей: чем раньше начинается поддержание пластового давления, тем меньше объем ретроградных потерь и тем выше коэффициент извлечения конденсата.

Результаты также подтверждают выводы современных работ по газовой закачке в трещиноватые и неоднородные газоконденсатные коллекторы: эффективность процесса определяется не только фактом закачки, но и способностью обеспечить достаточный охват без преждевременного прорыва сухого газа.

ТАБЛИЦА 6. Техничко-экономические показатели вариантов 1 и 3

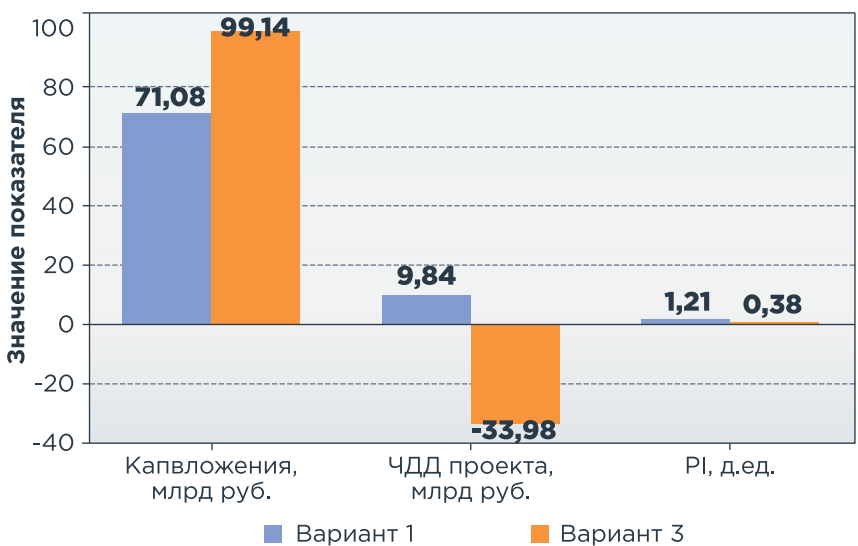
Показатель	Вариант 1	Вариант 3
Капитальные вложения, млн руб.	71 085	99 141
Ставка дисконтирования, %	10	10
ЧДД проекта, млн руб.	9 841	-33 980
ЧДД за рентабельный период, млн руб.	10 449	–
Срок окупаемости, лет	11	отсутствует
Дисконтированный срок окупаемости, лет	15	отсутствует
Рентабельный срок разработки, лет	31	отсутствует
PI, д.ед.	1,21	0,38
IRR, %	13,1	–

Практическая применимость результатов состоит в том, что для высококонденсатных морских объектов сайклинг-процесс следует рассматривать не как универсальную замену истощению, а как вариант, чувствительный к инфраструктуре, рынку газа и дисконту. Если условия сбыта газа ограничены, а цена конденсата существенно выше, технологическая схема с обратной закачкой может стать рациональной. Если же товарный газ имеет устойчивый рынок сбыта, а строительство компрессорного модуля требует значительных инвестиций, режим истощения может быть предпочтительнее даже при меньшем КИК.

Эффективность процесса определяется не только фактом закачки, но и способностью обеспечить достаточный охват без преждевременного прорыва сухого газа

К ограничениям исследования относятся отсутствие вероятностного учета геологической неопределенности, неизменность макроэкономических предпосылок, укрупненное представление затрат на компримирование и закачку газа, а также отсутствие отдельного сравнения с альтернативными агентами воздействия – CO₂, N₂ или комбинированной закачкой. Эти факторы могут изменить границу экономической целесообразности сайклинга и должны быть предметом дальнейших исследований.

РИСУНОК 4. Сравнение капитальных вложений, ЧДД и PI по вариантам 1 и 3



Выводы

- Рассматриваемый объект относится к высококонденсатным газоконденсатным объектам: содержание стабильного конденсата C₅+ составляет более 300 г/м³. Начальное пластовое давление превышает давление начала конденсации всего на 0,5 МПа, что

предопределяет ретроградное выпадение конденсата с начала разработки на естественном режиме работы пласта.

- Построенная 15-компонентная композиционная модель на уравнении состояния Пенга-Робинсона обеспечивает приемлемую точность воспроизведения PVT-свойств.
- Полный сайклинг-процесс с уплотняющим бурением за 40 летний прогнозный период увеличивает накопленную добычу конденсата до 10,1 млн т, что на 3,6 млн т (+55,4 %) выше варианта разработки на истощение.

Чем раньше начинается поддержание пластового давления, тем меньше объем ретроградных потерь и тем выше коэффициент извлечения конденсата

- На 70-летнем горизонте вариант полного сайклинга с последующей разработкой на истощение обеспечивает накопленную добычу конденсата 13,5 млн т против 6,8 млн т относительно варианта разработки на естественном режиме. КИК увеличивается с 0,223 до 0,443.

но экономически условный вариант. Его целесообразность может повыситься при наличии дешевых компрессорных мощностей, снижении ставки дисконтирования или росте стоимости реализации стабильного конденсата относительно стоимости реализации товарного газа. ●

Для высококонденсатных морских объектов сайклинг-процесс следует рассматривать не как универсальную замену истощению, а как вариант, чувствительный к инфраструктуре, рынку газа и дисконту

- Валовая накопленная добыча газа по варианту сайклинга равна 100,3 млрд м³, но с учетом обратной закачки 67,2 млрд м³ товарный газ составляет 33,1 млрд м³. Прирост товарного газа относительно истощения невелик – 0,8 млрд м³.
- Техничко-экономическая оценка показывает, что при принятых предпосылках рациональным вариантом является разработка на истощение: ЧДД проекта составляет 9,8 млрд руб., PI – 1,21, срок окупаемости – 11 лет.
- Практическая рекомендация состоит в том, что сайклинг-процесс для данного объекта следует рассматривать как технологически эффективный,

Литература

1. Алиев З.С., Мараков Д.А., Котлярова Е.М. и др. Теоретические и технологические основы применения горизонтальных скважин для освоения газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 2014. 450 с.
2. Алиев З.С., Мараков Д.А. Разработка месторождений природных газов: учебное пособие для вузов. М.: МАКС Пресс, 2011. 340 с.
3. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
4. Вякирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. 880 с.
5. Гавура А.В., Санников И.Н., Хисматуллина Ф.С. Управление разработкой на основе моделирования пластовых процессов: методические рекомендации. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2018. 93 с.
6. Зубарев В.В. Результаты вычислительных экспериментов по повышению эффективности сайклинг-процесса // Георесурсы. 2010. № 2 (34). С. 46–48.
7. Лапшин В. и др. Аналитические и экспериментальные исследования влияния неуглеводородных компонентов на фазовые превращения углеводородных газожидкостных систем // Вести газовой науки. 2013. № 1 (12). С. 27–35.
8. Люгай А.Д. Повышение компонентоотдачи при разработке газоконденсатных месторождений с высоким содержанием неуглеводородных компонентов: дис. ... канд. техн. наук. М., 2016.
9. Мулявин С.Ф., Облеков Г.И. Проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Тюмень, 2015.
10. Савченко С.И. и др. Проблемы реализации технологии сайклинг-процесса на нефтегазоконденсатном месторождении Иркутской области // Горные ведомости. 2013. № 10. С. 54–65.
11. Тер-Саркисов Р.М., Гужов Н.А., Захаров А.А., Илатовский Ю.В., Николаев В.А. Моделирование разработки месторождений природных газов с воздействием на пласт. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. 590 с.
12. Тер-Саркисов Р.М., Подюк В.Г., Николаев В.А. Научные основы повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1998. 344 с.
13. Whitson C.H., Brule M.R. Phase Behavior. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2000. 240 p. DOI: 10.2118/9781555630874.
14. Barnum R.S., Brinkman F.P., Richardson T.W., Spillette A.G. Gas Condensate Reservoir Behaviour: Productivity and Recovery Reduction Due to Condensation // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, 1995. SPE-30767-MS.
15. Fevang O., Whitson C.H. Modeling Gas-Condensate Well Deliverability // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, 1995. SPE-30714-MS.
16. Jessen K., Orr F.M. Gas Cycling and the Development of Miscibility in Condensate Reservoirs // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2004. Vol. 7, No. 5. P. 334–341.
17. Matkivskiy S. Optimization of Gas Recycling Technique in Development of Gas-Condensate Fields // Mining of Mineral Deposits. 2023. Vol. 17, No. 1. P. 101–107. DOI: 10.33271/mining17.01.101.
18. Li N., Li H., Tan X., Zhang L., Liu Y. Effect of Retrograde Condensation and Stress Sensitivity on Properties of Condensate Gas Reservoirs // Frontiers in Energy Research. 2023. Vol. 10. Article 1078755. DOI: 10.3389/fenrg.2022.1078755.
19. Yang C., Wu J., Wu H., Jiang Y., Song X., Guo P., Zhang Q., Tian H. Research on Gas Injection Limits and Development Methods of CH₄/CO₂ Synergistic Displacement in Offshore Fractured Condensate Gas Reservoirs // Energies. 2024. Vol. 17, No. 13. Article 3326. DOI: 10.3390/en17133326.
20. Reis P.K.P., Carvalho M.S. Pore-Scale Analysis of Gas Injection in Gas-Condensate Reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 212. Article 110189. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110189.
21. Zhang A. et al. An Evaluation on Phase Behaviors of Gas Condensate in Porous Media During Gas Injection // Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies Nouvelles. 2020. Vol. 75. Article 16.
22. Lin B. et al. Current Progress and Development Trend of Gas Injection for Enhanced Gas Recovery // Energies. 2024. Vol. 17, No. 7. Article 1595.

KEYWORDS: gas-condensate reservoir, gas cycling, dry gas reinjection, retrograde condensation, compositional model, reservoir pressure, condensate recovery factor, reservoir simulation, North Caspian.

НЕФТЬ АМЕРИКАНСКАЯ, А ГАЗ – РОССИЙСКИЙ. КАК ТУРЦИЯ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЯЕТ СВОЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ ЗАВИСИМОСТЬ



Турция пересматривает свои энергетические приоритеты, стремясь снизить зависимость от России.



Наиболее заметно эти изменения проявились в июне 2026 года, когда Соединенные Штаты стали крупнейшим поставщиком сырой нефти в Турцию. При этом Россия по-прежнему играет важную роль в поставках газа, которые обеспечивают трубопроводами и долгосрочными контрактами. После начала конфликта на Украине поставки российской нефти в Турцию выросли. Скидки на нефть марки Urals позволили турецким нефтеперерабатывающим заводам снизить затраты. Доля России в поставках начала снижаться в 2025 году из-за роста санкционных рисков. Но при выборе поставщиков учитывают и цену. В августе Турция нарастила импорт дизельного топлива из США и Индии, доля российских поставок снизилась до 20%. Одновременно растет роль возобновляемой энергетики. ЕС постепенно отказывается от российского газа, и к осени 2027 года ограничения затронут долгосрочные контракты на поставки по трубопроводам. В этих условиях для Турции становятся особенно важными вопросы происхождения газа, прозрачности его смешивания и возможности реэкспорта в Европу.



РОССИЯ ОСТАЕТСЯ ТОПЛИВНЫМ НАСОСОМ БЛОКА БРИКС

Frankfurter Allgemeine
ZEITUNG FÜR DEUTSCHLAND

На долю государств БРИКС приходится 43% мировой добычи нефти и 36% добычи газа. Центром тяжести в торговле нефтью и газом внутри группы выступает Китай. В 2025 году Китайская Народная Республика потребляла 17 млн барр. нефти в сутки, больше потребляли только США. Пекин закупает УВ в основном у России, Саудовской Аравии, Малайзии, Ирака, Бразилии и Объединенных Арабских Эмиратов – почти все эти страны входят в БРИКС. В 2024 году сырая нефть, каменный уголь и природный газ составили около двух третей всего российского экспорта в Китай. За последние годы КНР накопила запасы нефти, объем которых приближается к резервным мощностям стран ОПЕК. Другими важными игроками в рамках БРИКС в сфере нефти и газа выступают Россия и Индия. Для российской экономики экспорт в Китай и Индию имеет жизненно



важное значение. После начала конфликта на Украине Москва была вынуждена перенаправить экспортные потоки. В результате Китай в 2024 году увеличил импорт из России на 26%, а Индия – на 111%.

ЕВРОПА – «ЗОНА, СВОБОДНАЯ ОТ ГАЗА» Myśl Polska

Энергетическая трансформация Европы не может быть успешной без сотрудничества с Россией. Польша постепенно отказывается от традиционных видов топлива. 17 из 24 секторов польской обрабатывающей промышленности могут быть полностью электрифицированы. Эта трансформация – дело дорогостоящее и трудоемкое, но она способна сделать Польшу независимой от внешних потрясений. В настоящее время 65 угольных электростанций остаются основным источником энергии для Польши. С некоторого времени они стали убыточными, поскольку российский уголь по цене 75 евро за тонну был заменен более дорогим по 110 евро. Энергетические компании устанавливают в больницах и детских садах газовые электрогенераторы. Городские власти частично возвращают на линии дизельные автобусы вместо электрических. Переход городов на электроэнергию должен осуществляться осторожно и по четкому плану. Оптимальным решением являются атомные электростанции. Однако для них требуется обогащенный уран. Чтобы удовлетворить потребности в нем придется обратиться к импортерам: российским, американским и китайским. Четыре ближайших завода по обогащению урана находятся в России. Кроме того, для преобразования урана необходим газ, и только Россия располагает его достаточным количеством. Даже если ЕС полностью откажется от традиционного топлива и перейдет на ядерную энергетику, правительству и бизнесу все равно придется закупать сырье у России. ●



Валком

РОССИЙСКИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ДАТЧИКИ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ



УКСУ
СИГНАЛИЗАТОР
УРОВНЯ

ТПК
ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ
ТЕМПЕРАТУРЫ

ПДК
ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ
ДАВЛЕНИЯ



valcom.ru



Сделано в России

ЧУВСТВИТЕЛЬНЫЙ ЭЛЕМЕНТ ДАТЧИКА ДАВЛЕНИЯ



Роботизация
производства AIR.
Смотреть на RUTUBE

УНИВЕРСАЛЬНЫЙ АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ для объектов магистрального транспорта газа

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНА ЗАДАЧА РАСЧЕТА И ВЫБОРА ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ ДЛЯ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ (ГРС), ОТ КОРРЕКТНОГО РЕШЕНИЯ КОТОРОЙ ЗАВИСИТ БЕЗАВАРИЙНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ. ОТМЕЧЕНО, ЧТО ОБОБЩЕННЫЙ АЛГОРИТМ, РЕГЛАМЕНТИРОВАННЫЙ В ГОСТ 12.2.085–2017, НЕ СОДЕРЖИТ ДЕТАЛИЗИРОВАННЫХ КРИТЕРИЕВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПАРАМЕТРОВ, ЧТО ЗАТРУДНЯЕТ ОБОСНОВАННЫЙ ВЫБОР АРМАТУРЫ И ПОВЫШАЕТ РИСКИ ПРОЕКТНЫХ ОШИБОК. В СВЯЗИ С ЭТИМ В СТАТЬЕ ПРЕДЛОЖЕН РАЗВЕРНУТЫЙ УНИВЕРСАЛЬНЫЙ АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ, ОХВАТЫВАЮЩИЙ ПОЛНЫЙ ЦИКЛ – ОТ АНАЛИЗА АВАРИЙНЫХ СЦЕНАРИЕВ ДО ПРОВЕРОЧНЫХ РАСЧЕТОВ ПОДВОДЯЩЕГО И ОТВОДЯЩЕГО ТРУБОПРОВОДОВ. ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДИКИ ПРОДЕМОНСТРИРОВАНА НА ПРИМЕРЕ РАСЧЕТА УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА ЛИНИИ РЕДУЦИРОВАНИЯ ГРС (РАБОЧАЯ СРЕДА – МЕТАН, ДАВЛЕНИЕ ДО РЕДУЦИРОВАНИЯ – 6 МПА, ПОСЛЕ – 1,2 МПА). ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПОДТВЕРЖДАЮТ КОРРЕКТНОСТЬ ПРЕДЛОЖЕННОГО АЛГОРИТМА. РАЗРАБОТАННАЯ МЕТОДИКА МОЖЕТ БЫТЬ РЕКОМЕНДОВАНА ПРОЕКТНЫМ ОРГАНИЗАЦИЯМ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРИ ОТСУТСТВИИ ВЕДОМСТВЕННЫХ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ ПО РАСЧЕТУ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНОЙ АРМАТУРЫ ДЛЯ ГРС

THE PAPER ADDRESSES THE PROBLEM OF CALCULATING AND SELECTING SAFETY VALVES FOR GAS DISTRIBUTION STATIONS (GDS), WHOSE CORRECT SOLUTION DETERMINES THE TROUBLE-FREE OPERATION OF MAIN GAS PIPELINES. IT IS NOTED THAT THE GENERALIZED ALGORITHM STIPULATED IN GOST 12.2.085–2017 DOES NOT CONTAIN DETAILED CRITERIA FOR DETERMINING KEY PARAMETERS, WHICH COMPLICATES THE JUSTIFIED SELECTION OF VALVES AND INCREASES THE RISK OF DESIGN ERRORS. ACCORDINGLY, THE PAPER PROPOSES A COMPREHENSIVE UNIVERSAL ALGORITHM FOR SAFETY VALVE CALCULATION COVERING THE FULL CYCLE – FROM THE ANALYSIS OF EMERGENCY SCENARIOS TO VERIFICATION CALCULATIONS OF THE INLET AND OUTLET PIPELINES. THE PRACTICAL IMPLEMENTATION OF THE METHODOLOGY IS DEMONSTRATED BY THE EXAMPLE OF CALCULATING A SECTION OF A MAIN GAS PIPELINE AT THE GDS PRESSURE REDUCTION LINE (WORKING MEDIUM – METHANE, PRESSURE BEFORE REDUCTION – 6 MPA, AFTER REDUCTION – 1.2 MPA). THE RESULTS OBTAINED CONFIRM THE CORRECTNESS OF THE PROPOSED ALGORITHM. THE DEVELOPED METHODOLOGY CAN BE RECOMMENDED TO DESIGN ORGANIZATIONS FOR USE IN THE ABSENCE OF DEPARTMENTAL REGULATORY DOCUMENTS ON THE CALCULATION OF SAFETY VALVES FOR GDS

Ключевые слова: предохранительный клапан, газораспределительная станция, магистральный газопровод, пропускная способность, давление сброса, алгоритм расчета, метан.

Пархоменко Ульяна Юрьевна

кафедра недропользования и нефтегазового дела, ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы», магистрант

Бердник Мария Михайловна

кафедра недропользования и нефтегазового дела, ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы», доцент, к.т.н.

Капитонова Ирина Леонидовна

кафедра недропользования и нефтегазового дела, ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы», старший преподаватель

В целях избежания аварийных ситуаций на ГРС для автоматической защиты трубопроводов от недопустимого превышения давления путем сброса избытка проходящей среды применяются предохранительные клапаны (далее – ПК). При проектировании следует правильно рассчитать параметры ПК [3].

Целью данной статьи является разработка универсального алгоритма расчета параметров ПК и его визуализация на примере линии редуцирования газораспределительной станции (далее – ГРС).

Краткая последовательность расчета ПК представлена в п. 4.5 ГОСТ 12.2.085-2017 (рисунок 1).

УДК 621.644

РИСУНОК 1. Последовательность расчета ПК [2]



Однако представленный в ГОСТ 12.2.085-2017 алгоритм расчета ПК отличается обобщенностью и не учитывает ряд ключевых критериев, необходимых для однозначного определения исходных данных, что создает трудности на этапе выбора защитной арматуры. В целях совершенствования данной процедуры в работе предложен развернутый алгоритм, реализующий полный цикл автоматизированного расчета и выбора параметров ПК. Подробная блок-схема алгоритма представлена на рисунке 2.

Для практической демонстрации разработанного алгоритма выполним расчет линии редуцирования ГРС. Целью данного расчета является определение параметров газопровода и обоснованный выбор предохранительного клапана, обеспечивающего защиту оборудования при редуцировании газа на ГРС. Рабочая среда – метан.

Расчет выполняется для следующих исходных данных:

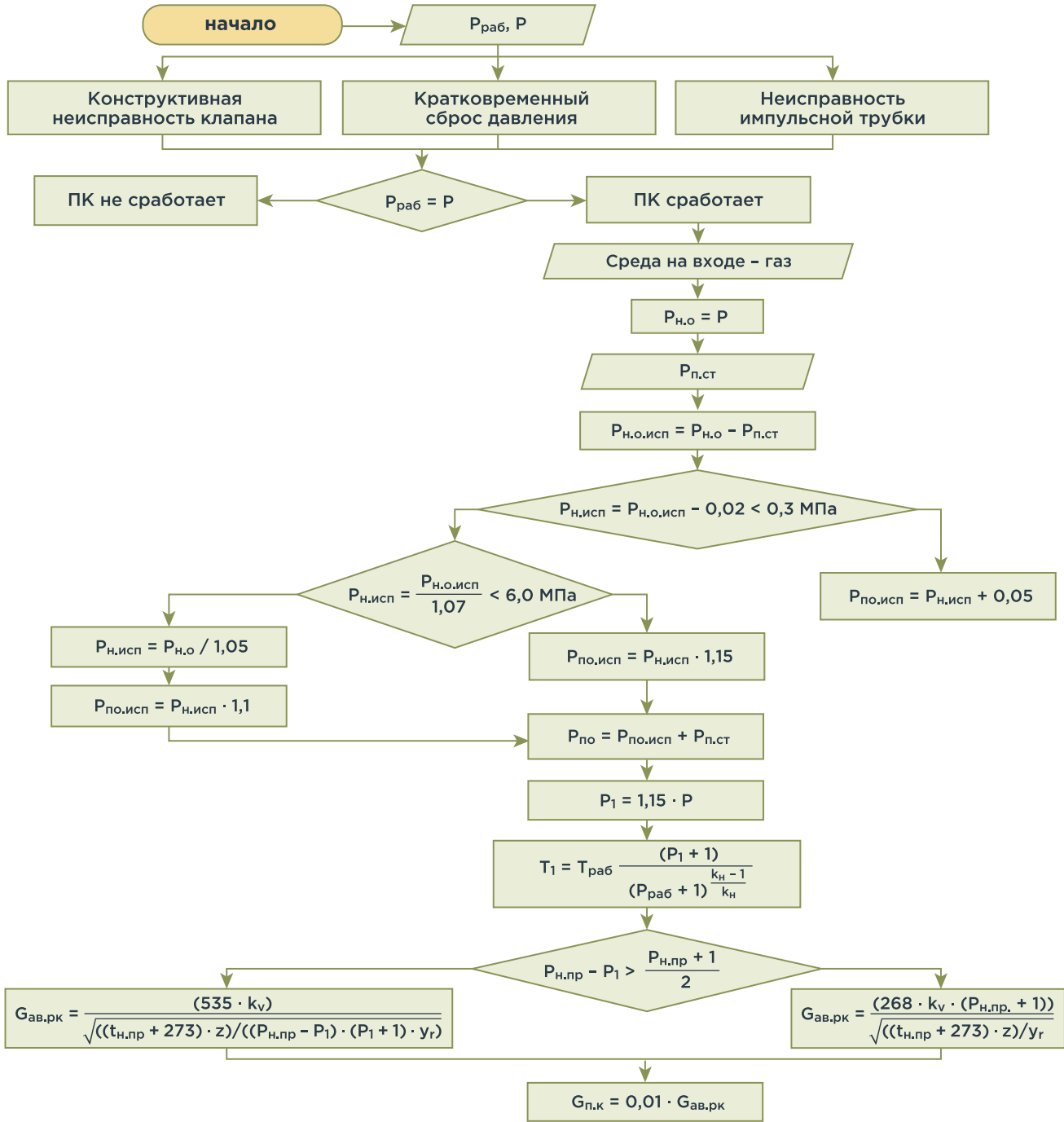
- рабочая температура $T_{\text{раб}} = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- избыточное давление до редуцирования $P_{\text{н.пр}} = 6\text{ МПа}$;
- рабочее давление после редуцирования $P_{\text{раб}} = 1,2\text{ МПа}$;
- расчетное давление после регулирующего клапана $P = 1,6\text{ МПа}$.

Сброс продукта из предохранительного клапана предусмотрен в атмосферу.

На первом этапе расчета выполняется анализ возможных сценариев аварийных ситуаций [2]. Очевидно, что исчерпывающий учет всех причин потенциального повышения давления в системе практически невозможен. В практике проектирования для таких случаев применяют качественный анализ аварийных режимов, одним из ключевых критериев которого является сравнение максимальных расходов сбрасываемой среды через предохранительный клапан (ПК) при различных авариях. При этом большинство специалистов исходят из допущения, что две взаимонезависимые аварийные ситуации не могут реализоваться одновременно [5].

Повышение давления после регулирующего клапана на линии редуцирования ГРС может быть обусловлено несколькими факторами. В частности, неисправность регулирующего клапана, приводящая к нарушению герметичности запорно-регулирующего органа, способна вызвать рост давления в защищаемом участке. В случае достижения рабочим давлением значения расчетного предохранительный клапан срабатывает и открывается.

РИСУНОК 2. Алгоритм выбора ПК



Определение фазового состояния среды (однофазное или двухфазное) производится при параметрах сброса через ПК. Для упрощения расчетов материального и теплового балансов в аварийном режиме принимаются следующие допущения [5]:

- составы потоков сохраняются неизменными по сравнению с нормальными режимами эксплуатации;
- теплосодержание потоков определяется при давлении полного открытия предохранительного клапана.

С учетом принятых допущений в системе уравнений материального и теплового балансов при аварийном режиме остаются две неизвестные величины:

- количество вещества, сбрасываемое через предохранительный клапан;

- количество вещества, дополнительно аккумулируемое в трубопроводе либо дополнительно выводимое из него.

Следует отметить, что ГРС предназначена для редуцирования газа, поступающего уже очищенным от механических примесей и капельной влаги. Поэтому среда, проходящая через предохранительный клапан, является однофазной (газообразной).

Следующим этапом расчета является определение минимального аварийного расхода и параметров среды в момент сброса (состав, давление, температура) с учетом выбранных ранее причин повышения давления [2]. Определение количества среды, сбрасываемой через предохранительный клапан (ПК), производится при давлении его полного открытия [5].

Для установления величины давления полного открытия необходимо воспользоваться соотношением между давлением в защищаемом оборудовании и давлением настройки ПК, приведенным в п. 4.6 ГОСТ 12.2.085-2017 (рисунок 3).

В соответствии с терминологией стандарта:

- Расчетное давление P – это максимальное избыточное давление, на которое рассчитана прочность защищаемого оборудования (трубопровода).
- Давление начала открытия $P_{но}$ – избыточное давление на входном патрубке клапана, при котором достигается равновесие сил, стремящихся открыть клапан, и запирающих усилий.

Согласно требованиям п. 5.3.2 ГОСТ 12.2.085-2017, давление начала открытия предохранительного клапана не должно превышать разрешенное (расчетное) давление защищаемого сосуда или аппарата. Исходя из данного условия, в качестве давления начала открытия принимается значение, равное расчетному давлению оборудования (как предельно допустимый уровень срабатывания):

$$P_{но} = P = 1,6 \text{ МПа} \quad (1.1)$$

При этом фактическое давление полного открытия $P_{по}$, при котором определяется пропускная способность клапана, будет превышать $P_{но}$ на величину, регламентируемую стандартом (как правило, не более чем на 15 %).

Следующим шагом является определение давления начала открытия при стендовых испытаниях $P_{но.исп}$.

РИСУНОК 3. Пример соотношений давлений в защищаемом оборудовании и ПК в соответствии с п. 4.6 [2]

Давление в защищаемом оборудовании	Условное обозначение давления	Давление в ПК
Максимальное давление аварийного сброса	$P_{ав \max}$	
	$P_{по}$	Давление полного открытия
	P	
Расчетное давление	$P_{но}$	Давление начала открытия
	$P_{н}$	Давление настройки
	P_3	
Рабочее давление	P_p	Давление закрытия

В соответствии с п. 5.13.4 ГОСТ 12.2.085-2017, давление начала открытия при стендовых испытаниях представляет собой разность между давлением начала открытия $P_{но}$ и статическим противодавлением $P_{п.ст}$:

$$P_{но.исп} = P_{но} - P_{п.ст} \quad (1.2)$$

Статическое противодавление $P_{п.ст}$ согласно ГОСТ 12.2.085–2017 – это избыточное давление на выходе из ПК в момент его срабатывания (при закрытом затворе) [2]. Поскольку в рассматриваемом случае сброс

среды осуществляется непосредственно в атмосферу, статическое противодавление принимается равным нулю:

$$P_{п.ст} = 0 \text{ МПа}$$

Тогда:

$$P_{но.исп} = 1,6 - 0 = 1,6 \text{ МПа}$$

Давление настройки $P_{н}$, согласно терминологии стандарта, – это наибольшее избыточное давление на входном патрубке клапана, при котором затвор остается закрытым и обеспечивается требуемая герметичность [2].

На основании таблицы 5 ГОСТ 33257-2015, представленной на рисунке 4, определяется давление настройки предохранительной арматуры [4].

$$P_{н} = \frac{P_{но}}{1,07} = \frac{1,6}{1,07} \approx 1,4953 \text{ МПа} \quad (1.3)$$

Следующим шагом является определение давления настройки при стендовых испытаниях $P_{н.исп}$.

ТАБЛИЦА 1. Пример соотношений давлений в защищаемом оборудовании и ПК в соответствии с п. 4.6 [2]

Давление настройки предохранительной арматуры $P_{н}$, МПа	Давление начала открытия $P_{но}$, МПа, не более
До 0,3 включ.	$P_{н} + 0,02$
До 6,0 включ.	$1,07 \cdot P_{н}$
Св. 6,0	$1,05 \cdot P_{н}$

В соответствии с п. 5.13.4 ГОСТ 12.2.085-2017, давление настройки при стендовых испытаниях представляет собой разность между давлением настройки $P_{н}$ и статическим противодавлением $P_{п.ст}$:

$$P_{н.исп} = P_{н} - P_{п.ст} = 1,4953 \text{ МПа} - 0 \text{ МПа} \approx 1,4953 \text{ МПа} \quad (1.4)$$

Давление полного открытия при стендовых испытаниях не должно превышать значения, установленного в п. 5.4 ГОСТ 12.2.085-2017. Поскольку давление настройки $P_{н.исп}$ находится в диапазоне от 0,3 до 6,0 МПа, давление полного открытия при стендовых испытаниях составляет:

$$P_{по.исп} = P_{н.исп} \cdot 1,15 \approx 1,7196 \text{ МПа} \quad (1.5)$$

Исходя из вышеприведенных расчетов, давление полного открытия определяется по формуле [2]:

$$P_{по} = P_{по.исп} + P_{п.ст} = 1,7196 + 0 = 1,7196 \text{ МПа} \quad (1.6)$$

Давление перед клапаном при сбросе P_1 по умолчанию принимается равным давлению полного открытия клапана. При необходимости оно может быть принято равным максимальному давлению при аварийном сбросе [5].

$$P_1 = P_{по} = 1,7196 \text{ МПа} \quad (1.6)$$

Максимально допустимое давление в защищаемой системе при аварийном сбросе (кратковременное превышение расчетного давления) в соответствии с п. 4.2 ГОСТ 12.2.085-2002 [4] для сосудов с давлением свыше 0,3 до 6,0 МПа не должно превышать расчетное давление более чем на 15 %:

$$P_{\max}^{ав} = P \cdot 1,15 = 1,6 \cdot 1,15 = 1,84 \text{ МПа} \quad (1.8)$$

Следующим параметром, подлежащим определению, является температура среды перед предохранительным клапаном при давлении сброса P_1 . Вследствие дроссельного эффекта температура T_1 при аварийном сбросе превышает рабочую температуру и может быть рассчитана по формуле, представленной в источнике [1]:

$$T_1 = T_{\text{раб}} \left(\frac{P_1 + 0,1013}{P_{\text{раб}} + 0,1013} \right)^{\frac{k_n - 1}{k_n}} \quad (1.9)$$

где k_n – показатель адиабаты при нормальных условиях, $k_n = 1,3$.

$$T_1 = 293,15 \left(\frac{1,7196 + 0,1013}{1,2 + 0,1013} \right)^{\frac{1,3 - 1}{1,3}}$$

На завершающем этапе вычисляется массовый расход среды, сбрасываемой через предохранительные клапаны, установленные на трубопроводах. Для газораспределительных станций расход через ПК принимается равным 1 % от максимальной производительности регулирующего клапана (регулятора давления).

Для определения максимального аварийного расхода через регулирующий клапан сначала проверяется условие критического истечения:

$$P_{\text{нр}}^H - P_1 > \frac{P_{\text{нр}}^H + 0,1013}{2} \quad (1.10)$$

где $P_{\text{нр}}^H$ – абсолютное давление перед регулирующим клапаном при нормальном режиме, МПа.

Подставляя значения:

$$\frac{6 - 1,7196}{4,2804} > \frac{6 + 0,1013}{3,0507}$$

Условие выполняется, следовательно, режим истечения – критический (дозвуковой), и расчет пропускной способности регулирующего клапана выполняется по формуле для докритического режима.

Пропускная способность регулирующего клапана при аварийном режиме $G_{\text{рк}}^{\text{ав}}$ рассчитывается по эмпирической формуле [1]:

$$G_{\text{рк}}^{\text{ав}} = \frac{268 \cdot k_v \cdot P_{\text{нр}}^H}{\sqrt{\frac{(t_{\text{нр}}^H + 273) \cdot z}{\gamma_r}}} \quad (1.11)$$

где k_v – коэффициент пропускной способности регулирующего клапана, принимаемый по технической документации, $k_v = 60$;

$P_{\text{нр}}^H$ – давление среды перед регулирующим клапаном при нормальном режиме, кгс/см², принимаем $P_{\text{нр}}^H = 61,2$ кгс/см², что соответствует 6 МПа;

$t_{\text{нр}}^H$ – температуры среды перед регулирующим клапаном при нормальном режиме, °С, $t_{\text{нр}}^H = 20$ °С;

z – коэффициент сжимаемости газа, $z = 0,998$;

γ_r – плотность газа при нормальных условиях, $\gamma_r = 0,714$ кг/нм³ [1].

Выполняя подстановку:

$$G_{\text{рк}}^{\text{ав}} = \frac{268 \cdot 60 \cdot 61,2}{\sqrt{\frac{(20 + 273) \cdot 0,998}{0,714}}} = 49\,423 \text{ кг/ч} \quad (1.12)$$

Тогда требуемая пропускная способность предохранительного клапана:

$$G_{\text{пк}} = G_{\text{рк}}^{\text{ав}} \cdot 0,01 = 49423 \cdot 0,01 = 494,23 \text{ кг/ч}$$

Таким образом, расчетное значение массового расхода через предохранительный клапан составляет 494,23 кг/ч. Данная величина является определяющей для последующего выбора типоразмера ПК по каталогу производителя.

На заключительном этапе по рассчитанным параметрам производится подбор предохранительного клапана из каталогов производителей. Ключевым геометрическим параметром, определяющим типоразмер клапана, является площадь проходного сечения седла.

Площадь проходного сечения F_c , мм², представляет собой наименьшую площадь свободного сечения в проточной части седла и определяется по формуле, приведенной в источнике [1]:

$$F_c = \frac{G}{3,16 \cdot B \cdot \alpha \cdot \sqrt{(P_1 + 0,1013) \cdot \rho_1}} \quad (1.13)$$

где G – массовый расход через предохранительный клапан, кг/ч ($G = 494,23$ кг/ч);

B – коэффициент, учитывающий физико-химические свойства газов при рабочих параметрах, где $B = 0,755$;

α – коэффициент расхода для газообразных сред, $\alpha = 0,8$;

P_1 – абсолютное давление перед клапаном при сбросе, МПа ($P_1 = 1,7196$ МПа);

ρ_1 – плотность газа перед клапаном при параметрах сброса, $\rho_1 = 12,46$ кг/м³.

Подставляя числовые значения:

$$F_c = \frac{494,23}{3,16 \times 0,755 \times 0,8 \times \sqrt{(1,7196 + 0,1) \times 12,46}} = 54,4 \text{ мм}^2$$

В соответствии с формулой на площадь свободного сечения подбирается предохранительный клапан с ближайшими значениями площади сечения прохода.

Для предохранительных клапанов с направлением сброса в атмосферу важно рассчитать сопротивления подводящего и отводящего трубопроводов.

Согласно п.8.2.1 ГОСТ 12.2.085–2017 к подводящему трубопроводу предъявляют следующие требования:

- трубопроводы должны быть выполнены с уклоном;
- внутренний диаметр и длина трубопровода зависит от наибольшей пропускной способности предохранительного клапана;
- внутренний диаметр трубопровода должен соответствовать диаметру входного патрубка предохранительного клапана;
- при расходе среды потеря давления при максимальной пропускной способности не должна превышать 3 % от давления настройки [2].

Для приведенной ранее задачи спроектированы подводящий и отводящий трубопроводы. Подводящий трубопровод представлен на рисунке 6.

Подводящий трубопровод всегда рассчитывается по направлению потока среды (от начала до конца). В качестве расчетных параметров продукта принимаются давление полного открытия предохранительного клапана и температура среды в защищаемом оборудовании при аварийном режиме.

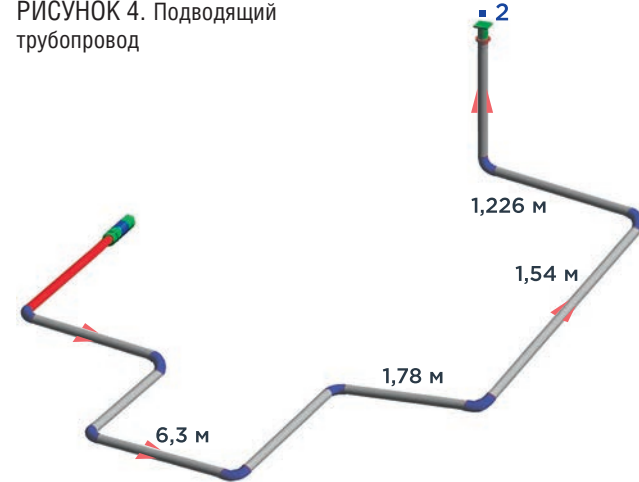
Согласно требованию п. 8.2.1 ГОСТ 12.2.085–2017, потери давления в подводящем трубопроводе при максимальной пропускной способности не должны превышать 3 % от давления настройки клапана. Для рассматриваемых условий:

$$\Delta P_{\text{max}}^{\text{подв}} = 0,03 \cdot P_H = 0,03 \cdot 1,4953 \text{ МПа} = 0,04486 \text{ МПа} \approx 44,9 \text{ кПа}$$

Фактические потери давления в спроектированном подводящем трубопроводе (рисунок 4) составляют 38 кПа, что не превышает допустимого значения (44,9 кПа). Следовательно, условие по потерям давления в подводящем трубопроводе выполняется.

Аналогичным образом спроектирован отводящий трубопровод, схема которого представлена на рисунке 5.

РИСУНОК 4. Подводящий трубопровод



При расчете отводящего трубопровода в качестве параметров среды на выходе принимаются:

- давление, соответствующее давлению в системе сброса (в данном случае атмосферное);
- температура, определяемая на основе теплового баланса с учетом эффекта Джоуля–Томпсона (дроссельного эффекта), но без учета теплообмена с окружающей средой (адиабатическое расширение).

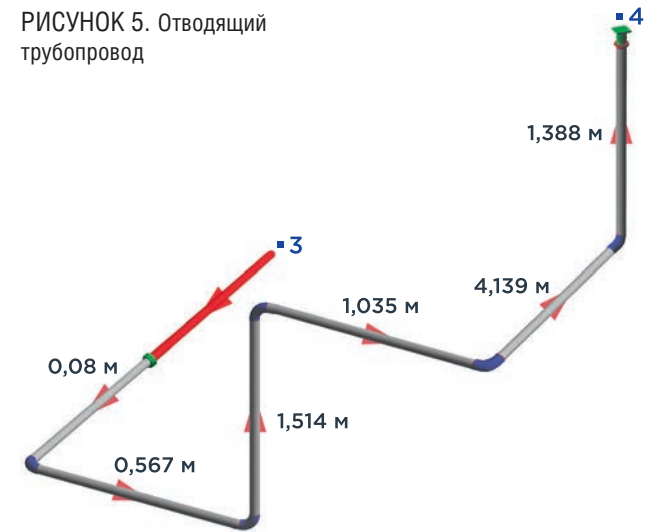
В соответствии с п. 8.2.2 ГОСТ 12.2.085–2017 [2], к отводящему трубопроводу предъявляются следующие требования:

- внутренний диаметр отводящего трубопровода должен соответствовать диаметру выходного патрубка предохранительного клапана (быть не менее его);
- внутренний диаметр и длина трубопровода должны быть выбраны таким образом, чтобы при максимальной пропускной способности противодействие на выходном патрубке предохранительного клапана не превышало допустимого значения, указанного в руководстве по эксплуатации на конкретный тип клапана [2].

Проверка отводящего трубопровода на соответствие указанным требованиям выполняется путем гидравлического расчета, результаты которого подтверждают корректность принятых проектных решений.

Завершающими этапами расчета предохранительной арматуры являются определение типоразмера клапана (включая выбор методики расчета, расчет требуемой пропускной способности и площади проходного сечения седла), а также проверочные расчеты подводящего и отводящего трубопроводов.

РИСУНОК 5. Отводящий трубопровод



Следует отметить, что отдельные шаги представленного алгоритма могут быть автоматизированы с использованием существующих специализированных программных комплексов, предназначенных для гидравлических расчетов и подбора трубопроводной арматуры. Однако применение таких средств не заменяет необходимости понимания физических процессов, заложенных в основу расчетной методики.

В заключение важно подчеркнуть, что отсутствие специализированных ведомственных нормативных документов, регламентирующих порядок расчета предохранительных клапанов для газораспределительных станций (ГРС), увеличивает риски ошибочного выбора арматуры и, как следствие, возникновения аварийных ситуаций. Разработанный в настоящей работе универсальный алгоритм восполняет данный пробел, обеспечивая полный и обоснованный цикл выбора ключевых параметров ПК. Предложенная последовательность расчета может быть рекомендована проектным организациям к применению в качестве практического руководства при отсутствии корпоративных или отраслевых методик. ●

Литература

1. Асеев, О.И. Арматура предохранительная. Выбор, установка и расчет: справочное пособие / О.И. Асеев. – Москва: Инфра-Инженерия, 2018. – 208 с. – ISBN 978-5-9729-0220-0. – Текст: электронный // Электронный ресурс цифровой образовательной среды СПО PROобразование: [сайт]. – URL: <https://profspo.ru/books/78265> (дата обращения: 21.02.2026).
2. ГОСТ 12.2.085–2017 Арматура трубопроводная. Клапаны предохранительные. Выбор и расчет пропускной способности.
3. ГОСТ 24856–2014 Арматура трубопроводная. Термины и определения.
4. ГОСТ 33257–2015 Арматура трубопроводная. Методы контроля и испытаний.
5. У-ТБ-06-85 Указания по выбору, расчету и установке предохранительных клапанов.

KEYWORDS: safety valve, gas distribution station, main gas pipeline, capacity, discharge pressure, calculation algorithm, methane.

КАЗАЧИЙ



MR PRIVATE



ГАЛЕРЕЯ КОЛЛЕКЦИОННОЙ
НЕДВИЖИМОСТИ

+7 495 125 00 55



Реклама. 0+. Застройщик ООО «СЗ «Казачий».
*MR Прайват. Проектная декларация на сайте наш.дом.рф.

MR PRIVATE

ГАЛЕРЕЯ КОЛЛЕКЦИОННОЙ
НЕДВИЖИМОСТИ



КАЗАЧИЙ



КЛУБНЫЙ ДОМ
В ЗАМОСКВОРЕЧЬЕ

Клубный дом делюкс-класса в историческом Замоскворечье, в 1-м Казачьем переулке, всего в 5 минутах от Кремля. Архитектура дома — это современная экспозиция урбанизма на исторической сцене Якиманки. Белоснежное здание возвышается над Замоскворечьем, возвращая к традициям белокаменного московского зодчества в современном переосмыслении.

Москва, 1-й Казачий переулок, 10/1

+7 495 125 00 55



Реклама. 0+. Застройщик ООО «СЗ «Казачий».
*MR Прайват. Проектная декларация на сайте наш.дом.рф.

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ПХГ И СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ

для геомеханического дробления породы в призабойной зоне

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНА МЕТОДИКА ВЫБОРА ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА (ПХГ) И КОНКРЕТНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО ДРОБЛЕНИЯ (ГМД) ПОРОДЫ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ. МЕТОДИКА БАЗИРУЕТСЯ НА КОМПЛЕКСНОМ АНАЛИЗЕ ТРЕХ СОСТАВЛЯЮЩИХ: РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОЧНОСТНЫХ ИСПЫТАНИЙ КЕРНА, ДАННЫХ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ (ГДИ) СКВАЖИН И МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОРОДЫ. НА ОСНОВЕ ПРЕДЛОЖЕННОГО ПОДХОДА ВЫПОЛНЕНА ОЦЕНКА РЕАЛИЗУЕМОСТИ МЕТОДА НА ПЯТИ ПХГ – КАРАШУРСКОМ, КУЩЕВСКОМ, ПЕСЧАНО-УМЕТСКОМ, СЕВЕРО-СТАВРОПОЛЬСКОМ И ЕЛШАНО-КУРДЮМСКОМ. ОПРЕДЕЛЕНА ДИАПАЗОНЫ ДЕПРЕССИЙ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ИНИЦИИРОВАНИЯ ДРОБЛЕНИЯ, И ВЫДЕЛЕНЫ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ОБЪЕКТЫ. ПОКАЗАНО, ЧТО НАЧАЛО ОТБОРА ГАЗА (МАКСИМАЛЬНОЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ) ЯВЛЯЕТСЯ ОПТИМАЛЬНЫМ ПЕРИОДОМ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ ГМД. ДЛЯ КАЖДОГО ХРАНИЛИЩА ПРИВЕДЕНЫ КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ ЗНАЧЕНИЯ НИЖНЕЙ ГРАНИЦЫ ДЕПРЕССИЙ ДЛЯ СКВАЖИН С ПЕРФОРИРОВАННОЙ КОЛОННОЙ И ОТКРЫТЫМ ЗАБОЕМ

THE PAPER PRESENTS A METHODOLOGY FOR SELECTING UNDERGROUND GAS STORAGE (UGS) FACILITIES AND SPECIFIC WELLS FOR THE APPLICATION OF THE GEOMECHANICAL FRACTURING (GMF) METHOD IN THE BOTTOMHOLE ZONE. THE METHODOLOGY IS BASED ON A COMPREHENSIVE ANALYSIS OF THREE COMPONENTS: THE RESULTS OF CORE STRENGTH TESTS, DATA FROM GAS-DYNAMIC WELL SURVEYS, AND MATHEMATICAL MODELING OF THE STRESS-STRAIN STATE OF THE ROCK. BASED ON THE PROPOSED APPROACH, THE FEASIBILITY OF THE METHOD WAS ASSESSED AT FIVE UGS FACILITIES – KARASHURSKOYE, KUSHCHEVSKOYE, PESCHANO-UMETSKOYE, SEVERO-STAVROPOLSKOYE, AND ELSHANO-KURDYUMSKOYE. THE RANGES OF DRAWDOWN REQUIRED TO INITIATE FRACTURING WERE DETERMINED, AND THE MOST PROMISING TARGETS WERE IDENTIFIED. IT IS SHOWN THAT THE BEGINNING OF GAS WITHDRAWAL (MAXIMUM RESERVOIR PRESSURE) IS THE OPTIMAL PERIOD FOR APPLYING GMF. FOR EACH STORAGE FACILITY, QUANTITATIVE VALUES OF THE LOWER DRAWDOWN LIMIT ARE PROVIDED FOR WELLS WITH PERFORATED CASING AND OPEN HOLE

Ключевые слова: подземное хранилище газа, геомеханическое дробление, призабойная зона, депрессия на пласт, прочность породы, критерий Кулона-Мора, фильтрационное сопротивление, керн, газодинамические исследования.

Пятахин Михаил Валентинович

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
главный научный сотрудник, д.ф.-м.н.

Гайдаш Юлия Михайловна

ООО «РТК-Элемент»,
старший системный аналитик

В процессе эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ) одной из ключевых задач является поддержание и восстановление продуктивности добывающих скважин. В призабойной зоне (ПЗП) пласта-коллектора в результате длительной циклической эксплуатации происходит ухудшение фильтрационно-емкостных свойств, обусловленное кольтатацией, уплотнением породы и развитием пластических деформаций. Традиционные методы интенсификации притока (кислотные обработки, гидроразрыв пласта (ГРП)) имеют ограничения по эффективности и технологической применимости.

Перспективным альтернативным подходом является метод геомеханического дробления (ГМД) породы в призабойной зоне, основанный на создании управляемой депрессии, достаточной для превышения

предела прочности породы на сдвиг и формирования сети трещин. Метод был разработан для газовых скважин в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» М.В. Пятахиным с сотрудниками [1–4]. Для нефтяных скважин метод георыхления (он же метод направленной разгрузки пласта), базирующийся на создании депрессии на забое скважин с помощью струйных насосов, разработан академиком С.А. Христиановичем с коллегами [5, 6]. Геомеханическое дробление позволяет увеличить проницаемость ПЗП без закачки химических реагентов, без ГРП и без применения струйных насосов, путем управления устьевым давлением скважин [2, 3].

УДК 622.276.031.011.43 : 622.691.24

Однако реализация метода требует тщательного выбора объекта: не для всякого ПХГ и не при любых пластовых условиях возможно достижение необходимых депрессий.

Настоящая работа посвящена разработке и апробации методики обоснованного выбора ПХГ и скважин-кандидатов для проведения ГМД, учитывающей механические свойства породы, фильтрационные характеристики скважин и текущий диапазон пластовых давлений.

Методика выбора скважин для геомеханического дробления

Разработанная методика является многофакторной и включает три обязательных этапа:

- Лабораторное определение механических свойств породы по образцам керна, отобранным из призабойной зоны скважин-представителей. Определяются ключевые параметры прочности: сцепление (C) и угол внутреннего трения (φ). Для учета структурной неоднородности породы [4, 7] вводится поправка на структурную нарушенность, позволяющая получить эффективные значения сцепления, релевантные для условий ПЗП.
- Газодинамические исследования скважин (ГДИ) для определения фильтрационных коэффициентов A и B в уравнении притока. Эти коэффициенты характеризуют линейные и инерционные потери давления в системе «пласт – забой скважины», которые непосредственно влияют на величину депрессии при заданном дебите. В качестве примера в таблице 1 приведены коэффициенты A и B для нескольких скважин Кущевского ПХГ, рассматриваемого далее как кандидат для ГМД, определенные в 2019 году. Данные таблицы 1 дают представление о диапазоне изменения коэффициентов A и B эксплуатационных скважин Кущевского ПХГ. Скважины ПХГ здесь и далее обозначены условно.
- Математическое моделирование напряженно-деформированного состояния породы в ПЗП с использованием критерия прочности Кулона – Мора. На основе полученных формул рассчитывается критическая депрессия (депрессия ГМД), при превышении которой в породе начинаются необратимые деформации разрушения.

Исходными данными служат также параметры флюида (пластовое давление $p_{пл}$), тип конструкции

ТАБЛИЦА 1. Результаты газодинамических исследований скважин Кущевского ПХГ

Скважина	A, атм ² / (тыс. м ³ /сут)	B, атм ² / (тыс. м ³ /сут) ²	Пластовое давление, атм
K1	7,0065	0,001	74,47
K2	10,034	0,18	133,56
K3	21,16	0,07924	134,42
K4	1,55	0,00374	135,23

скважины (открытый забой или перфорированная колонна) и отношение радиуса контура питания скважины к радиусу забоя (R_k/R) для скважины с открытым забоем.

Экспериментальное изучение прочностных свойств пород-коллекторов

Лабораторные исследования выполнялись по методике [4, 8], включающей нагружение образцов сферическими инденторами. Такая схема позволяет адекватно определить показатели объемной прочности породы, подверженной локальным напряжениям, возникающим в ПЗП. Испытания проведены для образцов из скважин пяти ПХГ, различающихся по литологии и глубине залегания, оценочно считавшимися кандидатами для применения метода ГМД:

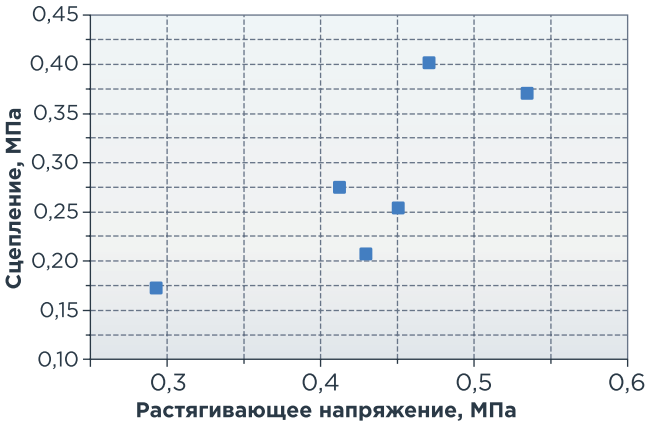
- Карашурское ПХГ – песчаники тульского горизонта (скважина Ка);
- Кущевское ПХГ – алевролиты и песчаники альбского горизонта (скважины К5, К6, К7, К8);
- Песчано-Уметское ПХГ – известняки кизеловского и песчаники тульского горизонтов (скважины П1 и П2);
- Северо-Ставропольское ПХГ – песчаники хадумского горизонта (скважины С1 и С2);
- Елшано-Курдюмское ПХГ – известняки кизеловского горизонта и песчаники бобриковского горизонта (скважина Е).

Для каждого ПХГ и типа пород получены зависимости сцепления C и угла внутреннего трения φ от предела прочности на растяжение, а также определены значения этих параметров с учетом структурной нарушенности. На рисунках 1 и 2 в качестве примера приведены результаты экспериментов по определению сцепления и угла внутреннего трения для песчаника тульского горизонта Карашурского ПХГ.

Коэффициент структурного ослабления прочности породы тульского горизонта Карашурского ПХГ составил 0,155 [4, 8]. В результате структурная нарушенность породы существенно снижает эффективное сцепление по сравнению со сцеплением цельных образцов керна, что повышает предрасположенность породы к ГМД.

Значения угла внутреннего трения φ образцов песчаника тульского горизонта Карашурского ПХГ отклоняются не более чем на 8° от $\varphi = 30^\circ$, характерного для большинства пород.

РИСУНОК 1. Сцепление образцов песчаника тульского горизонта Карашурского ПХГ из скважины Ка с учетом структурной нарушенности



Формулы для расчета дебита и депрессии ГМД

На основе разработанной М.В. Пятахиным математической модели дебит геомехдробления скважины с перфорированной колонной определяется по формулам [4]:

q_k = A(T + 3) / (6B(T + 1)) * (sqrt(1 + (96 * p_nl * C * tg * alpha * B * (T + 1)^2) / (A^2 * (T + 3) * T)) - 1), (1)

alpha = 45^0 + phi / 2, (2)

T = 2 * (tg^2 * alpha - 1), (3)

где A и B – коэффициенты фильтрационного сопротивления, C – сцепление, phi – угол внутреннего трения, p_nl – пластовое давление флюида.

Депрессия геомехдробления скважины с перфорированной колонной определяется по формуле [4]:

Delta p = p_nl - sqrt(p_nl^2 - A * q_k - B * q_k^2) (4)

Дебит геомехдробления для скважины с открытым забоем определяется по формулам [4]:

Q_k = (t + 1) * A / (2 * B * t * ln(R_k / R)) * (sqrt(1 + (16 * C * tg * alpha * p_nl * B * t * ln^2(R_k / R)) / (A^2 * (t + 1))) - 1), (5)

t = tg^2 * alpha - 1, (6)

где R_k – радиус контура питания скважины, R – радиус скважины.

Депрессия геомехдробления скважины с открытым забоем определяется формулой (4), где дебит геомехдробления q_k по формуле (1) надо заменить на дебит геомехдробления Q_k по формуле (5).

Результаты расчетов для пяти ПХГ

На основе полученных экспериментальных данных и модели выполнена оценка реализуемости ГМД для каждого из пяти ПХГ в рабочем диапазоне пластовых давлений. Основные результаты сведены в таблицу 2.

РИСУНОК 2. Угол внутреннего трения образцов песчаника тульского горизонта Карашурского ПХГ из скважины Ка



Анализ и обсуждение

Полученные результаты позволяют сделать следующие обобщения:

Зависимость от типа породы

Наиболее предрасположены к ГМД песчаники тульского и бобриковского горизонтов (Карашурское, Елшано-Курдюмское и Песчано-Уметское ПХГ), характеризующиеся относительно низкими значениями основного показателя объемной прочности – сцепления. Алевролиты и песчаники альбского горизонта (Кущевское ПХГ) обладают более высокой прочностью, что требует значительно больших депрессий, часто технологически недостижимых в штатных режимах эксплуатации. Для известняков (Песчано-Уметское и Елшано-Курдюмское ПХГ) метод ГМД не реализуется.

Влияние пластового давления

Для всех объектов наблюдается четкая тенденция: депрессия ГМД возрастает по мере падения пластового давления. При этом дебит скважин, соответствующий ГМД, снижается. Таким образом, начальный период отбора газа (максимальное пластовое давление) является наиболее благоприятным временем для применения метода.

Конструкция забоя

Скважины с перфорированной колонной требуют меньшей депрессии для инициирования ГМД по сравнению с открытым забоем (на 25–30 % в зависимости от объекта). Это связано с локальной концентрацией напряжений у перфорационных отверстий. Для прочных алевролитов альбского горизонта Кущевского ПХГ и скважин с перфорированной колонной практическая реализация метода ГМД с депрессиями свыше 5,5 МПа потребует специальных технологических решений, включая проведение работ с выпуском газа в атмосферу.

Ранжирование объектов

С точки зрения минимальных энергетических затрат и технологической простоты наиболее перспективными для внедрения метода ГМД из рассмотренных ПХГ являются (таблица 2).

ТАБЛИЦА 2. Нижние границы депрессий ГМД для исследованных ПХГ

ПХГ	Горизонт	Порода	Конструкция забоя скважины	Нижняя граница депрессии ГМД, МПа
Карашурское	тульский	Песчаник	Перфорированная колонна	1,2
			Открытый забой	1,6
Кущевское	альбский	Алевролит	Перфорированная колонна	5,5
		Песчаник	Открытый забой	8,0
Песчано-Уметское	тульский	Песчаник	Любая	Не реализуется
	кизеловский	Известняк	Перфорированная колонна	1,8
Северо-Ставропольское	хадумский	Песчаник	Открытый забой	2,5
	хадумский	Песчаник	Любая	Не реализуется
Елшано-Курдюмское	бобриковский	Песчаник	Любая	Не реализуется
	кизеловский	Известняк	Перфорированная колонна	0,6
			Открытый забой	0,8
			Любая	Не реализуется

- Елшано-Курдюмское ПХГ – депрессия ГМД 0,6 и 0,8 МПа для песчаников бобриковского горизонта (здесь и далее указаны нижние границы депрессии ГМД для скважин с перфорацией и открытым забоем соответственно при максимальном пластовом давлении);
- Карашурское ПХГ – депрессия ГМД 1,2 и 1,6 МПа для песчаников тульского горизонта;
- Песчано-Уметское ПХГ – депрессия ГМД 1,8 и 2,5 МПа для песчаников тульского горизонта;
- Кущевское ПХГ – депрессия ГМД 5,5 и 8 МПа для алевролитов альбского горизонта.

Северо-Ставропольское ПХГ, песчаники Кущевского ПХГ и карбонатные объекты Песчано-Уметского и Елшано-Курдюмского ПХГ признаны непригодными для реализации метода ГМД в рабочих условиях.

Практическая рекомендация

Для скважин-кандидатов, предварительно отобранных по результатам ГДИ, проведенных ранее, обязательным этапом является уточнение расчетов по индивидуальным актуальным данным ГДИ (коэффициенты A и B) на момент реализации метода ГМД, поскольку фактические фильтрационные свойства породы в ПЗП могут существенно изменяться со временем.

Пример практической реализации

Специалисты ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в декабре 2021 года, объявленного в России Годом науки и технологий, провели испытания метода геомеханического дробления породы для повышения производительности скважин. Апробация нового технического решения проведена на одной из скважин Карашурского ПХГ с помощью специалистов ООО «Газпром ПХГ». Для нее расчетная депрессия ГМД составила величину, лежащую в диапазоне, достигаемом при стандартных режимах отбора, что подтвердило возможность применения метода без дополнительного оборудования. Это скважина была рекомендована для опытных работ, далее в промысловых условиях проверены и подтверждены результаты наших теоретических и экспериментальных исследований. В результате применения метода ГМД зафиксировано увеличение производительности скважины на 15–17 %. Технология ГМД впервые в мировой практике разработана и апробирована для газовых скважин [1].

Заключение

Разработана и апробирована комплексная методика выбора ПХГ и скважин для геомеханического дробления породы в призабойной зоне, объединяющая лабораторные исследования керна, газодинамические данные и математическое моделирование.

Установлено, что метод ГМД наиболее эффективен для песчаных коллекторов при максимальных пластовых давлениях (начало цикла отбора). Среди пяти рассмотренных ПХГ наибольшие перспективы имеют Елшано-Курдюмское, Песчано-Уметское и Карашурское хранилища (на последнем реализован метод для одной из скважин). Для прочных алевролитов применение метода требует чрезмерных депрессий, а для известняков реализация невозможна в штатном диапазоне.

Результаты работы позволяют целенаправленно планировать геолого-технические мероприятия по интенсификации отбора газа из ПХГ с минимальными затратами, без специального оборудования и с высоким прогнозным успехом. Методика выбора объектов и технология ГМД может быть использована для скважин месторождений. ●

Литература

1. Пятахин М.В. Новый метод повышения продуктивности газовых скважин на базе геомеханического дробления породы в призабойной зоне пласта / М.В. Пятахин, С.О. Оводов, С.А. Шулепин и др. // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. – 2022. – № 3. – С. 142–147.

2. Пятахин М.В., Шулепин С.А., Оводов С.О. Способ интенсификации притока газовых скважин. Патент на изобретение RU 2788934 С1, 25.01.2023. Заявка № 2022119822 от 18.07.2022.

3. Пятахин М.В., Шулепин С.А., Оводов С.О. Способ повышения производительности газовых скважин. Патент на изобретение RU 2798147 С1, 16.06.2023. Заявка № 2022119820 от 18.07.2022.

4. Пятахин М.В. Геомеханика подземного хранения газа / М.В. Пятахин. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2024. – 392 с.

5. Христианович С.А. Увеличение продуктивности нефтяных скважин с помощью метода георыхления / С.А. Христианович, Ю.Ф. Коваленко, Ю.В. Кулинич, В.И. Карев // Нефть и газ Евразия. – 2000. – № 2. – С. 90–94.

6. Карев В.И. Физическое моделирование метода направленной разгрузки пласта / В.И. Карев, Ю.Ф. Коваленко, В.В. Химуля, Н.И. Шевцов // Газовая промышленность. – 2021. – № 7. – С. 66–73.

7. Карташов Ю.М. Рекомендации по определению полного паспорта прочности и деформируемости горных пород / Ю.М. Карташов, Б.В. Матвеев, М.Д. Ильинов и др. – Л., 1988. – 260 с.

8. Коршунов В.А. Определение показателей объемной прочности образцов горных пород при их нагружении сферическими инденторами / В.А. Коршунов, Ю.М. Карташов // Тр. Межд. конф. «Геотехника. Оценка состояния оснований и сооружений». – СПб, 2001. – Т. 1. – С. 36–41.

KEYWORDS: underground gas storage, geomechanical fragmentation, bottomhole zone, depression on the formation, rock strength, Mohr-Coulomb criterion, filtration resistance, core, gas-dynamic studies.



95 лет
в промышленном
строительстве



АНАЛИЗ РАБОТЫ УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА

при минимальных расходах сырья

**Абдулджаббар Али
Кусай Абдулджаббар**
аспирант

**Албавси Юсиф Аббас
Абдулсаттар**
аспирант

Разработка и эксплуатация
нефтегазовых
месторождений,
Российский университет
дружбы народов имени
Патриса Лумумбы

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ТЕСТИРОВАНИЯ УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ БАДРА ПРИ РАБОТЕ В РЕЖИМЕ ПОНИЖЕННЫХ НАГРУЗОК. ЦЕЛЬ ЗАКЛЮЧАЛАСЬ В ОПРЕДЕЛЕНИИ МИНИМАЛЬНОГО РАСХОДА СЫРЬЕВОГО ГАЗА, ПРИ КОТОРОМ ГАЗОВЫЙ ТРЕЙН СОХРАНЯЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ, ОБЕСПЕЧИВАЕТСЯ ВЫРАБОТКА ТОВАРНОГО ГАЗА И НЕ ВОЗНИКАЕТ КРИТИЧЕСКИХ ОТКЛОНЕНИЙ ПО РАБОТЕ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

THE PAPER CONSIDERS THE RESULTS OF INDUSTRIAL TESTING OF A COMPLEX GAS TREATMENT UNIT AT THE BADRA FIELD OPERATING IN REDUCED LOAD MODE. THE GOAL WAS TO DETERMINE THE MINIMUM FEED GAS FLOW RATE AT WHICH THE GAS TRAIN MAINTAINS PROCESS STABILITY, ENSURES PRODUCTION OF SALES GAS, AND DOES NOT PRODUCE CRITICAL DEVIATIONS IN THE OPERATION OF THE MAIN EQUIPMENT

Ключевые слова: УКПГ, подготовка газа, минимальная загрузка, turn down case, турбоэкспансер, компрессор, точка росы, месторождение Бадра.

Для поздней стадии разработки нефтегазовых месторождений характерно постепенное снижение дебита добывающих скважин. Это приводит к тому, что установки подготовки газа все чаще работают вне расчетного диапазона, а технологическая устойчивость определяется уже не только проектными параметрами оборудования, но и поведением всей схемы в целом [4, 5]. На практике режим малых расходов опасен тем, что ухудшаются условия сепарации, снижается эффективность охлаждения, усложняется регулирование компрессоров и возникает риск несоответствия товарного газа по точке росы и содержанию тяжелых компонентов [1, 6, 7].

Для месторождения Бадра данная задача имеет прикладное значение, поскольку товарный газ одновременно используется и для собственных нужд объекта, и для экспорта, а технологическая

схема включает несколько тесно связанных между собой блоков. В этих условиях определение фактической минимальной производительности установки становится не формальным расчетом, а важной эксплуатационной задачей. Целью настоящей работы является анализ функционирования УКПГ при минимальных расходах сырья и выявление факторов, которые ограничивают устойчивую работу установки в режиме turn down case [9, 10].

Установка подготовки газа

Исследуемая УКПГ включает компрессорный блок, установку аминовой очистки газа (GSU), блок дегидратации, систему регулирования углеводородной точки росы, а также узлы формирования товарного и топливного газа. Работа этих секций взаимосвязана: изменение

режима в одном блоке неизбежно отражается на соседних узлах [3, 8]. Компрессорный блок обеспечивает необходимый уровень давления для дальнейшей переработки и транспорта газа. Установка очистки удаляет кислые компоненты, прежде всего H_2S и CO_2 , от содержания которых зависят коррозионная безопасность и соответствие товарного газа нормативным требованиям [3]. Блок дегидратации снижает влагосодержание газа и предотвращает гидратообразование, а система регулирования точки росы по углеводородам обеспечивает извлечение тяжелых компонентов за счет процессов охлаждения и сепарации [1, 6, 7].

Методика испытаний минимального дебита

Анализ выполнен на основе промышленного тестирования УКПГ, в ходе которого снижение нагрузки проводилось ступенчато:

от 45 до 30, затем до 25 и далее до 20 тыс. $m^3/ч$. После каждого шага режим выдерживался в течение 12–24 часов, а после достижения минимальной нагрузки установка дополнительно работала 72 часа, что позволило оценить не только кратковременную, но и относительно устойчивую работу схемы [10]. Основными критериями оценки являлись: стабильность давления на входе установки; устойчивость работы компрессорного оборудования; сохранение качества товарного газа по сернистым соединениям и точке росы; возможность эксплуатации ключевых технологических блоков без вынужденного останова [4, 5, 10].

Отдельно следует отметить, что в ходе испытаний особую роль играла стабилизация входного давления. Именно этот фактор позволил разделить влияние собственно малого расхода и влияние колебаний входных параметров. По сути, испытание показало, что минимально допустимая производительность определяется не только абсолютным дебитом, но и способностью поддерживать устойчивое давление на входе газового трейна [4, 10].

Результаты исследования

При снижении расхода до 35–30 тыс. $m^3/ч$ установка в целом сохраняла работоспособность, а изменение технологических параметров было в основном пропорциональным уменьшению загрузки. Однако уже на уровне около 30 тыс. $m^3/ч$ начали проявляться ограничения блока фракционирования NGL/LPG. Из-за недостаточного потока сырья его работа стала менее устойчивой, и для удержания режима потребовалась рециркуляция части продукта. Это указывает на переход системы из штатной области в область граничной устойчивости, когда для поддержания процесса необходимо искусственно увеличивать внутренний циркуляционный поток [5, 7, 10].

При дальнейшем снижении нагрузки до 25 тыс. $m^3/ч$ турбоэкспансер был остановлен, поскольку при малом расходе стало невозможно поддерживать эффективный режим расширения и устойчивое регулирование давления. После его останова блок NGL/LPG фактически потерял сырьевую основу, что привело к прекращению выработки

LPG. Одновременно ухудшились условия извлечения тяжелых углеводородов, а углеводородная точка росы товарного газа начала выходить за допустимый диапазон [5, 6, 10].

На минимальной нагрузке 20 тыс. $m^3/ч$ наиболее чувствительным элементом схемы оказался МР-компрессор. В этом режиме существенно возросла токовая нагрузка на электродвигатель, что свидетельствовало о росте энергетических затрат и приближении к предельной области эксплуатации машины [4, 9, 10]. Для удержания режима потребовались дополнительные меры, включая снижение давления в системе и использование дополнительного охлаждения. В зимний период такие действия оказались эффективными, однако при высоких летних температурах аналогичный режим может быть значительно менее надежным из-за ухудшения охлаждения двигателя и риска перегрева обмоток [4, 9].

Обсуждение результатов

Полученные данные показывают, что устойчивость УКПГ при малых расходах определяется не одним узлом, а совокупным влиянием нескольких факторов. Ключевыми из них являются стабильность входного давления, достаточный расход для сохранения гидродинамической устойчивости, температурный режим оборудования и баланс между охлаждением и сепарацией [4, 5, 7]. При снижении расхода меняется структура потока в аппаратах, уменьшается скорость газа, ухудшается отделение жидкой фазы, что влечет за собой снижение эффективности фазового разделения [6, 7]. Именно по этой причине при малых дебитах возрастает содержание тяжелых компонентов в газовой фазе и ухудшается точка росы.

Важно и то, что в рассматриваемом случае режим минимальной загрузки нельзя оценивать только по факту продолжения работы GSU или компрессора. Даже если отдельные блоки формально остаются в работе, общая эффективность схемы снижается: прекращается выпуск LPG, практически исчезает экспортный газ, а большая часть произведенного объема расходуется на собственные нужды объекта [10]. Следовательно, найденный предел

20 тыс. $m^3/ч$ следует рассматривать не как полноценный рабочий режим, а как нижнюю эксплуатационную границу жизнеспособности установки.

Заключение

В результате проведенного анализа установлено, что минимально допустимая производительность исследуемой УКПГ составляет около 20 тыс. $m^3/ч$. При таком расходе установка еще способна функционировать, однако эксплуатация сопровождается рядом существенных ограничений [10]. К основным из них относятся останов турбоэкспансера, прекращение выработки LPG, увеличение нагрузки на МР-компрессор и ухудшение качества газа по углеводородной точке росы [5, 6, 9, 10].

Проведенное исследование показало, что определяющим условием устойчивой работы при минимальных расходах является стабилизация входного давления. Не менее важны температурный режим и наличие возможностей для дополнительного охлаждения оборудования [4, 9, 10]. Практическая значимость полученных результатов состоит в том, что они могут быть использованы при выборе допустимых режимов эксплуатации УКПГ на поздних стадиях разработки месторождений, а также при подготовке мероприятий по повышению устойчивости технологической схемы в условиях снижения добычи [2, 8]. ●

Литература

1. Campbell J.M. Gas Conditioning and Processing. Vol. 1. Norman: Campbell Petroleum Series, 1984.
2. Campbell J.M. Gas Conditioning and Processing. Vol. 2. Norman: Campbell Petroleum Series, 1984.
3. Kohl A.L., Nielsen R.B. Gas Purification. 5th ed. Houston: Gulf Publishing Company, 1997.
4. Guo B., Ghalambor A. Natural Gas Engineering Handbook. 2nd ed. Oxford: Elsevier, 2014.
5. Mokhtab S., Poe W.A., Mak J.Y. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing: Principles and Practices. 3rd ed. Oxford: Elsevier, 2015.
6. Stewart M., Arnold K. Gas Dehydration Field Manual. Burlington: Gulf Professional Publishing, 2011.
7. Stewart M. Surface Production Operations. Vol. 2: Design of Gas-Handling Systems and Facilities. 3rd ed. Oxford: Elsevier, 2014.
8. Abdel-Aal H.K., Aggour M.A., Fahim M.A. Petroleum and Gas Field Processing. Boca Raton: CRC Press, 2015.
9. Wang X., Economides M. Advanced Natural Gas Engineering. Oxford: Elsevier, 2013.
10. Тестирование УКПГ на пониженных нагрузках: производственный отчет по результатам испытаний на месторождении Бадра за 03–08.12.2021.

KEYWORDS: GCTU, gas treatment, minimum load, turn down case, turboexpander, compressor, dew point, Badra field.

ВОЗМОЖНА ЛИ ЗАМЕНА УГЛЕВОДОРОДНОГО ТОПЛИВА НА ВОДОРОДНОЕ?

**Третьяк
Александр Александрович**

профессор кафедры
«Нефтегазовые техника и
технологии», декан факультета
«Геологии, горного и
нефтегазового дела»,
Южно-Российский
государственный
политехнический университет,
(НПИ) имени М.И. Платова,
академик РАН, д.т.н.

**Ненахов
Виктор Миронович**

профессор, декан геологического
факультета,
Воронежский государственный
университет, д.г.-м.н.

**Крайнов
Алексей Владимирович**

профессор, д.г.-м.н.,
Воронежский государственный
университет

**Сидорова
Елена Владимировна**

доцент кафедры «Нефтегазовые
техника и технологии»,
Южно-Российский
государственный
политехнический университет
(НПИ) имени М.И. Платова,
к.т.н.

**Чумаков
Андрей Алексеевич**

доцент кафедры «Нефтегазовые
техника и технологии»,
Южно-Российский
государственный
политехнический университет
(НПИ) имени М.И. Платова,
к.т.н.

**Корабельников
Николай Анатольевич**

директор
ООО «Акма-Универсал»,
старший преподаватель,
Воронежский государственный
университет

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДОРОДА ВО МНОГИХ ОТРАСЛЯХ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ, СПОСОБНОЕ РЕШИТЬ РЯД АКТУАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ ОТРАСЛИ. В СТАТЬЕ ИССЛЕДУЮТСЯ ВОЗМОЖНОСТИ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ КАК АЛЬТЕРНАТИВЫ УГЛЕВОДОРОДНОМУ ТОПЛИВУ, В УСЛОВИЯХ, КОГДА ОСТРО ПРОЯВЛЯЕТСЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ И ЭКОНОМИЧЕСКИЙ КРИЗИС. ЦЕЛЬ РАБОТЫ – ДАТЬ ОТВЕТ НА ВОПРОС: ВОЗМОЖНА ЛИ ЗАМЕНА В УСЛОВИЯХ РОССИИ УГЛЕВОДОРОДНОГО ТОПЛИВА НА ВОДОРОДНОЕ, ТО КАК СКОРО ЭТО БУДЕТ И ЧТО ДЛЯ ЭТОГО НЕОБХОДИМО СДЕЛАТЬ

THE USE OF HYDROGEN IN MANY INDUSTRIAL SECTORS IS A PROMISING AREA, CAPABLE OF SOLVING A NUMBER OF PRESSING INDUSTRY PROBLEMS. THIS ARTICLE EXPLORES THE POTENTIAL OF HYDROGEN ENERGY AS AN ALTERNATIVE TO HYDROCARBON FUELS IN A CONTEXT OF ACUTE ENVIRONMENTAL AND ECONOMIC CRISES. THE AIM OF THIS PAPER IS TO ANSWER THE QUESTION OF WHETHER REPLACING HYDROCARBON FUELS WITH HYDROGEN IS POSSIBLE IN RUSSIA, HOW SOON THIS WILL HAPPEN, AND WHAT STEPS NEED TO BE TAKEN TO ACHIEVE THIS

Ключевые слова: водородная энергетика, использование водорода, промышленные технологии, экологическая безопасность, транспортировка и хранение, бурение на водород.

В настоящее время водород является одним из наиболее перспективных полезных ископаемых для замещения нефти и газа, он является самым распространенным элементом во Вселенной, его доля составляет порядка 93 % [1–6].

Водородными технологиями в России занимаются в основном Газпром, Росатом, НОВАТЭК, Чистая Энергетика.

Эти компании инвестируют средства в разработку, утилизацию углекислого газа, транспортировку и хранение водорода.

В Энергетической стратегии РФ до 2035 года намечены главные задачи по развитию водородной энергетики. Решение этих задач направлено на развитие и внедрение водорода как самого эффективного и экологически чистого

энергоносителя в различные отрасли промышленности, а также способствовать выходу России в число мировых лидеров по производству и экспорту водорода.

Ежегодно в мире производится и потребляется более 100 млн тонн водорода. К 2030 году мировое потребление водорода достигнет 200 млн тонн. Лучшим с точки зрения экологии является электролизный способ получения «зеленого» водорода из воды, но он требует больших энергозатрат и наличия возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Только 3 % от общего объема водорода производится методом электролиза, 72 % водорода получают из природного газа и 11 % водорода получают при сжигании угля, 14 % водорода получают из нефти. Более 95 % получаемого водорода используется непосредственно на месте производства для производства аммиака и переработки нефти.

Программы развития водородных технологий сегодня приняты в более чем 20 странах, в том числе и в России.

Уникальные физико-химические свойства водорода давно привлекают особое внимание жителей нашей планеты. Известно несколько способов получения водорода, он является незаменимым веществом в различных областях промышленности. Сегодня водород используется в нефтехимии, энергетике, металлургии, на транспорте и в других отраслях промышленности.

Имеется несколько причин, которые сдерживают широкое применение водорода в различных отраслях

промышленности. Первой основной причиной является, конечно, его стоимость.

Сегодня, когда в России добывается более 700 млрд кубических метров газа и более 500 млн тонн нефти в год, отказаться от углеводородного сырья и начать производить водород экономически не выгодно. Россия в год производит и потребляет десять миллионов тонн водорода, все другие страны производят и потребляют более 100 млн тонн водорода.

Ежегодные выбросы углекислого газа уже сегодня составляют 38,5 млн тонн. Выбросы углекислого газа на душу населения во всем мире составляют 4,8 тонны на человека, исходя из того, что население мира составляет порядка 8 млрд человек.

Нарастающая тенденция перехода на безуглеродную экономику и признание водорода как самого эффективного топлива подчеркивает необходимость развертывания широкомасштабных работ по изучению и получению водорода [7–11].

Сегодня даже не специалисты понятно, что самым экономически и экологически выгодным является «зеленый» водород, получаемый из воды методом электролиза, для этого необходимо наличие дешевой электроэнергии из возобновляемых источников электроэнергии (ВИЭ) – солнечной, ветровой, гидро. Но никакие ВИЭ не могут обеспечить производство энергии в количестве достаточном для производства необходимого количества водорода. Переход полностью на водород в качестве основного топлива, по расчетам

ученых, уже сегодня требует десять миллиардов тонн водорода. Загрязнение атмосферы, резкое потепление климата требуют принятия срочных мер.

Для получения одного килограмма «зеленого» водорода методом электролиза необходимо 55 кВт электричества и 9 литров воды.

Водородная энергетика – это как бы «запас энергии на будущее», когда от полезного ископаемого придется отказаться, а ВИЭ не смогут полностью удовлетворять потребности населения в энергии.

Особое место в общей энергетической системе водорода можно выразить через триаду его свойств – это экологичность, технологичность и вторичность как энергетического носителя.

Требование экологичности по получению водорода, лишённого углеродного следа, заставляет многие страны приступить к поисковым и буровым работам на так называемый геологический или природный водород. В России природный водород включен в кадастр полезных ископаемых и это требует незамедлительного развертывания поисковых и буровых работ в нашей стране. Первая пробуренная скважина в районе города Борисоглебска Воронежской области дает природный водород (38 %). Это вселяет надежду на то, что природный водород в России имеется и поиски его надо вести более интенсивно. В настоящее время выходы на поверхность природного водорода найдены в районе портового поселка Тикси, рядом с озером Байкал, в скважинах Чаяндинского, Кувиктинского газовых месторождений в Якутии. Хорошим примером является несколько скважин, пробуренных в Мали и дающие приток водорода до 98 %. Нужен серьезный заказчик, способный финансировать бурение поисковых скважин на природный водород на территории России [7].

Теплотворная способность водорода составляет более 121 МДж/кг, а метана – чуть больше 50 МДж/кг. Коэффициент полезного действия у водородного двигателя 90 %, а у двигателя внутреннего сгорания – 35 %. Водород в 3,5 раза экономичнее углеводородного топлива.

УДК 322.151

Доля водородного топлива в транспортном секторе к 2050 году составит порядка 25 %. Если нефтяные цены упадут до 40 долларов за баррель, то водород будет конкурентоспособным бензину.

Все это свидетельствует о том, что потенциал получения энергии при сжигании водорода очень высокий.

Прежде чем углубиться в подробное рассмотрение обозначенного в заглавии статьи вопроса, рассмотрим основные семь методов получения водорода и его стоимость в долларах за один килограмм.

«Зеленый» водород – это водород, получаемый методом электролиза воды с использованием электроэнергии из возобновляемых источников энергии (ВИЭ, солнечной, ветровой, гидро ($2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$)). Этот водород не создает углеводородного следа, доля в мировом производстве составляет порядка 6 %, к 2050 году планируется рост производства до 50 %. Добиться снижения стоимости электроэнергии является основной задачей при производстве «зеленого» водорода. Стоимость «зеленого» водорода составляет 2,5–3,5 \$/кг.

«Коричневый» водород получают путем газификации бурого угля. Порядка 11 % водорода производится из бурого угля. Еще 17 % водорода производится из нефти. Стоимость «коричневого» водорода составляет 3,0 \$/кг.

«Серый» водород получают путем конверсии метана, при этом диоксид метана выбрасывается в атмосферу. В мире порядка 67 % водорода производится из природного газа. Его стоимость составляет 1,5–2,0 \$/кг.

«Голубой» водород получают из природного газа путем паровой конверсии метана и стоимость его составляет 2,5–3,5 \$/кг.

Водород «красный» получают путем электролиза воды за счет электроэнергии атомных станций, стоимость составляет 2,0 \$/кг.

Водород «бирюзовый» получают при пиролизе метана путем разложения его на твердый углерод и водород.

«Белый» или природный водород добывается из скважин, является самым экологически чистым, стоимость 0,15–2,0 \$/кг.

Оценив семь основных методов получения водорода необходимо отметить, что лучшим с точки зрения экологии и стоимости является водород, получаемый методом электролиза и природный водород.

При оценке рентабельности водородной энергетики необходимо учитывать стоимость одного килограмма водорода.

Для эффективного внедрения водорода необходимо решить в первую очередь два вопроса:

1. Применение водорода в качестве топлива пока не является рентабельным, так как затраты энергии на получение водорода превышают энергию, образующуюся при его сгорании.

Теплотворная способность водорода более 121 МДж/кг, а метана – чуть больше 50 МДж/кг. Коэффициент полезного действия у водородного двигателя 90 %, а у двигателя внутреннего сгорания – 35 %. Водород в 3,5 раза экономичнее углеводородного топлива. Если нефтяные цены упадут до 40 долларов за баррель, то водород может составить конкуренцию бензину

2. Для хранения и транспортировки водорода требуются особые условия, так как водород при смешивании с кислородом является взрывоопасным.

Рассматривая основные этапы развития глобального энергопотребления, необходимо выделить несколько энергопереходов. Первый энергопереход – это переход от древесины к углю, который закончился примерно в 1990 году.

Второй энергопереход – это переход от угля к нефти. С 1960 года нефть становится доминирующим видом топлива.

Третий энергопереход – это переход от использования нефти и газа к получению и использованию водорода.

Четвертый энергопереход стал одним из основных стимулов в использовании водорода в качестве энергоносителя, который рассматривается для решения экологических проблем и может быть использован для накопления, транспортировки и хранения.

О необходимости нового топлива специалисты заговорили в начале

2000-х годов, когда заметно возросли цены на нефть, а требования экологии к выхлопным газам автотранспорта начали ужесточаться. В настоящее время выпускаются автомобили, которые работают за счет трех источников энергии: аккумуляторных батарей, суперконденсаторов и водородных элементов. Водородные элементы генерируют электричество путем использования водорода, а аккумуляторы и конденсаторы его сохраняют. Таким образом, за счет водорода вырабатывается электроэнергия, приводящая в движение машины.

Электромобиль примерно в три раза дороже авто с ДВС, а водородомобиль в 3 раза дороже электромобиля. Таким образом,

автомобиль на водороде в 9 раз дороже автомобиля на бензине. Главная причина – это дороговизна топливных элементов для водородомобилей, где в качестве катализатора используется платина. Ученые института им. Г.К. Борескова СО РАН предложили заменить дорогой металл на графен, легированный бором, что способствует резкому снижению стоимости топливных элементов и водородомобиля в целом.

Для ответа на поставленный в названии статьи вопрос необходимо дать ответ на несколько актуальных вопросов. Первый – какой тип водорода, из семи основных, предпочтительней получать. Второй – в каких отраслях промышленности наиболее эффективно применять водород. Третий – эколого-экономическая эффективность получения и использования водорода. Четвертый – проблемы экспорта водорода. Пятый – проблема хранения и транспортировка.

Несомненно, без комплексного решения этих проблем по стратегии развития водородной энергетики и по переходу от углеводородного

топлива к водородному в нашей стране будет невозможно решить все эти проблемы [12–20].

Перспективным направлением использования водорода является применение его в водородных двигателях. В настоящее время это одна из самых инновационных и востребованных технологий. Водород используется в двигателях в двух вариантах. Первый вариант – это когда установка имеет топливный элемент, состоящий из анода и катода, разделенных мембраной. Водород подается на анод, а кислород (из воздуха) – на катод. Под действием платинного катализатора водород отдает электроны, которые создают электрический ток, а ток питает электромотор, который и крутит колеса. При этом образуется экологически чистый водяной пар и тепло.

Второй вариант – это когда работает водородный двигатель внутреннего сгорания, который конструктивно сравним с бензиновым двигателем. При этом водород смешивается с воздухом, полученная смесь воспламеняется от свечи зажигания, поршни начинают двигаться, а коленвал вращаться. Такие двигатели могут устанавливаться не только на автомобили, но и на железнодорожные локомотивы, морские суда, самолеты, дроны. Генераторы, работающие на водороде, могут обеспечивать автономно энергией многих потребителей.

Плюсом применения водорода является экономичность и высокий КПД – более 50 %, что намного выше, чем у самых эффективных двигателей. Минусом является высокая стоимость и безопасность, так как водород может быть взрывоопасным при концентрации с воздухом от 4 до 75 %, и в этом случае достаточно слабой искры.

Известно, что в настоящее время в России имеется несколько автомобилей, работающих на водороде и всего лишь одна водородная заправка в п. Черноголовка Московской области. При этом в Японии и Китае порядка 20 % автомобилей работают на водороде. Поэтому говорить о скором внедрении водородной энергетики в России не представляется возможным.

На долю транспорта в мире приходится 37 % выбросов CO_2 ,

остальные – на промышленность и генерацию тепла и электроэнергии. Крупные проекты по электролизу, которые позволят наполнить рынок чистым водородом и «озеленить» эти сферы экономики, реализуются по всему миру.

Вопросы хранения и транспортировки водорода являются одними из основных в водородной энергетике. Причиной этого является очень низкая плотность газообразного водорода ($0,09 \text{ кг/м}^3$ при 1 атмосфере и 0°C), известные методы хранения водорода и его транспортировки основаны либо на компримировании водорода до высоких (от 150 до 750 атм.) давлений, либо на его сжижении с использованием сверхнизких (-253°C) температур. Эти методы имеют недостатки, включая надежность, дороговизну компрессионного и криогенного оборудования, а также безопасность.

Водород можно хранить в сжатом и сжиженном состоянии. Для хранения и транспортировки водорода используются следующие системы: в газообразном состоянии под давлением, в жидком состоянии, в интерметаллических соединениях, в химических соединениях, в комбинированных системах. Основной способ транспортировки водорода в газообразном состоянии по трубопроводам или в сжиженном виде в криогенных цистернах.

Металлогидридный способ хранения водорода, основанный на применении обратимых «низкотемпературных» металлогидридов, характеризуется высокой плотностью хранения, небольшими температурами и давлениями водорода, высокой безопасностью, умеренными энергозатратами, а также металлогидридные системы позволяют объединить несколько функций: хранение, компримирование и очистка водорода

Металлогидридный способ хранения водорода, основанный на применении обратимых «низкотемпературных» металлогидридов, характеризуется высокой плотностью хранения (до 150 кг/м^3), небольшими температурами ($0-100^\circ\text{C}$) и давлениями водорода ($1-100 \text{ атм.}$), высокой безопасностью, умеренными энергозатратами

(до 15 % теплотворной способности водорода). Кроме того, металлогидридные системы позволяют объединить несколько функций (хранение, компримирование и очистка водорода).

В настоящее время используются металлогидридные аккумуляторы водорода на основе сплавов типа AB_5 (A – редкоземельный, B₅ – переходный металлы). Используются такие сплавы как Ti-Cr, Ti-Zn, Cr-Mn-Fe, Ti-Fe. Сплавы на основе Ti-Fe имеют лучшие характеристики и наименьшую стоимость сырья для их изготовления.

Основные методы хранения водорода: сжатый газообразный водород, сжиженный водород, адсорбция, адсорбция в металлогидридах.

На заправочных станциях водород можно хранить в специальных подземных хранилищах, в истощенных газовых и водоносных пластах. Такой метод хранения является экономически выгодным для хранения больших количеств водорода. Но одним из самых перспективных способов хранения водорода является гидридная система хранения. Хранение водорода в гидридах металлов снижает расходы на транспортировку и оборудование. Объем системы хранения в гидридах в три раза меньше по сравнению с системой хранения водорода в баллонах.

Закачивание водорода в подземные хранилища пластовых залежей соли является наиболее оптимальным способом хранения водорода. Китай является лидером в производстве «зеленого» водорода, где работает самый мощный в мире электролизер на 150 МВт, способный производить 24 тыс. тонн чистого водорода в год. В Китае работает крупное подземное

хранилище водорода объемом около одного миллиона кубических метров, которое находится в провинции Хэнань. Для этого используют природные соляные породы. В них создают большие подземные полости – каверны, которые хорошо удерживают водород и не пропускают его наружу. По расчетам хранилище может вместить до 1,5 миллиона кубометров водорода. Газ закачивают с помощью компрессоров под высоким давлением – около 15 мегапаскалей.

В будущем водород планируется применять шире – смешивать с природным газом и использовать на транспорте и на промышленных предприятиях.

Транспортировка водорода, в отличие от нефти и газа, является сложной технологической задачей. При всех преимуществах этого энергоносителя у него имеется целый ряд отличительных особенностей, которые выделяют его среди известных источников энергии.

При производстве газообразного водорода его можно потреблять на месте, подвергать сжатию и транспортировать в близлежащие резервуары или заполнить им баллоны для транспортировки, а также подвергать сжижению для повышения плотности хранения или транспортировки на большие расстояния. Транспортировка водорода обычно осуществляется по трубопроводам, грузовым, железнодорожным или морским транспортом. Чаще всего трубопроводы используют между близлежащими производственными объектами и потребителями, а также в более широких географических зонах, где прогнозируется стабильный долгосрочный спрос.

Водород можно транспортировать в виде газа, жидкости или в сочетании обоих видов, причем для каждого формата применяются отдельные системы безопасности.

На коротких расстояниях чаще всего используется грузовой транспорт, который перевозит удлиненные баллоны высокого давления, уложенные в трубчатый прицеп или танкеры с жидким водородом при криогенных температурах. Железнодорожные вагоны используются для перевозки жидкого водорода

на средние расстояния, а для транспортировки тяжелых грузов на дальние расстояния используются морские суда.

Водород можно также транспортировать по существующим магистральным газопроводам в составе метано-водородной смеси: добавление водорода в объеме до 20–25 % практически не изменяет давление и пропускную способность трубы; использование смеси вместо чистого водорода решает проблему работы компрессоров.

Для транспортировки водорода в сжатом виде при давлении 250–500 бар используют трейлеры с цилиндрическими прицепами. Их вместимость обычно достигает 300–1200 кг водорода. Процесс сжижения является очень энергоемким, так как требуется понижение температуры до минус 253 °С, а поддержание низкой температуры потребует дополнительных расходов. Кроме этого, будут наблюдаться значительные тепловые потери в каждой цепочке транспортировки из-за испарения.

Поэтому сегодня гарантировать безопасность при наличии технических возможностей по транспортировке водорода в полной мере не представляется возможным.

В настоящее время разговоры о переходе на водородную энергетику идут во многих странах с высокоразвитой экономикой, но до сих пор ни правительства государств, ни предприниматели и ученые не предприняли действенных и конкретных шагов к тому, чтобы водородная энергетика стала глобальной. В создавшейся ситуации выбор наиболее экономически выгодного носителя водорода для его транспортировки будет специфичен и чрезвычайно важен.

В настоящее время, когда многие страны активно ведут буровые работы на природный водород, вопросы разработки техники и технологии требуют своего решения. Известно, что скважины, пробуренные в Мали, несколько лет дают практически чистый водород (98 %), скважина в г. Борисоглебске Воронежской области дает 38 % водорода, пробуренная на юге Франции скважина глубиной 3600 метров дает устойчивый приток водорода [7].

«Узким» местом в технологии бурения скважин на водород является буровое оборудование – это, прежде всего, буровые трубы, обсадная колонна, запорная аппаратура, насосы, вертлюги, верхний силовой привод. При взаимодействии с водородом резко возрастает чувствительность к охрупчиванию эти материалов, которая возрастает с увеличением давления, концентрации и температуры водорода. Применяемые в настоящее время при обычном бурении нефтегазовых скважин углеродистые и низколегированные стали подвергаются разрушению и не отвечают требованиям техники безопасности.

Структура углеродистой и низколегированной стали часто определяет степень устойчивости к водороду. Как правило, чем выше прочность, тем хуже устойчивость.

Представим структуры в порядке повышения сопротивления к H₂: неотпущенный мартенсит; отпускаемый мартенсит; перлит; верхний бейнит; нижний бейнит; феррито-бейнит; феррито-аустенит; аустенит.

В большей степени водороду в порядке возрастания будут сопротивляться следующие материалы:

- углеродистые стали;
- легированные хромомолибденовые стали;
- нержавеющие стали;
- сплавы на основе никеля и кобальта;
- композитные материалы: стеклопластики, углепластики.

Композитные материалы, не подверженные водородной хрупкости, имеют низкий предел упругости и ударную прочность.

В этой связи целесообразно применять гибридные многослойные конструкции на основе структурированной углеродистой и низколегированной стали с применением покрытий и барьеров из резистентных к водороду материалов.

Покрытия на основе титана, никель-фосфора, меди, керамические, эмалевые и графеновые нанокompозитные покрытия позволяют значительно снизить степень водородной хрупкости, однако не могут полностью решить

проблему из-за хрупкости и наличия дефектов особенно в условиях больших нагрузок обсадной колонны.

Композитные покрытия имеют лучшую деформационную устойчивость, что особенно важно при эксплуатации обсадных колонн, но представляют собой менее совершенный барьер против H₂, чем, например, керамические покрытия.

Из-за хрупкости и усадки цемента целесообразно использовать геополимеры. Они показывают более высокую прочность на сжатие и растяжение, в том числе при температурах выше 40 °С, обладают низкой проницаемостью и способностью «залечивать» микротрещины

Многослойные конструкции могут повысить надежность систем, но в любом случае потребуется предупреждение, контроль и самоликвидация трещинообразования. Эту задачу решают интеллектуальные материалы, к которым относятся материалы с памятью формы для компенсации деформаций обсадной колонны.

Обсадная колонна подвергается нескольким основным типам нагрузок:

- нагрузки во время установки (осевая нагрузка от собственного веса колонны при спуске, сжатие при упоре в забой);
- нагрузки во время бурения (давление бурового раствора);
- постоянные нагрузки (пластовое давление, тепловые нагрузки);
- нагрузки при цементировании (давление цементного раствора, неравномерные напряжения при схватывании, тепловой эффект гидратации цемента);
- эксплуатационные нагрузки (пульсации давления, вибрации оборудования).

Структура обсадной колонны должна включать в себя три функциональных слоя: несущий прочностной слой; стабильный барьер против H₂; гибкий барьер против H₂.

Материал несущего прочностного слоя можно определить наилучшим сочетанием прочностных характеристик, цены

и способностью сопротивляться H₂. Среднеуглеродистые стали, которые в настоящее время применяются для обсадных труб, являются наиболее дешевыми. Изменение структуры стали может повлиять на ее способность сопротивлению H₂.

Представим структуры в порядке уменьшения стоимости: аустенит; феррито-аустенит; отпускаемый мартенсит; неотпущенный

мартенсит; нижний бейнит; феррито-бейнит; верхний бейнит; перлит.

Таким образом, в качестве несущего прочностного слоя можно выбрать феррито-бейнитную углеродистую сталь, которая сочетает в себе стоимость ниже средней и один из лучших показателей по водородной стойкости. Например, сталь 20ГС группы прочности М ГОСТ 31446-2017.

В качестве стабильного барьера против водорода для бурильных и обсадных колонн могут выступать никелевые или никель-графеновые покрытия на основе никель-кобальтовых сплавов, наносимых методом химического осаждения. В качестве гибкого барьера против водорода могут выступать графеновые покрытия, наносимые посредством восстановления оксида графена.

Для герметизации резьбовых соединений предлагается технология «самосрачивания» резьбы через пластическую деформацию. При затяжке витки переходят в пластическое течение и формирует герметичное соединение. Конструкция состоит из несущей конусной герметичной резьбовой зоны, активационной зоны (тонкий трибослой с реакционным сплавом Ni-Al) и металл-металлического уплотнения.

Рассматривая транспортировку природного водорода по стволу скважины, необходимо особое

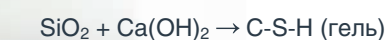
внимание уделить воздействию водорода на цементное кольцо обсадной колонны, представленное тампонажным раствором.

Как показали исследования, водород не оказывает значительного негативного влияния на физико-химические свойства стандартных тампонажных растворов. Взаимодействие водорода с его компонентами маловероятно за исключением возможного частичного восстановления оксида железа. Однако из-за малого содержания железа это существенно не влияет на прочность. Изменения прочности тампонажного камня на сжатие после контакта с водородом вызваны условиями среды, температурой, давлением и химическим воздействием водорода.

Утечка водорода через цементное кольцо обсадной колонны говорит о быстром прорыве водорода из-за высокой пористости цемента и высокой диффузии. Решение проблемы заключается в минимизации трещин.

Из-за хрупкости и усадки традиционный цемент не подходит для водорода, поэтому целесообразно использовать геополимеры. Они показывают более высокую прочность на сжатие и растяжение, в том числе при температурах выше 40 °С, обладают низкой проницаемостью и способностью «залечивать» микротрещины.

Нанокремнеземо-латексные тампонажные растворы позволяют уплотнить структуру посредством нанокремнезема SiO₂ в наноразмерной форме, который заполняет поры и уменьшает капиллярную пористость, связывая гидроксид кальция и образуя C-S-H гель:



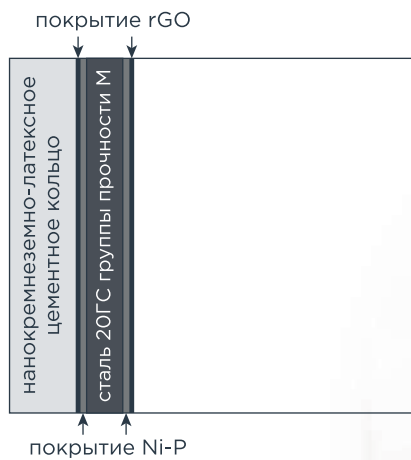
Ускоренная гидратация цемента делает структуру более плотной и однородной. Латекс образует полимерную пленку внутри поровой структуры и перекрывает капиллярные каналы. Таким образом, тормозится рост трещин.

В качестве добавок в тампонажный раствор также можно применять:

- наноглину для повышения сопротивляемости цемента карбонизации и снижения его проницаемости;

- углеродные нанотрубки для уплотнения структуры и повышения предела прочности на сжатие;
- наночастицы графита для улучшения стабильности цемента в агрессивных средах и снижения диффузии газовых сред;
- синтетические полипропиленовые волокна для создания внутреннего каркаса, удерживающего цемент от растрескивания при деформациях;
- эпоксидные смолы для улучшения адгезии с обсадной колонной и предотвращения образования микрозазоров;
- замедлители и ускорители схватывания для формирования структуры без дефектов при застывании цемента в глубоких скважинах с высокой температурой;
- биоциды для подавления активности сульфатредуцирующих бактерий, которые превращают водород в коррозионно-опасный сероводород.

РИСУНОК 1. Материалы системы цементное кольцо – обсадная колонна



Материалы системы цементное кольцо-обсадная колонна для обеспечения герметичности водородных скважин представлены на рис. 1.

Как показывают исследования, металл-металлическое уплотнение, степень герметичности которого определяется контактным давлением, микрогеометрией и пластической деформацией поверхностей, может применяться для водорода, но требует ликвидации микроканалов.

Заключение

Для эффективного внедрения водорода в промышленность необходимо:

- решить проблемы, связанные с эффективным его хранением, транспортировкой, а также производством, в том числе разработать технологии бурения на природный водород;
- разработать новые композитные материалы, снижающие агрессивное воздействие водорода.

В заключение необходимо дать ответ на прямой вопрос: произойдет ли замена в России нефти и газа на водород? Оценив объем выполненных учеными научных и практических работ в России и за рубежом, необходимо отметить – замена произойдет, не так быстро, как хотелось бы, то есть в ближайшие несколько десятков лет, при условии увеличения объема финансирования работ по водородной энергетике.

Отвечая на поставленный в названии статьи вопрос, необходимо отметить: сделать это возможно к 2050 году, приступив к выполнению обозначенных в статье проблем уже сегодня; решать обозначенные проблемы комплексно – оперативно начать вести поисковые и буровые работы на природный водород, усовершенствовать известные, разрабатывать, внедрять новые способы получения и применения водорода.

Водород – продукт, который нужно производить в нашей стране в больших количествах, причем производить с экономической выгодой, а значит, разрабатывать новые наукоемкие технические решения. Водород можно продавать на экспорт по более высокой цене, чем традиционные углеводороды. ●

Литература

1. Ларин В.Н. Стрoение Земли и водородная энергетика // Окружающая среда и энерговедение. – 2021. – № 3. – С. 43–61.
2. Полевиков В.П. Водород признан в России природным ископаемым [Электронный ресурс] // ИА Регнум от 06.05.2022 URL: <https://regnum.ru/article/3583825?ysclid=m0s9ji9lyd472721813> (дата обращения: 20.09.2024).
3. Полевиков В.П., Глазьев С.Ю. Поиски месторождений водорода как основа встраивания в новый технологический уклад // Глобальное недропользование. – 2020. – С. 12–33.
4. Разманова С.В. Перспективы развития водородной энергетике в Российской Федерации // Георесурсы. – 2023. – Т. 25. – № 3. – С. 216–226.

5. Полевиков В.П. Стремительный водородный прогресс // Газпром. – 2020. – № 9. – С. 12–19.
6. Полевиков В.П. Природный водород. Предварительное руководство для поисков // Бурение и нефть. – 2023. – № 10. – С. 42–45.
7. Ненахов В.М., Полевиков В.П., Жабин А.В. [и др.] Перспективы Воронежской антеклизы на обнаружение природного водорода // Вестник Воронежского университета. Серия: Геология. – 2022. – № 2. – С. 4–18.
8. Литвиненко В.С., Цветков П.С., Двойников М.В., Буслаев Г.В. Барьеры реализации водородных инициатив в контексте устойчивого развития глобальной энергетики // Записки горного института. – 2020. – Т. 244. – С. 428–438.
9. Lefevre Nicolas. Nouvelles méthodes d'exploration des ressources en hydrogène naturel (H₂): Le cas d'école du piémont Pyrénéen occidental: disco. ... disco-nauk. Université Grenoble Alpes [2020-..], 2022. Français, 192 p.
10. Осман А. Бурят на удачу: почему стартапы бросились искать запасы природного водорода [Электронный ресурс] // Forbes от 08.06.2023. Режим доступа: <https://www.forbes.ru/tehnologii/491810-buray-na-udachu-pocemu-startapy-brosilis-iskat-zapasy-prirodnogo-vodoroda> (дата обращения: 20.09.2023).
11. Красовская Е. Водород в России можно будет разведывать и добывать – Новости о нефти и газе в России и мире [Электронный ресурс] // Нефть и капитал от 25.07.2023. Режим доступа: https://oilcapital.ru/news/2023-07-25/vodorod-v-rossii-mozhno-budet-razvedyvat-i-dobyvat-2993959?ysclid=m0h8ori5gh609338052&utm_source=yandex.ru&utm_medium=organic&utm_campaign=yandex.ru&utm_referrer=yandex.ru (дата обращения: 05.09.2023).
12. Aspen Plus model of an alkaline electrolysis system for hydrogen production / Sanchez M., Amores E., Abad D., Rodriguez L., Clemente-Jul C. // International Journal of hydrogen energy. – 2020, vol. 45. – pp. 3916–3929.
13. Голевский С.Г., Цянь Хайдун. Водородная энергетика в Китае: состояние, тенденции, перспективы // Экономика: вчера, сегодня, завтра. – 2024. – Т. 14. – № 9А. – С. 264–277.
14. Телякова Л.Р., Дияковская А.В. Водород как топливо будущего // Научные исследования и инновации. – 2021. – № 2. – С. 63–73.
15. Митрова Т., Мельников Ю., Чугунов Д., Глаголева А. Водородная экономика – путь к низкоуглеродному развитию // Центр энергетике Московской школы управления СКОЛКОВО, июнь 2019.
16. Шариев Д.Р., Трапезников А.Н., Хохонов А.А. Методы получения водорода в промышленном масштабе. Сравнительный анализ // Успехи в химии и химической технологии. – 2020. – № 12. – С. 53–57.
17. Paulo Emilio V. de Miranda. Hydrogen Energy: Sustainable and Perennial // Federal University of Rio de Janeiro. – 01 Jan 2019.
18. Третьяк А.А., Ненахов В.М., Крайнов А.В. [и др.] Получение и применение электролизного водорода // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2026. – № 3. – С. 14–18.
19. J. Blanco, Julie Perez. Hydrogen energy systems // Institution of Engineering and Technology. – 10 Jun 2024.
20. Третьяк А.А., Ненахов В.М., Крайнов А.В. [и др.] Технология поиска природного водорода // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2026. – № 5. – С. 74–82.

KEYWORDS: hydrogen energy, hydrogen use, industrial technologies, environmental safety, transportation and storage, hydrogen drilling.

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

Через неделю в Иране начнется строительство новых энергоблоков атомной электростанции Бушер

В сентябре 2016 г. в Иране начнется строительство двух новых энергоблоков АЭС Бушер. В 2014 г. страны подписали ряд документов, расширяющих сотрудничество в области мирного использования атомной энергии и открывающих возможность строительства в Иране восьми блоков АЭС по российским технологиям.



• Комментарий Neftegaz.RU

Проект «Бушер-2» стартовал 10 сентября 2016 года. Строительство второго блока планировалось завершить в 2026 году, третьего – в 2027 году. В информационной системе МАГАТЭ энергоблок № 2 значится строящимся с 27 сентября 2019 года. 10 ноября 2019 года в фундамент плиты энергоблока № 2 был залит первый бетон. В январе 2025 года глава Организации по атомной энергии Ирана заявил о «круглосуточном строительстве второго и третьего энергоблоков АЭС». В 2026 году территория АЭС «Бушер» подверглась обстрелу со стороны США и Израиля, что заставило приостановить строительные работы и эвакуировать значительную часть специалистов компании «Росатом».



Правительство РФ услышало Минприроды и ввело мораторий на выдачу новых участков недр на шельфе

В сентябре 2016 года правительство РФ приняло решение о приостановке выдачи новых лицензий на участки недр на континентальном шельфе РФ. Право работать на шельфе есть только у госкомпаний «Газпром» и «Роснефть».

• Комментарий Neftegaz.RU

Запрет, инициированный Минприроды в сентябре 2016 года, действует до сих пор. Его главная задача в том, чтобы дать госкомпаниям возможность выполнить взятые на себя лицензионные обязательства, распределить финансы на ГРП и добиться максимальной отдачи от уже распределенных участков. Вопрос о снятии моратория периодически обсуждался, но власти подчеркивали, что решение будет приниматься с учетом выполнения компаниями обязательств по уже выданным лицензиям. В 2018 году приняли закон, который ввел механизм аукционов для спорных участков. Сегодня новые лицензии на добычу на шельфе в России не выдаются, а освоение шельфовых месторождений идет в рамках уже действующих лицензий, но предполагается, что запрет может быть отменен, когда компании полноценно запустят уже полученные участки.

В Астраханской области начинается строительство первой из шести планируемых солнечных электростанций

7 сентября 2016 г. в Астраханской области началось строительство СЭС мощностью 15 МВт. Завершить строительство планируется в течение 2016 г. До конца 2017 г. в Астраханской области будет построено 6 СЭС совокупной мощностью 90 МВт.

• Комментарий Neftegaz.RU

СЭС «Заводская» начала работу в 2017 году. Таким образом, совокупная мощность солнечных электростанций Астраханской области достигла 685 МВт. В 2019 году введена в эксплуатацию Лиманская СЭС. В 2020 году объем генерации пополнили Октябрьская СЭС (15 МВт) и Песчаная СЭС (15 МВт).



К 2028 году планируют запустить Болхунскую СЭС мощностью 250 МВт на территории Ахтубинского района. Всего в прошлом году на мощностях альтернативной энергетики области была сгенерирована почти треть от общего потребления региона, что составило 1,3 млрд кВт.ч. ●

ВЫБОР СЕКТОРА ДЛЯ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОГО ВНЕДРЕНИЯ ГАЗОВОГО ПНП на карбонатном коллекторе формации Мишриф

ВЫБОР УЧАСТКА ДЛЯ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ (ОПИ) ГАЗОВОГО МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ЯВЛЯЕТСЯ КРИТИЧЕСКИМ ЭТАПОМ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИМ ДОСТОВЕРНОЕ МАСШТАБИРОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ. НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ (ФАЦИАЛЬНЫЕ АССОЦИИ, ТРЕЩИНОВАТОСТЬ, ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА) ФОРМАЦИИ МИШРИФ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НАСИРИЯ ПРЕДЛОЖЕНА МЕТОДИКА ВЫДЕЛЕНИЯ РЕПРЕЗЕНТАТИВНОГО СЕКТОРА. УЧТЕНА ПЛОТНОСТЬ НАЧАЛЬНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ, ОТСУТСТВИЕ КРУПНЫХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ, ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОСТЬ ПО ЛИТОТИПАМ (ГРАНСТОУНЫ, ВАКСТОУНЫ/ПАКСТОУНЫ), ВОЗМОЖНОСТЬ ОРГАНИЗАЦИИ ПЯТИТОЧЕЧНОЙ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ. ПОСТРОЕНА СЕКТОРНАЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ (1800×2200 М, 25 СЛОЕВ, DUAL-POROSITY), ПОДТВЕРЖДАЮЩАЯ РЕПРЕЗЕНТАТИВНОСТЬ СЕКТОРА ПО ДИНАМИКЕ ОБВОДНЕНИЯ И ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ. РЕКОМЕНДОВАННЫЙ УЧАСТОК ДЛЯ ОПИ – ЗОНА СКВАЖИН NS-134 И NS-158

THE SELECTION OF A SITE FOR PILOT INDUSTRIAL TESTING (PIT) OF A GAS ENHANCED OIL RECOVERY (EOR) METHOD IS A CRITICAL STAGE THAT DETERMINES THE RELIABILITY OF RESULT SCALING. BASED ON A COMPREHENSIVE ANALYSIS OF GEOLOGICAL HETEROGENEITY (FACIES ASSOCIATIONS, FRACTURING, PETROPHYSICAL PROPERTIES) OF THE MISHRIF FORMATION AT THE NASIRIYAH FIELD, A METHODOLOGY FOR DELINEATING A REPRESENTATIVE SECTOR HAS BEEN PROPOSED. THE FOLLOWING FACTORS WERE CONSIDERED: DENSITY OF INITIAL GEOLOGICAL RESERVES, ABSENCE OF MAJOR TECTONIC DISTURBANCES, REPRESENTATIVENESS BY LITHOTYPES (GRAINSTONES, WACKESTONES/PAKSTONES), AND THE POSSIBILITY OF ORGANIZING A FIVE-SPOT WATERFLOODING PATTERN. A SECTOR-SCALE HYDRODYNAMIC MODEL (1800–2200 M, 25 LAYERS, DUAL-POROSITY) WAS CONSTRUCTED, CONFIRMING THE REPRESENTATIVENESS OF THE SECTOR BY WATER CUT AND RESERVOIR PRESSURE DYNAMICS. THE RECOMMENDED SITE FOR PIT IS THE ZONE OF WELLS NS-134 AND NS-158

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: опытно-промышленные испытания, секторная модель, карбонатная неоднородность, фациальный анализ, формация Мишриф, месторождение Насирия.

Х.Г. Аль-Дахеш
аспирант

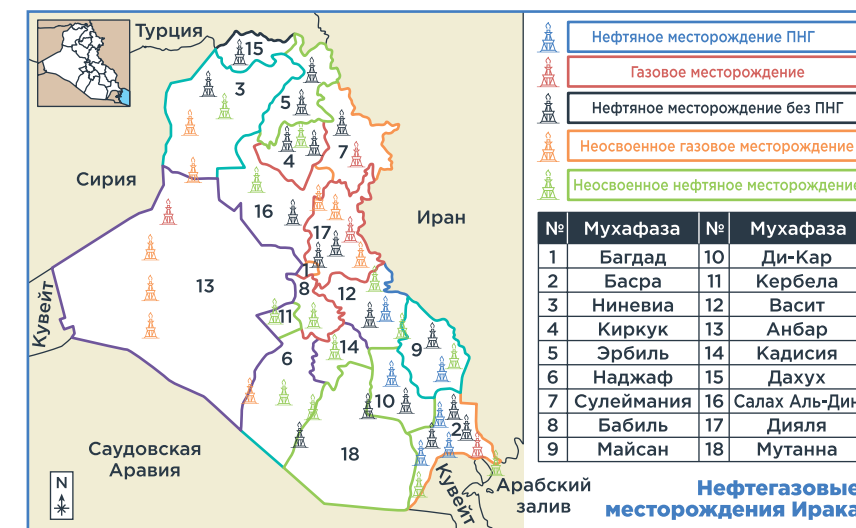
Азеев Александр
Александрович
доцент, к.т.н.

Кафедра разработки
и эксплуатации
нефтяных и газовых
месторождений,
Институт нефти и газа,
ФГАОУ ВО «Сибирский
федеральный
университет»

Применение методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) на карбонатных коллекторах Ближнего Востока представляет собой одну из наиболее актуальных задач современной нефтегазовой отрасли. Согласно данным Международного энергетического агентства (IEA, 2022), в мире насчитывается более 500 действующих проектов МУН, однако в странах Персидского залива, включая Ирак, масштабное внедрение технологий ПНП сдерживается высокой геологической неоднородностью карбонатных коллекторов и недостатком экспериментальных данных.

Месторождение Насирия, расположенное в Южном Ираке в пределах Месопотамского прогиба, является типичным представителем меловых карбонатных залежей региона, характеризующихся сложным внутренним строением продуктивного пласта и низким текущим коэффициентом извлечения нефти (КИН), составляющим менее 25–30 %. Газовые методы ПНП, в частности закачка обогащенного углеводородного газа в режиме водогазового воздействия (ВГВ), признаны наиболее перспективными для условий высокообводненных карбонатных коллекторов с легкой нефтью.

РИСУНОК 1. Общая схема обоснования выбора репрезентативного сектора для ОПИ на месторождении Насирия



Тем не менее переход от лабораторных исследований и численного моделирования к полномасштабному промышленному внедрению требует обязательного этапа опытно-промышленных испытаний (ОПИ). Как показано в работах [3, 4], репрезентативность выбранного участка является ключевым условием успешного масштабирования результатов ОПИ на все месторождение. Достоверность результатов ОПИ критически зависит от репрезентативности выбранного участка: если сектор не отражает ключевые характеристики всего месторождения (фациальную неоднородность, трещиноватость, динамику обводнения), результаты масштабирования будут ненадежными, что может привести к ошибочным инвестиционным решениям.

Проблема выбора репрезентативного сектора для ОПИ на карбонатных коллекторах обусловлена несколькими факторами. Во-первых, карбонатные коллекторы формации Мишриф характеризуются экстремальной фациальной и диагенетической неоднородностью, при которой высокопроницаемые литотипы (гранстоуны, трещиноватые зоны) соседствуют с низкопроницаемыми матричными блоками (вакстоуны, пакстоуны). Во-вторых, наличие микротрещиноватости и вторичной пористости (кавернозность, стилолиты) создает двойную систему пористости, существенно

влияющую на фильтрационные процессы. В-третьих, тектоно-структурные особенности (разломы, изменения мощности) накладывают дополнительные ограничения на выбор участка.

Общая схема предлагаемой методики обоснования выбора сектора представлена на рис. 1.

Целью настоящей работы является разработка методики выделения репрезентативного сектора для ОПИ газового метода ПНП на основе комплексного анализа геолого-промысловых данных формации Мишриф месторождения Насирия с последующим построением и верификацией секторной гидродинамической модели.

Геологическая характеристика формации Мишриф

Формация Мишриф (верхний мел, сеноман-турон) является основным продуктивным горизонтом месторождения Насирия и представляет собой карбонатную платформу, сформированную в условиях мелководного морского бассейна. В разрезе формации выделяются два главных члена: верхний (МА) и нижний (МВ), разделенные глинистым прослоем, который выполняет роль внутреннего барьера для вертикальной миграции флюидов. Коллектор характеризуется сложным переслаиванием плотных и проницаемых пропластков, что определяет высокую степень геологической неоднородности. Структурная карта верхней части формации Мишриф (рис. 2) демонстрирует изометричную антиклинальную ловушку с размерами 12×18 км и амплитудой около 150 м.

Интегрированная модель коллектора формации Мишриф, построенная на основе анализа данных аналогов (формации Ямама и Мишриф месторождений-аналогов Бузурган, Румайла, Западная Курна), позволяет выделить шесть основных микрофациальных ассоциаций, каждая из которых обладает специфическими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и определяет характер поведения флюидов при внедрении методов ПНП (табл. 1).

РИСУНОК 2. Структурная карта верхней части формации Мишриф месторождения Насирия



ТАБЛИЦА 1. Интегрированная модель коллектора формации Мишриф для планирования ПНП на месторождении Насирия (составлено по [1, 2])

Микрофация / Фациальная ассоциация	Типичная пористость / проницаемость	Риск для МУН	Рекомендация для стратегии закачки
Высокопроницаемые каналы (шоул/бар), олитовый/пелоидальный грайнстоун	Пористость 15–25 %, проницаемость >50 мД	Высокий. Преждевременный прорыв газа, низкий охват пласта	Целевой объект для контроля подвижности. Необходимо применение ВГВ-процесса
Низкопроницаемые матричные блоки (лагуна/открытый шельф), биопластический вакстоун/пакстоун	Пористость 10–18 %, проницаемость 1–10 мД	Низкий охват. Нефть остается в матрице	Целевой объект для вытеснения. Требуется закачка смешивающегося агента (C2–C4, CO ₂)
Зоны с вторичной пористостью (рифовые постройки/зоны выщелачивания), литокодиум-бацинелла флоатстоун/баундстоун	Пористость >20 % (кавернозность), проницаемость переменная	Крайняя неоднородность, хаотичное распространение агента	Требует детального геологического моделирования
Непроницаемые разделы/барьеры (внешний рамп/глубоководная зона), аргиллитовый известняк/мадстоун	Практически нулевые ФЕС	Вертикальные барьеры, изолированные блоки	Необходимо учитывать при размещении скважин

Высокопроницаемые каналы (шоул/бар), представленные олитовым/пелоидальным грайнстоуном, характеризуются высокой пористостью (15–25 %) и проницаемостью более 50 мД. Эти литотипы приурочены к верхним частям седиментационных циклов и представляют собой основные зоны фильтрации. При закачке газового агента именно по этим интервалам наиболее вероятен преждевременный прорыв газа, что обуславливает необходимость применения технологий контроля подвижности, в первую очередь – режима ВГВ, при котором вода блокирует высокопроницаемые зоны, перенаправляя газ в матричные блоки.

Фоновая масса коллектора представлена биопластическим вакстоуном/пакстоуном со средней и низкой пористостью (10–18 %) и низкой проницаемостью (1–10 мД). Именно в этих матричных блоках заключена основная масса остаточных запасов нефти (более 70 %). Для их дренирования необходимы агенты, способные к смешивающемуся вытеснению или эффективному снижению вязкости нефти.

Зоны с вторичной пористостью (рифовые постройки, зоны выщелачивания), представленные литокодиум-бацинелла флоатстоуном/баундстоуном, характеризуются очень высокой пористостью (более 20 %) за счет кавернозности и переменной проницаемостью. Эти зоны создают крайне неоднородную картину

фильтрации и требуют детального геологического моделирования для прогнозирования поведения закачиваемого агента.

Непроницаемые разделы (аргиллитовый известняк/мадстоун), представленные глинистыми известняками внешнего рампа и глубоководных фаций, обладают практически нулевыми ФЕС и служат вертикальными барьерами, ограничивающими переток флюидов между пропластками.

Свойства пластовых флюидов месторождения Насирия благоприятны для применения газовых методов ПНП. Плотность нефти в поверхностных условиях составляет 35–38 град. API (соответственно 850–830 кг/м³), по данным лабораторных исследований [5, 6], вязкость нефти в пластовых условиях относительно низка (в среднем 0,62–1,2 сПз), что способствует достижению смешиваемости при закачке обогащенного газа. Давление насыщения нефти газом достаточно высокое. Пластовая вода высокоминерализованная, что создает риски солеотложений и коррозии при внедрении технологий ПНП.

Критерии репрезентативности сектора для ОПИ

Выбор репрезентативного сектора для проведения ОПИ газового метода ПНП осуществлялся на основе системы критериев,

учитывающих геологические, технологические и промысловые факторы. Ключевые критерии включают следующее.

Первый критерий – плотность начальных геологических запасов. Выбранный сектор должен характеризоваться плотностью геологических запасов, близкой к среднему значению по месторождению. Это обеспечивает, что результаты ОПИ будут репрезентативными для масштабирования на весь объект. Сектор, находящийся в центральной части месторождения Насирия, отвечает данному требованию, поскольку величины эффективных нефтенасыщенных толщин в его пределах близки к средним по залежи. Средняя плотность начальных геологических запасов по месторождению составляет 2,8 млн м³/км², а в пределах выбранного сектора – 2,7 млн м³/км², что отличается не более чем на 5 %.

Второй критерий – тектоническая целостность. Участок должен быть удален от крупных тектонических нарушений (разломов), которые могут служить каналами для неконтролируемого перетока закачиваемого агента и исказить результаты испытаний. Сектор расположен в типичной межскважинной зоне, удаленной от контуров питания и крупных тектонических нарушений, что позволяет задать на границах модели условия непротекания (no-flow boundary).

Третий критерий – представительность по литотипам. В пределах выбранного участка должны быть представлены все основные фациальные ассоциации формации Мишриф: высокопроницаемые грайнстоуны, матричные вакстоуны/пакстоуны, а также зоны с вторичной пористостью. Именно такое сочетание литотипов в пропорциях, характерных для месторождения в целом, обеспечивает репрезентативность процессов вытеснения при ОПИ.

Четвертый критерий – трещиноватость. Формация Мишриф характеризуется развитием микротрещиноватости и вторичной пористости (каверны, стилолиты). Интенсивность трещиноватости в выбранном секторе должна соответствовать средней по месторождению. На основе данных FMI (имиджер каротажа) и анализа керна для сектора установлены основные направления простирания трещин: СЗ-ЮВ и СВ-ЮЗ, что согласуется с региональной тектоникой. Параметр обмена между матрицей и трещинами σ для сектора составил 3,0 м⁻², что соответствует среднему значению по месторождению.

Пятый критерий – возможность организации пятиточечной системы заводнения. Для реализации режима ВГВ необходима геометрия скважин, позволяющая организовать пятиточечную систему воздействия. В пределах выбранного сектора расположены пять добывающих скважин (Ns-127, Ns-134, Ns-145, Ns-158, Ns-163), что позволяет спланировать размещение трех нагнетательных скважин (Ns-11, Ns-12, Ns-13) в узлах пятиточечной схемы.

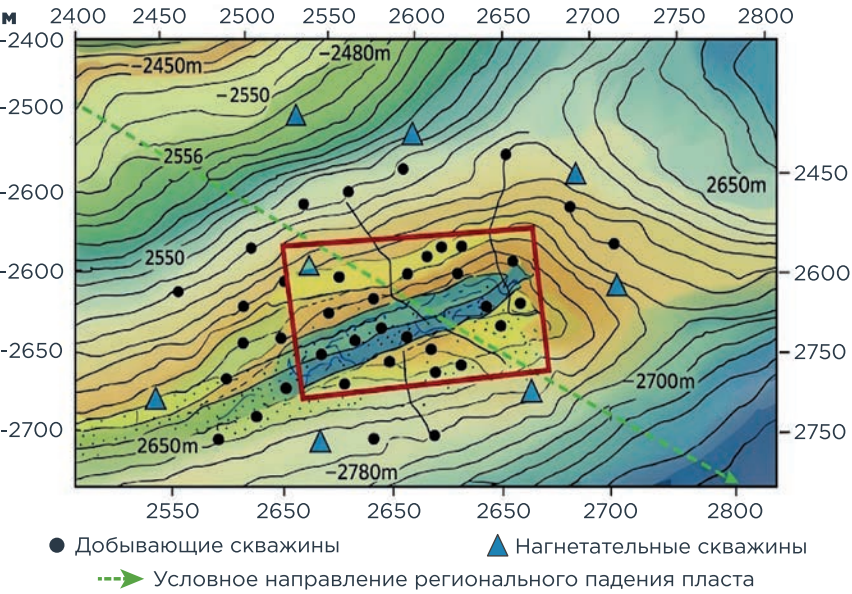
Шестой критерий – наличие исторических данных для калибровки модели. По скважинам сектора имеется достоверная история разработки за период с 2015 по 2023 год (9 лет), включая ежемесячные дебиты нефти, воды и газа, а также данные гидродинамических исследований скважин (ГДИС), что необходимо для калибровки и верификации гидродинамической модели.

На основе комплексного анализа перечисленных критериев рекомендован участок в зоне скважин Ns-134 и Ns-158, расположенный в центральной части структуры (рис. 1).

ТАБЛИЦА 2. Характеристики расчетной сетки секторной модели

Параметр	Значение	Примечание
Размеры модели в плане, м	1800 × 2200	Центральная часть месторождения
Количество ячеек по X	180	Размер ячейки 10–25 м
Количество ячеек по Y	88	Размер ячейки 10–25 м
Количество слоев	25	Переменная мощность
Общее количество ячеек	396 000	Включая неактивные
Количество активных ячеек	158 400	Учет выклинивания
Средний размер ячейки в плане, м	25 × 25	Основная сетка
Размер ячейки в зонах скважин, м	12,5 × 12,5	Локальное сгущение

РИСУНОК 3. Схема расположения секторной гидродинамической модели (красный контур) в пределах структурной карты месторождения Насирия (по кровле формации Мишриф). Черные кружки – существующие добывающие скважины, синие треугольники – планируемые нагнетательные скважины



Именно этот участок отвечает всем требованиям репрезентативности и обладает необходимой информационной базой для проведения ОПИ.

Построение секторной гидродинамической модели

Секторная гидродинамическая модель построена в симуляторе tNavigator с использованием уравнения состояния Пенга-Робинсона (PR EOS), калиброванного по реальным PVT-данным формации Мишриф. Модель охватывает площадь 1800×2200 м в центральной части месторождения (табл. 2, рис. 3).

Основная сетка имеет размер 25×25 м, а в зонах скважин выполнено локальное сгущение до 12,5×12,5 м. При этом общее количество ячеек по X составляет 180, а по Y – 88, что обусловлено переменным шагом сетки (от 10 до 25 м). Модель включает 25 слоев переменной мощности, описывающих оба члена формации (МА и МВ). Общее количество активных ячеек составило около 158 400, что обеспечивает достаточную детализацию для описания процессов вытеснения при газовом ПНП. Для корректного описания процессов фильтрации в трещиновато-поровом коллекторе использована модель двойной пористости и двойной проницаемости (Dual Porosity /

РИСУНОК 4. Концептуальный геологический разрез формации Мишриф в пределах секторной модели. Показаны верхний (МА) и нижний (МВ) члены, разделенные глинистым прослоем

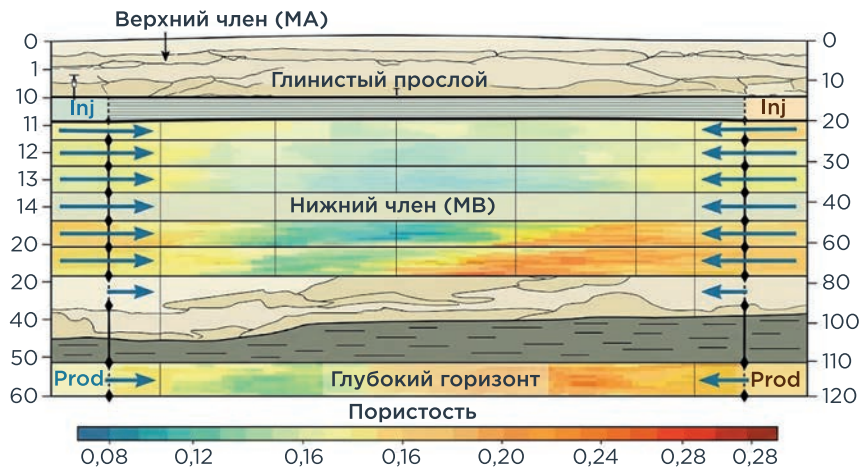
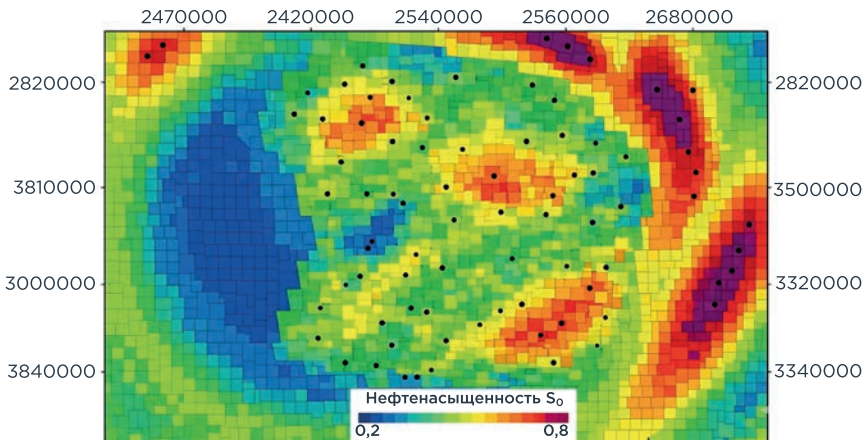


РИСУНОК 5. Карта начальной нефтенасыщенности (S_o) для моделируемого пропластка формации Мишриф в пределах сектора. Черными точками отмечены положения добывающих скважин



Dual Permeability) на основе модели Уоррена-Рута [10]. Дискретизация сети трещин (DFN) выполнена на основе данных FMI и анализа керна с последующим апскейлингом на сетку гидродинамической модели. Матрице присвоены следующие параметры: низкая проницаемость (1–10 мД) и высокая пористость (15–22 %); система трещин – высокая проницаемость (100–500 мД) и низкая пористость (0,5–1,0 %).

Такой подход позволяет моделировать процесс ВГВ реалистично: вода и газ быстро проникают в трещины, а затем за счет градиента давления и диффузии насыщают нефтью матричные блоки. Параметр обмена между матрицей и трещинами σ составил 3,0 м², что соответствует среднему значению по месторождению и согласуется с данными FMI.

Концептуальный геологический разрез формации Мишриф в пределах секторной модели (рис. 4) наглядно демонстрирует переслаивание высокопроницаемых и низкопроницаемых пропластков, а также распределение начальной нефтенасыщенности (рис. 5).

В модель включены параметры восьми скважин: пять действующих добывающих (Ns-127, Ns-134, Ns-145, Ns-158, Ns-163) и три проектируемых нагнетательных (Ns-11, Ns-12, Ns-13). Для добывающих скважин заданы исторические дебиты нефти, воды и газа за период 2015–2023 гг., коэффициенты продуктивности (PI) на основе ГДИС, интервалы перфорации и ограничения на забойное давление. Для нагнетательных скважин заданы максимальное забойное давление (42 МПа, ограничено 90 % от давления гидроразрыва пласта)

и максимальная приемистость (700–800 м³/сут).

На границах секторной модели заданы условия непротекания (no-flow boundary), что допустимо для выбранного репрезентативного участка. Для учета влияния законтурной области заданы псевдо-скважины на границах, имитирующие приток/отток флюидов.

Проверка репрезентативности сектора

Калибровка гидродинамической модели проведена по данным 5 добывающих скважин сектора за период с 2015 по 2023 год. Результаты калибровки подтверждают высокое качество адаптации модели (табл. 3).

Относительная погрешность по накопленной добыче нефти составляет 2,4 %, по воде – 4,5 %, по газу – 2,9 %, по среднему пластовому давлению – 1,3 %. Все значения погрешности находятся в допустимых пределах (не более 5 %), что свидетельствует о корректном воспроизведении моделью исторических процессов разработки сектора.

Коэффициент корреляции между фактическими и расчетными ежемесячными дебитами нефти составил 0,89, что подтверждает хорошее качество калибровки (рис. 6). Верификация модели на слепом периоде (24 месяца) показала, что погрешность прогноза не превышает 5 % по накопленной добыче нефти, что подтверждает прогнозную способность модели.

Дополнительная проверка репрезентативности сектора выполнена путем сравнения ключевых параметров сектора со средними значениями по месторождению. Средняя пористость в секторе (16,8 %) близка к средней по залежи (17,2 %), средняя проницаемость (18 мД) сопоставима со средним значением по месторождению (20 мД). Текущая обводненность скважин сектора (68–75 %) соответствует среднему уровню обводненности по месторождению (70 %), что подтверждает репрезентативность динамики выработки запасов.

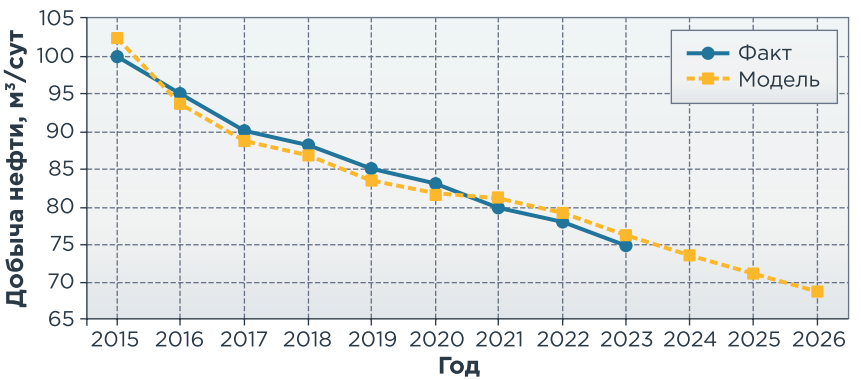
Динамика пластового давления в секторе (22,8 МПа) также согласуется со средним значением по месторождению (23,2 МПа).

ТАБЛИЦА 3. Результаты калибровки секторной модели

Параметр	Фактическое значение	Расчетное значение	Относительная погрешность, %
Накопленная добыча нефти, тыс. м ³	1258,5	1289,2	2,4
Накопленная добыча воды, тыс. м ³	2945,8	2812,3	4,5
Накопленная добыча газа, млн м ³	158,2	162,8	2,9
Среднее пластовое давление, МПа	22,8	23,1	1,3

Примечание. Фактические значения – суммарные по пяти добывающим скважинам сектора за период 2015–2023 гг.

РИСУНОК 6. Сопоставление расчетных (модель) и фактических (история) данных по добыче нефти на примере скважины Ns-134 после калибровки модели



Распределение фациальных ассоциаций в пределах сектора отражает общую структуру коллектора формации Мишриф: доля грайнстоунов составляет около 25 %, вакстоунов/пакстоунов – 55 %, непроницаемых разделов – 5 %, что соответствует пропорциям, определенным по данным сейсмоакустического каротажа и кернового материала для всего месторождения.

Различия по всем параметрам не превышают 5 %, что находится в пределах точности геологического моделирования и подтверждает репрезентативность выбранного участка.

Таким образом, результаты калибровки и верификации модели, а также сравнительный анализ параметров сектора и месторождения в целом, подтверждают репрезентативность выбранного участка для проведения ОПИ газового метода ПНП.

Выводы

- На основании проведенного комплексного анализа геолого-промысловых данных формации

Мишриф месторождения Насирия предложена методика и выполнено обоснование выбора репрезентативного сектора для опытно-промышленных испытаний газового метода повышения нефтеотдачи пластов. Основные результаты работы сводятся к следующему.

- Разработана система критериев репрезентативности сектора для ОПИ, включающая шесть ключевых факторов: плотность начальных геологических запасов, тектоническую целостность, трещиноватость, возможность организации пятиточечной системы заводнения и наличие исторических данных для калибровки модели.
- Интегрированная модель коллектора формации Мишриф, учитывающая шесть основных микрофациальных ассоциаций с контрастными ФЕС, позволила определить зоны повышенного риска для внедрения газовых методов ПНП и выбрать участок с репрезентативным соотношением литотипов.
- Построена секторная гидродинамическая модель

(1800×2200 м, 25 слоев, dual-porosity, 158 400 активных ячеек), калиброванная по 9-летней истории разработки. Погрешность калибровки по накопленной добыче нефти составляет 2,4 %, по пластовому давлению – 1,3 %.

- Рекомендован участок для ОПИ – зона скважин Ns-134 и Ns-158 в центральной части месторождения, отвечающая всем критериям репрезентативности и обладающая необходимой информационной базой.
- Условия для проведения ОПИ: оценочная стоимость 25–35 млн USD (бурение нагнетательных скважин, компрессорное оборудование, система мониторинга), продолжительность 2–3 года, что типично для аналогичных проектов газового ПНП [3]. Положительные результаты ОПИ станут основанием для полномасштабного внедрения технологии газового ПНП на всем месторождении Насирия. ●

Литература

- Agrawi A.A.M., Thehni G.A., Sherwani G.H., Kareem B.M.A. Mid-Cretaceous Rudist-Bearing Carbonates of the Mishrif Formation: An Important Reservoir Sequence in the Mesopotamian Basin, Iraq // Journal of Petroleum Geology. – 1998. – Vol. 21, No. 1. – P. 57–82.
- Al-Godani A., Al-Jawad M., Al-Khafaji H. Integrated Reservoir Characterization of the Mishrif Formation in Southern Iraq // Journal of Petroleum Geology. – 2025. – Vol. 48, No. 1. – P. 45–68.
- Al-Jawad M.S., Al-Khafaji H.A. Enhanced Oil Recovery in Carbonate Reservoirs of Southern Iraq: Challenges and Opportunities // SPE Middle East Oil and Gas Show. – 2019. – SPE-195126-MS.
- Kadhim M.S., Al-Shammaa A., Al-Khafaji H. Comprehensive Review of EOR Applications in Iraqi Carbonate Reservoirs // Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering. – 2021. – Vol. 22, No. 3. – P. 1–18.
- Baker J., Al-Shamma'a A., Fakher S. PVT Properties of Mishrif Formation Crude Oils from Southern Iraqi Fields // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2013. – Vol. 108. – P. 351–357.
- Al-Husseini S., Hamd-Allah S. Detailed PVT Analysis of Bu-1 Well, Burgan Field // Petroleum Research Center Report. – 2023. – No. PRC-2023/07.
- Hadi A., Hamd-Allah S. Minimum Miscibility Pressure Measurements for Southern Iraqi Oils Using Slim-Tube Experiments // Journal of Enhanced Oil Recovery. – 2020. – Vol. 12, No. 2. – P. 34–52.
- Radhi R., Alameedy A., Aljwad H. Core Flood Experiments on Mishrif Formation Carbonate Cores: Water and Gas Injection // Journal of Petroleum Technology. – 2023. – Vol. 75, No. 5. – P. 78–92.
- AlRassas A., Onuh A., Al-Bazzaz W. CO₂-WAG Injection Performance in Carbonate Cores: Experimental Study // Energy Procedia. – 2022. – Vol. 236. – P. 1542–1547.
- Warren J.E., Root P.J. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1963. – Vol. 3, No. 3. – P. 245–255.
- Peng D.-Y., Robinson D.B. A New Two-Constant Equation of State // Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals. – 1976. – Vol. 15, No. 1. – P. 59–64.

KEYWORDS: *pilot industrial testing, sector model, carbonate heterogeneity, facies analysis, Mishrif formation, Nasiriyah field.*

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА с использованием фракционированного ПНГ

АВТОРЫ СТАТЬИ СТАВЯТ СВОЕЙ ЦЕЛЬЮ ДАТЬ ОЦЕНКУ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ ФРАКЦИОНИРОВАННОГО ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА ФОРМАЦИИ МИШРИФ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НАСИРИЯ. ОСНОВНАЯ ПРОБЛЕМА ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ТОМ, ЧТО МИНИМАЛЬНОЕ ДАВЛЕНИЕ СМЕШИВАЕМОСТИ СЫРОГО ПОПУТНОГО ГАЗА ПРЕВЫШАЕТ ТЕКУЩЕЕ ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ, ЧТО ДЕЛАЕТ НЕВОЗМОЖНЫМ ДОСТИЖЕНИЕ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ВЫТЕСНЕНИЯ. В СТАТЬЕ ПРЕДЛОЖЕНА ТЕХНОЛОГИЯ ФРАКЦИОНИРОВАНИЯ ПНГ С ВЫДЕЛЕНИЕМ C₃–C₄ ФРАКЦИИ СУГ И ПРИГОТОВЛЕНИЕМ ОБОГАЩЕННЫХ ГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ СО СНИЖЕННЫМ МДС. КОЭФФИЦИЕНТ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ДЛЯ C₃–C₄ ДОСТИГАЕТ 88 %, А ДЛЯ СМЕСИ 1–80 %. ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОГНОЗИРУЕТ УВЕЛИЧЕНИЕ КИН НА 7,5–9,2 % С ВНЕДРЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ВГВ. ОБЪЕМ УТИЛИЗИРУЕМОГО ПНГ СОСТАВЛЯЕТ 182,5 МЛН М³/ГОД, ЧТО ОБЕСПЕЧИВАЕТ СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ CO₂ НА 365 000 ТОНН В ГОД

THE AUTHORS AIM TO ASSESS THE POTENTIAL OF USING FRACTIONATED ASSOCIATED PETROLEUM GAS (APG) TO ENHANCE OIL RECOVERY FROM THE CARBONATE RESERVOIR OF THE MISHRIF FORMATION AT THE NASIRIYAH FIELD. THE MAIN CHALLENGE IS THAT THE MINIMUM MISCIBILITY PRESSURE (MMP) OF RAW ASSOCIATED GAS EXCEEDS THE CURRENT RESERVOIR PRESSURE, MAKING MISCIBLE DISPLACEMENT UNATTAINABLE. THE PAPER PROPOSES AN APG FRACTIONATION TECHNOLOGY THAT SEPARATES THE C₃–C₄ LPG FRACTION AND PREPARES ENRICHED GAS MIXTURES WITH REDUCED MMP. THE OIL DISPLACEMENT EFFICIENCY REACHES 88 % FOR THE C₃–C₄ FRACTION AND 80% FOR MIXTURE 1. HYDRODYNAMIC SIMULATION PREDICTS AN INCREASE IN THE OIL RECOVERY FACTOR (ORF) OF 7.5–9.2% WITH THE IMPLEMENTATION OF THE WAG TECHNOLOGY. THE VOLUME OF UTILIZED APG AMOUNTS TO 182.5 MILLION M³/YEAR, WHICH ENSURES A REDUCTION IN CO₂ EMISSIONS OF 365,000 TONNES PER YEAR

Ключевые слова: МУН, фракционированный ПНГ, карбонатный коллектор, формация Мишриф, минимальное давление смешиваемости, ВГВ, месторождение Насирия.

Х.Г. Аль-Дахеш
аспирант

Азеев Александр
Александрович
доцент, к.т.н.

Кафедра разработки
и эксплуатации
нефтяных и газовых
месторождений,
Институт нефти и газа,
ФГАОУ ВО «Сибирский
федеральный
университет»

Нефтяная промышленность Ирака играет ключевую роль в экономике страны, обеспечивая около 55 % внутреннего валового продукта и 95 % валютных поступлений [1]. По данным ОПЕК на 2024 год, доказанные извлекаемые запасы нефти Ирака составляют 145 млрд баррелей, что занимает пятое место в мире. При текущем уровне добычи около 4,5 млн баррелей

в сутки страна планирует увеличить производство до 6 млн баррелей в сутки к 2030 году. Нефтегазовый сектор Ирака генерирует доход в размере 279,6 млрд долл. США ежегодно [2], при этом значительная доля месторождений находится на поздней и завершающей стадии разработки. Месторождение Насирия, расположенное в провинции Ди-Кар на юге Ирака (160 км к северо-западу от Басры), является одним из крупнейших нефтяных объектов страны с геологическими запасами 4,4 млрд баррелей. Месторождение открыто в 1975 году и в настоящее время разрабатывается Дирекцией качества и эксплуатации нефти (DQOC) при техническом содействии Южной нефтяной компании (SOC) [3].

УДК 622.276.4:665.61

ТАБЛИЦА 1. Свойства коллектора формации Мишриф месторождения Насирия

Параметр	Значение	Единица измерения
Пласт	Mishrif (MB1)	—
Глубина пласта	1902 – 2100	m
Толщина продуктивного пласта	42	m
Пористость	10 – 25 (avg. 21,5)	%
Проницаемость	3,5 – 100 (avg. 35)	mD
Начальная водонасыщенность	20 – 35	%
Начальная нефтенасыщенность	65 – 80	%
Температура пласта	82	°C
Начальное давление в пласте	29,5	MPa
Текущее давление в пласте	25,0	MPa
ООИР	4,4 × 10 ⁹	bbl
Плотность нефти	780	kg/m ³
Вязкость нефти (в пласте)	1,8	mPa · s
GOR	120	m ³ /t

Основным продуктивным горизонтом является формация Мишриф (верхний мастрихт), представляющая собой карбонатный коллектор с глубиной залегания 1902–2100 м. Текущая добыча составляет около 90 000 барр. в сутки с целевым уровнем 200 000 баррелей в сутки [4].

Проблема повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов является одной из наиболее актуальных задач мировой нефтегазовой науки [5]. Карбонатные породы-коллекторы характеризуются высокой трещиноватостью, гетерогенностью структуры порового пространства и наличием двойной пористости, что существенно затрудняет применение традиционных методов увеличения нефтеотдачи [6]. Газовое воздействие, в частности закачка углеводородного газа, является одним из наиболее эффективных методов МУН для карбонатных коллекторов, однако его применимость определяется соотношением между пластовым давлением и минимальным давлением смешиваемости (МДС) [7].

Ключевой проблемой месторождения Насирия является то, что МДС сырого попутного нефтяного газа (ПНГ) составляет 32 МПа, что существенно превышает текущее пластовое давление 25 МПа [8]. Это означает, что при закачке сырого ПНГ в пласт будет реализовываться режим не смешивающегося вытеснения

с низким коэффициентом нефтеотдачи. Ежегодно на месторождении сжигается около 227 млн м³ попутного газа, что не только приводит к экологическим проблемам (выбросы CO₂), но и представляет собой нерациональное использование углеводородных ресурсов [9].

Инновационным подходом к решению данной проблемы является фракционирование ПНГ с выделением тяжелых фракций (C₂+), обладающих более высокой

растворимостью в нефти и способствующих снижению МДС [10]. Данная концепция опирается на результаты исследований Masalmeh et al. (2025) [11], опубликованных в SPE-218525, которые продемонстрировали эффективность обогащения инъекционного газа промежуточными компонентами для снижения МДС и повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов Ближнего Востока.

Целью настоящего исследования является комплексная оценка возможности применения фракционированного ПНГ для повышения нефтеотдачи формации Мишриф месторождения Насирия, включая определение физико-химических свойств газонефтяных систем, расчет МДС для различных агентов вытеснения, оценку коэффициента вытеснения и экономической эффективности предлагаемой технологии. Основными задачами являются:

- PVT-моделирование взаимодействия нефти формации Мишриф с различными газовыми агентами;
- определение МДС методом тонкой трубки;
- фильтрационные эксперименты на керновом материале;
- гидродинамическое моделирование сектора пласта;
- экономическая оценка вариантов разработки.

ТАБЛИЦА 2. Компонентный состав нефти формации Мишриф

Компонент	Мольная доля, %	Компонент	Мольная доля, %
CO ₂	1,2	C ₁₂	4,8
N ₂	0,5	C ₁₃	3,6
C ₁	18,5	C ₁₄	2,8
C ₂	8,2	C ₁₅	2,2
C ₃	7,5	C ₁₆	1,8
i-C ₄	2,1	C ₁₇	1,4
n-C ₄	3,8	C ₁₈	1,1
i-C ₅	1,8	C ₁₉	0,8
n-C ₅	2,5	C ₂₀	0,6
C ₆	3,2	C ₂₁ +	21,5
C ₇	3,5	MW (C ₇ +)	215 g/mol
C ₈	3,2	ρ (C ₇ +)	840 kg/m ³
C ₉	2,8	—	—
C ₁₀	2,4	—	—
C ₁₁	1,7	—	—

ТАБЛИЦА 3. Компонентный состав попутного нефтяного газа месторождения Насирия

Компонент	Мольная доля, %	MW, g/mol	Tс, К	Pс, МПа
C ₁	75,2	16,04	190,6	4,60
C ₂	8,5	30,07	305,4	4,88
C ₃	5,1	44,10	369,8	4,25
i-C ₄	1,8	58,12	408,1	3,65
n-C ₄	2,4	58,12	425,2	3,80
C ₅ +	4,3	72,15	469,6	3,37
CO ₂	2,5	44,01	304,2	7,38
N ₂	0,3	28,01	126,2	3,39
H ₂ S	0,3	34,08	373,5	9,00

Геологическая и флюидалная характеристика объекта

Формация Мишриф (Mishrif Formation) представляет собой верхнемаастрихтский карбонатный комплекс, широко распространенный на территории Месопотамского прогиба [12]. На месторождении Насирия данная формация залегает на глубинах 1902–2100 м и имеет общую толщину около 180 м. Литологически формация представлена плотными биокластовыми известняками с прослоями глинистых мергелей. Формация Мишриф подразделяется на несколько литологических пачек, из которых наиболее продуктивным является подпачка MB1, содержащая около 73% от начальных геологических запасов нефти (НГЗН) [13].

Петрофизические характеристики коллектора MB1 варьируются в широких пределах: пористость составляет 10–25 % (среднее значение 21,5 %), проницаемость – 3,5–100 мД (среднее 35 мД). Неоднородность коллектора обусловлена наличием микротрещиноватости, развитой преимущественно в зонах с высокой вторичной пористостью. Начальная нефтенасыщенность составляет 65–80 %, коэффициент вытеснения водой – 45–52 % [14]. Параметры коллектора, а также нефтяная насыщенность представлены в таблице 1.

Нефть формации Мишриф относится к легким нефтям с плотностью 780 кг/м³ (41,7 °API) и динамической вязкостью 1,8 мПа·с

при пластовых условиях. Состав нефти характеризуется высоким содержанием парафиновых углеводородов (C₇+ – 48,2 мас. %) и умеренным содержанием ароматических компонентов (18,5 мас. %). Газонасыщенность нефти (газовый фактор) составляет 120 м³/т, что указывает на ненасыщенность нефти газом при текущем пластовом давлении [15]. Компонентный состав нефти формации Мишриф представлен в таблице 2.

Попутный нефтяной газ месторождения Насирия, состав которого приведен в таблице 3, характеризуется высоким содержанием метана (75,2 мол.%) и значительной долей промежуточных компонентов – этана (8,5%), пропана (5,1 %), бутанов (4,2 %). Содержание углекислого

газа составляет 2,5 мол.%, сероводорода – 0,3 мол.%. Объем попутного газа, сжигаемого на факеле, достигает 227 млн м³/год, что создает как экологические, так и экономические проблемы [16]. Композиция попутного газа (рис. 1) показывает, что содержание C₂+ компонентов (21,3%) достаточно для эффективного обогащения инъекционного газа.

Методология исследований

Комплексная методология настоящего исследования включает четыре основных этапа: PVT-моделирование физико-химических свойств нефтегазовых систем, определение минимального давления смешиваемости (МДС) методом тонкой трубки, фильтрационные эксперименты на керновом материале и гидродинамическое моделирование сектора пласта. Все вычислительные эксперименты выполнены с использованием программных комплексов CMG (Computer Modelling Group Ltd., Канада) и PVTi Nova (Schlumberger) [17, 18].

PVT-моделирование

PVT-моделирование выполнено в программном комплексе PVTi Nova с калибровкой уравнения состояния Пенга-Робинсона (PR-EoS) по результатам лабораторных исследований глубинных проб нефти и газа формации

РИСУНОК 1. Компонентный состав попутного нефтяного газа формации Мишриф месторождения Насирия (мол. %)

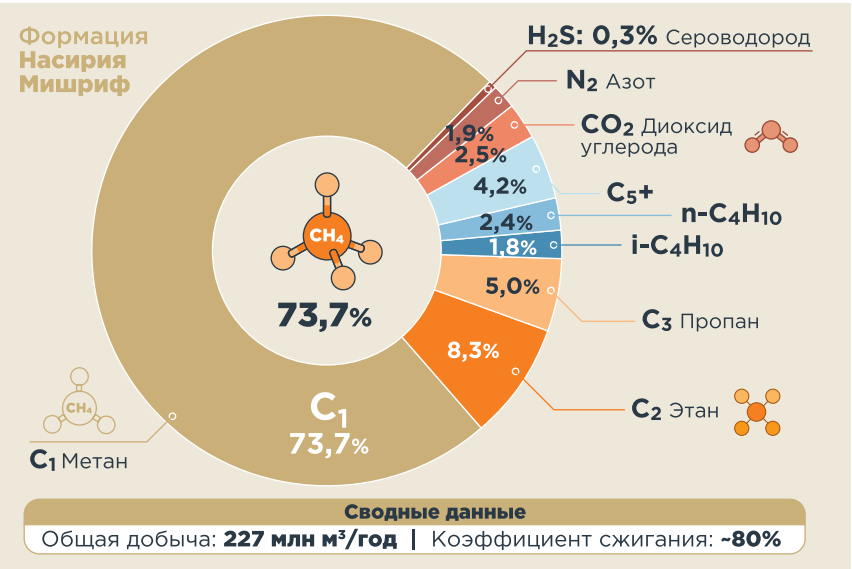


ТАБЛИЦА 4. Составы исследованных газовых агентов (мол. %)

Газообразующее вещество	C ₁	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄	C ₅ +	CO ₂	N ₂	H ₂ S
C ₁ (сухой газ)	100,0	—	—	—	—	—	—	—	—
Сырой газ	75,2	8,5	5,1	1,8	2,4	4,3	2,5	0,3	0,3
C ₂ (этан)	—	100,0	—	—	—	—	—	—	—
Смесь 1	60,0	—	30,0	3,6	4,8	1,6	—	—	—
Смесь 2	70,0	30,0	—	—	—	—	—	—	—
C ₃ -C ₄ (LPG)	—	—	51,5	18,2	24,3	6,0	—	—	—

Мишриф [19]. Процесс калибровки включал настройку параметров бинарного взаимодействия (kij) для пар «компонент – компонент», а также корректировку молекулярной массы и плотности фракции C₇+ по экспериментальным данным давления насыщения, газового фактора и плотности нефти при пластовой температуре 82 °С. Отклонение расчетных значений от экспериментальных не превышает 2 % для давления насыщения и 3 % для объемного коэффициента нефти.

Моделирование насыщения нефти газом выполнено для шести газовых агентов: (1) сухой газ – чистый метан (C₁); (2) сырой попутный газ фактического состава (по табл. 3); (3) этан (C₂); (4) смесь 1 – 60 % C₁ + 40 % C₃-C₄; (5) смесь 2 – 70 % C₁ + 30 % C₂; (6) фракция C₃-C₄ (сжиженный углеводородный газ, СУГ). Составы газовых агентов представлены в таблице 4. Для каждого агента выполнены расчеты при давлениях 5–35 МПа с шагом 2,5 МПа при пластовой температуре 82 °С.

Определение минимального давления смешиваемости

МДС определен методом тонкой трубки (slim-tube) с использованием численного моделирования в программном комплексе CMG GEM [20]. Модель представляет собой одномерную цилиндрическую ячейку длиной 18 м и диаметром 6,35 мм, заполненную кварцевым песком с проницаемостью 3 мкм² (3 дарси) и пористостью 38 %. Начальное насыщение – нефтью формации Мишриф при пластовой температуре 82 °С.

Процедура определения МДС заключалась в серии расчетов вытеснения нефти газовым агентом при давлениях от 15 до 40 МПа

с шагом 1 МПа. Объем закачиваемого газа составлял 1,2 поровых объема (ПО). МДС определялось по перегибу кривой зависимости коэффициента извлечения нефти от давления. Дополнительно выполнена верификация МДС аналитическими корреляциями: Алстона (Alston), Кронквиста (Cronquist) и методом псевдокритических параметров [21, 22, 23].

Фильтрационные эксперименты

Фильтрационные эксперименты смоделированы в программном комплексе CMG WinProp/Coreflo. Модель представляет собой цилиндрический образец керна карбонатной породы формации Мишриф с параметрами: длина 30 см, диаметр 3,8 см, пористость 21,5 %, проницаемость 35 мД. Начальная водонасыщенность принята равной 25 %, нефтенасыщенность – 75 % [24].

Эксперименты проведены при трех условиях: (1) давление ниже МДС (не смешивающееся вытеснение при пластовом давлении 25 МПа); (2) давление выше МДС (смешивающееся вытеснение при давлении 38 МПа); (3) водогазовое воздействие (ВГВ) при пластовом давлении с соотношением газ/вода 1 : 1. Газ заканчивался до достижения 2,0 ПО. Для каждого агента определен коэффициент вытеснения нефти (Kvyt).

Гидродинамическое моделирование

Секторная гидродинамическая модель построена в CMG GEM с использованием данных о геологическом строении продуктивного горизонта MB1. Размеры модели: 25×25×15 ячеек с шагом по горизонтали 50 м и по вертикали – 3 м.

Общий объем модели охватывает сектор размером 1,25×1,25 км. Модель initialised с учетом двойной пористости (матрица и трещины) и двухфазной фильтрации (нефть – вода) [25].

История разработки сектора воспроизведена за период 2000–2025 гг. с последующим прогнозным modelling на 25 лет (до 2050 г.). Рассмотрены пять вариантов: (1) базовый – закачка воды; (2) закачка сырого газа; (3) закачка смеси 1; (4) закачка фракции C₃-C₄; (5) ВГВ с чередованием смесей. Для каждого варианта определены дополнительные извлекаемые запасы, коэффициент извлечения нефти (КИН) и технологические показатели.

Результаты и обсуждение

PVT-свойства нефтегазовых систем

Результаты PVT-моделирования (таблица 5) показывают существенные различия в физико-химических свойствах нефти, насыщенной различными газовыми агентами при пластовом давлении 25 МПа. Наибольший эффект наблюдаются при насыщении нефти фракцией C₃-C₄: объемный коэффициент нефти (Bo) увеличивается с 1,25 до 1,58 м³/м³ (рост на 48%, что свидетельствует о значительном набухании нефти), а вязкость снижается с 1,8 до 0,78 мПа·с (снижение на 56%). Смесь 1 (60 % C₁ + 40 % C₃-C₄) обеспечивает рост Bo до 1,44 м³/м³ и снижение вязкости до 0,97 мПа·с, что также значительно превышает результаты для сырого газа (Bo = 1,32 м³/м³, μ = 1,30 мПа·с).

Зависимости объемного коэффициента нефти (Bo) и вязкости (μ) от давления для

ТАБЛИЦА 5. PVT-свойства нефти, насыщенной газовыми агентами при P = 25 МПа, T = 82 °C

Газообразующее вещество	Bo, м³/м³	Вязкость, мПа·с	Плотность, кг/м³	Коэффициент набухания	Снижение вязкости, %
C ₁ (сухой газ)	1,25	1,62	710	1,08	10
Сырой газ	1,32	1,30	685	1,15	28
C ₂ (этан)	1,46	0,93	645	1,27	48
Смесь 1	1,44	0,97	652	1,25	46
Смесь 2	1,37	1,12	670	1,19	38
C ₃ -C ₄ (LPG)	1,58	0,78	618	1,37	56

РИСУНОК 2. Зависимость объемного коэффициента нефти (Bo) от давления для различных газовых агентов

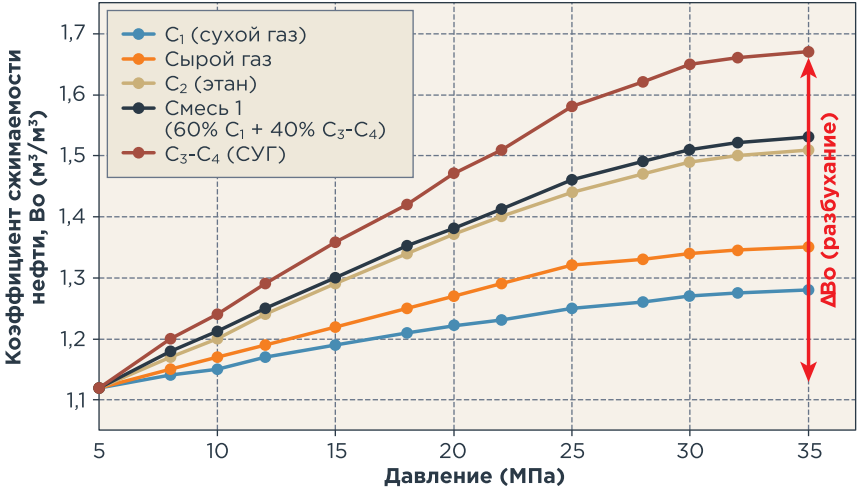
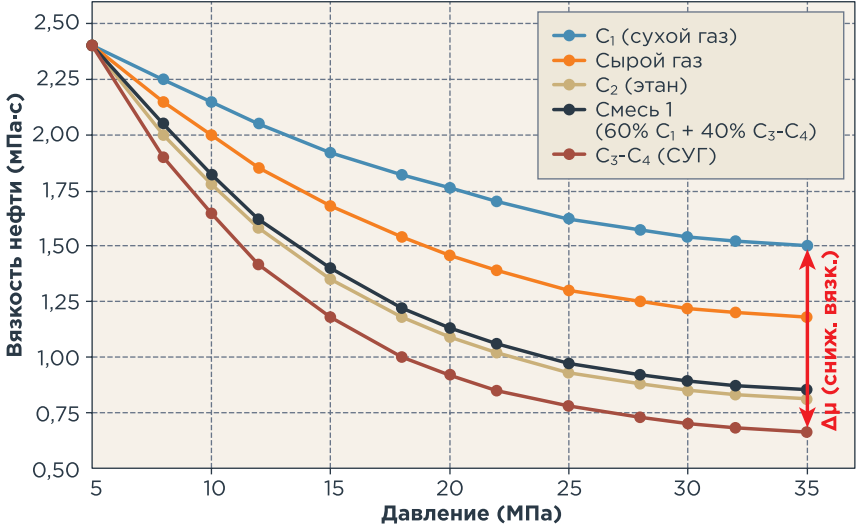


РИСУНОК 3. Зависимость вязкости нефти от давления для различных газовых агентов



различных газовых агентов представлены на рисунках 2 и 3 соответственно. Видно, что эффекты набухания и снижения вязкости наиболее выражены при высоком давлении (выше 20 МПа), что объясняется увеличением растворимости газа в нефти. Для фракции

C₃-C₄ зависимость Bo от давления демонстрирует практически линейный характер, что свидетельствует о высокой степени взаимодействия углеводородов C₃-C₄ с компонентами нефти, в первую очередь с ароматическими и нафтеновыми соединениями фракции C₇+ [26].

Минимальное давление смешиваемости

Результаты определения МДС методом тонкой трубки и аналитическими корреляциями представлены в таблице 6 и на рисунке 4. МДС сырого попутного газа составляет 32 МПа, что на 7 МПа превышает текущее пластовое давление (25 МПа). Использование фракции C₃-C₄ позволяет снизить МДС до 18 МПа, что на 7 МПа ниже пластового давления. Смесь 1 (60% C₁ + 40% C₃-C₄) обеспечивает МДС = 21,5 МПа, что также находится ниже пластового давления. Данное обстоятельство открывает возможность реализации смешивающегося вытеснения при текущих пластовых условиях без необходимости дополнительного подъема давления [27].

Сравнительный анализ корреляций показывает, что метод тонкой трубки дает наиболее консервативные оценки МДС, в то время как корреляция Кронквиста занижает значения на 3–8%. Корреляция Алстона дает завышенные оценки для легких газов (C₁, сырой газ) и близкие к тонкой трубке – для обогащенных смесей. Метод псевдокритических параметров показывает удовлетворительную сходимость с результатами тонкой трубки (отклонение не более 4,5%). Рисунок 5 наглядно демонстрирует, что при текущем пластовом давлении 25 МПа смешивающееся вытеснение возможно только для этана, смеси 1, смеси 2 и фракции C₃-C₄ [28].

Анализ кривых вытеснения (рис. 4) показывает, что при закачке 1,2 ПО газа коэффициент извлечения нефти для фракции C₃-C₄ достигает 82%, а для смеси 1 – 74%, что значительно

ТАБЛИЦА 6. Минимальное давление смешиваемости для различных газовых агентов

Газообразующее вещество	Slim-tube, МПа	Алстон, МПа	Кронквист, МПа	Псевдокритическое, МПа	ΔP (Pres - MMP), МПа
C ₁ (сухой газ)	38,0	40,5	35,2	37,8	– 13,0
Сырой газ	32,0	33,5	30,5	31,2	– 7,0
C ₂ (этан)	24,0	25,8	22,5	23,2	+ 1,0
Смесь 1	21,5	23,0	20,0	20,5	+ 3,5
Смесь 2	26,0	28,0	24,5	25,0	– 1,0
C ₃ -C ₄ (LPG)	18,0	19,5	16,8	17,2	+ 7,0

превышает показатели сухого газа (52%) и сырого газа (57%). Особенно наглядно различие наблюдается при пластовом давлении (рис. 5): коэффициент извлечения для C₃-C₄ составляет 80%, для смеси 1 – 74%, тогда как для сырого газа – лишь 57%, а для сухого метана – 42%. Эти результаты согласуются с данными Masalmeh et al. [11], которые показали аналогичное повышение эффективности обогащенных газовых агентов для карбонатных коллекторов Ближнего Востока.

Результаты фильтрационных экспериментов

Результаты фильтрационных экспериментов на керновых моделях (таблица 7) подтверждают выводы, полученные из модели тонкой трубки. Коэффициент вытеснения нефти (K_{vyt}) при пластовом давлении (25 МПа) для фракции C₃-C₄ составляет 80%, а для смеси 1 – 74%, что соответственно на 28 и 22 процентных пункта выше, чем для сырого газа (57%). Внесение циклов ВГВ приводит к дополнительному повышению K_{vyt} на 3–8%, при этом наибольший эффект наблюдается для обогащенных газовых агентов (C₃-C₄: 88%, смесь 1: 80%) [29].

Механизм повышения коэффициента вытеснения при ВГВ заключается в следующем: закачка воды после газа улучшает макроомываемость за счет вытеснения нефти из низкопроницаемых блоков матрицы, в то время как последующая закачка газа повышает микровытеснение в зонах, охваченных водой [30]. Совместный эффект WAG

РИСУНОК 4. Зависимость коэффициента извлечения нефти от объема закачанного газа (PV injected) для различных агентов вытеснения

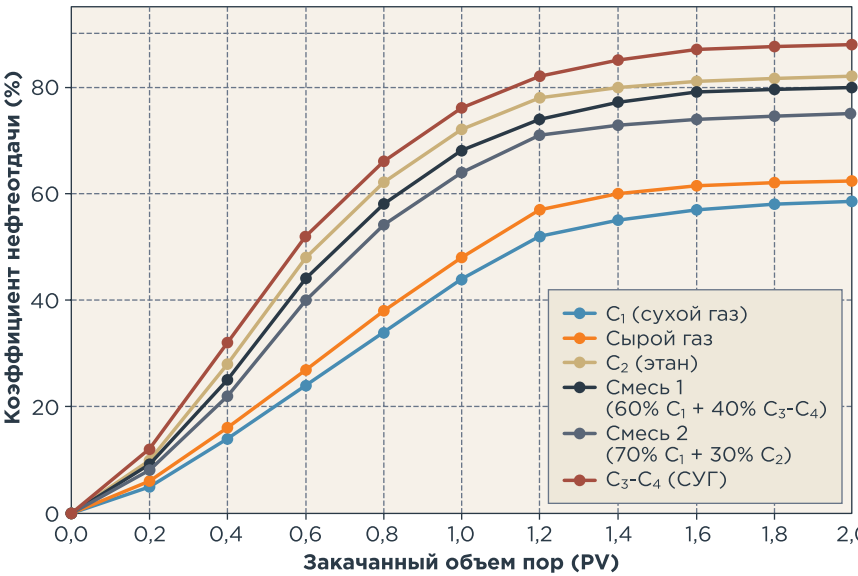


РИСУНОК 5. Зависимость коэффициента извлечения нефти и остаточной нефтенасыщенности (S_{orm}) от давления для различных газовых агентов

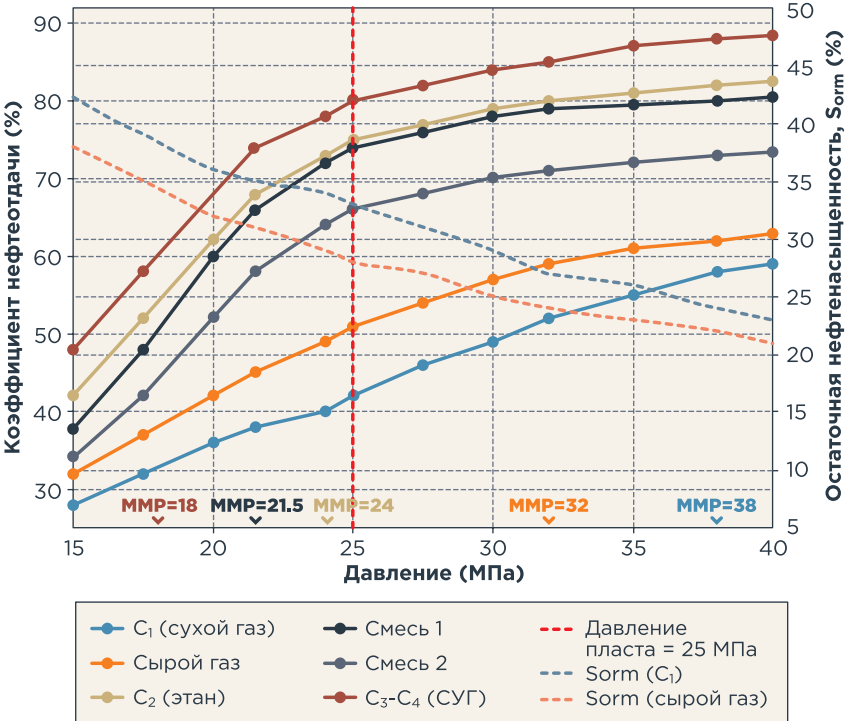


РИСУНОК 6. Сравнение значений МДС, определенных различными методами (горизонтальная штриховая линия – пластовое давление 25 МПа)

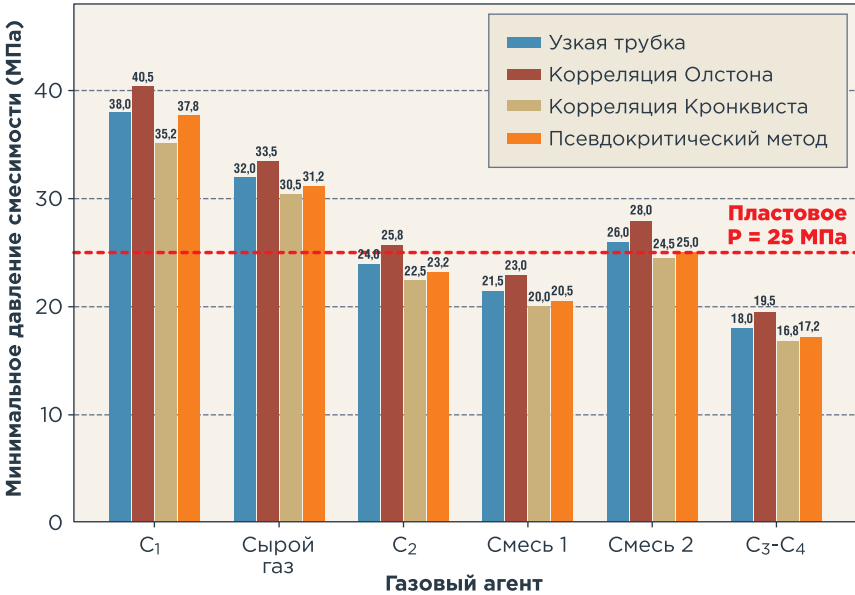
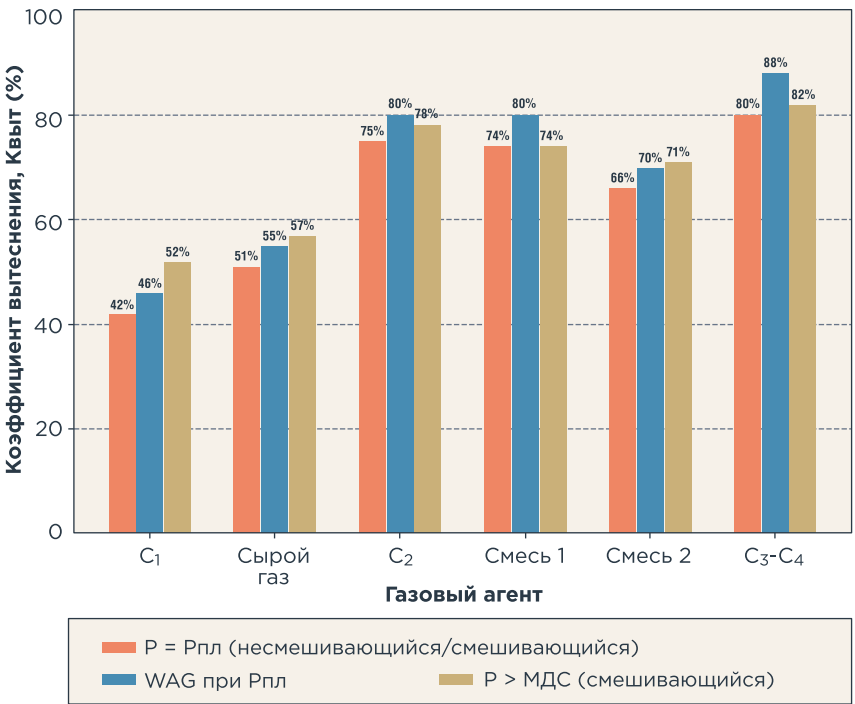


ТАБЛИЦА 7. Коэффициент вытеснения нефти (Kvyt) для различных газовых агентов

Газообразующее вещество	Kvyt (P < MMP), %	Kvyt (P > MMP), %	Kvyt (WAG at Pres), %	ΔKvyt (WAG - base), %
C ₁ (сухой газ)	42	52	46	4
Сырой газ	51	57	55	3
C ₂ (этан)	75	78	80	5
Смесь 1	74	74	80	6
Смесь 2	66	71	70	4
C ₃ -C ₄ (LPG)	80	82	88	8

РИСУНОК 7. Сравнение коэффициента вытеснения нефти для различных газовых агентов при разных условиях вытеснения



приводит к увеличению КИН на 7,5–9,2% по сравнению с базовым вариантом закачки воды, что существенно выше результатов Masalmeh et al. [11] (4–6%) для аналогичных условий, что объясняется использованием фракционированного газа с более высоким содержанием промежуточных компонентов.

Результаты гидродинамического моделирования

Результаты прогнозного гидродинамического моделирования сектора пласта (таблица 8) показывают, что внедрение газового воздействия с использованием фракционированного ПНГ обеспечивает значительное увеличение коэффициента извлечения нефти. Оптимальным вариантом является ВГВ со смесью 1 (60% C₁ + 40% C₃-C₄), обеспечивающий прирост КИН на 9,2% по сравнению с базовым вариантом закачки воды. Вариант ВГВ с фракцией C₃-C₄ дает прирост КИН на 7,5%, при этом требуемый объем закачиваемого газа на 40% меньше, что делает его более экономически привлекательным при ограниченных ресурсах C₃-C₄ [31].

Профили добычи показывают, что максимум дополнительной добычи по варианту ВГВ со смесью 1 достигается на 8–10 год после начала внедрения, при этом пик дополнительной добычи составляет 12 000 баррелей в сутки. Накопленная дополнительная добыча за 25 лет эксплуатации составляет 68 млн баррелей для ВГВ со смесью 1 и 55 млн баррелей для ВГВ с C₃-C₄. Анализ чувствительности показывает, что наибольшее влияние на эффективность технологии оказывают: проницаемость матрицы, соотношение газ/вода при ВГВ и продуктивность нагнетательных скважин [32].

Экономическая оценка

Экономическая оценка выполнена для трех основных вариантов: (1) базовый – закачка воды; (2) закачка обогащенного газа (смесь 1); (3) ВГВ с фракцией C₃-C₄. Расчет NPV выполнен при ставке дисконтирования 10%, цене нефти 75 долл./баррель и цене

ТАБЛИЦА 8. Результаты гидродинамического моделирования сектора пласта (прогноз на 25 лет)

Сценарий	Базовый КИН, %	Конечный КИН, %	ΔКИН, %	Дополнительное извлечение, млн баррелей	Закачанный газ, млн м³
Заводнение водой (базовое)	28,5	34,2	5,7	—	—
Впрыск сырого газа	28,5	38,0	9,5	42	2850
Впрыск смеси 1	28,5	40,5	12,0	53	3200
Впрыск C ₃ -C ₄	28,5	41,2	12,7	56	2650
WAG – Смесь 1	28,5	42,5	14,0	68	3100
WAG – C ₃ -C ₄	28,5	41,0	12,5	55	2400

газа 0,15 долл./м³. Капитальные затраты включают строительство газоперерабатывающего комплекса мощностью 500 000 м³/сут, систему сбора и подготовки газа, нагнетательные скважины и трубопроводную инфраструктуру [33].

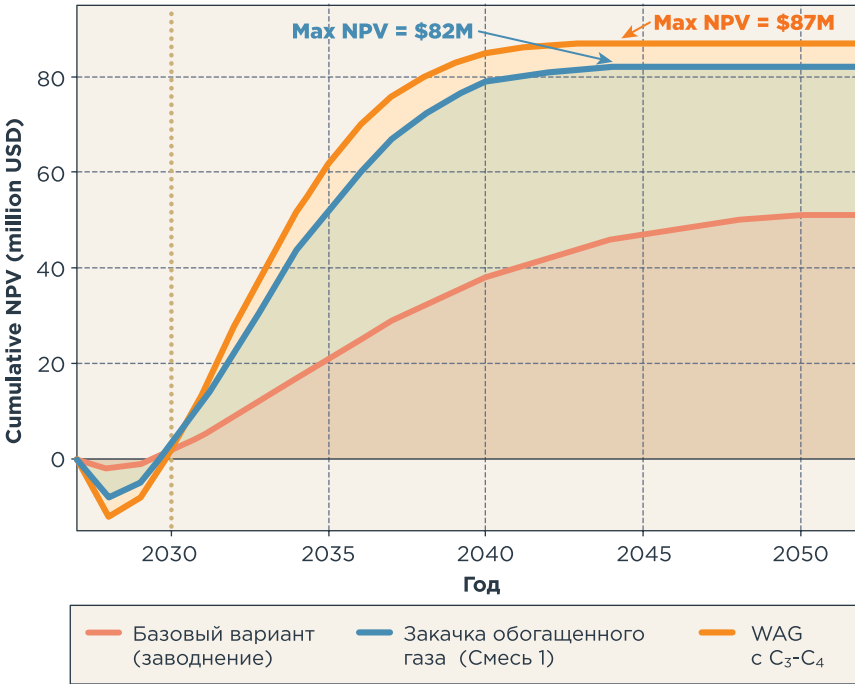
Результаты экономической оценки (рис. 8, таблица 9) показывают, что вариант ВГВ с фракцией C₃-C₄ обеспечивает максимальный NPV – 87 млн долл. США при IRR = 26,5%, а вариант закачки обогащенной смеси 1 – NPV = 82 млн долл. США при IRR = 24,2%. Срок окупаемости составляет 3–4 года для обоих вариантов, что соответствует международным стандартам экономической эффективности проектов МУН. Важно отметить, что дополнительный доход от утилизации ПНГ (avoided flaring) составляет порядка 15 млн долл. США за счет сокращения штрафов за выбросы и реализации сухого газа [34].

Объем утилизируемого ПНГ по оптимальному варианту составляет 182,5 млн м³/год, что позволяет снизить объем сжигаемого газа с 227 до 44,5 млн м³/год (на 80%). Соответствующее снижение выбросов CO₂ составляет 365 000 тонн/год, что вносит значительный вклад в выполнение Ираком обязательств по Парижскому соглашению о климате [35]. Дополнительно, технология совместима с рамками CCUS (улавливание, утилизация и хранение углерода), поскольку предполагает строительство газоперерабатывающей инфраструктуры, которая может быть адаптирована для улавливания CO₂ из дымовых газов и последующей его закачки в пласт [36].

ТАБЛИЦА 9. Экономические показатели вариантов разработки

Индикатор	Основа (затопление водой)	Обогащенный газ (смесь 1)	WAG (C ₃ -C ₄)
CAPEX, mln USD	45	125	135
OPEX, mln USD/year	18	32	35
NPV (10%), mln USD	51	82	87
IRR, %	12,5	24,2	26,5
Срок окупаемости, лет	5,5	3,8	3,5
Дополнительные поставки нефти, млн баррелей	—	53	55
Использовано APG, млн м³/год	—	145	182,5
Сокращение выбросов CO ₂ , кт/год	—	290	365

РИСУНОК 8. Динамика чистого дисконтированного дохода (NPV) для различных вариантов разработки



Ограничения и перспективы

Необходимо отметить ряд ограничений настоящего исследования. Во-первых, результаты PVT-моделирования и определения МДС получены на основе численных экспериментов и требуют верификации по результатам лабораторных исследований на реальных образцах нефти и газа месторождения Насирия. В частности, для надежного определения МДС рекомендуется проведение экспериментов на реальной установке тонкой трубки с использованием глубинных проб пластовой нефти [37].

Во-вторых, одномерная модель фильтрации не учитывает влияние гравитационной сегрегации газа, которое может быть существенным при больших вертикальных размерах пласта. Трехмерное моделирование с учетом полного тензора проницаемости позволит уточнить эффективность газового воздействия при реальных условиях [38].

В-третьих, при закачке обогащенного газа существует риск осаждения асфальтенов, особенно при высокой концентрации C_3-C_4 в инъекционном агенте. Рекомендуется проведение исследований совместимости газа и нефти, а также определение давления начала осаждения асфальтенов (АОР) при различных составах газа [39].

Перспективными направлениями дальнейших исследований являются: (1) проведение опытно-промышленных работ (ОПР) на месторождении Насирия в период 2027–2028 гг.; (2) построение полномасштабной гидродинамической модели всего месторождения; (3) интеграция технологии с CCUS для улавливания и хранения CO_2 ; (4) оптимизация состава инъекционного газа с учетом экономических ограничений на объем выделяемой фракции C_3-C_4 [40].

Выводы

- Фракционирование попутного нефтяного газа с выделением C_3-C_4 фракции и приготовлением обогащенных газовых

смесей позволяет достичь смешивающегося вытеснения нефти при текущем пластовом давлении месторождения Насирия (25 МПа).

- Минимальное давление смешиваемости снижается с 32 МПа (сырой ПНГ) до 18 МПа (фракция C_3-C_4) и до 21,5 МПа (смесь 1: 60 % C_1 + 40 % C_3-C_4), что открывает возможность реализации miscible flooding без дополнительного подъема давления.
- Коэффициент вытеснения нефти (Квут) при пластовом давлении достигает 80 % для фракции C_3-C_4 и 74 % для смеси 1, что соответственно на 23 и 17 процентных пункта выше, чем для сырого ПНГ (57 %).
- Внедрение водогазового воздействия (ВГВ) приводит к дополнительному повышению Квут на 3–8 % за счет улучшения макроомываемости и микровытеснения нефти. Максимальный Квут = 88 % достигается при ВГВ с фракцией C_3-C_4 .
- Гидродинамическое моделирование прогнозирует прирост КИН на 7,5–9,2 % по сравнению с базовым вариантом закачки воды, при этом оптимальным является ВГВ со смесью 1 (прирост 9,2 %). Накопленная дополнительная добыча за 25 лет составляет 55–68 млн баррелей.
- Экономическая оценка показывает NPV > 82 млн долл. США (оптимальный вариант – 87 млн долл. США) при IRR > 24 % и сроке окупаемости 3,5–3,8 года, что соответствует международным стандартам рентабельности проектов МУН.
- Утилизация ПНГ составляет 182,5 млн m^3 /год (80 % от объема сжигаемого газа), что обеспечивает снижение выбросов CO_2 на 365 000 тонн/год и сокращение экологической нагрузки на прилегающие территории.
- Технология совместима с рамками CCUS и может быть интегрирована в комплексную программу улавливания и хранения углерода при дальнейшем развитии газоперерабатывающей инфраструктуры месторождения. ●

Литература

- Ministry of Oil of Iraq. Annual Statistical Report 2024. Baghdad: Ministry of Oil, 2024. 245 p.
- OPEC. Annual Statistical Bulletin 2024. Vienna: OPEC Secretariat, 2024. 386 p.
- Al-Dahesh K.H., Azeev A.A. Geological structure and development features of the Nasiriyah oil field (Iraq) // Journal of Mining Institute. 2025. Vol. 262. P. 112–124.
- South Oil Company (SOC). Field Development Plan: Nasiriyah. Basra: SOC Technical Division, 2022. 180 p.
- Требин Г.Ф., Чарыгин М.М. Нефтенасыщенность карбонатных коллекторов. М.: Недра, 2021. 328 с.
- Masalmeh S.K., Wei L., Blunt M. Multiphase flow behaviour in carbonate rocks: from pore scale to core scale // SPE Journal. 2024. Vol. 29 (3). P. 1234–1252.
- Holm L.W., Josendal V.A. Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide // Journal of Petroleum Technology. 2021. Vol. 26(12). P. 1427–1438.
- Al-Dahesh K.H. Study of enhanced oil recovery methods for the Mishrif Formation of the Nasiriyah field: PhD Thesis. Krasnoyarsk: Siberian Federal University, 2025. 156 p.
- World Bank. Global Gas Flaring Reduction Partnership. Annual Report 2023. Washington: World Bank, 2024. 92 p.
- Stalkup F.I. Miscible Displacement. SPE Monograph Series. Vol. 8. Richardson: SPE, 2020. 204 p.
- Masalmeh S.K., Jing X., van Wunnik J., Christiansen S., van der Weide H. Enhanced Oil Recovery of a Heterogeneous Carbonate Reservoir by Gas Injection: Integrated PVT, Coreflood and Field-Scale Modeling // SPE-218525-PA. SPE Journal. 2025. Vol. 30(2). P. 876–895.
- Aqrabi A.A.M., Thehni G.A., Sherwani G.H., Kareem B.M.A. Mid-Cretaceous rudist-bearing carbonates of the Mishrif Formation: an important reservoir sequence in the Mesopotamian Basin, Iraq // Journal of Petroleum Geology. 2018. Vol. 21(1). P. 57–82.
- Mahdi A., Aqrabi A. Sequence stratigraphic analysis of the mid-Cretaceous Mishrif Formation, southern Mesopotamian Basin, Iraq // GeoArabia. 2019. Vol. 19(2). P. 141–174.
- Amirpour M., Shariatpanahi S.F., Mohammadrezaei M. Numerical simulation of WAG in carbonate reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 195. Art. 107588.
- Peng D.-Y., Robinson D.B. A new two-constant equation of state // Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals. 1976. Vol. 15(1). P. 59–64.
- Al-Hussain S.N., Al-Marsoumi A.R. Associated gas utilization in southern Iraq: challenges and opportunities // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2022. Vol. 102. Art. 104642.
- CMG. CMG GEM User Guide, Version 2023. Calgary: Computer Modelling Group Ltd., 2023.
- Schlumberger. PVTi Nova Technical Reference Manual, Version 2023. Houston: Schlumberger, 2023.
- Whitson C.H., Brulé M.R. Phase Behavior. SPE Monograph Series. Vol. 20. Richardson: SPE, 2000. 240 p.
- Yellig W.F., Metcalfe R.S. Determination and prediction of CO_2 minimum miscibility pressures // Journal of Petroleum Technology. 2020. Vol. 32(1). P. 160–168.

KEYWORDS: EOR, fractionated associated gas, carbonate reservoir, Mishrif Formation, minimum miscibility pressure, WAG, Nasiriyah field.

Подписка на Деловой журнал Neftegaz.RU

Вы можете искать статьи и материалы по определенным темам и рубрикам, читать экспертные мнения, обсуждать и добавлять в закладки интересное, формируя личную библиотеку интересов

Стоимость подписки на 2026 год:

	Полугодие	Год
Количество номеров	6	12
Электронная версия	40 000 ₽	70 000 ₽
Печатная версия	40 000 ₽	70 000 ₽

Оформив подписку в 2026 году на печатный журнал, Вы получаете электронную версию в подарок

Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки
журнала Neftegaz.RU

+7 (495) 778-41-01
subs@neftgaz.ru

Быстрая подписка на издание и его форматы через личный кабинет (печатная версия | электронная версия [PDF] | онлайн-версия)

Подписной индекс
Урал Пресс 013265

Для корпоративных клиентов — индивидуальные условия!

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ
УДОБСТВА НАШЕЙ
АУДИТОРИИ!

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ СМЕСИМОСТИ НЕФТИ И ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА Среднеботуобинского НГКМ

**Кобяшев
Александр Вячеславович**
главный менеджер,
управление научно-
технического развития,
ООО «РН-Геология
Исследования Разработка»

**Заночуев
Сергей Анатольевич**
начальник отдела
исследования свойств
пластовых флюидов,
ООО «РН-Геология
Исследования Разработка»

**Поляков
Антон Владимирович**
менеджер отдела
исследования свойств
пластовых флюидов,
ООО «РН-Геология
Исследования Разработка»

**Иванов
Евгений Николаевич**
менеджер по оптимизации
добычи и заводнения,
ООО «Таас-Юрях
Нефтегазодобыча»

**Грачев
Сергей Иванович**
заведующий кафедрой
разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых
месторождений,
ФГБОУ «Тюменский
индустриальный университет»

ОДНИМ ИЗ ОСНОВНЫХ ФАКТОРОВ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ИНТЕНСИВНОСТЬ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ НЕФТИ И ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА. ДЛЯ ОЦЕНКИ СВОЙСТВ НЕФТИ СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО НГКМ ВЫПОЛНЕН КОМПЛЕКС ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ. В КАЧЕСТВЕ ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА ИСПОЛЬЗОВАН СОСТАВ ПОПУТНО-НЕФТЯНОГО ГАЗА (C1-85 % МОЛЬ), А ТАКЖЕ ОБОГАЩЕННАЯ СМЕСЬ ГАЗОВ (C1-55 % МОЛЬ). ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МИНИМАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ СМЕСИМОСТИ ВЫПОЛНЕН КОМПЛЕКС ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ТОНКОЙ ТРУБКЕ С УСТАНОВЛЕНИЕМ МИНИМАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ СМЕСИМОСТИ И МИНИМАЛЬНОГО УРОВНЯ ОБОГАЩЕНИЯ. ДЛЯ ОЦЕНКИ ВОЗМОЖНОСТИ БЛОКИРОВАНИЯ ПРОРЫВОВ ГАЗА В ТЕСТОВОМ РЕЖИМЕ РЕАЛИЗОВАН ВАРИАНТ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПЕННЫХ СИСТЕМ. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПОКАЗАЛИ КОНТРОЛИРУЕМЫЙ РОСТ ГРАДИЕНТА ДАВЛЕНИЯ ПРИ ВГВ И ВОЗМОЖНОСТЬ БЛОКИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА ПРИ ЗАКАЧКЕ ПЕННЫХ СИСТЕМ

ONE OF THE MAIN FACTORS DETERMINING THE EFFECTIVENESS OF GAS INJECTION IS THE INTENSITY OF INTERACTION BETWEEN THE OIL AND THE INJECTED GAS. TO ASSESS THE PROPERTIES OF THE OIL FROM THE SREDNEBOTUOBINSKOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD (OGCF), A SET OF PREPARATORY WORKS WAS PERFORMED. ASSOCIATED PETROLEUM GAS (C₁ – 85 MOL%) WAS USED AS THE INJECTED GAS, ALONG WITH AN ENRICHED GAS MIXTURE (C₁ – 55 MOL%). TO DETERMINE THE MINIMUM MISCIBILITY PRESSURE, A SET OF FILTRATION STUDIES WAS CARRIED OUT IN A SLIM TUBE, ESTABLISHING THE MINIMUM MISCIBILITY PRESSURE AND THE MINIMUM ENRICHMENT LEVEL. TO ASSESS THE POSSIBILITY OF BLOCKING GAS BREAKTHROUGHS IN TEST MODE, A WATER-ALTERNATING-GAS (WAG) VARIANT USING FOAM SYSTEMS WAS IMPLEMENTED. THE EXPERIMENTAL RESULTS SHOWED A CONTROLLED INCREASE IN THE PRESSURE GRADIENT DURING WAG AND THE POSSIBILITY OF BLOCKING GAS FILTRATION DURING FOAM SYSTEM INJECTION

Ключевые слова: минимальное давление смесимости, минимальный уровень обогащения, пенные системы.

Повышение эффективности использования попутно-нефтяного газа в условиях ограниченного потребления является актуальной задачей для СБНГКМ.

Основной стратегией использования ПНГ является обратная закачка газа в обширную газовую шапку (ГШ). Оценки показывают [1] положительный отклик

в добыче в газонефтеводяной зоне (ГНВЗ), в водонефтяной зоне эффект от закачки газа в ГШ в совокупности с организацией барьерного заводнения выражается в стабилизации границы газового контакта.

С целью поддержания пластового давления и повышения эффективности выработки

ТАБЛИЦА 1. Компонентный состав газа

Компоненты	Газ ГШ	ПНГ		Газ растворенный			Газ модельный			
		ГНВЗ	ВНЗ	станд.	ступенчатая		№ 1	№ 2	№ 3	№ 4
					ст. 1	ст. 2, 3				
CO ₂	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,4	0,0	0,0	0,0	0,1
N ₂	7,6	7,4	4,5	1,5	1,8	0,3	6,9	2,3	4,5	0,1
CH ₄	85,5	85,0	87,8	69,4	80,3	48,8	85,5	72,8	47,0	0,5
C ₂ H ₆	4,5	5,0	5,7	13,0	11,7	26,8	3,6	12,0	3,8	3,6
C ₃ H ₈	1,4	1,6	1,5	7,6	4,1	15,2	0,8	6,7	26,7	55,6
i-C ₄ H ₁₀	0,2	0,2	0,1	1,3	0,4	1,8	2,7	5,4	17,6	39,3
n-C ₄ H ₁₀	0,4	0,4	0,3	3,5	0,9	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0
i-C ₅ H ₁₂	0,1	0,1	0,0	0,9	0,2	0,7	0,3	0,3	0,3	0,7
n-C ₅ H ₁₂	0,1	0,1	0,1	1,2	0,2	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0
C ₆ +	0,2	0,1	0,0	1,3	0,2	1,1	0,3	0,5	0,0	0,1

запасов рассмотрены перспективы применения закачки газа в пределах ВНЗ. Как показывает промысловый опыт [3], в зависимости от уровня смесимости прирост от применения газового воздействия составляет в среднем от 6,4 до 9,7 % и более, максимальные показатели характерны для реализации смешивающегося вытеснения.

Многоконтатное смешивающееся вытеснение нефти газом – это процесс, сопровождающийся активным межфазным перераспределением промежуточных компонент, снижением вязкости нефти и межфазного натяжения и остаточной нефтенасыщенности до около нулевых значений. Достижение смешивающегося вытеснения осуществляется в условиях высоких давлений при использовании «сухого газа» (вапоризационный режим) или при использовании «жирного газа» (конденсационный режим).

Ранее выполненные исследования смесимости нефти и газа на ближайших месторождениях в схожих геолого-физических условиях показывают значительный диапазон изменения МДС от 36,5 до 50,0 МПа, минимальный уровень обогащения от 30 до 45 % мольная доля компонент C₂+ [5–7].

Растворение газа в нефти приводит к снижению вязкости нефти увеличению объема, что способствует повышению коэффициента извлечения. Как показано в работе [4], в условиях

недонасыщенных нефтей растворимость газа в большей степени снижает вязкость, также снижению вязкости способствует большее количество компонент C₂–C₄ в газе.

С целью обоснования параметров смесимости (минимальное давление смесимости, минимальный уровень обогащения) выполнен специальный комплекс лабораторных исследований [2], включающий вытеснение в тонкой трубке и определение свойств нефти при растворении газа различного состава.

Анализ данных

СБНГКМ расположено в Восточной Сибири, основные запасы приурочены к ботуобинскому горизонту (Бт) вендского возраста. Продуктивный пласт представляет собой часть сложной системы барового песчаного тела, сформированного в прибрежной зоне обширного внутриплитного водоема. Песчаники пласта Бт обладают высокими коллекторскими свойствами вследствие их слабой цементации, что способствовало свободной циркуляции продуктивных флюидов в пределах барового тела и формированию нефтегазовых ловушек [8].

Средняя нефтенасыщенная толщина пласта – 7,2 м, газонасыщенная толщина – 9,3 м, проницаемость коллектора – 232 мД, пористость – 21,5 %. Пластовые температуры низкие –

12 °С, нефть легкая, малосернистая, средняя вязкость – 6,49 мПа·с [1].

Большая площадь залежи контролируется обширной газовой шапкой. В процессе разработки газ активно внедряется в нефтенасыщенную часть пласта в скважинах ГНВЗ, а по мере снижения пластового давления проявляется и в зоне ВНЗ. Подстилаящая вода является слабоактивной, вследствие наличия битуминозного слоя, который препятствует внедрению воды в нефтенасыщенную часть пласта.

При формировании специальной программы лабораторных исследований были изучены особенности свойств пластовых флюидов (таблицы 1, 2).

Газ ГШ с содержанием метана 85,5 моль % также содержит большое количество азота до 7,6 моль %, в растворенном нефтяном газе азот присутствует в значительно меньшем количестве до 1,8 моль %.

Свойства нефти изучены по данным поинтервального отбора проб, отмечено увеличение вязкости нефти к водонефтяному контакту. В большей части пласта (в районе ВНЗ) нефть имеет вязкость – 11,57 мПа·с, к уровню ВНК вязкость увеличивается до 20–25 мПа·с [11].

Компонентный состав модельного газа представлен в таблице 1, композиция 1 близка к составу газа газокompрессорной станции, композиция 3 и 4 «жирный газ» для реализации смешивающегося вытеснения, газ 2 – растворенный нефтяной газ.

ТАБЛИЦА 2. Сравнение свойств подготовленной модели с параметрами целевых значений пластовой нефти

Параметры	Эталонная проба нефти	Модель нефти	откл., %
Давление насыщения, МПа	12,89	12,8	0,69
Пластовая температура, °С	12,0	12,0	
Плотность дегазированной нефти (по стандартной сепарации), кг/м³	876,8	878,4	-0,18
Газосодержание (по стандартной сепарации): м³/м³ м³/т	80,3 91,5	86,0 97,9	-7,01 -6,99
Плотность пластовой нефти, кг/м³ при давлении насыщения	819,1	815,0	0,50
Динамическая вязкость, мПа·с при пластовом давлении	11,57	10,29	11,06
Объемный коэффициент (по стандартной сепарации) при давлении насыщения	1,172	1,193	-1,79

Свойства принятой по объекту изучения пробы нефти и рекомбинированной пробы нефти приведены в таблице 2, максимальное отклонение по вязкости 11,06%, что не выходит за рамки фактического отклонения между различными пробами нефти.

Постановка экспериментов

Эксперимент одноконтактного смешивания

Методология эксперимента одноконтактного смешивания заключается в определении фазового поведения смеси нефти (жидкая фаза) и газа закачки при различных барических условиях. Изучение фазового поведения смесей при различных соотношениях газовых и жидких фаз позволяет получить экспериментальную информацию в более широком диапазоне изменения различных параметров (давление, составы и др.).

Принципиальная схема проведения эксперимента изучения одноконтактного смешения представлена на рисунке 1. Исследования проводились на установке PVT (система PVT 3000 Chandler Engineering) с измерительной ячейкой максимального объема порядка 400 см³. Первоначально в измерительную ячейку при давлении выше давления

насыщения загружался некоторый объем нефти. Фиксирование объема нефти (V_n^0) происходило при пластовых термобарических условиях (12,89 МПа и 12 °С).

Для обеспечения эксперимента в качестве доли загружаемого газа использовались их объемные соотношения (1/20, 3/20, 1/4, 1/2) объема газа к объему нефти при пластовых условиях) с последующим пересчетом в мольную долю. Загрузка газа осуществлялась с помощью поршневого контейнера при поддержании давления, близкого к давлению насыщения нефти. Затем, после загрузки требуемого объема газа, давление в ячейке PVT медленно поднималось до пластового. Незначительную площадь контакта между газовой и жидкой фазами нивелировало растворение газовой фазы при

повышении давления от давления насыщения до пластового. После установления равновесия газовой и жидкой фаз производился суммарный замер объема системы. После этого проводился опыт стандартной сепарации. Объем закачанного газа определялся по результатам стандартной сепарации, как разница между газосодержанием начальной пробы и пробы с растворенным в ней газом.

Эксперимент по вытеснению нефти в тонкой трубке

Методология эксперимента «Тонкая трубка» заключается в определении объемов вытеснения нефти газом в тонкой трубке, длина которой во много раз превышает диаметр. По результатам экспериментов строится график зависимости коэффициента вытеснения нефти от давления, точка излома кривой является точкой МДС. Для установления режима вытеснения нефти газом, а также оценки степени их смесимости используется коэффициент вытеснения нефти после закачки 1,2 порового объема газового агента.

Принимается:

- при коэффициенте вытеснения нефти 90 % и выше – смешивающийся режим вытеснения нефти газом;
- при коэффициенте вытеснения нефти 60 % и выше – ограниченно смешивающийся режим вытеснения нефти газом;
- при коэффициенте вытеснения нефти менее 60 % – несмешивающийся режим вытеснения нефти газом.

РИСУНОК 1. Принципиальная схема изучения «набухаемости» нефти (Swelling test)

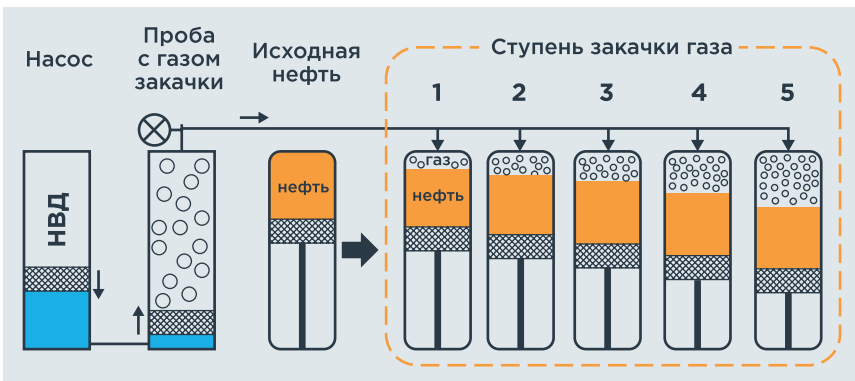


РИСУНОК 2. Принципиальная схема изучения многоконтактной смесимости («тонкая трубка»)



- 1 – внешний блок подачи флюидов/агентов закачки;
2 – внутренний блок фильтрации;
3 – внешний блок сепарации и отбора проб

Вспомогательным параметром является момент прорыва газового агента. Если прорыв газа происходит после закачивания газового агента в количестве менее 50 % от нефтенасыщенного порового объема, то режим вытеснения нефти газом – несмешивающийся. Если прорыв газа происходит после закачивания газового агента в количестве более 50 % от нефтенасыщенного порового объема slim-модели пласта, то режим вытеснения нефти газом – смешивающийся. Момент прорыва газа вытеснения определяется по резкому (100 % и более) увеличению газового фактора нефти на выходе из трубки.

Для проведения эксперимента многоконтактного смешения разработана лабораторная установка «тонкая трубка», принципиальная схема проведения эксперимента (рисунок 2).

В качестве имитации порового пространства коллектора используется металлическая трубка длиной 12 метров (внутренний диаметр 6 мм), которая предварительно заполняется песком с диаметром частиц не более 1 мкм. В процессе эксперимента выполняется вытеснение нефти

газом закачки с определенной скоростью, на выходе из трубки фиксируются объемы вытесненной нефти, газовый фактор, производится с определенной периодичностью отбор проб нефти (с определением ее плотности) и газа (с определением его состава и свойств). Эксперимент повторяется при различных давлениях, определяется коэффициент извлечения нефти (КИН) при прокачке газа 1,2 поровых объема, строится зависимость КИН от давления и определяется минимальное давление смесимости.

Эксперимент состоит из нескольких этапов:

- Очистка и промывка лабораторной установки «тонкая трубка» растворителями;
- Нагрев, продувка сжатым воздухом и вакуумирование тонкой трубки с целью доочистки от остатков растворителей;
- Заполнение тонкой трубки керосином и приведение установки к условиям эксперимента (температура и давление);
- Замещение керосина моделью пластовой нефти;
- Отбор части пробы пластовой нефти для определения газового

фактора, состава газовой и жидкой фазы, плотности при стандартных условиях;

- Подготовка к вытеснению газовым агентом;
- Вытеснение пластовой нефти при пластовом давлении и температуре газовым агентом с контролем составов газовой и жидкой фазы, газового фактора и плотности разгазированной жидкости;
- Очистка тонкой трубки от оставшейся модели пластовой нефти путем прокачки растворителей.

Результаты исследования

Результаты экспериментальной оценки параметров смесимости нефти и газа в свободных объемах

Эксперименты проведены с моделью нефти и двумя составами газа. Растворение дополнительного количества газа от давления насыщения 12,79 МПа до среднепластового давления позволило снизить вязкость нефти в 1,13 и 1,22 раза. Закачка газа с большим содержанием компонентов C2+ в большей степени влияют на свойства нефти при прочих равных условиях (рисунок 5).

Повышение давления до уровня забойного в нагнетательных скважинах (24 МПа) позволяет дорастворить до 35,6 – 62,2 м³/м³ газа, что приводит к снижению вязкости в 1,38 и 2,19 раза для газа 1 и 2 соответственно. Также дополнительное растворение газа приводит к увеличению объема нефти в 1,05 и 1,12 раза, что способствует повышению нефтеизвлечения.

По результатам экспериментов получены зависимости вязкости, объемного коэффициента (рис. 3) плотности и количества растворенного газа, данные зависимости требуют интеграции в PVT модель с последующим учетом при оценке эффективности закачки газа. В целом в сравнении с недонасыщенными нефтями [4] изменения свойств нефти в пределах возможных давлений не столь значительны, и данный аспект повышения КИН ожидаемо будет второстепенный.

ТАБЛИЦА 3. Результаты экспериментов одноконтантного смешивания при различной доле газа закачки

Номер ступени	Рнас, МПа	Объемный коэффициент при Рнас, доли ед.	Газосодержание (на нефть при стандартных условиях), м³/м³	Плотность нефти при Рнас, кг/м³	Газосодержание (на нефть при пластовых условиях), м³/м³	Коэффициент набухаемости, доли ед.	Динамическая вязкость при Рнас, мПа·с
Исходная нефть	12,79	1,194	85,9	814,7	0,0	1,0000	10,369
Модель газа № 1							
1	14,99	1,207	94,3	810,6	5,7	1,0109	9,113
2	24,25	1,257	127,2	801,1	35,6	1,0532	7,487
3	32,85	1,316	154,6	786,0	64,9	1,1025	5,251
Модель газа № 2							
1	15,28	1,224	100,5	807,1	13,4	1,0250	8,481
2	25,54	1,348	160,1	774,2	62,2	1,1290	4,732
3	39,27	1,514	238,1	738,3	129,2	1,2680	2,727

РИСУНОК 3. Свойства нефти при растворении газа различного состава

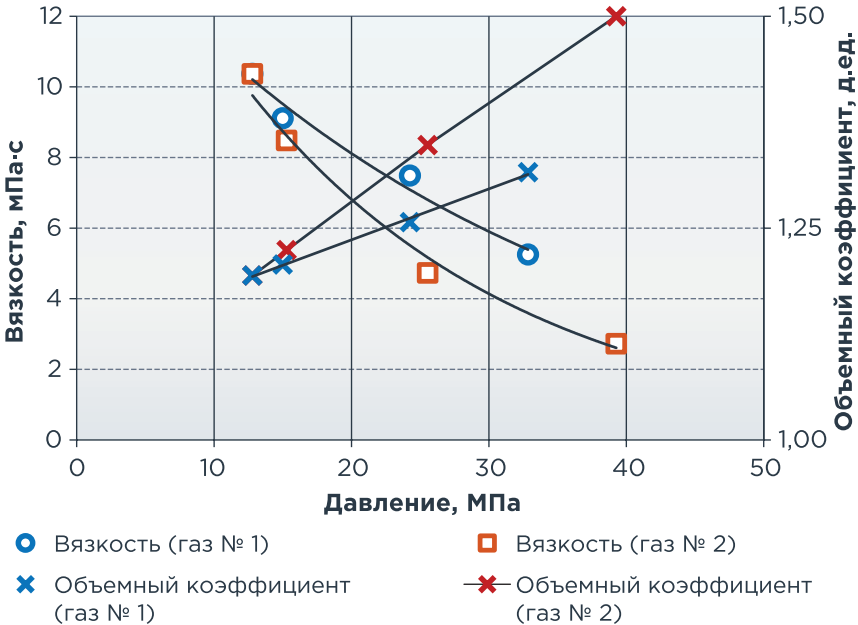
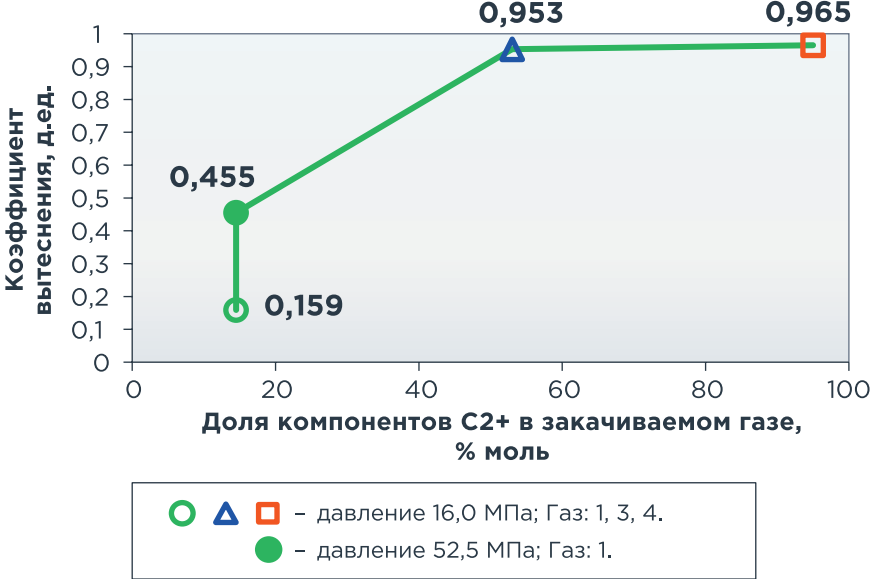


РИСУНОК 4. Эффективность вытеснения нефти газом



Результаты экспериментальной оценки параметров вытеснения в тонкой трубке

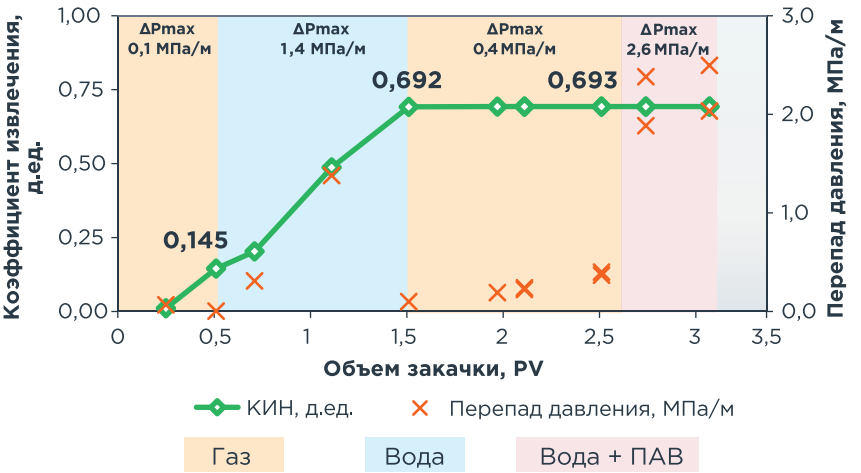
С целью определения МДС ПНГ с пластовой нефтью выполнено два эксперимента с моделью газа 1 при давлении 16 МПа и 52,5 МПа. Использование ПНГ показало низкий уровень смесимости, коэффициент вытеснения составил 0,159 и 0,455 (рис. 4). Смешивающегося вытеснения с газом ПНГ достигнуто не было.

Для определения параметров смесимости «жирного газа» для достижения смешивающегося вытеснения протестирован газ 3 и 4 с большей долей фракций C2+. В обоих случаях было реализовано смешивающееся вытеснение с достижением коэффициента извлечения более 0,95. Реализация варианта закачки обогащенного газа потенциально может привести к максимизации потенциала ВГВ, но связано с большими затратами на подготовку газа и ограничено в объемах реализации.

Результаты экспериментальной оценки блокировки прорывов газа

Оценка минимального давления смесимости и минимального уровня обогащения показала, что наиболее масштабный вариант воздействия, с использованием газа ПНГ, возможен в режиме ограниченной смесимости. Использование ПНГ при среднем пластовом давлении показало низкий коэффициент вытеснения, высокая подвижность газа также ограничивает коэффициент охвата.

РИСУНОК 5. Зависимость коэффициента вытеснения от объема прокаченного флюида («сухой газ», вода, пена (вода + пав))



Для снижения подвижности газа используют одновременную или попеременную закачку воды, а в более сложных случаях для изоляции прорывов газа – пенные системы. С целью оценки потенциала регулирования газового фронта выполнена закачка воды, а также воды с добавлением пенообразователя – ПАВ.

На первом этапе выполнена закачка газа ПНГ до момента прорыва, коэффициент вытеснения составил 0,145, что хорошо согласуется с ранее выполненным экспериментом (0,159, рис. 5). Градиент давления составил 0,1 МПа/м.

На втором этапе выполнена закачка воды, коэффициент вытеснения составил 0,692 (прирост 0,547), при этом градиент вытеснения составил 1,4 МПа/м.

На третьем этапе выполнена повторная закачка газа, коэффициент вытеснения составил 0,693 (значимый прирост отсутствует), градиент вытеснения составил 0,4 МПа/м, т.е. рост градиента давления составил 4, что положительно должно сказаться на коэффициенте охвата.

На четвертом этапе выполнена закачка пенообразователя водный раствор ПАВ. Состав ПАВ был подобран и протестирован в свободных объемах, характеризуется незначительным межфазным натяжением на границе с нефтью и интенсивной пенообразующей способностью с закачиваемой водой. По результатам закачки отмечен рост градиента давления до 2,6 МПа с блокированием канала фильтрации. Значительный рост давления

подтверждает возможность блокирования прорывов газа и воды и требует более детальной проработки последовательности закачки: объемов, концентрации пенообразователя.

Выводы

Специальный комплекс лабораторных исследований (эксперимент одноконтантного смешивания, вытеснение в тонкой трубке) по обоснованию параметров смесимости нефти и закачиваемого газа для условий СБНГМК показал:

- Минимальное давление смесимости ПНГ более 52 МПа;
- Минимальный уровень обогащения закачиваемого газа для достижения смешивающегося вытеснения при первоначальном пластовом давлении (16 МПа) составляет C2+ более 45 %;
- Снижение вязкости нефти в 1,3 – 2,2 раза при растворении закачиваемого газа в зоне ППД;
- Применение водогазового воздействия показывает увеличение коэффициента вытеснения и снижение подвижности газа до 4 раз (при фильтрации в тонкой трубке);
- Попеременная закачка воды с добавлением пенообразователя ПАВ и газа показала высокую эффективность блокирования фильтрации, рост градиента фильтрации в 2 и более раза.

Заключение

Применение ПНГ для СБНГМК при закачке в пласт Бт ожидается в режиме ограниченной смесимости, повышение эффективности

возможно при его обогащении и/или использования в режиме водогазового воздействия, в том числе с применением пенных систем для ограничения прорывов газа и повышения коэффициента охвата. Для уточнения параметров фильтрации планируется проведение фильтрационных исследований на керновых моделях.

Литература

- Эволюция подходов к разработке нефтяных оторочек терригенных коллекторов Восточной Сибири / А. Леванов, А. Кобяшев, А. Чупров, С. Яценко, Р. Мусин, А. Чиргун, А. Священко, В. Грищенко, А. Овчинников, Д. Бурдаков // SPE-187772-RU – 2017 г.
- Лабораторные исследования как ключевая составляющая реализации проектов газовых методов увеличения нефтеотдачи / Морозюк О.А., Афонин Д.Г., Кобяшев А.В., Долгов И.А. // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 10. – С. 76–81.
- Christensen, J.R., Stenby, E.H., and Skauge, A.: "Review of WAG Field Experience," SPEERE (April 2001) 97.
- Лабораторное обоснование параметров вытеснения нефти при водогазовом воздействии на карбонатные коллекторы / Ю.В. Лукьянов, А.В. Шувалов, А.А. Сулейманов, Г.Н. Пияков // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 12. – С. 63–67.
- Прогноз минимального давления смесимости на основе уравнений корреляций и определение оптимального компонентного состава для достижения смешивающегося вытеснения в геологических условиях месторождений Западной и Восточной Сибири / В.А. Захаренко, А.В. Кобяшев, К.М. Федоров [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 11 (611). – С. 62–68. – DOI 10.30713/0207-2351-2019-11(611)-62-68.
- Оценка минимального давления смесимости и минимального уровня обогащения при вытеснении нефти попутным нефтяным газом для условий месторождения Восточной Сибири / А.В. Кобяшев, А.А. Пятков, В.А. Захаренко [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 4 (83). – С. 35–38. – DOI 10.24412/2076-6785-2021-4-35-38.
- Физическое моделирование режимов газового воздействия на нефтегазоконденсатных месторождениях Восточной Сибири / И.В. Сабанчин, Р.В. Титов, А.М. Петраков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 6. – С. 92–96. – DOI 10.24887/0028-2448-2017-6-92-97.
- Акулов Н.И. Особенности геологического строения Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.И. Акулов, Р.Р. Валеев // Известия Иркутского государственного университета. Серия: Науки о Земле. – 2016. – Т. 18. – С. 3–13.
- Осипова М.В. Наклонный водонефтяной контакт в ботубинском горизонте Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения как признак особенностей нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в пределах Непско-Ботубинской антеклизы / М.В. Осипова, А.И. Сивцев // Нефтяная провинция. – 2019. – № 2 (18). – С. 1–24. – DOI 10.25689/NP.2019.2.1-24.
- Осипова М.В. История тектонического развития и особенности водонефтяного контакта Среднеботубинского месторождения (Сибирская платформа) / М.В. Осипова // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 9. – С. 30–33.
- Лукьянцева Е.А., Опарин И.А., Кобяшев А.В. Определение методов выявления слоя высоковязких нефтей на примере Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения / сб. матер. конф. – Геобайкал-2018, Иркутск: EAGE, 2018.

KEYWORDS: minimum miscibility pressure, minimum enrichment level, foam systems.

КРИТЕРИАЛЬНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ПРИМЕНИМОСТИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

с неуглеводородными газами при разработке ТРИЗ

РАССМОТРЕНЫ ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С НЕУГЛЕВОДОРОДНЫМИ ГАЗАМИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ. ПРЕДЛОЖЕН КРИТЕРИЙ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОСНОВЕ ИНТЕГРАЛЬНОГО ИНДЕКСА I_{WAG} , УЧИТЫВАЮЩЕГО ДОСТИЖИМОСТЬ СМЕШИВАЕМОСТИ, ПОДВИЖНОСТЬ ФАЗ, ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ НЕОДНОРОДНОСТЬ, АСФАЛЬТЕНОВЫЕ И КОРРОЗИОННЫЕ РИСКИ, ДОСТУПНОСТЬ ГАЗА И ВОЗМОЖНОСТИ МОНИТОРИНГА. РАЗРАБОТАННЫЙ ПОДХОД МОЖЕТ ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ ДЛЯ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ВЫБОРА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ И ФОРМИРОВАНИЯ ТРЕБОВАНИЙ К ДАЛЬНЕЙШИМ ЛАБОРАТОРНЫМ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ ИССЛЕДОВАНИЯМ

THE STUDY EXAMINES THE APPLICATION OF WATER-ALTERNATING-GAS INJECTION USING NON-HYDROCARBON GASES (CO_2 , N_2 , AND FLUE GASES) FOR THE DEVELOPMENT OF HARD-TO-RECOVER OIL RESERVES. AN APPLICABILITY ASSESSMENT CRITERION BASED ON THE INTEGRATED IWAG INDEX IS PROPOSED. THE INDEX ACCOUNTS FOR MISCIBILITY CONDITIONS, PHASE MOBILITY, RESERVOIR HETEROGENEITY, ASPHALTENE AND CORROSION RISKS, GAS AVAILABILITY, AND MONITORING CAPABILITY. THE PROPOSED APPROACH CAN BE USED FOR PRELIMINARY SELECTION OF TECHNOLOGICAL SOLUTIONS AND FOR DEFINING REQUIREMENTS FOR SUBSEQUENT LABORATORY STUDIES AND RESERVOIR SIMULATION

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: водогазовое воздействие, повышение нефтеотдачи пластов, трудноизвлекаемые запасы нефти, неуглеводородные газы, углекислый газ, азот, дымовые газы, смешиваемое вытеснение, несмешиваемое вытеснение, асфальтеновые отложения, коррозионные риски, критерии применимости, ранжирование технологических решений.

**Юшин
Евгений Сергеевич**

доцент кафедры
недропользования
и нефтегазового дела,
Российский университет дружбы
народов им. Патриса Лумумбы,
доцент, к.т.н.

**Альбаттах Хуссейн
Али Рамадан**

кафедра недропользования
и нефтегазового дела,
Российский университет дружбы
народов им. Патриса Лумумбы,
аспирант

УДК 622.276.6:622.276.43

Разработка трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти становится одной из ключевых инженерных задач зрелых нефтегазовых месторождений. По мере роста обводненности, снижения пластового давления и вовлечения низкопроницаемых, высоконеоднородных и высоковязких объектов классическое заводнение все чаще перестает обеспечивать требуемый прирост коэффициента извлечения нефти (КИН). В этих условиях возрастает интерес к комбинированным методам повышения нефтеотдачи, в которых вытеснение водой сочетается с газовым воздействием.

Водогазовое воздействие (ВГВ, WAG) рассматривается как технология, сочетающая преимущества газового и водного вытеснения. Газовая фаза способствует набуханию нефти, снижению ее вязкости и межфазного натяжения, что повышает микроскопическую эффективность вытеснения. В свою очередь, закачка воды позволяет контролировать подвижность газового фронта, улучшает охват пласта воздействием и снижает риск раннего прорыва газа по высокопроницаемым интервалам. Благодаря такому сочетанию механизмов ВГВ представляет особый интерес для разработки ТРИЗ, характеризующихся низкой подвижностью нефти, выраженной неоднородностью коллекторов и высокой чувствительностью к режимам закачки [9, 10].

При этом выбор типа неуглеводородного газа нельзя считать формальной процедурой. Углекислый газ (CO_2) обладает высокой растворимостью в нефти и при давлениях, превышающих минимальное давление смешиваемости (МДС), способен обеспечивать значительный прирост нефтеотдачи. Азот (N_2) является более доступным и экономичным газом, однако для достижения условий смешиваемого вытеснения требует существенно более высоких давлений. Поэтому на практике азот чаще применяется в качестве агента для поддержания пластового давления и несмешиваемого вытеснения. Дымовые газы занимают промежуточное положение: они могут быть экономически

привлекательными, но их состав нестабилен, а присутствие CO_2 , O_2 , NO_x , SO_x и воды повышает требования к коррозионному контролю и подготовке газа.

Научно-практическое противоречие заключается в том, что, несмотря на доказанный потенциал водогазового воздействия с использованием CO_2 , N_2 и дымовых газов для повышения нефтеотдачи, отсутствие унифицированных критериев применимости и отбора объектов приводит к риску внедрения технологии в условиях, где ее эффективность существенно снижается вследствие геолого-физических, гидродинамических и технологических ограничений. К числу таких ограничений относятся выпадение асфальтенов, коррозионные процессы, ранний прорыв газа по высокопроницаемым интервалам, неблагоприятное распределение потоков в пласте, а также недостаточность системы мониторинга и контроля разработки.

Целью исследования является разработка критериального подхода к предварительной оценке применимости водогазового воздействия с использованием неуглеводородных газов при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти. В работе выполнен анализ технологических механизмов ВГВ с CO_2 , N_2 и дымовыми газами, рассмотрены факторы, определяющие эффективность процесса, а также предложена система критериев, учитывающая условия смешиваемости, соотношение подвижностей фаз, неоднородность пласта, риски выпадения асфальтенов и коррозионных осложнений, доступность источника газа и возможности промыслового мониторинга.

На основе выделенных критериев разработан интегральный индекс применимости ВГВ, позволяющий проводить предварительный отбор объектов и режимов реализации технологии. Дополнительно сформирована матрица выбора газового агента и предложен алгоритм инженерной оценки перспективности применения ВГВ на ранних стадиях проектирования до выполнения детального композиционного моделирования.

Анализ современного состояния исследований в области ВГВ при разработке ТРИЗ

За последние годы сформировался значительный массив исследований, посвященных механизмам водогазового воздействия, вопросам смешиваемого и несмешиваемого вытеснения, оптимизации режимов закачки, выбору газового агента и оценке технологических рисков при реализации ВГВ.

Результаты промысловых и пилотных проектов свидетельствуют о том, что ВГВ способно обеспечить дополнительное увеличение нефтеотдачи за счет сочетания высокой микроскопической эффективности вытеснения и улучшенного охвата пласта воздействием. По данным опубликованных исследований, дополнительный прирост коэффициента извлечения нефти при реализации ВГВ нередко составляет 5–10% от начальных геологических запасов нефти, а в отдельных случаях может быть выше [10]. Вместе с тем достижение такого эффекта не является гарантированным, поскольку результативность технологии определяется пластовым давлением, свойствами нефти, степенью геологической неоднородности, параметрами закачки и эффективностью промыслового мониторинга.

В современных исследованиях ВГВ с применением CO_2 рассматривается как технология, сочетающая задачи повышения нефтеотдачи с долговременным удержанием части закачанного CO_2 в пласте. Согласно результатам лабораторных экспериментов и численного моделирования, непрерывная закачка CO_2 обеспечивает высокую эффективность вытеснения нефти, но повышает риск раннего прорыва газа. Чередование закачки воды и газа позволяет улучшить охват пласта, стабилизировать продвижение фронта вытеснения и увеличить объем удерживаемого в пласте CO_2 [15, 19].

Существенное внимание в исследованиях ВГВ уделяется технологическим осложнениям, способным снижать эффективность процесса. Для CO_2 -характерных

ТАБЛИЦА 1. Сравнительная характеристика неуглеводородных газов для реализации ВГВ

Агент	Ключевой механизм	Область применения	Ограничения технологии	Инженерная интерпретация
Углекислый газ (CO ₂)	Растворение в нефти, набухание нефти, снижение вязкости и межфазного натяжения; при давлении выше МДС возможно смешиваемое вытеснение	Залежи вязкой и средневязкой нефти, для которых возможно достижение условий смешиваемости либо эффективного несмешиваемого вытеснения при наличии доступного источника CO ₂	Асфальтеновые отложения, коррозионная агрессивность системы CO ₂ – вода, высокие требования к осушке и коррозионной стойкости оборудования, значительные затраты на источник CO ₂	Наиболее эффективный агент по потенциалу вытеснения, однако требует проведения PVT-исследований и оценки риска ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пласта
Азот (N ₂)	Поддержание пластового давления, газовое вытеснение нефти, повышение эффективности использования пластовой энергии	Глубокие и высоконапорные залежи при ограниченной доступности CO ₂ и необходимости поддержания пластового давления	Требование высоких пластовых давлений для реализации смешиваемого вытеснения, ограниченная растворимость в нефти, склонность к раннему прорыву газа	Используется преимущественно как агент поддержания пластового давления, но не обеспечивает эквивалентной эффективности CO ₂ при вытеснении вязкой нефти
Дымовые газы	Поддержание пластового давления и газовое вытеснение нефти; частичное проявление механизмов CO ₂ -вытеснения вследствие растворения углекислого газа в нефти	Удаленные объекты при наличии локального источника дымовых газов и систем их подготовки к закачке	Нестабильность состава, наличие коррозионно-активных примесей, повышенные требования к подготовке и компримированию газа	Применим как компромиссный агент при отсутствии чистого CO ₂ и наличии требований к контролю и стабилизации состава газовой смеси
FAWAG / пено-ВГВ	Регулирование подвижности газовой фазы, выравнивание профиля вытеснения и повышение охвата неоднородного пласта воздействием	Объекты с высокой геологической неоднородностью и наличием высокопроницаемых интервалов, способствующих преждевременному прорыву газа	Использование ПАВ и пенообразователей, требования к совместимости с пластовыми флюидами, устойчивость пенной системы в пористой среде	Перспективное направление развития ВГВ, требующее подтверждения на лабораторном уровне и в условиях опытно-промысловых испытаний

технологий к числу наиболее значимых рисков относятся выпадение асфальтенов, изменение смачиваемости породы, частичная блокировка порового пространства и связанное с этим ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора [7, 9].

Дополнительным ограничивающим фактором являются коррозионные процессы, возникающие при контакте CO₂ с водной фазой. Даже при закачке осушенного газа остаточная вода в пласте и промысловом оборудовании может приводить к образованию коррозионно-активной

среды, содержащей угольную кислоту [22]. В связи с этим оценка перспективности применения ВГВ должна учитывать не только ожидаемый прирост КИН, но и технологические риски, способные ограничить эффективность и экономическую целесообразность внедрения технологии.

Среди современных направлений развития ВГВ особое внимание уделяется гибридным CO₂-технологиям, включая закачку карбонатной воды, которые рассматриваются как способ одновременного повышения нефтеотдачи и увеличения времени

удержания CO₂ в пласте [12]. Для неоднородных коллекторов перспективными считаются пено- и полимер-ассистированные модификации ВГВ (FAWAG), обеспечивающие снижение подвижности газовой фазы и повышение устойчивости фронта вытеснения [20, 23].

По результатам анализа работ [5–7, 9, 10, 15, 17, 20, 22, 23] предложена систематизация рассмотренных неуглеводородных газов и модификаций ВГВ по механизму действия, области рационального применения и технологическим ограничениям (таблица 1).

Результаты российских экспериментальных исследований и гидродинамического моделирования подтверждают необходимость адаптации параметров ВГВ к конкретным геолого-физическим условиям объекта. Эффективность технологии в значительной степени определяется выбором газосодержания водогазовой смеси, продолжительности циклов и режима закачки, которые должны обосновываться данными фильтрационных экспериментов и композиционного моделирования [3–6, 13]. При этом накопленный опыт применения методов увеличения нефтеотдачи показывает, что технологические ограничения связаны не только со свойствами закачиваемого агента, но и с особенностями геологического строения залежи, режимом эксплуатации и возможностями промыслового мониторинга [14, 16, 18].

Таким образом, анализ современного состояния исследований показывает, что эффективность использования ВГВ определяется многофакторным влиянием геологических, термодинамических и технологических условий, что исключает возможность универсального подхода к его применению. В этой связи актуальной задачей является формирование критериальной модели предварительной оценки применимости ВГВ и разработка интегрального показателя, позволяющего учитывать ключевые ограничения и риски технологии.

Нормативное регулирование технологии ВГВ в РФ

В российской практике ВГВ рассматривается как элемент технологической системы разработки месторождения и не может быть ограничено только лабораторной стадией исследований.

В соответствии с ГОСТ Р 53710-2009, устанавливающим требования к проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, технологические решения, включая методы увеличения нефтеотдачи, подлежат обязательному технико-экономическому и технологическому обоснованию

в составе проектной документации [1]. В этой связи применение ВГВ должно увязываться с проектными показателями разработки, включая динамику нефтеотдачи, обводненность, пластовое давление и режимы работы добывающих и нагнетательных скважин.

Действующие «Правила разработки месторождений углеводородного сырья», регламентируют требования к контролю технологических показателей разработки, допустимым отклонениям и организации системы мониторинга [2]. Для ВГВ это означает необходимость формирования расширенной программы контроля, включающей наблюдение за профилем приемистости, газовым фактором, пластовым давлением, составом продукции, а также коррозионным состоянием и возможным ухудшением фильтрационно-емкостных свойств пласта.

При этом нормативная база не содержит универсальных критериев выбора между CO₂, N₂ и дымовыми газами, а также не регламентирует режимы реализации ВГВ на уровне предварительного отбора объектов.

Таким образом, существует методический разрыв между общими проектными требованиями к обоснованию разработки и задачей ранжирования и выбора рациональных режимов ВГВ. Предлагаемая в работе модель направлена на восполнение этого разрыва: она не заменяет проектную документацию, но позволяет на стадии предварительного анализа исключать заведомо неэффективные или технологически неустойчивые варианты до этапов детального моделирования и опытно-промышленных испытаний.

Критериальный подход к оценке применимости ВГВ с неуглеводородными газами

Ключевым условием устойчивости водогазового воздействия является обеспечение баланса между микроскопической эффективностью вытеснения и макроскопическим охватом пласта. При высокой подвижности газовой фазы возрастает риск ее раннего прорыва, тогда как при выраженной геологической

неоднородности фильтрационный поток концентрируется в высокопроницаемых интервалах, что приводит к каналированию и снижению объемной вовлеченности пласта.

В этой связи определяющим параметром устойчивости процесса является соотношение *M* подвижностей вытесняющей и вытесняемой фаз (коэффициент подвижности):

M = (k_rg · μ_o) / (k_ro · μ_g), (1)

где *k_{rg}* и *k_{ro}* – относительные проницаемости газовой и нефтяной фаз; μ_g и μ_o – вязкости газа и нефти соответственно.

При *M* > 1 формируется неустойчивый фронт вытеснения, что обуславливает необходимость использования циклического ВГВ, пенообразующих систем и методов выравнивания профиля приемистости.

Для предварительного сравнения альтернатив водогазового воздействия предлагается использовать индекс применимости *I_{WAG}*. В отличие от традиционной классификации по типу газового агента, этот индекс объединяет физические, геолого-физические и технологические ограничения в единую интегральную шкалу. Такой подход особенно важен для трудноизвлекаемых запасов нефти, поскольку технологическая применимость ВГВ определяется не отдельным фактором, а совокупностью условий, включая пластовое давление, вязкость нефти, степень геологической неоднородности, состав пластового флюида и возможности промыслового мониторинга.

Индекс применимости *k*-го варианта ВГВ

I_WAG,k = ∏_{i=1}^n C_{i,k}^{w_i}, (2)

где *C_{i,k}* – нормированная оценка соответствия варианта *i*-му критерию (0 ≤ *C_{i,k}* ≤ 1); *w_i* – вес критерия.

Мультипликативная форма выбрана исходя из предположения, что критическое ограничение по отдельному параметру, например по асфальтеновому риску или коррозионной активности, не может быть компенсировано положительными значениями других критериев.

ТАБЛИЦА 2. Система критериев и их оценки для расчета индекса применимости ВГВ с неуглеводородными газами

Критерий	Технологическая интерпретация	Высокий балл	Низкий балл
C_M	Контроль соотношения подвижностей вытесняющей и вытесняемой фаз	Стабильный фронт вытеснения, сниженный риск прорыва газа	Неблагоприятное соотношение подвижностей и высокий риск раннего прорыва газа
C_P	Обеспечение давления смешиваемости или требуемого давления закачки	Реализация заданного режима закачки обеспечивается при условии соответствия $P_{пл}$ или $P_{заб}$ требуемому давлению	Требуемое давление смешиваемости не достигается либо обеспечение необходимого давления закачки экономически нецелесообразно
C_G	Доступность источника и стабильность состава газового агента	Обеспечена доступность газового агента, его стабильный состав и необходимая инфраструктура подготовки и закачки	Недостаточная обеспеченность газовым агентом или нестабильность параметров его поставки и состава
C_A	Асфальтеновый риск, связанный с выпадением и осаждением асфальтенов при контакте нефти с CO_2	Не выявлена склонность нефти к выпадению асфальтенов при контакте с CO_2 либо предусмотрены меры предупреждения отложений	Условия эксплуатации соответствуют области термобарической нестабильности асфальтенов
C_{cor}	Коррозионная агрессивность системы CO_2 –вода и риск повреждения оборудования	Обеспечены осушка газа, применение коррозионностойких материалов и ингибиторная защита оборудования	Формирование коррозионно-агрессивной среды в системе CO_2 –вода
C_H	Геологическая неоднородность и охват пласта воздействием	Обеспечен контроль профиля приемистости и ограничено развитие высокопроницаемых каналов фильтрации	Развитие высокопроницаемых каналов приводит к снижению охвата пласта воздействием
C_{mon}	Достаточность системы промыслового мониторинга и управляемость процесса закачки	Доступны данные мониторинга давления, газового фактора, приемистости, состава продукции и коррозионного состояния оборудования	Недостаточный уровень промыслового мониторинга для управления процессом ВГВ

В развернутом виде индекс применимости k -го варианта ВГВ

$$I_{WAG,k} = C_M^{w_M} \cdot C_P^{w_P} \cdot C_G^{w_G} \cdot C_A^{w_A} \cdot C_{cor}^{w_{cor}} \cdot C_H^{w_H} \cdot C_{mon}^{w_{mon}} \quad (3)$$

В развернутой форме критерии отражают следующие параметры: C_M – соотношение подвижностей; C_P – достижение условий смешиваемости или требуемого давления закачки; C_G – доступность и стабильность газового агента; C_A – асфальтеновый риск; C_{cor} – коррозионный риск; C_H – геологическую неоднородность и связанный с ней риск прорыва газа; C_{mon} – достаточность системы промыслового мониторинга.

Нормированные значения критериев C_i задаются в диапазоне от 0 до 1, где 0 соответствует полной непригодности рассматриваемого режима по данному фактору, а 1 – наиболее благоприятным условиям его реализации.

Значения определяются на основе результатов PVT-исследований, лабораторных испытаний, гидродинамического моделирования, геолого-промысловых данных и экспертной оценки.

На основе обобщения литературных данных по механизмам и ограничениям ВГВ с CO_2 , N_2 , дымовыми газами и технологии FAWAG [7–9, 10, 11, 13, 15, 20, 22] сформирована формализованная характеристика указанных критериев и приведена их интерпретация в рамках оценки применимости ВГВ с неуглеводородными газами (таблица 2).

Дополнительно может использоваться индекс ограничивающих рисков $R_{lim,k}$, формируемый на основе нормированных частных оценок рисков $r_{i,k}$.

$$R_{lim,k} = 1 - \prod_{i=1}^m (1 - r_{i,k}) \quad (4)$$

Этот показатель не является альтернативой индексу I_{WAG} , однако позволяет идентифицировать доминирующий ограничивающий фактор, приводящий к снижению применимости технологии, включая асфальтеновые отложения, коррозионные процессы, риск прорыва газа или недостаточность системы промыслового мониторинга.

В таблице 3 представлены критерии, определяющие применимость ВГВ с неуглеводородными газами, на основе анализа и обобщения литературных данных, представленных в работах [5–10, 14, 15, 17, 20, 22, 23].

Приведенные в таблице 3 показатели носят ориентировочный характер и предназначены для предварительной оценки применимости ВГВ. При проектировании конкретного объекта значения критериев

ТАБЛИЦА 3. Количественные показатели и ограничения, учитываемые при оценке применимости ВГВ с неуглеводородными газами

Показатель	Численное значение (диапазон)	Инженерная интерпретация
Прирост КИН	Дополнительный КИН обычно составляет 5–10 %, а в отдельных проектах достигает 20 % от начальных геологических запасов [10]	Эффективность ВГВ определяется геолого-физическими условиями и параметрами реализации технологии
Точка начала выпадения асфальтенов	Давление начала выпадения асфальтенов – 12,6 МПа; содержание осадка увеличивается с 3,12 до 35,06 % при росте давления от 10,0 до 12,6 МПа [17]	Рабочие давления могут попадать в область выпадения асфальтенов и ухудшения фильтрационно-емкостных свойств пласта
Скорость коррозии в системе CO_2 –вода	Скорость коррозии углеродистой стали может составлять от единиц до десятков мм/год в зависимости от условий среды [22]	Требуются осушка газа, ингибиторная защита и применение коррозионностойких материалов
Относительная эффективность режимов ВГВ с CO_2 и непрерывного CO_2	ВГВ с CO_2 обеспечивает более высокий коэффициент охвата пласта и удержания CO_2 по сравнению с его непрерывной закачкой [15]	Выбор режима определяется балансом между КИН, охватом пласта и удержанием CO_2
Целевые функции оптимизации (КИН, NPV, объем закачанного и удержанного CO_2)	Оптимизация осуществляется по нескольким целевым функциям: добыча нефти, NPV проекта, объем закачанного и удержанного CO_2 [14]	Проектирование ВГВ требует учета как добычных показателей, так и технологических ограничений

должны уточняться по результатам исследований термобарических свойств пластовых флюидов (PVT-исследования), фильтрационных экспериментов на керновом материале и гидродинамического моделирования.

Их анализ показывает, что эффективность технологии не может оцениваться исключительно по ожидаемому приросту нефтеотдачи. Наряду с факторами, способствующими повышению коэффициента извлечения нефти, существенное влияние на результат оказывают технологические ограничения и риски, связанные с возможным ухудшением фильтрационно-емкостных свойств пласта, коррозионным воздействием на оборудование и снижением управляемости процесса.

Таким образом, разработанная система критериев и интегральный индекс применимости I_{WAG} формируют основу для формализованной оценки вариантов ВГВ с неуглеводородными газами. Полученные зависимости позволяют учитывать совокупность геолого-физических и

технологических факторов при предварительном выборе режима воздействия. Разработанный подход формирует основу для последующей апробации предложенного индекса применимости I_{WAG} на модельных и промысловых данных.

Для верификации внутренней логики предложенной модели рассмотрены три типовых сценария, отражающие характерные условия реализации ВГВ. Эти сценарии не подменяют промысловую валидацию, композиционное моделирование или опытно-промышленные испытания, а используются как упрощенные инженерные ситуации, позволяющие продемонстрировать принцип ранжирования вариантов водогазового воздействия на предпроектной стадии.

В базовом варианте расчета весовые коэффициенты приняты равными для критериев C_M , C_P , C_G , C_A , C_{cor} , C_H , C_{mon} , за исключением случаев, когда отдельный риск является доминирующим и требует экспертной корректировки весов. В практических приложениях значения весовых коэффициентов

подлежат уточнению на основе экспертной оценки и данных пилотного участка.

На основе анализа работ [5–10, 15, 17, 20, 22, 23] были сформированы расчеты по предложенной критериальной модели (таблица 4).

Представленные индексы являются демонстрационными экспертными оценками для типовых сценариев и не могут рассматриваться как нормативные пороговые значения. При практическом применении модели на конкретном месторождении значения критериев должны определяться на основе данных PVT-исследований, керновых экспериментов, истории разработки, профиля приемистости и результатов гидродинамического моделирования.

Для обеспечения воспроизводимости сценарного ранжирования на основе критериев таблицы 2 и литературных ориентиров [5–10, 15, 17, 20, 22, 23] в таблице 5 приведены исходные нормированные оценки критериев и принятая схема весовых коэффициентов, использованные при расчете индекса I_{WAG} . Нормированные значения находятся в

ТАБЛИЦА 4. Ранжирование вариантов ВГВ с неуглеводородными газами по сценарным условиям с использованием индекса I_{WAG}

Сценарий	Основная проблема	Рассматриваемый режим	IWAG	Инженерная интерпретация
1А. Вязкая нефть, $R_{пл} \geq \text{МДС } CO_2$	Ограниченная подвижность нефти, необходимость высокой микроскопической эффективности	ВГВ с CO_2	0,76	Приоритетный вариант при контроле асфальтенового риска и коррозионных процессов
1Б. Вязкая нефть, $R_{пл} \geq \text{МДС } CO_2$	Низкая растворимость N_2 в нефти	ВГВ с N_2	0,48	Ограниченно применим: обеспечивает поддержание давления, но уступает CO_2 по эффективности вытеснения
2А. Глубокий низкопроницаемый объект	Ограниченность источника CO_2 и высокое пластовое давление	ВГВ с N_2	0,67	Условно применим как агент поддержания давления при контроле риска прорыва газа
2Б. Глубокий низкопроницаемый объект	Риск асфальтеновых отложений при контакте с CO_2	ВГВ с CO_2	0,58	Требуется PVT-исследований и лабораторной оценки стабильности нефти к CO_2
3А. Зрелый неоднородный пласт	Формирование каналов фильтрации и ранний прорыв газа	FAWAG / ВГВ с дымовыми газами	0,70	Рациональный комбинированный вариант при необходимости регулирования подвижности газа
3Б. Зрелый неоднородный пласт	Недостаточный профильный контроль	ВГВ с CO_2	0,61	Применим при условии предварительного профилирования приемистости и оптимизации циклов закачки

диапазоне от 0 до 1 и отражают демонстрационную экспертную параметризацию типовых условий, а не результаты промысловой валидации. Вектор критериев приведен в следующей последовательности: контроль соотношения подвижностей; достижение условий

смешиваемости или требуемого давления закачки; доступность газового агента; асфальтеновый риск; коррозионная устойчивость; геологическая неоднородность и охват пласта; достаточность системы промыслового мониторинга. При проектировании конкретного объекта значения критериев и

весовые коэффициенты подлежат уточнению на основе данных PVT-исследований, керновых экспериментов, гидродинамического моделирования и промысловой статистики. Анализ первого сценария показывает, что ВГВ с CO_2 характеризуется наибольшим

ТАБЛИЦА 5. Результаты расчета индекса применимости I_{WAG} для сценарных условий ВГВ

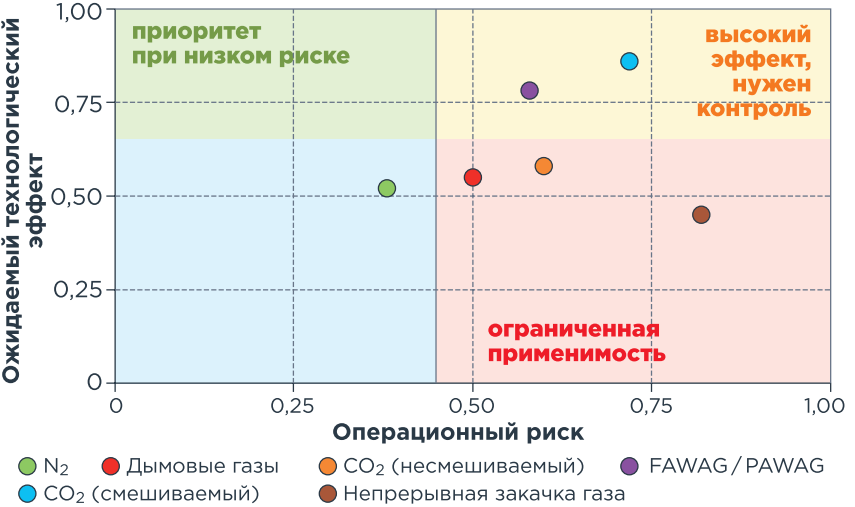
Сценарий и режим	Вектор нормированных оценок C_i	Весовая схема	IWAG
1А. Вязкая нефть, ВГВ с CO_2	$C_M = 0,78; C_P = 0,88; C_G = 0,82; C_A = 0,62; C_{cor} = 0,68; C_H = 0,78; C_{mon} = 0,82$	$w_i = 1/7$	0,76
1Б. Вязкая нефть, ВГВ с N_2	$C_M = 0,32; C_P = 0,20; C_G = 0,75; C_A = 0,95; C_{cor} = 0,90; C_H = 0,30; C_{mon} = 0,55$	$w_i = 1/7$	0,48
2А. Глубокий низкопроницаемый объект, ВГВ с N_2	$C_M = 0,50; C_P = 0,72; C_G = 0,78; C_A = 0,90; C_{cor} = 0,82; C_H = 0,42; C_{mon} = 0,65$	$w_i = 1/7$	0,67
2Б. Глубокий низкопроницаемый объект, ВГВ с CO_2	$C_M = 0,55; C_P = 0,65; C_G = 0,48; C_A = 0,53; C_{cor} = 0,60; C_H = 0,63; C_{mon} = 0,70$	$w_i = 1/7$	0,58
3А. Зрелый неоднородный пласт, FAWAG / ВГВ с дымовыми газами	$C_M = 0,66; C_P = 0,70; C_G = 0,65; C_A = 0,82; C_{cor} = 0,58; C_H = 0,80; C_{mon} = 0,76$	$w_i = 1/7$	0,70
3Б. Зрелый неоднородный пласт, CO_2 -WAG	$C_M = 0,50; C_P = 0,70; C_G = 0,72; C_A = 0,62; C_{cor} = 0,62; C_H = 0,45; C_{mon} = 0,72$	$w_i = 1/7$	0,61

ТАБЛИЦА 6. Сопоставление результатов по *Sumatera Light Oilfield* [8] с критериальным подходом индекса I_{WAG}

Элемент	Данные и результат	Интерпретация для критерия I_{WAG}
Объект и метод	<i>Sumatera Light Oilfield</i> ; численное моделирование несмешиваемого ВГВ с CO_2 в <i>CMG WINPROP</i> и <i>GEM</i>	Кейс соответствует задаче предварительного выбора режима ВГВ до стадии промышленной реализации
Сравниваемые режимы	Соотношения CO_2 – вода: 1:1, 2:1 и 1:2	Изменение соотношения фаз приводит к изменению условий подвижности, охвата и поддержания давления
Опубликованный результат	Максимальный прирост КИН 35,24 % при 1:2; 19,52 % при 1:1; 1,49 % при 2:1	Наибольшая эффективность достигается при увеличении доли водной фазы, обеспечивающей более устойчивый профиль вытеснения и улучшение охвата пласта
Вывод для критериального подхода	Сценарное ранжирование режимов	Подтверждается необходимость учета критериев C_M, C_P и C_H при формировании индекса I_{WAG}

значением индекса применимости при условии достижения смешиваемости и контролируемого уровня технологических осложнений. В случае если давление начала выпадения асфальтенов находится в рабочем диапазоне, высокий потенциал CO_2 трансформируется в технологический риск, что приводит к снижению интегральной оценки за счет критерия C_A . Во втором сценарии преимущество смещается в сторону ВГВ с N_2 . Полученный результат не свидетельствует о более высокой эффективности азота по механизму вытеснения по сравнению с CO_2 , а отражает ограниченность применения CO_2 при дефиците источника газа и высоких пластовых давлениях. В этих условиях азот может рассматриваться как более устойчивый вариант для поддержания пластового давления и организации пилотного режима. Таким образом, наблюдается различие между физическим потенциалом газового агента и его инженерной применимостью в конкретных геолого-технологических условиях. Третий сценарий показывает, что для зрелых неоднородных коллекторов ключевым ограничивающим фактором становится не состав газового агента, а снижение макроскопического охвата пласта. В таких условиях стандартный ВГВ с CO_2 требует дополнительной оптимизации, включающей регулирование

РИСУНОК 1. Инженерная карта выбора режима ВГВ по соотношению технологического эффекта и операционного риска



профиля приемистости, применение пенных систем, изменение длительности циклов закачки и перераспределение объемов закачки между скважинами. Для снижения риска исключительно экспертной интерпретации предложенный критериальный подход дополнительно сопоставлен с опубликованным кейсом *Sumatera Light Oilfield*. В работе [8] ВГВ с CO_2 рассматривался как несмешиваемый процесс для трех вариантов соотношения CO_2 – вода: 1:1, 2:1 и 1:2. Расчеты выполнялись с использованием программных комплексов *CMG WINPROP* и *GEM*, что делает этот кейс репрезентативным для проверки логики предварительного выбора режимов ВГВ. В этом случае сопоставляются не

абстрактные типы газовых агентов, а технологические режимы с различным соотношением газовой и водной фаз. В рамках настоящего исследования этот пример используется не для проверки согласованности универсальных пороговых значений индекса I_{WAG} , а как независимое литературное сопоставление логики принятия инженерных решений. При корректной постановке критериев подвижности, поддержания давления и охвата модель должна ранжировать варианты ВГВ таким образом, чтобы предпочтение отдавалось режимам, обеспечивающим устойчивость фронта вытеснения и минимизацию риска раннего прорыва газовой фазы, а не максимизацию объема закачиваемого газа.

РИСУНОК 2. Алгоритм предварительной оценки применимости ВГВ с неуглеводородными газами на основе критерия I_{WAG}



По опубликованным результатам численного моделирования ВГВ с CO₂ [8] составлена таблица 6. Сопоставление с опубликованным кейсом показывает, что предложенный индекс не может рассматриваться как замена гидродинамического моделирования и должен использоваться в качестве предварительного выбора режимного решения. В приведенном примере более высокий результат обусловлен не максимальной долей CO₂, а оптимальным соотношением газовой и водной фаз, обеспечивающим более устойчивый режим вытеснения. Таким образом, при выборе режима ВГВ необходимо учитывать не только потенциальную смешиваемость, но и управляемость фронта вытеснения, пластовое давление, соотношение подвижностей и риск раннего прорыва газовой фазы.

Для обобщения результатов сценарного анализа и сопоставления с известными данными построена инженерная карта выбора режима ВГВ (рисунок 1). Карта отражает положение основных вариантов водогазового воздействия в координатах ожидаемого технологического эффекта и уровня операционного риска. Такой подход позволяет визуализировать область рационального применения различных газовых агентов и определить случаи, в которых высокий потенциал нефтеотдачи сопровождается повышенными требованиями к контролю технологических осложнений. Предлагаемый критериальный подход используется в качестве предварительного этапа перед проведением детального гидродинамического моделирования. На первом шаге формируется исходная

информационная база, включающая PVT-данные, характеристики нефти и газа, фильтрационно-емкостные свойства коллектора, показатели геологической неоднородности, текущую обводненность, газовый фактор и состояние фонда скважин. Далее выполняется проверка нормативно-проектной допустимости изменения системы разработки и формируется набор рассматриваемых режимов, включая ВГВ с CO₂, ВГВ с N₂, ВГВ с дымовыми газами, FAWAG и их комбинации.

На следующем этапе выполняется оценка ограничивающих критериев. В случае недостижимости МДС CO₂ рассматривается как несмешиваемый агент. При попадании давления начала выпадения асфальтенов в рабочий диапазон режим ВГВ с CO₂ требует дополнительной лабораторной верификации и разработки компенсирующих мероприятий. При наличии системы CO₂ – вода дополнительно оценивается коррозионная устойчивость оборудования. После нормирования критериев рассчитывается индекс I_{WAG} и выполняется ранжирование рассматриваемых схем закачки.

Предложенный алгоритм (рисунок 2) не заменяет гидродинамическое моделирование, однако позволяет на предварительной стадии исключить заведомо неустойчивые технологические решения. Это особенно важно для ТриЗ, где некорректный выбор газового агента может приводить не только к снижению нефтеотдачи, но и к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств пласта и осложнениям в эксплуатации фонда скважин.

Полученные результаты свидетельствуют о том, что ВГВ с неуглеводородными газами следует рассматривать не как универсальный метод повышения нефтеотдачи, а как технологический режим с ограниченной областью применимости. Углекислый газ CO₂ характеризуется наибольшим физико-химическим потенциалом вытеснения, однако одновременно предъявляет повышенные требования к PVT-анализу, контролю асфальтеновых отложений и коррозионной защите оборудования. Азот N₂ является более технологически простым агентом поддержания давления, однако его эффективность

ограничена при высоковязкой нефти и недостижимости условий смешиваемости. Дымовые газы занимают промежуточное положение, при этом требуют стабилизации состава и дополнительной подготовки перед закачкой.

Преимущество предложенного критерия I_{WAG} заключается в том, что он позволяет учитывать не только ожидаемый прирост КИН, но и причины потенциальной неэффективности технологии. При значении одного или нескольких критериев, близком к нулю (например, отсутствие источника газа или недостаточность коррозионной защиты), высокий потенциал вытеснения не должен автоматически интерпретироваться как основание для внедрения технологии.

Вместе с тем предложенный подход имеет ограничения. Индекс I_{WAG} не заменяет фазовое моделирование, расчет давления смешиваемости, лабораторные исследования на керновом материале, композиционное гидродинамическое моделирование, анализ промышленной безопасности и экономическую оценку. Его основное назначение заключается в предварительном ранжировании режимов и формировании требований к исходным данным на стадии подготовки пилотного проекта. Дальнейшее развитие подхода может быть связано с калибровкой весовых коэффициентов на основе базы промысловых проектов ВГВ, а также с расширением модели за счет включения экономических показателей, углеродного следа и вероятностной оценки рисков.

Заключение

Проведенный анализ показал, что применение ВГВ с неуглеводородными газами при разработке ТриЗ требует перехода от качественного описания агентов к формализованной оценке их применимости с учетом смешиваемости, подвижности фаз, неоднородности пласта, асфальтено-коррозионных рисков и возможностей мониторинга.

Предложен индекс I_{WAG} , позволяющий на предпроектной стадии выполнять сравнительную оценку и ранжирование режимов ВГВ с CO₂, ВГВ с N₂, дымогазовых

и комбинированных технологий. Мультипликативная структура индекса отражает критический характер ограничивающих факторов, не компенсируемых преимуществами по другим критериям.

Сценарный анализ и сопоставление с промысловым кейсом подтвердили корректность предложенного подхода и показали, что выбор режима определяется не максимизацией доли газа, а балансом между эффективностью вытеснения и технологическими ограничениями. Предложенный подход может использоваться как инструмент предварительного отбора вариантов ВГВ до этапа детального гидродинамического моделирования. ●

Литература

- ГОСТ Р 53710-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки. – Введ. 2010-07-01. – Москва : Стандартинформ, 2010. – 53 с.
- Приказ Минприроды России, Роснедр от 17.03.2025 № 110/02 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья».
- Вафин Т.П. Совершенствование технологий водогазового воздействия на пласт на нестационарном режиме: дис. ... канд. техн. наук. – Бугульма, 2016. – 122 с.
- Зацепин В.В. Технологические основы водогазового воздействия на пласты с трудноизвлекаемыми запасами нефти в низкопроницаемых коллекторах: дис. ... докт. техн. наук. – Бугульма, 2017. – 354 с.
- Андреева А.И., Афанасьев А.А. Сравнение оптимальных режимов водогазового воздействия в рамках одномерной и двумерной постановок задачи фильтрации // Вычислительная механика сплошных сред. 2022. Т. 15. № 3. С. 253–262. DOI: 10.7242/1999-6691/2022.15.3.19.
- Дроздов Н.А. Фильтрационные исследования на кернах и насыпных моделях Уренгойского месторождения для определения эффективности водогазового воздействия на пласт при извлечении конденсата из низконапорных коллекторов и нефти из нефтяных оторочек // Записки Горного института. 2022. Т. 257. С. 783–794. DOI: 10.31897/PMI.2022.71.
- Abdulsada J. A., Chen H., Wei B., Zhang D., Fan Y., Ren Y. A mini-review of water-alternating-CO₂ injection process and derivations for enhanced oil recovery and CO₂ storage in subsurface reservoirs // Petroleum. 2025. Vol. 11. No. 4. P. 410–421. DOI: 10.1016/j.petlm.2025.07.001.
- Abdurrahman M., Hidayat F., Husna U. Z., Arsal A. Determination of optimum CO₂ water alternating gas (CO₂-WAG) ratio in Sumatera Light Oilfield // Materials Today: Proceedings. 2021. Vol. 39. P. 970–974. DOI: 10.1016/j.matpr.2020.04.495.
- Afzali S., Rezaei N., Zendeheboudi S. A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) injection // Fuel. 2018. Vol. 227. P. 218–246. DOI: 10.1016/j.fuel.2018.04.015.
- Belazreg L., Mahmood S. M. Water alternating gas incremental recovery factor prediction and WAG pilot lessons learned // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2020. Vol. 10. No. 2. P. 249–269. DOI: 10.1007/s13202-019-0694-x.
- Bui D., Nguyen S., Ampomah W., Acheampong S. A., Hama A., Amosu A., Koray A.-M., Appiah Kubi E. A Comparison of Water Flooding and CO₂-EOR Strategies for the Optimization of Oil Recovery: A Case Study of a Highly Heterogeneous Sandstone Formation // Gases. 2025. Vol. 5. No. 1. Article 1. DOI: 10.3390/gases5010001.
- Chen K., Zhang J.-R., Xu S.-Y., Yin M.-Z., Zhang Y., Zhao Y.-C., Song Y.-C. Review of carbonated water injection as a promising technology to enhance oil recovery in the petroleum industry: challenges and prospects // Petroleum Science. 2024. Vol. 21. No. 6. P. 4100–4118. DOI: 10.1016/j.petsci.2024.07.009.
- Cherepovitsyn A., Fedoseev S., Tsvetkov P., Sidorova K., Kraslawski A. Potential of Russian Regions to Implement CO₂-Enhanced Oil Recovery // Energies. 2018. Vol. 11. Article 1528. DOI: 10.3390/en11061528.
- Ding S., Wen F., Wang N. Multi-objective optimization of CO₂ enhanced oil recovery and storage processes in low permeability reservoirs // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2022. Vol. 121. Article 103802. DOI: 10.1016/j.ijggc.2022.103802.
- Hussain M. et al. Optimizing Oil Recovery: A Sector Model Study of CO₂-Water-Alternating-Gas and Continuous Injection Technologies // Processes. 2025. Vol. 13. No. 3. Article 700. DOI: 10.3390/pr13030700.
- Li D., Saraji S., Jiao Z. An experimental study of CO₂ injection strategies for enhanced oil recovery and geological sequestration in a fractured tight sandstone reservoir // Geoenergy Science and Engineering. 2023. Vol. 230. Article 212166. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212166.
- Liu Y., Fu M. The Difference in Damage to Low-Permeability Reservoirs by Different Injection Methods of CO₂ Flooding // Processes. 2023. Vol. 11. No. 12. Article 3260. DOI: 10.3390/pr11123260.
- Muggeridge A. et al. Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits // Philosophical Transactions of the Royal Society A. 2014. Vol. 372. Article 20120320. DOI: 10.1098/rsta.2012.0320.
- Rawat A. et al. Experimental analysis of sequential water alternating CO₂ gas injection for enhancing oil recovery in X-field sandstone reservoir of Cambay basin // Scientific Reports. 2025. Vol. 15. Article 21238. DOI: 10.1038/s41598-025-01746-0.
- Ribeiro J. A. E., Oliveira J. A. C., Oliveira L. M. et al. Technological advances and operational challenges of the FAWAG (Foam-Assisted Water Alternating Gas) method in enhanced oil recovery: a comprehensive review of principles, applications and future perspectives // Geoenergy Science and Engineering. 2026. Vol. 257. Article 214206. DOI: 10.1016/j.geoen.2025.214206.
- Shafiei M., Rahmaniard H., Ghasemi M., Rezaei N. A comprehensive review direct methods to overcome the limitations of gas injection during the EOR process // Scientific Reports. 2024. Vol. 14. Article 7468. DOI: 10.1038/s41598-024-58217-1.
- Wang Z. M., Song G.-L., Zhang J. Corrosion Control in CO₂ Enhanced Oil Recovery From a Perspective of Multiphase Fluids // Frontiers in Materials. 2019. Vol. 6. Article 272. DOI: 10.3389/fmats.2019.00272.
- Yegane M. M. et al. Polymer-Assisted-Water-Alternating Gas for Improved CO₂ EOR in Carbonate Cores // EAGE Annual Conference & Exhibition. 2023. DOI: 10.3997/2214-4609.202331048.

KEYWORDS: water-alternating-gas injection, enhanced oil recovery, hard-to-recover oil reserves, carbon dioxide injection, nitrogen injection, flue gas injection, miscible displacement, asphaltene precipitation, corrosion risk assessment, technology applicability criteria.



Нейросеть для ускоренного реагирования на пожары в ТЭК

Специалисты РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина создали систему на основе искусственного интеллекта, которая в десять раз ускоряет реагирование на возгорания на объектах топливно-энергетического комплекса. Ранее нейросети в сфере промышленной безопасности применялись только для бинарного определения наличия огня, новый подход предполагает осмысленный анализ происшествия. Система обрабатывает изображения с камер видеонаблюдения и присваивает каждому событию класс опасности. В результате испытаний время реакции оператора сократилось с одной-двух минут до десяти секунд. В основе решения лежит визуально-лингвистическая модель, которая одновременно анализирует изображение и формирует его текстовое описание. Алгоритм не просто сообщает о факте пожара, а определяет тип инцидента, степень угрозы и перечень необходимых действий для персонала. Нейросеть отфильтровывает ложные срабатывания и выдает подробное заключение только по реальной угрозе. Благодаря этому специалисту не требуется самостоятельно просматривать малозначимые уведомления.

Пятиметаллический катализатор

Исследователи из Южного федерального университета, Сколтеха, Института катализа СО РАН и МГТУ им. Н. Баумана синтезировали катализатор на основе пяти металлов. Материал ориентирован на использование в низкотемпературных водородных топливных элементах. В его состав входят платина, палладий, медь, никель и кобальт. Пятиметаллические катализаторы особенно перспективны для низкотемпературных топливных элементов с протонообменной мембраной. Химики ЮФУ разработали методику получения пятикомпонентных металлических наночастиц малого размера, равномерно распределенных по углеродному носителю. В качестве носителя использовалась высокодисперсная углеродная сажа. Ученые впервые в реальном времени проследили за поведением наночастиц такого сплава при нагреве от 300 до 600 °C и установили, что при температуре выше 400 °C структура сплава начинает перестраиваться, а его поверхность обогащается платиной, отвечающей за скорость реакции. При нагреве до 600 °C около 75 % всех атомов платины оказывается в верхнем слое наночастиц. Катализатор, обработанный при 350 °C, после 10 тыс. циклов работы потерял 22 % активности.

Формулы экономии бензина от российских ученых

Специалисты Новгородского государственного университета совместно с коллегами из Санкт-Петербургского и Российского государственного аграрного университетов доработали математические выражения для прогнозирования детонации в бензиновых силовых агрегатах. Топливо-воздушная смесь, сгорающая в цилиндре, бывает трех типов. Стехиометрическая предполагает столько бензина, сколько нужно для полного сгорания кислорода из воздуха, богатая смесь содержит больше топлива, чем требуется, дает прирост мощности, но увеличивает расход, бедная – имеет избыток воздуха и недостаток бензина, она экономичнее и меньше подвержена детонации. Современные двигатели все чаще переводят на бедные смеси ради экономии топлива. Исследователи ввели в существующую формулу два параметра: коэффициент избытка воздуха и турбулизацию заряда. В результате появились новые формулы для бензина с октановыми числами 92 и 100. Новые формулы действуют именно в том диапазоне бедных смесей, где старые расчеты ошибались: при содержании воздуха на 20 – 80 % больше идеальной пропорции. Теперь можно точно определять условия, при которых детонации не будет, что позволяет экономить топливо и проектировать более мощные и надежные двигатели без лишних расходов.

Новый метод оценки энергоэффективности нефтяных насосов

Ученые Пермского национального исследовательского политехнического университета разработали экспресс-метод оценки энергоэффективности электроприводных центробежных насосов, применяемых при добыче нефти. По данным разработчиков, точность метода достигает 99 %. По мере разработки нефтяных месторождений дебит скважин снижается, однако насосное оборудование зачастую продолжает работать в режиме, рассчитанном на более высокую производительность. Это приводит к росту удельных затрат электроэнергии на добычу углеводородов. Разработанный метод использует всего три показателя: частоту вращения насоса, время его работы в течение суток и желаемый объем добычи. На их основе можно быстро вычислить, сколько нефти удастся добыть и сколько электроэнергии для этого потребуется. Сокращение количества исходных параметров позволяет применять метод для оперативного принятия решений непосредственно на промысле. В рамках исследования специалисты провели математический эксперимент и вывели математическую зависимость, позволяющую оценивать энергоэффективность установки при различных режимах эксплуатации. Точность метода достигает 99 %.

Топливная смесь из угольной смолы и отходов шин

Специалисты Томского политехнического университета предложили применять в качестве топлива комбинацию обводненной угольной смолы и жидких продуктов переработки отработанных шин. Такая смесь воспламеняется быстрее и образует меньше вредных выбросов. При совместном сжигании два сложных побочных продукта превращаются в более эффективное топливо. Важную роль в этом процессе играют кислородсодержащие соединения угольной смолы, которые снижают температуру начала активного окисления, сокращают время задержки воспламенения и интенсифицируют образование паров. Исследователи изучили смесь жидких углеводородов, полученных из отработанных крупногабаритных шин и обводненной смолы коксования. Долю смолы меняли от 2,5 до 40 % по объему. Отдельные капли сжигали при температуре 600 – 800 °C. Добавление обводненной угольной смолы сокращает время воспламенения. Для смеси с 40 % угольной смолы этот показатель сокращался до 40 % при температуре 600 °C и до 75 % при 800 °C. При увеличении доли смолы топливная смесь также сгорала полнее. Выбросы угарного газа и оксида азота снижались до 50 % в зависимости от количества добавленной смолы.

Ученые увеличили мощность твердооксидных топливных элементов в восемь раз

Ученые Уральского федерального университета в восемь раз повысили мощность твердооксидных топливных элементов, которые преобразуют химическую энергию водорода в электричество. Они изменили конструкцию анода – компонента высокотемпературных электрохимических ячеек, что повысило электрохимическую активность топливного электрода более чем в 20 раз. Испытания обновленного анода продемонстрировали, что он работает не менее 500 ч без заметной потери эффективности. Мощность топливного элемента увеличилась до 450 мВт/см² при температуре 800 °C. Исследователи использовали два метода ускорения реакции. К аноду, который пропитали микроскопическими частицами никеля и оксида церия, способствующими более быстрому расщеплению водорода и отдаче электронов, была прикреплена проводящая серебряная сетка, собирающая электрический ток. В результате элемент заработал в восемь раз мощнее, а анод сохранил целостность в течение 500 ч работы. Состав основного материала при этом остался одинаковым по всему объему без изменений.





Участники выставки
Нефтегаз-2026



Участники выставки
Нефтегаз-2026



Стенд компании Атисс
на выставке Нефтегаз-2026



Участники выставки Нефтегаз-2026



Участники выставки
Нефтегаз-2026



Участники выставки
Нефтегаз-2026



Посетители выставки
Нефтегаз-2026



Стенд компании Panam
на выставке Нефтегаз-2026



Участники ННФ 2026



Участники выставки
Нефтегаз-2026



Стенд компании Erst Vak
на выставке Нефтегаз-2026



Участники выставки
Нефтегаз-2026



Посетители выставки
Нефтегаз-2026



Участники выставки
Нефтегаз-2026



Участники
выставки
Нефтегаз-2026



Стенд компании
Экохимприбор на выставке
Нефтегаз-2026



Стенд компании Ризур
на выставке Нефтегаз-2026



Стенд компании Xintai
на выставке Нефтегаз-2026



Посетители выставки
Нефтегаз-2026



А. Новак

Главное, что Россия предлагает рынку вместе с ресурсами, – надежность



С. Цивилев

Россию и Китай связывает многолетнее стратегическое партнерство, энергетика занимает в этом взаимодействии особое место



В. Алекперов

Мы принимаем все исчерпывающие меры, чтобы заводы работали



Д. Мелони

Нет смысла покупать энергоносители за рубежом, когда мы можем производить их здесь, в Италии



А.-К. Итконен

Нормы ЕС предусматривают возможность снизить требуемый уровень запасов



И. Сечин

Сегодня Китай – единственная промышленная сверхдержава, контролирующая около 30 % мирового объема промышленного производства



То Лам

Экономическое и торговое сотрудничество стало ведущим направлением... сотрудничество в области энергетики – стратегическим прорывным направлением



П. Мадьяр

Я хочу видеть в семилетнем бюджете ЕС подкрепленные цифрами предложения по поддержке компаний в Центральной Европе, по содействию в отказе от российских газа и нефти



Д. Пикетто-Фратин

Мы не можем допустить, чтобы процедуры, имеющие стратегическое значение для энергетической безопасности страны, годами оставались без решения

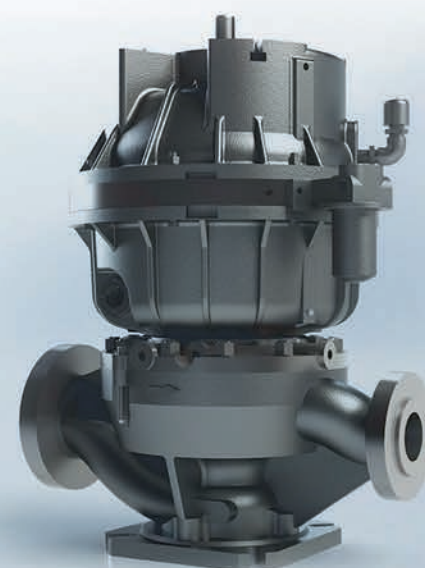


ВАРТЕЕС LTD

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



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

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

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

www.calt11.com

VITZRO CELL

с 1987 года

Vitzrocell – ведущий мировой поставщик решений на основе литиевых первичных батарей. Мы гордимся нашей продукцией, в частности, высокотемпературными батареями, которые находят применение в таких сферах, как наклонно-направленное бурение (M/LWD), внутритрубная инспекция (PIG), мониторинг резервов добывающих скважин и океанографические приборы.



Приобретение 100% доли участия канадской компании «Innova Power Solutions Inc.» (октябрь 2025 г.)



БЕЗОПАСНОСТЬ:

- повышенная ударопрочность и вибрационное сопротивление
- компактность и надежность
- соблюдение необходимых мер безопасности при производстве батарей



ТЕХНИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ:

- проведение испытаний
- проведение полевых работ и подготовка отчетов
- инженерная поддержка



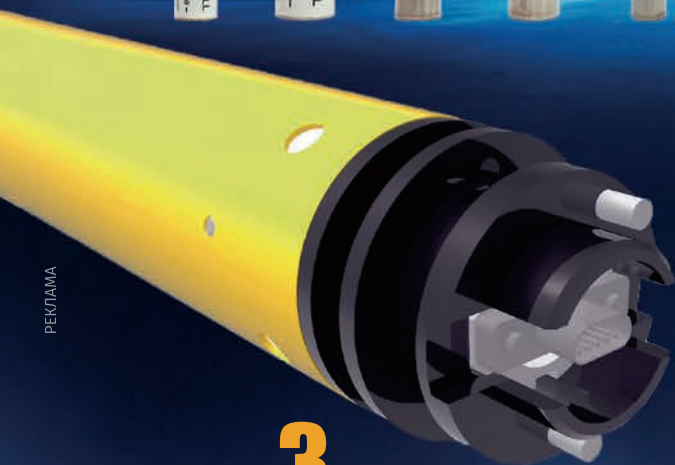
ПРЕИМУЩЕСТВА:

- надежный испытательный центр
- вертикально интегрированные производственные процессы
- наличие сертификатов взрывозащиты ATEX / ISO9001 / 14001/ RoHS / UL / Trans. Certi.



МОДЕЛЬНЫЙ РЯД:

- 10 моделей для MWD и LWD
- 3 модели для PIG & subsea
- индивидуальные модели батарей MWD / LWD / PIG



РЕКЛАМА

50 СТРАН 250 КЛИЕНТОВ

В настоящее время компания Vitzrocell сотрудничает с более чем 250 партнерами в 50 странах и продолжает активно расширять свое мировое присутствие

3 миллиарда

На данный момент Vitzrocell произвела и поставила более 3 миллиардов батарей своим клиентам во всем мире

2-е место в мире

85% доля на корейском рынке литиевых первичных батарей. Более 80% выручки приходится на экспорт

15 миллионов

С 2002 года было выпущено более 15 миллионов высокотемпературных батарей

Наши официальные партнеры в РФ:

ООО НПО «Свободная Энергия»

г. Томск

Высокотемпературные элементы и батареи

Tel: +7 3822 555-777

E-mail: info@freepower.pro, gerulsky@freepower.pro

ООО «ОНЛИТ»

г. Новосибирск

Высокотемпературные элементы и батареи

Tel: +7 903 268-82-88

E-mail: office@onlit.ru

ООО «Геолит»

г. Нижневартовск

Высокотемпературные элементы и батареи

Tel: 8(3466)313133

E-mail: mwd_batt@mail.ru

ООО «АК Бустер»

г. Санкт-Петербург

Высокотемпературные и низкотемпературные первичные литиевые элементы

Tel: +7 812 380-74-38

E-mail: ak@buster-spb.ru



www.youtube.com/vitzrocell

www.vitzrocell.com

VITZRO CELL