



ШТОКМАНОВСКОЕ
ГКМ

КОВЫКТИНСКОЕ
ГКМ

ТРАНСПОРТИРОВКА
И ХРАНЕНИЕ
ВОДОРОДА

Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

9 [129] 2022

РЫНОК СПГ



Входит в перечень ВАК

IT'S HIGH LIFE

ВИДОВЫЕ КВАРТИРЫ НА САДОВОМ

Первым шагом на пути создания новой городской легенды стал HIGH LIFE Летниковская 11 от ГК «Пионер». Устремленные ввысь и искрящиеся на солнце башни из стекла и бетона создают образ лаконичной и прогрессивной архитектуры.

Квартиры на набережной с видовыми эркерами и невероятными видами, словно бросают вызов всему привычному.



HIGH LIFE
ЛЕТНИКОВСКАЯ 11



В проекте представлено 2 вида дизайнерской отделки: ART и FUSION, а также WHITE BOX.

Нам важно, чтобы приятные мелочи стали частью вашей обычной жизни, поэтому для жителей HIGH LIFE Летниковская 11 будет доступна клубная инфраструктура с частным кинозалом, бьюти-зоной, фитнес-залом для личных занятий с тренером.



ФИНАНСИРОВАНИЕ
СТРОИТЕЛЬСТВА

Реклама. Застройщик АО «СЗ»ЛАЙФ ПАВЕЛЕЦКАЯ». Проектная декларация на наш.дом.рф.
*Высшее общество. Подробности на сайте: www.highlife.ru



Развитие нормативной базы в части субсидирования строительства объектов производственно-сбытовой инфраструктуры СПГ в РФ



14

Методика укрупненной технико-экономической оценки освоения нефтегазовых месторождений



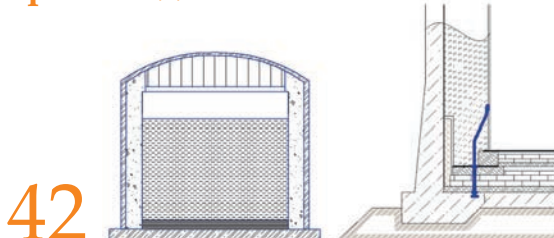
26

Сейсмичность при разработке месторождений углеводородов



32

Определение оптимальной толщины теплоизоляционного слоя резервуара для хранения СПГ при крупнотоннажном производстве



42

Эпохи НГК

4

РОССИЯ *Главное*

Восемь лет по пути импортозамещения 6

Главное управление Северного морского пути 8

События

10

Первой строчкой

12

РЫНОК

Развитие нормативной базы в части субсидирования строительства объектов производственно-сбытовой инфраструктуры СПГ в РФ 14

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Цифровые решения для строительства промышленных объектов от компании ПЕРМЬТЕХСПЕЦ 24

ЭКОНОМИКА

Методика укрупненной технико-экономической оценки освоения нефтегазовых месторождений 26

СТРОИТЕЛЬСТВО В НГК

Ввод в эксплуатацию Харбейского месторождения. Участие АО «Трест Коксохиммонтаж» в реализации проекта 30

НЕФТЕСЕРВИС

Сейсмичность при разработке месторождений углеводородов 32

Нефтесервис по «Плану А» 40

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Определение оптимальной толщины теплоизоляционного слоя резервуара для хранения СПГ при крупнотоннажном производстве 42

Комплексный подход к цифровизации при освоении арктических месторождений



70

Штокмановское ГKM



82

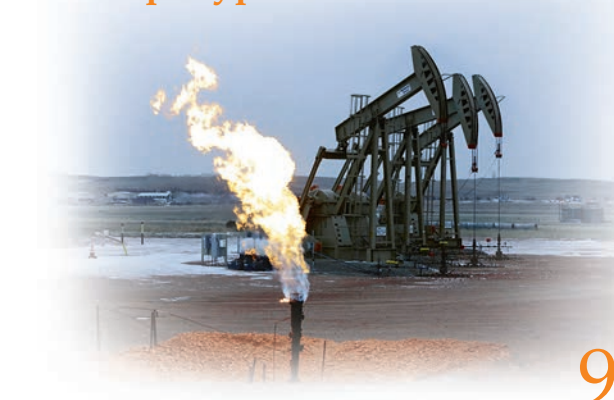


ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

Ковыктинское ГKM

88

Моделирование термодинамических свойств природного газа, залегающего в пластах в условиях высоких температур и давлений



92

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Долговременная эксплуатация скважин и повышение их производительности: опыт внедрения эффективных решений на ПХГ ПАО «Газпром» 48

Основные проблемы транспорта и хранения водорода 52

ПЕРЕРАБОТКА

Как по маслу. Смазочные материалы и спецжидкости для надежной работы оборудования от ЗАО «Росма» 58

Хронограф 60

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Применение фотоэлектрических станций в автономной системе электроснабжения на месторождениях нефти и газа в Арктике 62

Россия в заголовках 68

АРКТИКА

Комплексный подход к цифровизации при освоении арктических месторождений 70

Штокмановское ГKM 82

ПРИКЛАДНАЯ НАУКА

Ковыктинское ГKM 88

Моделирование термодинамических свойств природного газа, залегающего в пластах в условиях высоких температур и давлений 92

Реконструкция условий формирования разреза среднеюрских отложений 100

Новости науки 104

Классификатор 106

Нефтегаз *Life* 110

Цитаты 112

СОДЕРЖАНИЕ

531 год назад

В 1491 году в Печорский край на поиск полезных ископаемых была направлена первая русская экспедиция.

210 лет назад

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

203 года назад

В 1819 году на Аптекарском острове в Санкт-Петербурге установлен первый уличный газовый фонарь.

167 лет назад

В 1855 году начинается официальная регистрация добычи полезных ископаемых.

163 года назад

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

156 лет назад

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

89 лет назад

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

81 год назад

В 1941 году Борис Шелищ оформил патент на способ работы автомобильного двигателя на водородном топливе.

79 лет назад

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

63 года назад

В 1959 году танкер «Methane Pioneer» впервые осуществил морскую перевозку СПГ от побережья Мексиканского залива в Великобританию.

58 лет назад

В 1964 году в Аржу (Алжир) был пущен первый в мире завод по производству СПГ в промышленных масштабах.

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Артур Гайгер
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатова
Елена Алифирова
Екатерина Свинцова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов
Александр Николаевич
Вологодский государственный университет

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко
Галина Зуева
Михаил Сошин

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

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

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

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Лозгачев

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Адрес редакции:
123001, г. Москва, Благоевещенский пер., д. 3, с.1
Тел.: +7 (495) 778-41-01
www.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru
Подписной индекс МАП11407



На обложке «Gagarin Prospect» – первый в мире нефтетанкер класса «Афраммакс», использующий СПГ в качестве основного судового топлива.

ТЕХНИКА, НЕ
ЗНАЮЩАЯ
ПРЕГРАД!



Многоосные полноприводные шасси VOLAT повышенной проходимости и грузоподъемности – надежная проверенная опытом эксплуатации колесная база для монтажа различных установок, задействованных при проведении разведки, бурения, ремонта и сервисных работ в нефтегазовой отрасли: мобильные буровые установки, колтюбинговое оборудование, компрессорные, цементируемые установки, азотные станции, оборудование для выполнения геологоразведочных работ и пр.



VOLAT

МИНСКИЙ ЗАВОД КОЛЕСНЫХ ТЯГАЧЕЙ

220021, Беларусь, г. Минск
Пр-т Партизанский, 150

+375 (17) 330-19-53
+375 (17) 330-17-09

link@mzkt.by
www.mzkt.by



ВОСЕМЬ ЛЕТ ПО ПУТИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Анна Павлихина

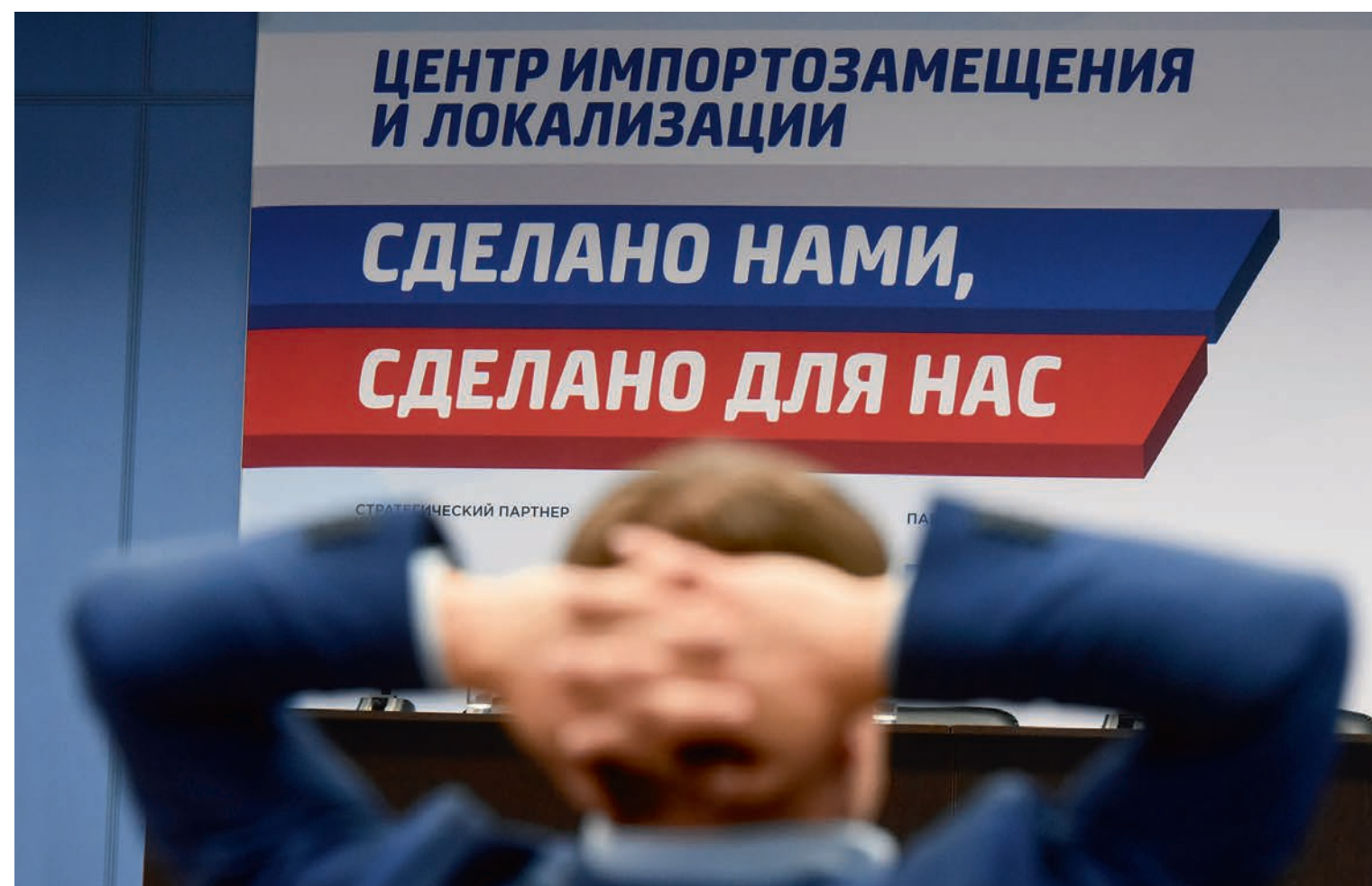
В 2014 году российская промышленность столкнулась с санкциями, ограничивающими импорт технологий и оборудования. С этого времени в обиходе активно эксплуатируется термин «импортозамещение». Примерно с этого же времени начинается формирование многочисленных комитетов, создание программ и разработка нормативов, цель которых – создание в стране собственного производства того, что раньше можно было легко купить.

Проревизировав жизненно важные отрасли на предмет происхождения оборудования и технологий, было определено 18 ключевых направлений. Среди них – создание флота ГРП, технологии добычи на шельфе, оборудование для сжижения газа, геологоразведка, катализаторы для переработки углеводородов и нефтехимии. Несмотря на то, что уже долгие годы нефтегазовые предприятия являются основными налогоплательщиками, именно эта высокотехнологичная отрасль оказалась наиболее импортозависимой.

С тех пор прошло восемь лет. Цифра не круглая, но, чтобы оценить результаты усилий, – достаточная. Конечно, в разных сегментах процент импортного влияния различный, в некоторых даже приближается к стопроцентной автономии. Но если взглянуть на технологические этапы освоения нефти и газа, от геологоразведки до переработки, становится очевидным, что спустя восемь лет, ни один из них не может быть реализован собственными силами.

Геологоразведка

В конце прошлого года было выявлено, что более 50 % рынка построения геодинамических моделей занимали иностранные поставщики услуг. В последние годы спрос на них значительно возрос в связи с активным вовлечением в периметр исследований трудноизвлекаемых запасов. В начале 2022 года «Росгеология» выявила зависимость предприятия от иностранных производителей по 1100 позициям.



Наибольшие риски в ГРП связаны с разведкой на шельфе и программным обеспечением. Спустя пару месяцев приступили к созданию программы, где основные акценты сделаны на необходимость разработки донных станций для проведения 2D- и 3D-сейсморазведки и сейсмического оборудования.

Нефтесервис

За первые пять лет после введения санкций доля российского оборудования в нефтесервисе увеличилась на 20 %. Минпромторг подсчитал, что российские производители освоили более 140 видов оборудования. На четверть вырос объем производства

российских машиностроителей. В 2020 г., по данным Vygon Consulting, доля российских нефтесервисных компаний достигла 48 %. Но это неравномерная цифра по спектру услуг. Основными поставщиками высокотехнологичного оборудования оставались Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes.

До 2022 г. их доля составляла 80 %. Когда мировые лидеры ушли с российского рынка, к приоритетам импортозамещения добавились технологии по ГРП. Сегодня в России действуют 90 флотов ГРП, возраст почти всего этого оборудования превышает 10 лет, а значит, скоро оно потребует замены, которую придется искать среди российских решений.

Переработка

Большое место импортозамещения в нефтегазопереработке – катализаторы. Если оборудование можно эксплуатировать десятилетия, то катализатор просто заканчивается и, если аналогов нет, процесс производства останавливается. Возможно, поэтому здесь был совершен научно-технический рывок, позволивший увеличить долю катализаторов более чем в два раза, с 31,8 % в 2014 г. до 69,5 % в 2021 г. Но проблема малотоннажных продуктов остается, особенно в сфере гидроочистки, где объем потребления 3500–4000 тонн в год и гидрокрекинга – 1000–1500 тонн в год, а также в производстве арктических топлив, для производства которых потребность в катализаторах не превышает 200–250 тонн в год. Эксперты отмечают, что эти технологические процессы основаны на импортных катализаторах, производимых преимущественно в США и Европе, азиатских аналогов нет, поэтому заменить их в ближайшее время нечем.

Цифровые решения

С этого года «Росгеология» намерена выпустить ПО для ГРП. Несмотря на то, что ПО будет базироваться на импортном софте, оно будет считаться российским и, по словам главы компании, снизит зависимость в этом секторе с 95 до 50 %. На этот процесс они отводят пять лет, но чиновники требуют пятилетку за два года. В компании ссылаются на отсутствие полнофункциональных российских продуктов, способных автоматизировать обработку информации. Геологоразведчики продолжают работать на имеющемся иностранном ПО ровно до того момента, когда потребуются обновление, ведь основные поставщики – Microsoft, Oracle, SAP – ушли с рынка. Основные проблемы могут быть связаны с проектированием полевых работ, обработкой данных сейсморазведки, структурного и бассейнового моделирования и гидравлических расчетов.

В 2020 г. прошла конференция «Импортозамещение в нефтегазовой промышленности», участники которой сошлись во мнении, что «импортозамещение не должно превратиться в технологический железный занавес, отделяющий Россию от ведущих мировых разработок. В качестве примера можно привести стратегию закрытости Китая и Японии, которые в итоге привели к технологической отсталости». ●

ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ СЕВЕРНОГО МОРСКОГО ПУТИ

Елена Алифирова

Правительство приняло решение создать главное управление Северного морского пути (СМП). Это поможет централизовать полномочия по управлению движением судов в акватории СМП и повысить безопасность судоходства. Управление будет создано в формате федерального государственного бюджетного учреждения. Учредителем новой структуры станет Росатом.

Ранее М. Мишустин отмечал, что в условиях санкционного давления задача развития СМП становится одним из ключевых государственных приоритетов, этот маршрут может использоваться в качестве альтернативы для доставки российской продукции в другие страны и транспортировки необходимых товаров оттуда в Россию.

По поручению президента правительство разработало план развития Северного морского пути до 2035 г., содержащий пять основных разделов.

Первый раздел связан с мероприятиями, направленными на увеличение экспортной грузовой базы, каботажных и транзитных перевозок, развитие перспективной грузовой базы.

Второй раздел включает мероприятия по модернизации и строительству портовой инфраструктуры и подходов, железнодорожных и речных транспортных коридоров, дноуглублению в акватории СМП.

Третий раздел направлен на развитие арктического грузового и ледокольного флотов, арктических судостроительных и судоремонтных мощностей.

Четвертый раздел посвящен формированию арктической спутниковой группировки, развитию аварийно-спасательной инфраструктуры, гидрографическому, гидрометеорологическому, медицинскому и кадровому обеспечению.

Пятый раздел направлен на обеспечение предоставления информационных и цифровых услуг в акватории СМП, прогнозирование судопотока, расширение международного сотрудничества.

Общий объем финансирования плана развития СМП до 2035 г. может составить порядка 2 трлн руб. За последние два года грузопоток по СМП вырос в три раза, количество рейсов удвоилось и составило 1627. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Оператор проекта Сахалин-2 предложил покупателям при оплате СПГ использовать альтернативные валюты, такие как рубль, евро, иена или фунт стерлингов. Есть ли необходимость в таком шаге и насколько он будет оправданным?

Надо ли переходить на нацвалюты в расчетах за СПГ?

21 %

Да, это необходимо, если оплата в долларах будет невозможной из-за санкций

9 %

Нет, России нужны доллары, которые можно получить только за продажу углеводородов

29 %

Да, спрос на СПГ растет, и продажа его за рубли – это шанс укрепить рубль

26 %

Нет, это длительный процесс, лучше организовать двусторонний клиринг в объемах встречного импорта-экспорта

15 %

Можно использовать нацвалюты, но важнее переходить на национальные системы передачи финансовых сообщений

Власти Хайнаня, островного муниципалитета на юге Китая, прекратят продажу автомобилей на ископаемом топливе в 2030 году. В странах ЕС купить машину с двигателем внутреннего сгорания будет невозможно после 2035 года. Пора ли России установить дату окончания использования автомобилей, работающих на продуктах нефтепереработки?

Пора ли России определиться со сроком окончания эры двигателей внутреннего сгорания?

34 %

Да, надо идти в ногу со временем

21 %

Нет, на электромобили пересаживаются страны-импортеры нефти, а у России много нефти и прекрасно развита нефтепереработка

16 %

Да, иначе придется ездить только на отечественных автомобилях

8 %

Нет, по-прежнему не решен вопрос утилизации аккумуляторов, что делает использование электромобилей неэкологичным

20 %

Да, рано или поздно придется переходить на новые виды энергии, и лучше начать сейчас, чтобы не отстать технологически

1 %

Нет, подождем когда закончится нефть



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.com

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



США – крупнейший в мире экспортер СПГ

В первой половине 2022 г. Соединенные Штаты стали крупнейшим в мире экспортером сжиженного природного газа. По сравнению со второй половиной 2021 г. экспорт СПГ из США увеличился на 12 %, составив в среднем 317,15 млн м³/сутки.

Управление энергетической информации Минэнерго США (EIA) выделило три причины роста экспорта: рост международных цен на природный газ и СПГ, увеличение глобального спроса, особенно в Европе, увеличение экспортных мощностей по производству СПГ на 153,8 млн м³/сутки. По состоянию на июль 2022 г., мощности по сжижению СПГ в США составляли в среднем 322,8 млн м³/сутки, при краткосрочной пиковой мощности в 393,6 млн м³/сутки. Импорт СПГ в ЕС и Великобританию увеличился на 63 % в первой половине 2022 г., в среднем до 419,09 млн м³/сутки.

Самый многотоннажный завод по производству этанола из угля запустят в Китае

Завод, способный выпускать в год более 500 тыс. т этанола из каменного угля, запустит компания Shaanxi Yanchang Petroleum Group на северо-западе Китая. Предприятие будет перерабатывать свыше 1,5 млн т угля в год. Традиционно для производства этанола используется зерно, из 3 т зерна можно производить 1 т этанола.



Таким образом, КНР сможет сэкономить аналогичный объем зерновых. 66 % этанола в мире смешивается с бензином, в итоге получается биотопливо. В стране ведется строительство еще нескольких аналогичных промышленных объектов, которые к 2025 г. смогут производить 4 млн т подобного сырья на сумму 3,7 млрд долл.

Росатом построит во Вьетнаме ветропарк

Росатом и вьетнамская An Huan Energy подписали соглашение о сотрудничестве, в рамках которого планируется сооружение ветропарка мощностью 128 МВт во вьетнамской провинции Сон Ла.



Еще в мае 2019 г. Росатом и Министерство науки и технологий Вьетнама подписали Меморандум о графике реализации проекта сооружения Центра ядерной науки и технологий на территории Республики Вьетнам. На сегодняшний день Новавинд (дивизион Росатома по ветроэнергетике) ввела в эксплуатацию 720 МВт ветроэнергетических мощностей.

Всего до 2027 г. Росатом введет в эксплуатацию ветроэлектростанции общей мощностью порядка 1,7 ГВт.

Вторая ветка ВСТО
Богучанская ГЭС запущена
Продажа квот
Долли руки до Арктики
Цены на газ
Южный поток
Северный поток достроили



растет, они предполагают создание конкретных торговых маршрутов между крупными портовыми узлами, где поддерживаются решения с нулевым уровнем выбросов. В 2021 г. коалиция стран приняла Декларацию Клайдбанка, согласившись создать не менее 6 зеленых коридоров к 2025 г. О партнерстве с зеленым судоходным коридором объявили порты Лос-Анджелеса и Шанхая.

На Сахалине появится центр водородного инжиниринга

Центр водородного инжиниринга с опытным полигоном будет создан на Сахалине по инициативе Специального конструкторского бюро средств автоматизации морских исследований (СКБ САМИ) ДальВО РАН и станет частью Восточного регионального водородного кластера.



В будущем ноу-хау центра можно будет тиражировать на Дальнем Востоке, в Арктике и других регионах России. Проект водородного кластера заложит основы для организации на острове эффективной цепочки поставок водорода на внешние рынки и локальным потребителям в секторе энергетики, транспорта и промышленности. Сегодня ведутся переговоры с потенциальными партнерами в Японии и Южной Корее о запуске международной цепочки поставок низкоуглеродного водорода с 2025 г. ●

Татнефть создаст карбоновые фермы

Татнефть совместно со специалистами Института леса им. В.Н. Сукачева СО РАН проводит полевые исследования на площадках в Азнакаевском, Зеленодольском, Арском, Лаишевском районах Татарстана. По отобранному керну древесины проводится оценка продуктивности насаждений и их способности связывать атмосферный углекислый газ. Биологический метод улавливания CO₂ может стать одним из инструментов достижения Татнефтью углеродной нейтральности к 2050 г.



В перспективе планируется разработать систему постоянного мониторинга карбоновых ферм (земельных участков, где благодаря

выполнению специальных мероприятий увеличивается поглощение парниковых газов).

Сингапур и Роттердам создадут самый длинный зеленый судоходный коридор

Морское и портовое управление Сингапура (МРА) и Администрация порта Роттердам – крупнейших бункеровочных портов в мире – подписали Меморандум о взаимопонимании о создании самого длинного в мире зеленого коридора для судоходства. Идея заключается в том, чтобы объединить грузоотправителей, поставщиков топлива и другие компании для совместной работы. Также предполагается переход на низкоуглеродное топливо, включая синтетический метан, водород и топливо на основе водорода. Планируются мероприятия по оптимизации морских перевозок, безопасности и прозрачности потока товаров путем создания цифрового торгового коридора, позволяющего обмениваться соответствующими данными, электронной документацией и стандартами. Популярность зеленых коридоров

Добыча газа Газпромом за январь — июль сократилась

На **12%**



поставки российского трубопроводного газа в Китай за этот период выросли на **60,9%**

74,7 млрд руб.



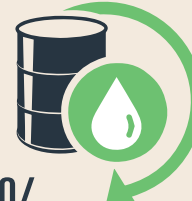
нефтегазовых доходов недополучил в июле бюджет РФ

Совокупный объем средств дополнительных нефтегазовых доходов составил **284,8 млрд руб.**

На **48%**, до **4,69** млрд кВт-ч, нарастили выработку энергии ветряные и солнечные электростанции в России за 7 месяцев



На **27%**



сократился экспорт нефти из Венесуэлы в июле

3 млн барр./сут.



достигнет нефтепереработка Ирана к 2026 году

На **99,1%**



Польша заполнила свои ПХГ

России хватит разведанных запасов нефти

На **39** лет, запасов газа — на **80 лет**

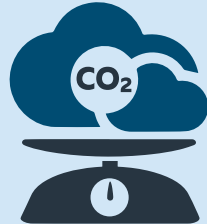


На **100** тыс. барр./сутки



страны ОПЕК+ согласовали увеличение добычи нефти в сентябре

1000 рублей за тонну



составит квота за превышение выбросов CO₂ с 1 марта 2023 г. и будет действовать до конца **2028 г.**

Молдавия договаривается с Украиной о закупке

100% электроэнергии



На **22%**

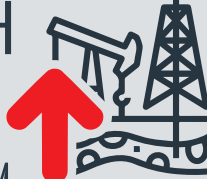


выросла добыча газа в Израиле в первой половине года

На **50%**, до **45** грн за м³, выросли закупочные цены на природный газ для бизнеса на Украине с июля



На **580** тыс. тонн



увеличат добычу нефти на Среднебугубинском месторождении новые российские АУКП

Текущие запасы СПГ Южной Кореи составляют

1,81 млн т



что превышает минимальный порог в **910 тыс. т** на ОЗП

80% (**1610 км**)



бесхозных газовых сетей зарегистрировали в Дагестане

Британская Centrica закупила американский СПГ

На **8,45** млрд долларов



На **24%**



выросли тарифы на газ в Молдавии из-за роста закупочной цены

19%



составили российские энергоносители от общего объема поставок сырой нефти в Индию

На **75%**



повысил тарифы на электричество энергoreгулятор Шри-Ланки

До **40%**



природного газа заменит Evonik на своих немецких объектах

РАЗВИТИЕ НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ В ЧАСТИ СУБСИДИРОВАНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

объектов производственно-сбытовой инфраструктуры СПГ в РФ

Захаров Александр Николаевич

профессор, доктор экономических наук,
профессор кафедры мировой и национальной
экономики,
ВАВТ Минэкономразвития России

Рахимзода Мухайёи Асомидин

докторант (PhD) департамента мировой экономики,
Институт международных отношений
и политологии Университета Корвинуса
в Будапеште, Венгрия

В СТАТЬЕ АНАЛИЗИРУЮТСЯ ПРОБЛЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ С СУБСИДИРОВАНИЕМ ПРОИЗВОДСТВЕННО-СБЫТОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ СЖИЖЕННОГО ГАЗА (СПГ). АВТОРЫ РАССМАТРИВАЮТ ОПЫТ ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН, В ТОМ ЧИСЛЕ СТРАН ЕВРОПЕЙСКОГО СОЮЗА (ЕС) В ЧАСТИ СУБСИДИРОВАНИЯ ИНФРАСТРУКТУРЫ СПГ. СТАТЬЯ ВКЛЮЧАЕТ АНАЛИЗ МИРОВОГО РЫНКА СЖИЖЕННОГО ГАЗА, А ТАКЖЕ РЫНКА РОССИИ И ЕС. АВТОРЫ ТАКЖЕ ОТМЕЧАЮТ ВАЖНОСТЬ РОЛИ РОССИИ В МИРОВОМ РЫНКЕ СПГ И НЕОБХОДИМОСТЬ РЕАЛИЗАЦИИ ИНФРАСТРУКТУРНЫХ ПРОЕКТОВ В СТРАНЕ В БЛИЖАЙШИЕ ГОДЫ

THE ARTICLE ANALYZES THE PROBLEMS OF SUBSIDIZING THE CONSTRUCTION OF THE INFRASTRUCTURE OF LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG). THE AUTHORS CONSIDER THE EXPERIENCE OF FOREIGN COUNTRIES, INCLUDING THE EUROPEAN UNION (EU). THE ARTICLE INCLUDES AN ANALYSIS OF THE GLOBAL LIQUEFIED GAS MARKET, AS WELL AS THE MARKET OF RUSSIA AND THE EU. THE AUTHORS ALSO NOTE THE IMPORTANCE OF RUSSIA'S ROLE IN THE GLOBAL LNG MARKET AND THE NEED TO IMPLEMENT INFRASTRUCTURE PROJECTS IN THE COUNTRY IN THE COMING YEARS

Ключевые слова: сжиженный газ, СПГ, нормативная база, Россия, ЕС, мировой рынок СПГ.

Принимая во внимание изменение геополитической и геоэкономической картины мира, глобальные энергетические рынки претерпевают существенные изменения, в том числе рынок газа находится в состоянии значительной трансформации. Особое внимание уделяется сжиженному природному газу (СПГ).

Мировой рынок сжиженного природного газа

С 1970 г. мировой рынок СПГ вырос до 485 млрд м³, и в 2020 г. объем торговли СПГ составил 488 млрд м³. Япония и Китай были главными импортерами СПГ в 2020 г.¹ За 20 лет мировой экспорт СПГ увеличился в 3,5 раза, а объемы мирового потребления в 2021 году выросли до исторического максимума в 383 млн тонн². Если раньше предложение на рынке опережало спрос, то сегодня намечается дефицит сжиженного газа, который, по прогнозам экспертов, может сохраняться в течение последующих лет. Сейчас лидерами мирового экспортного СПГ-рынка являются Австралия и Катар с показателями производства 80,2 млн и 77,8 млн тонн соответственно. По итогам 2021 г. замыкают тройку лидеров США с объемом 70,4 млн тонн, но прогнозы Shell указывают на то, что в 2022 году по объемам производства страна выйдет на первое место.

РИС. 1. Страны с крупнейшими в мире экспортными мощностями по сжиженному природному газу (СПГ) по состоянию на 2021 г., млн тонн в год



Источник: Liquefied natural gas. U.S Energy Information Administration. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/liquefied-natural-gas.php>. Дата обращения: 24.07.2022

ФАКТЫ

228,5

млн т газа,
или около 60 % всего
объема экспорта СПГ
в мире приходится
на Катар, Австралию
и США

Совокупно на эти страны приходится 228,5 млн тонн газа, или около 60 % всего объема экспорта СПГ в мире. Россия находится на шестом месте, занимая более 8 % глобального экспорта СПГ. В 2021 г. страна экспортировала 30,1 млн тонн сжиженного газа³. Однако ресурсная база РФ позволяет отечественным компаниям успешно конкурировать с зарубежными производителями СПГ на мировом рынке. Для достижения баланса между спросом и предложением на мировом рынке ресурсная база России будет играть одну из ключевых ролей в ближайшие годы и для избежания дефицита мировая экономика заинтересована в появлении новых СПГ-заводов в России.

Более того, мировой рынок СПГ ожидает еще один скачок в связи недавними политическими событиями в мире, поскольку европейские страны в качестве альтернативы российскому трубопроводному газу стремятся перейти на СПГ, в том числе из США и Катар.

В 2021 г. 13 стран Евросоюза импортировали 80 млн м³ СПГ, что составляет около 20 % от общего импорта газа в ЕС⁴.

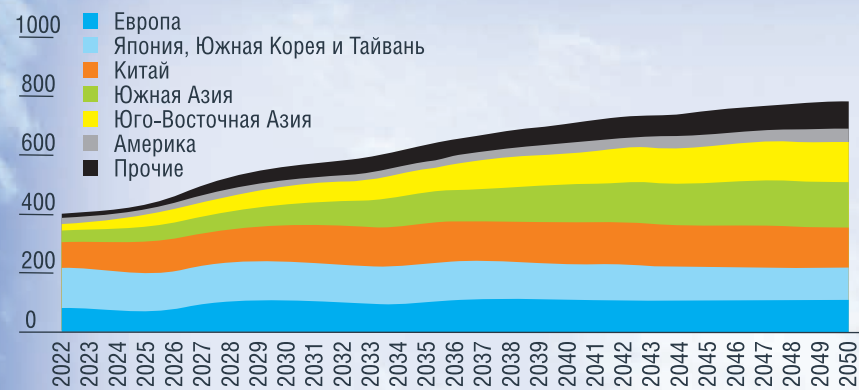
¹ Global trade in liquefied natural gas grew by 4.5% in 2021. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.hellenicshippingnews.com/global-trade-in-liquefied-natural-gas-grew-by-4-5-in-2021/>. Дата обращения: 24.07.2022.

² Рынок СПГ становится дефицитным. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.morvesti.ru/themes/1694/94761/>. Дата обращения: 02.08.2022.

³ Там же.

⁴ Liquefied natural gas. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/liquefied-natural-gas_en#:~:text=LNG%20imports%20made%20up%20and%20Belgium%20\(6.5%20bcm\)](https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/liquefied-natural-gas_en#:~:text=LNG%20imports%20made%20up%20and%20Belgium%20(6.5%20bcm).). Дата обращения: 01.08.2022.

РИС. 2. Прогноз мирового потребления СПГ (млн тонн)



Источник: Российскому СПГ прописали рост. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.kommersant.ru/doc/5413305>. Дата обращения: 02.08.2022

Основными поставщиками СПГ в Европу были США (28%), Катар и Россия (20%), Нигерия (14%) и Алжир (11%)⁵. Одним из крупных поставщиков СПГ в Европу является США. Так, например, в первом квартале 2022 г. США направили почти три четверти СПГ на экспорт в ЕС. После объявления спецоперации на Украине, США и Европа заключили дополнительное соглашение о новых поставках СПГ⁶.

Другим крупным поставщиком сжиженного газа в ЕС может стать Катар, который является одним из крупнейших производителей сжиженного газа в мире⁷. Страна экспортирует более 80% газа в азиатские страны, в том числе Южную Корею, Индию, Китай и Японию⁸. Европейский союз ведет переговоры с Катаром о дополнительных долгосрочных поставках сжиженного газа. Однако надо отметить, что инфраструктура западных стран не готова к приему и распределению СПГ и, в свою очередь, Катар не имеет достаточно производственных мощностей для поставки СПГ в Европу.

Производственно-сбытовая инфраструктура сжиженного газа включает заводы, танкеры для транспортировки, терминалы для приема и заводы для хранения СПГ. Терминалы включают в себя оборудование для погрузки и разгрузки сжиженного природного газа на танкер, оборудование для транспортировки на промышленную площадку сжижения (для экспортных терминалов). На терминалах СПГ также производятся регазификация, переработка, хранение, перекачка, сжатие и измерение газа⁹. Для строительства и ввода в эксплуатацию инфраструктуры СПГ необходимо от 3 до 5 лет, а в некоторых случаях и больше¹⁰. Более того, это требует больших финансовых ресурсов.

Россия обладает большим потенциалом по производству СПГ. Для того, чтобы поддержать экономический рост и снизить риски, связанные с санкциями европейских стран и США, России нужно строить и развивать производственно-сбытовую инфраструктуру уже сегодня. Учитывая тот факт, что информационное агентство Bloomberg прогнозирует увеличение мирового спроса на СПГ в размере 5%, или 399 млн тонн¹¹, России необходимо готовиться к эффективному, экономному производству и транспортировке СПГ, как это уже делается в некоторых зарубежных странах.

Развитие рынка СПГ в европейских странах

В данный момент в ЕС существует 24 крупных и 8 небольших терминалов для импорта СПГ¹². Несмотря на значительные объемы импортируемого сжиженного природного газа, Европа все еще нуждается в строительстве инфраструктуры для СПГ, особенно в странах Центральной, Восточной Европы и Прибалтики.

Правовой основой для строительства и развития инфраструктуры в Европе служит список ключевых инфраструктурных проектов ЕС так называемого общего интереса ЕС в сфере энергетики. Так, в 2021 г. таких проектов в сфере развития инфраструктуры газа было около двадцати¹³.

⁵ Там же.

⁶ The US Is Now Sending the Bulk of Its Export Gas to Europe. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-06-07/the-us-is-now-sending-the-bulk-of-its-export-gas-to-europe#:~:text=The%20US%20sent%20nearly%20three,from%20one%20third%20last%20year>. Дата обращения: 02.08.2022.

⁷ Investing in Liquefied Natural Gas Stocks. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.fool.com/investing/stock-market/market-sectors/energy/liquefied-natural-gas-stocks/#:~:text=Qatar%20gas%20owned%20by%20the%20government,the%20world's%20largest%20LNG%20producer>. Дата обращения: 24.07.2022.

⁸ This tiny country is making big money from Europe's desperate search for natural gas to replace Russian imports. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://fortune.com/2022/04/30/qatar-lng-replace-russian-natural-gas/>. Дата обращения: 24.07.2022.

⁹ Строительство регазификационного терминала СПГ. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://esfccompany.com/services/regazifikatsionnye-terminaly-spg/stroitelstvo-regazifikatsionnogo-terminala-spg/>. Дата обращения: 26.07.2022.

¹⁰ 5 Major LNG Projects to Keep an Eye on in 2022. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://energytracker.asia/5-major-lng-projects-to-keep-an-eye-on-in-2022/>. Дата обращения: 24.07.2022.

¹¹ 2022 Outlook: Global liquefied natural gas. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.bloomberg.com/professional/blog/2022-outlook-global-liquefied-natural-gas/>. Дата обращения: 25.07.2022.

¹² An Overview of LNG Import Terminals in Europe. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.kslaw.com/attachments/000/006/010/original/LNG_in_Europe_2018_-_An_Overview_of_LNG_Import_Terminals_in_Europe.pdf?1530031152#:~:text=All%20of%20Europe's%20LNG%20terminals,Germany%20%20Norway%20and%20Gibraltar. Дата обращения: 02.08.2022.

¹³ Key cross border infrastructure projects. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest/key-cross-border-infrastructure-projects_en. Дата обращения: 02.08.2022.

Финансирование энергетической инфраструктуры за счет тарифов на конечных потребителей (счета за газ) является общепринятой практикой в ЕС. В некоторых случаях расходы на строительство инфраструктуры несут газовые компании. Инвестиции осуществляются за счет компании при условии обмена права на использование терминала.

Однако для особо значимых инфраструктурных проектов, которые обеспечивают безопасность поставок газа, средства предоставляются из европейских фондов, в том числе из фонда «Соединение Европы» (ФСЕ). ФСЕ – это фонд, разработанный ЕС специально для реализации прямых инвестиций в европейскую транспортную, энергетическую и цифровую инфраструктуру. Такие проекты также финансируются за счет средств таких финансовых институтов, как Европейский фонд стратегических инвестиций и Европейский инвестиционный банк. Более того, правовая база финансирования инфраструктурных проектов для СПГ в Европе включает Газовый регламент № 715/2009 и Директиву 2019/73ЕС Европейского парламента.

Газовый регламент распространяется на правила доступа к транспортным сетям, газохранилищам и объектам СПГ, а также определяет методики расчета тарифов. Газовая директива регулирует организацию и функционирование газового сектора путем установления общих правил передачи, распределения, снабжения и хранения природного газа, СПГ, биогаза и газа из биомассы или других видов газа. Газовая директива регулирует ответственность государств-членов по обеспечению мониторинга безопасности поставок, возможности для них налагать обязательства по обслуживанию населения и правила доступа третьих лиц¹⁴. Сегодня Европейский союз активно строит новые терминалы СПГ, которые находятся на разных уровнях согласования и строительства в Германии, Греции, Италии, Нидерландах, Латвии, Эстонии и Финляндии¹⁵. Процессы, происходящие на рынке СПГ в европейских странах, важно принять во внимание при развитии производственно-сбытовой инфраструктуры СПГ в России.

Рынок сжиженного газа в России

Развитие производства сжиженного газа за последние годы стало в России одной из ключевых стратегических задач экономики. Соответствующие планы отражены в утвержденной правительством в марте 2021 г. долгосрочной программе развития СПГ-отрасли. Согласно документу, российские мощности по сжижению газа вырастут до 65 млн тонн к 2024 г. и до 140 млн тонн – к 2035 г.¹⁶ Программа предполагает расширение использования российских технологий сжижения природного газа и оборудования, развитие средне- и крупнотоннажных производств, создание СПГ-кластеров и газохимических производств. Рост производства СПГ также будет стимулировать использование СПГ в качестве моторного топлива, что будет способствовать созданию привлекательных условий для инвесторов. Доля России на мировом рынке СПГ к 2035 г. возрастет до 20%.

В программе также говорится, что рост производства сжиженного природного газа до 140 млн тонн к 2035 г. приведет к наращиванию его экспорта на сумму порядка 150 млрд долл. в ценах 2019 г. и обеспечит не менее 150 млрд долл. инвестиций в российскую

ФАКТЫ

24

крупных и 8 небольших СПГ-терминалов функционирует в странах ЕС

экономику¹⁷. В программе выделяется десять наиболее крупных СПГ-проектов, находящихся в различной степени проработки.

Глава Минпромторга Д. Мантуров подчеркнул, что в действующих крупнотоннажных СПГ-проектах изначально планировалось использовать импортное оборудование, такое как насосное, компрессорное, теплообменное оборудование, детандер-компрессорные агрегаты, котлы-утилизаторы. С февраля 2022 года ситуация поменялась. Был сформирован перечень первоочередных направлений, включающий 18 видов СПГ-оборудования. На сегодняшний день поддержку уже получили семь из них¹⁸. Эксперты из машиностроительной отрасли отмечают, что выделенное финансирование покрывает порядка 36% от потребности предприятий по этим семи направлениям. Наиболее востребованным инструментом государственной поддержки создания СПГ-оборудования является господдержка НИОКР. Необходимо отметить, что компаниям, которые подают заявки на конкурс по выбору их исполнителя, нужно принять осознанное решение о готовности реализовывать эти НИОКР.

Сейчас в России работают два крупнотоннажных СПГ-завода: подконтрольный «Газпрому» «Сахалин-2» (проектная мощность – 9,6 млн тонн в год) и «Ямал СПГ»

¹⁴ Revision of the third energy package for gas: Decarbonising the gas market. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/699464/EPRS_BRI\(2021\)699464_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/699464/EPRS_BRI(2021)699464_EN.pdf). Дата обращения: 02.08.2022.

¹⁵ Time for LNG in Europe? – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.wsp.com/en-GL/insights/time-for-lng-in-europe>. Дата обращения: 02.08.2022.

¹⁶ Распоряжение Правительства РФ от 16.03.2021 № 640-р «О долгосрочной программе развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации» ><https://static.government.ru/media/files/16DePkb3cDKTgzxbbsdFc2npEPAd7SE.pdf> (Дата обращения: 27.07.2022).

¹⁷ Объем производства СПГ в России к 2035 году может достигнуть 270 млн тонн. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://tass.ru/ekonomika/10964967?utm_source=google.com&utm_medium=organic&utm_campaign=google.com&utm_referrer=google.com. Дата обращения: 27.07.2022.

¹⁸ Российскому СПГ прописали рост. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.kommersant.ru/doc/5413305>. Дата обращения: 02.08.2022.

«НОВАТЭКа» (проектная мощность – 17,4 млн тонн). В высокой степени готовности находится проект «НОВАТЭКа» «Арктик СПГ-2», все остальные крупнотоннажные проекты по производству СПГ в России находятся в стадии разработки или начальной стадии строительства. Согласно госпрограмме развития производства СПГ, вдобавок к действующим СПГ-мощностям в ближайшее десятилетие должен быть запущен еще ряд проектов. Среди них – «Печора СПГ», «Кара СПГ» и проект «Газпрома» в Усть-Луге. В список возможных СПГ-проектов внесено и Штокмановское месторождение в Баренцевом море с перспективной мощностью 30 млн тонн СПГ в год. По факту единственным проектом из заявленных на стадии реализации находится «Арктик СПГ-2». По плану первая очередь завода будет запущена в эксплуатацию в начале 2023 года. А на полную мощность он заработает в 2026 году. Ресурсной базой проекта является месторождение «Утреннее», доказанные и вероятные запасы которого по стандартам PRMS оцениваются в 1,4 трлн м³.

Отдельные проекты, которые находятся на начальной стадии реализации, могут столкнуться со сложностями из-за введения технологических санкций в 2022 г. Конечно, риски замораживания новых проектов по крупнотоннажному сжижению газа сейчас высоки, если не предпринять кардинальных шагов и быстро не создать свою отечественную крупнотоннажную технологию. При этом Россия может решить две задачи: во-первых, вовлечение отечественной промышленности в строительство заводов СПГ; во-вторых, развитие Северного морского пути, так как основной спрос на российский СПГ теперь следует ожидать из Азии, поскольку Европа постарается минимизировать закупки российского газа, в том числе в сжиженном виде¹⁹.

По мнению премьер-министра России М. Мишустина, высказанному на стратегической сессии по энергетическим вопросам 26 июня 2022 г., в стране следует развивать производство сжиженного природного газа, поскольку в ближайшие годы российской промышленности потребуются дополнительные ресурсы. Кроме того, развитие производства СПГ позволит российским энергоресурсам быть более конкурентоспособными на международном рынке. «Надо развивать собственное производство сжиженного природного газа, чтобы повысить мобильность наших ресурсов, облегчить выход на новые рынки сбыта», – подчеркнул М. Мишустин в ходе стратегической сессии по энергетическим вопросам²⁰.

Потенциал СПГ для российских регионов

Многие регионы страны, удаленные от газовых магистралей, остро нуждаются в газоснабжении, и СПГ может стать для них лучшим решением. Так, в 2035 г. на долю потребителей Дальневосточного федерального округа будет приходиться более половины совокупного потребления СПГ на внутреннем рынке. Наиболее востребован СПГ будет в Республике Саха, так как Якутия располагает собственной ресурсной базой и газотранспортной инфраструктурой. Дополнительную экономическую привлекательность проектам по производству СПГ в этих регионах обеспечивает возможность

экспортировать сжиженный природный газ и в Монголию.

Согласно долгосрочной программе в Амурской области запланировано строительство завода по производству газомоторного топлива и СПГ на ресурсной базе Иркутского и Якутского центров добычи газа. Поставка газа будет осуществляться по МГП «Сила Сибири».

Значительным потенциалом для расширения использования СПГ обладают регионы Северо-Западного федерального округа. Предполагается, что Петрозаводская теплоэлектроцентраль в Республике Карелия будет поэтапно переведена на сжиженный природный газ уже к 2024 году. В Калининградской области также ожидается дальнейшее развитие газотранспортной и газораспределительной инфраструктуры. В Ленинградской и Псковской областях, в Республике Коми в 2035 году в соответствии с Долгосрочной программой спрос на СПГ удвоится по сравнению с минимальным уровнем в 2024 году. Увеличение спроса за счет использования СПГ прогнозируется и в регионах Сибирского федерального округа, таких как Томская, Кемеровская и Иркутская области.

Развитию производства малотоннажного СПГ в России способствует наличие возможности поставлять его зарубежным потребителям. Перевозка небольшими партиями железнодорожным и автомобильным транспортом позволяет поставлять природный газ в регионы, не охваченные газотранспортной сетью. Мобильность доставки малотоннажного СПГ обеспечивает конкурентное преимущество перед трубопроводным газом.

В Арктическом регионе малотоннажный СПГ будет востребован для бункеровки судов

¹⁹ Захаров А.Н., Рахимзодов М.А. Роль Северного морского пути в развитии международной торговли / Журнал Вестник Института мировых цивилизаций. 2021. Том 12. № 3 (32). С. 66–70 <http://imc-j.ru/>. Дата обращения: 27.07.2022.

²⁰ Мишустин: нужно развивать производство СПГ в России. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.kommersant.ru/doc/5480966>. Дата обращения: 27.07.2022.

вдоль Северного морского пути. Предполагаемые бункеровочные центры должны быть приближены к портам, населенным пунктам и промышленным районам в Арктической зоне, а также должны совпадать с внутренними водными путями.

В качестве ресурсной базы для загрузки малотоннажных комплексов по сжижению природного газа могут выступать месторождения Западной и Центральной Якутии. СПГ с заводов может направляться как на север по р. Лене для бункеровки судов, так и на юг для поставки на экспорт.

Автономная газификация сжиженным природным газом субъектов РФ позволит снизить бюджетную нагрузку и ослабить зависимость от завоза нефтепродуктов; решить ряд экологических проблем; обеспечить подведенной энергией территории опережающего развития, бизнес-кластеры, технопарки; повысить качество жизни населения и провести модернизацию объектов коммунального хозяйства с целью повышения их энергоэффективности.

Для потребителя газа автономное децентрализованное газоснабжение за счет СПГ привлекательно еще и тем, что позволяет обеспечить надежное газоснабжение за счет подключения к системам приема, хранения и регазификации; повысить эффективность использования энергетического оборудования и др.

Для поставщиков природного газа участие в бизнесе малотоннажного производства СПГ дает возможность диверсифицировать поставки газа, выйти на зарубежные рынки, оперативно реагировать на запросы потребителей благодаря мобильности поставок.

Нормативная база

Правительство России понимает важность строительства производственно-сбытовой инфраструктуры для СПГ и ее коммерческую жизнеспособность. Еще в 2019 г. президент В.В. Путин подписал указ «Об утверждении доктрины энергетической безопасности РФ».

Задачи по производству и экспорту российского СПГ были прописаны и в Распоряжении Правительства от 9 июня 2020 г. № 1523-р об энергетической стратегии РФ на период до 2035 года²¹:

- дальнейшая либерализация экспорта сжиженного природного газа при одновременном создании механизма контроля и исключения нарушающей экономические интересы РФ конкуренции на мировых рынках природного газа, транспортируемого по трубопроводам, и сжиженного природного газа;
- модернизация и строительство вспомогательной инфраструктуры (портовая, транспортная, электроэнергетическая инфраструктура) на принципах государственно-частного партнерства;
- создание на полуострове Ямал и Гыданском полуострове кластера по производству СПГ;
- создание в Арктической зоне РФ специализированных центров (хабов) по перевалке, хранению и торговле сжиженным природным газом, реализация проектов строительства терминалов на Камчатке и в г. Мурманске;

ФАКТЫ

СПГ

может стать лучшим решением для регионов страны, удаленных от газовых магистралей

- обеспечение законодательных и правовых условий, включая меры налогового и таможенно-тарифного стимулирования, экономически эффективного и сбалансированного развития производства, транспортировки, хранения, продажи и использования СПГ в рамках общего развития газовой отрасли;
- развитие производства малотоннажного СПГ и формирование на его основе внутреннего рынка сжиженного природного газа как инструмента обеспечения энергетической безопасности территорий, отдаленных от Единой системы газоснабжения.

Все эти меры необходимы, ведь Россия пытается не просто сохранить свое место на перспективном мировом рынке СПГ, но и усилить свои позиции: к 2035 г. стоит задача увеличить производство СПГ в пять раз – до 120–140 млн т.

Сегодняшние требования к объектам малотоннажного СПГ – явно избыточны и требуют смягчения

Эти планы требуют актуализации нормативно-правовой базы. Но пока предпринимаемые шаги не способствуют достижению ожидаемого результата, так как процесс модернизации нормативно-правовой базы идет по пути обобщения требований к объектам производственно-сбытовой инфраструктуры СПГ, в то время, когда необходимо дальнейшее ее совершенствование, разработка документов, учитывающих специфику именно малотоннажного производства СПГ.

Сегодняшние требования к объектам малотоннажного СПГ явно избыточны и требуют смягчения. Отраслевые эксперты полагают, что объекты малотоннажного СПГ целесообразно разделить на три группы, исходя из массы находящегося на объекте СПГ и единичного объема емкостей хранения следующим образом:

²¹ Распоряжение Правительства РФ от 16.03.2021 № 640-р «О долгосрочной программе развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации» <http://static.government.ru/media/files/l6DePkb3cDKTgzxb6sdFc2npEPAd7SE.pdf> (Дата обращения: 27.07.2022).

- первая группа будет включать объекты малотоннажного СПГ с массой хранимого СПГ на объекте до 60 тонн включительно, с массой СПГ хранимого в единичной емкости до 20 тонн;
- вторая группа – малотоннажные СПГ с массой хранимого СПГ до 100 тонн включительно и единичным объемом хранения до 25 тонн;
- третья группа – объекты с массой хранения до 200 тонн включительно и неограниченной вместимостью единичного резервуара.

Для каждой группы следует определить индивидуальные требования в области промышленной безопасности, пропорционально массе опасного вещества, находящегося на объекте. Это позволит существенно (до 150 %) снизить капитальные затраты на строительство объектов первой и второй групп, позволит активнее развивать рынок малотоннажного СПГ в части, касающейся строительства заводов производительностью от 1,5 до 5 тонн/час.

Кроме того, необходимо создание комплексной федеральной целевой программы развития производства и применения СПГ в РФ и мер государственной поддержки, направленных на ее внедрение. Сегодня в рамках поручения правительства при участии федеральных органов власти, компаний Группы Газпром, компаний-экспертов и компаний-консультантов ведется комплексная работа по формированию концепции программы.

На данный момент в России уже действуют некоторые меры поддержки по созданию развитой производственно-сбытовой инфраструктуры СПГ. В частности, в РФ существует плотный график ввода СПГ-заводов на ближайшие годы, что стало возможным за счет реализации ряда государственных мер поддержки газовой отрасли, обеспечивших рост конкурентоспособности российского СПГ на мировом рынке и его рост с 5 до 8 %²²; развитие технологического потенциала – разработана отечественная технология сжижения «Арктический каскад»; развитие транспортной инфраструктуры Обской губы и Северного морского пути.

Необходимо установить квоты на продажу части продукции на экспорт, определяемые с учетом срока окупаемости объекта с возможным пересмотром не чаще одного раза в 3 года и объемом допустимых продаж не более 50 % от производительности завода

Сегодня реализуется ряд стимулирующих мер в части субсидирования строительства объектов производственно-сбытовой инфраструктуры СПГ. Так, например, в целях налогового стимулирования проектов по производству СПГ установлена нулевая экспортная пошлина на него. Кроме того, в целях развития рыночных принципов ценообразования на газ в РФ принят ряд нормативно-законодательных актов²³, которыми совершенствуется порядок государственного регулирования цен на газ для последующего экспорта.

Для проектов по производству СПГ, реализуемых в различных регионах, применяются специальные льготы, такие, как понижение региональной части ставки по налогу на прибыль организаций.

ФАКТЫ

Объекты малотоннажного

СПГ

целесообразно разделить на три группы, исходя из массы, находящегося на объекте СПГ и единичному объему емкостей хранения

Предоставляется льгота по налогу на имущество в отношении имущества, составляющего единый технологический комплекс по добыче и производству СПГ на полуострове Ямал. Предусмотрено увеличение государственного финансирования инфраструктурных объектов под проекты по производству СПГ в рамках федеральных и региональных целевых программ²⁴.

Однако этого недостаточно. Представители компаний отмечают, что на сегодняшний день строительство производственно-сбытовой структуры объектов СПГ без возможности прямых поставок СПГ за пределы РФ невыгодно.

Необходимо создание комплексной федеральной целевой программы развития производства и применения СПГ в РФ и мер государственной поддержки, направленных на ее внедрение

Поэтому необходимы такие меры, как определение квот на продажу части продукции на экспорт, которые целесообразно определять с учетом срока окупаемости объекта с возможным пересмотром не чаще одного раза в три года и объемом допустимых продаж не более 50 % от производительности завода.

Малотоннажный СПГ

Современные комплексы по производству СПГ являются высокотехнологичными производствами, поэтому достижение целей, заявленных в Энергетической стратегии РФ, невозможно без одновременного развития отечественных технологий, инжиниринговых компетенций, производственной базы, без осуществления технологической

независимости российской индустрии СПГ, т.е. без технологического суверенитета. Развитием производственно-сбытовой инфраструктуры СПГ в России активно занимается ООО «Газпром СПГ технологии». Для реализации основной задачи – повышения использования СПГ в качестве моторного топлива для транспорта и нужд автономной энергетики, – компания строит комплексы по сжижению природного газа и объекты инфраструктуры, обеспечивающие производство и поставку СПГ.

В течение 2022–2024 гг. «Газпром СПГ Технологии» планирует построить от 21 до 26 комплексов по производству и отгрузке СПГ общей мощностью 1 млн т.

Так, осенью 2020 г. компания начала строительство комплекса по малотоннажному производству и отгрузке СПГ (КСПГ) «Тобольск» в Тюменской области. Проектная мощность – 5 т/час СПГ с возможностью увеличения до 10 т/час. Процесс производства основан на использовании технологии перепада давления на ГРС с возможностью самостоятельной электрогенерации. Основным потребителем товарной продукции КСПГ выступят газотурбовозы РЖД, которые будут использовать СПГ в качестве газомоторного топлива на стратегически важном железнодорожном участке, по которому транспортируются углеводороды с месторождений ХМАО и ЯНАО.

В апреле 2022 года компания приступила к пусконаладочным работам КСПГ «Садилowo».

Современный высокотехнологичный комплекс расположен в Татарстане – вблизи узла замера, редуцирования и одоризации газа, который выступает для него источником сырьевого газа. Проектная мощность 1,5 тонны СПГ в час, годовая производительность – 12 тыс. тонн СПГ.

В следующем году планируется запустить в эксплуатацию ЛСПГ «Конаково» – энергоэффективное экологическое решение полной заводской готовности, производительностью по СПГ 500–750 кг/ч и КПГ 500 нм³/ч. ЛСПГ состоит из компрессорного блока, блока сжижения, блока вспомогательного оборудования, блока сепаратора низкого давления и блока АСУ.

Также строится комплекс СПГ на газопроводе-отводе к ГРС «Каргала», объект будет обеспечивать газом несколько северных поселков. Производительность КСПГ 7,5 тонн в час.

Помимо заводов, компания работает над сетью крио АЗС для заправки магистрального автотранспорта вдоль федеральных трасс. Так, в июле 2021 г. ООО «Газпром СПГ технологии» ввело в промышленную эксплуатацию первый в Пермском крае криогенный топливозаправочный пункт (крио ТЗП) модульного типа. Строительство крио ТЗП выполнено ООО «Газпром СПГ технологии» в сжатые сроки в рамках программы технического перевооружения КСПГ «Канюсята». Благодаря собственному современному производству компания обеспечит бесперебойные поставки топлива потребителям, а использование экологичного СПГ вместо дизеля будет способствовать снижению промышленного воздействия на природу.

Таким образом, в России уже осуществлен и планируется в дальнейшем значительный объем инвестиций в производственные и сбытовые объекты в рамках долгосрочной программы развития

ФАКТЫ

До 120-140 млн т

планируется увеличить производство СПГ к 2035 г.

производства СПГ. Чтобы это стало возможным необходимо, в частности, правильно определить ракурс развития нормативно-правовой базы в части субсидирования строительства объектов производственно-сбытовой инфраструктуры СПГ.

Подводя итог отметим, что Россия обладает большим потенциалом по производству сжиженного природного газа. Европейский союз активно строит новые терминалы. При развитии производственно-сбытовой инфраструктуры СПГ в России важно принять во внимание развитие рынка СПГ в европейских странах и развивать производство сжиженного природного газа, что позволит российским энергоресурсам быть более конкурентоспособными на международном рынке. В России осуществляется и в дальнейшем будет увеличиваться объем частных и государственных инвестиций в производственные и сбытовые объекты в рамках долгосрочной программы развития производства СПГ. Сегодня важно наметить правильное направление модернизации нормативно-правовой базы, которая заложит основы эффективного развития отрасли. В частности, целесообразно разделить объекты малотоннажного СПГ в зависимости от массы, находящегося на объекте СПГ и единичному объему емкостей хранения. Необходимо создание комплексной федеральной целевой программы развития производства и применения СПГ в РФ и мер государственной поддержки, направленных на ее внедрение.

Эти изменения позволят ускорить развитие производственно-сбытовой инфраструктуры СПГ в России. ●

KEYWORDS: *liquefied gas, LNG, legal framework, Russia, EU, LNG global market.*

²² Там же.

²³ Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2017 г. № 1663 «О некоторых вопросах реализации газа в Российской Федерации». Постановление Правительства Российской Федерации от 30 ноября 2018 г. № 1442 «Об изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации по вопросам государственного регулирования цен на газ».

²⁴ Мишустин: нужно развивать производство СПГ в России. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.kommersant.ru/doc/5480966>. Дата обращения: 27.07.2022.

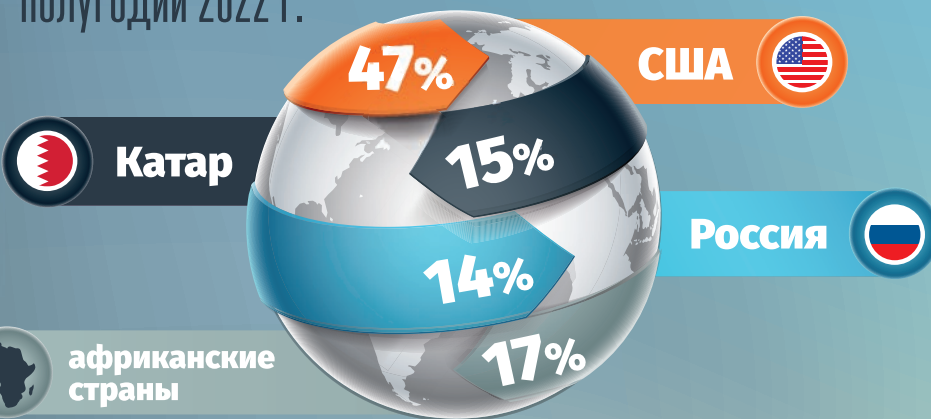
²² Там же.

²³ Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2017 г. № 1663 «О некоторых вопросах реализации газа в Российской Федерации». Постановление Правительства Российской Федерации от 30 ноября 2018 г. № 1442 «Об изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации по вопросам государственного регулирования цен на газ».

²⁴ Мишустин: нужно развивать производство СПГ в России. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.kommersant.ru/doc/5480966>. Дата обращения: 27.07.2022.

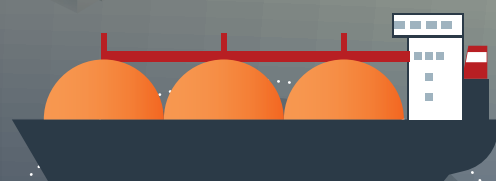
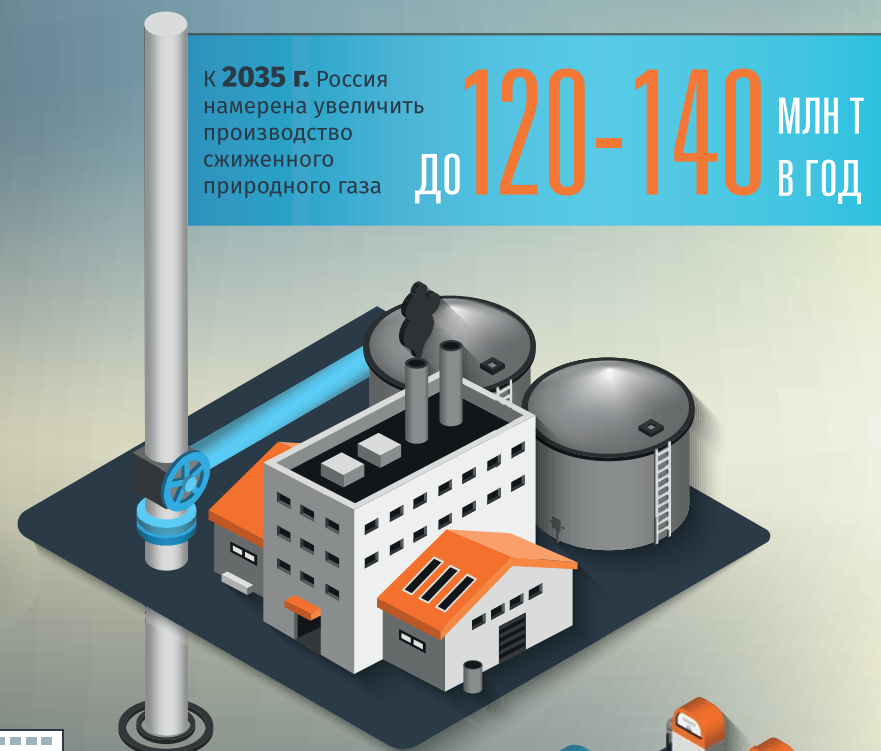
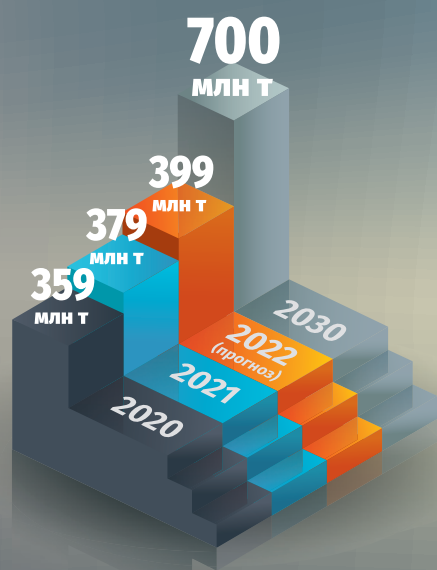
СПГ

Экспорт СПГ в Европу в первом полугодии 2022 г.



РФ производит
30 млн т СПГ

Мировой рынок СПГ



Экспорт СПГ из США в последние шесть месяцев вырос в среднем до

11,2 млрд куб. футов/сут

Это на **12%** больше, чем за аналогичный период прошлого года

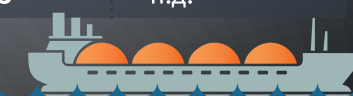


В 2021 году потребление СПГ в мире составило

382,7 млн тонн

достигнув исторического максимума

Крупнейшие проекты по производству СПГ в России¹



ИННОВАЦИОННЫЕ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ: решения компании ПЕРМТЕХСПЕЦ



**Гончарук
Алексей Иванович**

начальник производственно-
технического отдела
ПЕРМТЕХСПЕЦ



**Харасов
Михаил Филаритович**

директор компании
ПЕРМТЕХСПЕЦ

В ПРЕДЫДУЩЕМ ВЫПУСКЕ МЫ РАССКАЗЫВАЛИ ЧИТАТЕЛЯМ NEFTEGAZ.RU О РЕЗУЛЬТАТАХ КОМПАНИИ ПЕРМТЕХСПЕЦ, КОТОРЫЕ ОНА ДОСТИГЛА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЦИФРОВОГО РЕШЕНИЯ COBALT, ПОЗВОЛЯЮЩЕГО КОМПАНИИ УВЕЛИЧИТЬ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ИНЖЕНЕРОВ ПТО И СОКРАТИТЬ АДМИНИСТРАТИВНЫЕ РАСХОДЫ ПО НЕСКОЛЬКИМ ПРОЕКТАМ. РАНЕЕ ДИРЕКТОР КОМПАНИИ ПЕРМТЕХСПЕЦ ХАРАСОВ МИХАИЛ ФИЛАРИТОВИЧ КОММЕНТИРОВАЛ, ЧТО ИСПОЛЬЗУЕМОЕ РЕШЕНИЕ ПОНЯТНО НА ИНТУИТИВНОМ УРОВНЕ, ДАЖЕ НОВОМУ СПЕЦИАЛИСТУ ЯСЕН ПОРЯДОК ДЕЙСТВИЙ ПРИ РАБОТЕ С ПРОГРАММНЫМ ОБЕСПЕЧЕНИЕМ. ТЕМА ВЫЗВАЛА ПОВЫШЕННОЕ ВНИМАНИЕ У МНОГИХ УЧАСТНИКОВ СТРОИТЕЛЬНОЙ ОТРАСЛИ. НА ИНТЕРЕСУЮЩИЕ ВОПРОСЫ МЫ ПОПРОСИЛИ ОТВЕТИТЬ СПЕЦИАЛИСТОВ КОМПАНИИ ПЕРМТЕХСПЕЦ

IN THE PREVIOUS ISSUE, WE TOLD THE READERS OF NEFTEGAZ.RU ABOUT THE RESULTS THAT «PERMTEHSPETS» ACHIEVED USING THE COBALT DIGITAL SOLUTION, WHICH ALLOWED THE COMPANY TO INCREASE THE PRODUCTIVITY OF TECHNICAL ENGINEERING DEPARTMENT ENGINEERS AND REDUCE ADMINISTRATIVE COSTS ON SEVERAL PROJECTS. EARLIER, MIKHAIL FILARITOVICH KHARASOV, DIRECTOR OF THE COMPANY PERMTEHSPETS, COMMENTED THAT THE USED SOLUTION IS UNDERSTANDABLE ON AN INTUITIVE LEVEL; EVEN A NEW SPECIALIST UNDERSTANDS THE PROCEDURE FOR WORKING WITH THE SOFTWARE. THE TOPIC AROUSED INCREASED ATTENTION FROM ALL PARTICIPANTS IN THE CONSTRUCTION INDUSTRY. WE ASKED THE SPECIALISTS OF THE COMPANY PERMTEHSPETS TO ANSWER THE QUESTIONS OF INTEREST

Ключевые слова: программное обеспечение, цифровое решение, сокращение административных расходов, оптимизация производственных процессов, строительство нефтегазовых объектов.

– Алексей Иванович, расскажите нам подробнее о том, как прошло внедрение программного продукта и с какими сложностями пришлось столкнуться при работе с ПО?



– Когда мне впервые сказали о тестировании программного обеспечения, я столкнулся с внутренним противоречием.

Представления об предлагаемом к тестированию цифровом решении не было, было больше «но». Ведь сотрудники службы ПТО – это процессники, которые отвечают за результат, объемы и сроки. Поэтому вписать в четко

регламентированный рабочий процесс тестирование новой программы мне казалось крайне затруднительным. На совместном совещании с руководством компании было презентовано решение COBALT.

– Ваши опасения оправдались?

– Честно сказать, нет. Прежде чем коллегиально рекомендовать тестирование программного обеспечения на реальных объектах, я апробировал его самостоятельно. На формирование одной папки раздела ТХ в среднем на объекте уходит 1–3 дня, у меня же этот процесс занял неполные 4 часа. Результаты поразили. Более того, удивила сама программа,

которая проста в использовании, алгоритм действий последователен и формирование реестра к папке по исполнительной документации происходит в соответствии с утвержденной нормативной документацией. Приятным открытием стало то, что программное обеспечение представлено не в формате Excel, с макросами, который ограничен в своем функционале. COBALT – это именно программное решение, позволяющее быстро оцифровать данные и выдать итоговый документ. Не нужно поднимать огромный объем информации для уточнения и отслеживания действий, все версии сохраняются в едином цифровом пространстве. Конечно, замечательно, когда

программа подсказывает действия, указывает на ошибки – эти автоматизированные действия значительно упрощают процесс формирования исполнительной документации.

– По какому принципу был выбран этот проект?



– Основные проекты были выбраны ситуационно, и тестирование проводилось на объектах, которые требовали увеличения

производительности ввиду увеличения объемов работ. Да, это был риск. Но для себя мы определили двухнедельный период, в течение которого, получив контрольный срез по выполненным с помощью цифрового решения работам, при необходимости сможем подключить профильных специалистов для намерствывания объемов. Результаты приятно удивили и привлечение дополнительных сотрудников не потребовалось, ведь все работы выполнялись в ПО с опережением сроков.

– Михаил Филаритович, а как происходило обучение сотрудников и всем ли удалось одновременно освоить цифровое решение COBALT?

– Тут не было никаких проблем, изначально за каждым проектом был закреплен менеджер, который провел обучение, ответил на вопросы участников и в течение периода тестирования ПО контролировал выполнение работ инженерами ПТО в программе. Так, по словам сопровождающего сотрудника, обращения специалистов после двух дней работы снизились на 90%. Результат заполнения специальных журналов превысил ожидания, работы выполнялись с опережением от стандартных сроков.

– В каких направлениях по подготовке исполнительной документации проводилось тестирование цифрового решения по подготовке исполнительной документации COBALT и почему выбор был сделан в пользу данных направлений?

– Большая часть заказа услуг компании связана с формированием исполнительной документации по технологическому трубопроводу. Поэтому и выбор направления был определен без колебаний. Более того, сами специалисты по направлению ТХ смогли бы давать конструктивную обратную связь разработчикам.

– Хочется понять, какие еще недостатки Microsoft Excel перекрывает COBALT?



– При работе в Excel есть ряд сложностей, таких как скорость работы, зависящая от объема данных, которые хранятся отдельно и, более того, не защищены. Существует ограниченность в количестве строк и отсутствует возможность отследить прогресс хода работ. Еще одно неудобство связано с отсутствием доступа к данным, подготовленным другим пользователем, такой формат далеко не всегда удобен для заказчика. Цифровое решение COBALT решает эти задачи, более того, оно обладает такой функцией, как кроссплатформенность, позволяющей накапливать данные с возможностью их дальнейшего одновременного использования всеми участниками строительного процесса, формирует статистические отчеты, а повторная подготовка

документов с измененным параметром не требует повторного ввода всех данных.

– Вы можете привести конкретный пример?

– Разобравшись в функционале цифрового решения по формированию исполнительной документации COBALT, мы выделили для себя потенциал к увеличению производительности. Оптимизировали работу инженеров ПТО, заменив их цифровым решением, а освободившиеся специалисты позволили нам усилить входной контроль, исправив ситуацию на площадке строительства.

Так, например, при оказании услуг по формированию исполнительной документации на одном проекте при тестировании COBALT для формирования исполнительной документации мы обошлись силами пяти сотрудников вместо предполагаемых двенадцати.

– Почему после успешного тестирования ПО вы не приняли сразу решение о его стопроцентном применении на действующих проектах?

– Решение по использованию принято, сейчас мы уже начинаем оптимизировать работу на текущих проектах и включаем использование COBALT в работу на новых проектах.

Ну а для нас – это не просто оптимизация затрат, но и новый уровень для повышения компетенций и дальнейшего развития компании. ●

KEYWORDS: software, digital solution, reduction of administrative costs, optimization of production processes, construction of oil and gas facilities.



МЕТОДИКА УКРУПНЕННОЙ ТЕХНИКО- ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ освоения нефтегазовых месторождений

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ МЕТОДИКА УКРУПНЕННОЙ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ СТАТИЧЕСКОГО И ДИНАМИЧЕСКОГО МЕТОДА. МЕТОДИКА ПРИМЕНИМА КАК НА РАННИХ СТАДИЯХ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ (ГАЗА), ТАК И ПРИ УСЛОВИЯХ ДОРАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ОНА ПОЗВОЛЯЕТ ОЦЕНИВАТЬ ПРЕДЕЛЬНО РЕНТАБЕЛЬНЫЕ ЗАПАСЫ И НА ЭТОЙ ОСНОВЕ ОПРЕДЕЛЯТЬ ВЕЛИЧИНУ ДОХОДА ИНВЕСТОРА. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ЯВЛЯЕТСЯ НАУЧНО ОБОСНОВАННЫМ И ОБЕСПЕЧИВАЕТ ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

THE ARTICLE DISCUSSES THE METHODOLOGY FOR AN INTEGRATED TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS BASED ON THE STATIC AND DYNAMIC METHODS. THE PROCEDURE IS APPLICABLE BOTH AT THE EARLY STAGES OF PROSPECTING AND EXPLORATION OF DEPOSITS OF OIL (GAS) DEPOSITS, AND UNDER THE CONDITIONS OF COMPLEMENTAL SURVEY OF DEPOSITS. IT ALLOWS TO EVALUATE marginally profitable reserves AND, ON THIS BASIS, DETERMINE THE AMOUNT OF THE INVESTOR'S INCOME. THE RECOMMENDED INTEGRATED APPROACH IS EVIDENCE-BASED AND IMPROVES THE QUALITY OF CHOOSING OPTIMAL DESIGN SOLUTIONS

Ключевые слова: экономическая методика, разведка месторождений, статическая модель, динамическая модель, экономическая оценка.

**Богаткина
Юлия Геннадьевна**

Федеральное государственное
бюджетное учреждение науки,
Институт проблем нефти и газа
Российской академии наук (ИПНГ РАН),
К.Т.Н., В.Н.С.

Дальнейшее развитие нефтяной и газовой промышленности во многом будет определяться практической реализацией эффективных инвестиционных проектов на стадиях поисков, разведки и разработки месторождений [1–5].

В настоящее время в основном нефтегазодобывающем районе Западной Сибири, на долю которой приходится 70 процентов добычи сейчас и в перспективе, крупные высокопродуктивные месторождения

вступили в стадию падающей динамики добычи. В этих условиях дальнейшее приращение ресурсов и промышленное освоение запасов будет осуществляться за счет разработки небольших залежей с трудноизвлекаемыми («дорогими») запасами в сложных природно-геологических условиях.

А также за счет добычи из обводненных скважин с преждевременным падением нефтеотдачи по невыработанным остаточным запасам при значительном росте затрат и снижении эффективности эксплуатации. Необходимо отметить, что по мере извлечения невозобновляемых природных ресурсов и запасов как в России, так и за рубежом действует

объективный фактор возрастания стоимости углеводородов [6–8].

В настоящее время известно, что мировой максимальный уровень годовой добычи нефти уже достигнут и началось его снижение с закономерным ростом стоимости освоения запасов и ресурсов. Их освоение зависит:

- от потребности общества в энергопотреблении;
- от природно-геологических и производственных особенностей добычи углеводородов;
- от степени разведанности и изученности нефтегазовых залежей;

- от стадий разработки месторождений;
- от технологических параметров разработки месторождений;
- от экологических условий разработки месторождений;
- от уровней затрат, цен, налогов и величины дохода, получаемого в процессе производства.

Отметим, что развитие и концентрация обрабатывающих отраслей производства ведет, как правило, к экономии труда и удешевлению стоимости продукции. В добывающих же отраслях производства и, в частности, в нефтедобывающих с выраженной динамичностью и длительностью производственного цикла (поиски, разведка, эксплуатация, ликвидация) действует другая объективная закономерность. А именно идет удорожание продукции даже при влиянии благоприятных факторов (научно-технического прогресса, ресурсосбережения), так как нефтедобывающее производство основано на непосредственном исчерпании невозпроизводимого углеводородного товара, спрос и потребность на который закономерно растет и диктует рыночные цены [8].

В условиях формирования конкурентоспособного международного рынка природного сырья создана методика укрупненной технико-экономической оценки освоения нефтегазовых месторождений на основе статической и динамической модели.

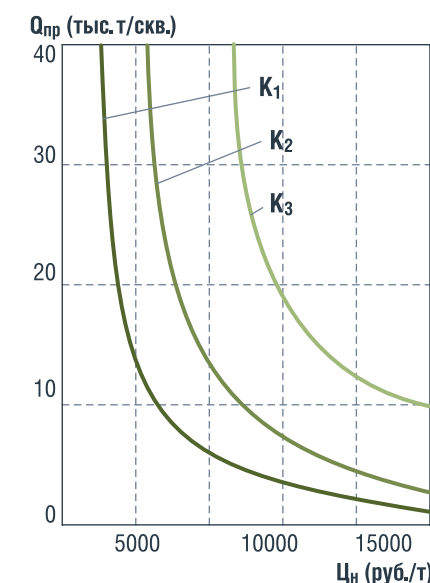
На ранних стадиях поисков и разведки залежей месторождений нефти (газа), а также при условиях доразведки месторождений может быть использован статический метод освоения запасов углеводородов.

В статическом методе в качестве экономического критерия используется величина предельно рентабельных (минимальных) запасов (накопленных отборов) нефти (газа) на новую скважину за нормативное время ее работы, выраженная в тысячах тонн. Для определения критерия рассчитывают затратную и доходную части на добычу нефти (газа) с использованием укрупненных нормативов капитальных и эксплуатационных расходов, действующих цен и налогов, принятых

по аналогии с месторождениями в районе функционирующих нефтедобывающих предприятий [9, 10]. При этом учитывается глубина бурения скважины, предполагаемые сетки скважин и система разработки [9, 10]. Рассчитанные величины предельно рентабельных запасов (при равенстве затрат и выручки) сопоставляются с возможным количеством накопленной добычи (запасов) нефти из разведочной скважины, полученной после бурения и опробования, и определяется общее правило укрупненной геолого-экономической оценки по статическому методу. То есть, если запасы (накопленные отборы) нефти по исследуемой скважине меньше предельно допустимых, то освоение залежи убыточно. Если запасы (накопленная добыча) нефти по исследуемой залежи скважины больше предельно допустимых, то ее освоение и разбуривание экономически целесообразно и эффективно. Если запасы (накопленная добыча) нефти по исследуемой скважине и предельно-допустимые запасы равны, то это предельное, граничное безубыточное освоение залежи с бурением скважин. С использованием рассчитанных предельно допустимых запасов на скважину за нормативное время работы, как локального критерия оценки залежи, определяются другие оценочные предельно допустимые показатели. А именно начальный предельно допустимый (минимальный) дебит (удобный для практического использования $q = t/\text{сут}$) и минимально допустимая эффективная величина нефтенасыщенной мощности (толщины) продуктивного пласта (h_m). Указанные предельно допустимые показатели также сопоставляются с аналогичными геолого-технологическими параметрами по анализируемой на залежи скважине и применяются как экономический инструмент для принятия проектного решения с использованием вышеизложенного общего правила [9]. На рисунке 1 представлены зависимости изменения предельно допустимых отборов нефти от уровня цены, рассчитанные для наиболее типичных геолого-технологических и экономических условий разработки продуктивных пластов по новым месторождениям Сургутского свода АС, БС, ЮС.

Они могут быть рекомендованы для практического принятия решения о целесообразности промышленного освоения выявленной залежи при современном уровне техники и технологии добычи и действующих нормативах, налогах и ценах [3].

РИС. 1. Изменение предельных запасов (накопленных отборов) нефти на скважину ($Q_{\text{пр}}$, тыс.т/скв.) по продуктивным пластам нового месторождения Сургутского свода в зависимости от уровня цены на нефть (C_n , руб./т) K_1 – пласт БС, K_2 – пласт АС, K_3 – пласт ЮС



Динамический метод предполагает расчет величины дохода, учитывающего как продуктивность залежей, так и чистый дисконтированный поток денежной наличности как критерий оценки. Величина критерия рассчитывается как суммарная дисконтированная разность между выручкой от реализации продукции (по ценам внутреннего и мирового рынка) и затратами – капитальными и эксплуатационными (без амортизации), включая налоги в себестоимости добычи нефти, газа и в цене [3].

Необходимо подчеркнуть, что именно максимальная ожидаемая величина дохода формируется при оптимальном прогнозе промышленного освоения месторождения и позволяет выделить из ресурсов извлекаемые запасы, которые экономически целесообразно вводить в эксплуатацию. Вместе с этим именно максимальная величина дохода позволяет обосновать проектную величину нефтеотдачи, срок ее достижения, оптимальную динамику



РИС. 2. Годовая добыча нефти по суммарному варианту

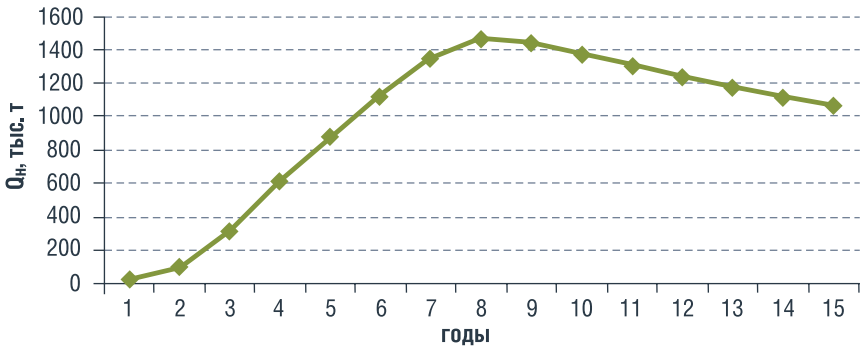


ТАБЛИЦА 1. Результаты расчета рентабельности освоения месторождений на основе статической модели

Наименование показателя	Величина
Стоимость бурения эксплуатационной нефтяной, нагнетательной скважины, тыс. руб./скв.	31 067
Норматив капитальных затрат в обустройство скважины, тыс. руб./скв.	48 000
Норма капитальных затрат в обустройство, не входящее в сметы строек, тыс. руб./скв.	2430
Норма затрат в условно-постоянные эксплуатационные расходы, тыс. руб./скв.	3330
Норма затрат в условно-переменные эксплуатационные расходы, руб./т нефти	36,60
Цена реализации нефти без учета налогов, руб./т	28 167,00
Цена реализации нефти с учетом налогов, руб./т	15 726,92
Время работы скважины, годы	15
Среднее значение извлекаемых запасов нефти, тыс. т/скв.	11,66
Предельно рентабельные запасы, тыс. т/скв.	5,35

ТАБЛИЦА 2. Технологические показатели по суммарному варианту разработки месторождений по данным ИПНГ РАН

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения добыв.	Фонд скважин	Годовая добыча нефти, тыс. т	Предельно извлекаемые запасы на скважину, тыс. т/скв.	Рентабельность
1	2	3	4	5	6
2008	3	3	24,6000	8,20	рентабельно
2009	6	9	95,9400	10,66	рентабельно
2010	21	30	310,0830	10,34	рентабельно
2011	19	49	613,9689	12,53	рентабельно
2012	18	67	878,8804	13,12	рентабельно
2013	18	85	1122,7564	13,21	рентабельно
2014	18	103	1354,4386	13,15	рентабельно
2015	6	109	1476,1366	13,54	рентабельно
2016	0	109	1449,0698	13,29	рентабельно
2017	0	109	1376,6163	12,63	рентабельно
2018	0	109	1307,7855	12,00	рентабельно
2019		109	1242,3962	11,40	рентабельно
2020		109	1180,2764	10,83	рентабельно
2021		109	1121,2626	10,29	рентабельно
2022		109	1065,1995	9,77	рентабельно

добычи и, следовательно, стратегию разработки месторождения

Рассмотрим применение данной методики для одного из месторождений Ханты-Мансийского АО с трудно-извлекаемыми запасами нефти на основе технологического варианта разработанного в ИПНГ РАН. Месторождение находится в разработке с 2008 года и приурочено к осадочным породам ниже- и среднеюрского возраста [6]. Годовая добыча по варианту представлена на рисунке 2.

В расчетах используются укрупненные нормативы удельных затрат и усредненная цена с учетом налоговых показателей в рамках нефтегазодобывающего предприятия начиная с 2008 года. В качестве критерия оценки по статическому методу была принята величина предельно рентабельных запасов нефти. Результаты расчетов представлены в табл. 1, 2.

Сравнение предельно рентабельных запасов нефти со средним значением извлекаемых запасов нефти показало, что освоение месторождений по статическому методу является рентабельным.

Кроме этого, оценка технико-экономической эффективности суммарного варианта была проведена с помощью динамического методана на основе прогноза технологических показателей, разработанных в ИПНГ РАН (таблица 2).

Все расчеты были выполнены в соответствии с российским законодательством, с учетом налоговых, ценовых и отраслевых особенностей и требований по охране недр и окружающей среды

Расчеты проведены по укрупненным нормам затрат, представленным в таблице 1.

В качестве основного критерия оценки принимается величина чистого дисконтированного дохода по действующей налоговой модели [2, 6]. Результаты расчетов представлены в табл. 3.

Как показали расчеты, вариант по величине ЧДД высокоэффективен.

При оценке варианта учитывалась величина риска, позволяющая уточнить его влияние на эффективность и надежность технико-экономических решений в условиях особенности работы нефтегазодобывающего производства. К этим условиям

ТАБЛИЦА 3. Экономические показатели по суммарному варианту с применением динамической модели

Годы	Выручка без налогов, тыс. руб.	Капитальные вложения, тыс. руб.	Эксплуатац. условно-постоянные расходы, тыс. руб.	Эксплуатац. условно-переменные расходы, тыс. руб.	Чистый дисконт. доход за 15 лет, тыс. руб.
1	386 882,23	267 435,75	9990,00	905,63	82498,65
2	1 508 840,70	534 871,50	29 970,00	3531,96	649 777,37
3	4 876 650,53	1 872 050,25	99 900,00	11 415,48	1 817 269,79
4	9 655 838,99	1 693 759,75	163 170,00	22 602,82	4 440 265,12
5	13 822 081,86	1 604 614,50	223 110,00	32 355,35	6 209 358,32
6	17 657 499,88	1 604 614,50	283 050,00	41 333,47	7 422 283,28
7	21 301 147,00	1 604 614,50	342 990,00	49 862,69	8 281 282,25
8	23 215 082,84	534 871,50	362 970,00	54 342,92	8 682 534,17
9	22 789 404,94	0,00	362 970,00	53 346,47	7 932 280,27
10	21 649 934,69	0,00	362 970,00	50 679,15	6 844 756,17
11	20 567 437,95	0,00	362 970,00	48 145,19	5 906 062,59
12	19 539 066,06	0,00	362 970,00	45 737,93	5 095 856,10
13	18 562 112,75	0,00	362 970,00	43 451,03	4 396 571,80
14	17 634 007,12	0,00	362 970,00	41 278,48	3 793 043,98
15	16 752 306,76	0,00	362 970,00	39 214,56	3 272 178,62
Суммарные значения					
	229 918 294,30	9 716 832,25	4 055 940,00	538 203,14	73 792 230,49

относятся: недостоверность геолого-промысловых параметров, недоразведанность месторождения, качество строительства скважин, высокая капиталоемкость, недостаточная обоснованность прогноза динамики добычи нефти и коэффициентов нефтеотдачи, сложность в определении предстоящих затрат и цен в условиях непредсказуемости рыночной конкуренции.

Из таблицы 4 видно, что на всем интервале значения ЧДД положительны, что свидетельствует о низком уровне экономического риска.

Рекомендуемый комплексный подход является научно обоснованным и обеспечивает повышение качества выбора оптимальных проектных решений.

В заключение отметим, что расчеты проводились с помощью интеллектуальной автоматизированной системы, разработанной в ИПНГ РАН [9, 10]. Система содержит базы данных удельных капитальных и эксплуатационных затрат по вариантам разработки месторождений, связанных с базами данных прогнозных технологических показателей по месторождениям.

ТАБЛИЦА 4. Оценка риска по варианту

Колебания показателей (+/-)	Чистый дисконт. доход, млн руб.
Изменение добычи нефти	
-20 %	44 551,75
-15 %	51 861,87
-10 %	59 171,99
0 %	73 792,23
10 %	88 412,48
15 %	95 722,60
20 %	103 032,72
Влияние изменения цены	
-20 %	50 399,85
-15 %	56 247,94
-10 %	62 096,04
0 %	73 792,23
10 %	85 488,43
15 %	91 336,53
20 %	97 184,62
Влияние изменения капитальных затрат	
-20 %	74 623,76
-15 %	74 417,51
-10 %	74 210,18
0 %	73 792,23
10 %	73 369,93
15 %	73 157,14
20 %	72 943,26
Влияние изменения текущих затрат	
-20 %	74 133,18
-15 %	74 047,94
-10 %	73 962,71
0 %	73 792,23
10 %	73 621,76
15 %	73 536,53
20 %	73 451,29

- Гужновский Л.П., Казаков С.Е. Планирование добычи нефти и подготовки запасов. – М.: Недра, 1989. – 190 с.
- Желтов Ю.П., Золотухин А.Б., Пономарева И.А. Методы прогнозирования развития нефтегазового комплекса. – М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 1991. – 230 с.
- Пономарева И.А. Основные принципы и правила экономической оценки вариантов разработки месторождений в инвестиционных проектах // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 1996. – № 9. – С. 2.
- Андреев А.Ф., Дунаев В.Ф., Зубарева В.Д., Иваник В.В., Иванов А.В., Кудинов Ю.С., Пономарев В.А., Саркисов А.С. Основы проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности – М.: – Недра, 1997. – 341 с.
- Бинатов Ю.Г., Пельменёва А.А., Ушвицкий Л.И. Экономика нефтяного комплекса: ретроспективы, современность, прогнозы. – Ставрополь: – СевКавГТУ, 2005 – 193 с.
- Официальный сайт нефтяной компании «Роснефть». URL: <http://www.rosneft.ru/>. Загл. с экрана (дата обращения: 25.02.2017).
- Родионова Л.Н., Карамутдинова Д.М. Особенности оценки инвестиционных проектов в нефтяной отрасли // Экономика и управление народным хозяйством, 9 (130), 2015, с. 50–54.
- Абакумов Г.В. Оценка экономической эффективности проектов нефтегазодобычи в условиях Западной Сибири // Neftegaz.ru – 2009. – № 8.
- Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Пресс, 2020. – 248 с.
- Богаткина Ю.Г., Степанкина О.А. Проблемы инженерии знаний в нефтегазовых инвестиционных проектах // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2022. – № 3 (584). – С. 26–30.

KEYWORDS: *economic methodology, field exploration, static model, dynamic model, economic assessment.*

ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ХАРБЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Участие АО «Трест Коксохиммонтаж» в реализации проекта

В ИЮНЕ 2020 ГОДА ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» СОВМЕСТНО С АО «ТРЕСТ КОКСОХИММОНТАЖ» ПРИСТУПИЛИ КО ВТОРОМУ ЭТАПУ ОБУСТРОЙСТВА СЕВЕРНОГО БЛОКА ХАРБЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, А ИМЕННО К РЕАЛИЗАЦИИ ПЛОЩАДОЧНЫХ ОБЪЕКТОВ. КАКИЕ НЕСТАНДАРТНЫЕ ЗАДАЧИ ПРИШЛОСЬ РЕШАТЬ СПЕЦИАЛИСТАМ АО «ТРЕСТ КОКСОХИММОНТАЖ» В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ И КАКИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ БЫЛИ ПРИМЕНЕНЫ?

IN JUNE 2020, «NOVATEK-TARKOSALENEFTEGAZ» LLC TOGETHER WITH «TREST KOKSOKHIMMONTAZH» JSC BEGAN THE SECOND STAGE OF THE DEVELOPMENT OF THE HARBEYSKOYE FIELD NORTHERN BLOCK, NAMELY, THE IMPLEMENTATION OF SITE FACILITIES. WHAT UNUSUAL TASKS DID THE SPECIALISTS OF «TREST KOKSOKHIMMONTAZH» JSC HAVE TO SOLVE DURING THE CONSTRUCTION OF INDUSTRIAL FACILITIES AND WHAT TECHNICAL SOLUTIONS DID THEY APPLY?

Ключевые слова: обустройство месторождения, строительство промышленных объектов, дожимная компрессорная станция, Арктический регион.

Троско Алексей

руководитель проекта по обустройству Харбейского НГКМ, АО «Трест Коксохиммонтаж»

Запасы газа по результатам работ предварительно оцениваются в 220 млрд м³, извлекаемые запасы нефти – более 40 млн т по категориям ABC1+C2

Харбейское месторождение интересно наличием всех типов углеводородов: его запасы содержат нефть, газовый конденсат и газ. Учитывая разнообразный состав энергоносителей, запуск месторождения был разделен на три этапа.

Первый этап, направленный на обеспечение добычи газа,

включал запуск установки комплексной подготовки газа (УКПГ) и дожимной компрессорной станции (ДКС). В рамках второго этапа велись работы по запуску установки по дезтанизации конденсата (УДК).

Третий этап включает работы по строительству резервуарного парка и дожимной компрессорной станции попутного нефтяного газа (ДКС-ПНГ).



УДК 725.4



Реализация первых двух этапов началась в ноябре – декабре 2021 года, на проектную мощность в режиме пусконаладочных работ вышли в январе 2022 года. За короткий промежуток времени, всего 18 месяцев, было погружено 19 000 свай, выполнена прокладка кабельной продукции протяженностью 964,12 км, смонтировано более 14 тысяч тонн металлоконструкций, сварено свыше 290 000 д/д технологических трубопроводов.

По словам главы акционерного общества «Трест Коксохиммонтаж», которое является генеральным подрядчиком, сжатые сроки строительства приходилось выдерживать, несмотря на отрицательные температуры, держащиеся в Арктике большую часть года.

«Ввиду отсутствия круглогодичной логистики для обеспечения доставки на объект строительства материально-технических ресурсов специалисты КХМ проработали все возможные варианты ускорения сроков производства оборудования, металлоконструкций, трубной продукции и ЗРА, а также распределили приоритеты в доставке первоочередных МТР», – отметил Сергей Фуфаев.

Суровый арктический климат в не меньшей степени диктовал необходимость серьезной заботы об инфраструктуре для работников. Чтобы обеспечить комфортные условия быта, был построен временный жилой комплекс на 1600 мест, возведены вспомогательные сооружения, включающие лицензированный медицинский пункт, банно-прачечный комплекс, спортивные залы, столовые и магазин. «Трест Коксохиммонтаж»

применил так называемый шахматный принцип организации строительства, позволяющий минимизировать одномоментное производство смежных работ и значительно увеличить производительность труда.

технологического оборудования общей массой 447 тонн с применением кранов большой грузоподъемности (500 и 220 тонн). Из-за длинного логистического плеча протяженностью 470 км и массогабаритных размеров

Строительство НГКМ реализуется в отсутствие круглогодичного транспортного проезда

Но наибольший интерес вызывает реализация третьего этапа обустройства месторождения. Для уменьшения влияния на окружающую среду, а также минимизации капитальных вложений было принято решение об использовании оборудования с УПН Ханчейского НГКМ. Для этого специалисты АО «Трест Коксохиммонтаж» оперативно провели подготовительные работы по демонтажу оборудования, а после открытия зимней дороги г. Тарко-Сале – Ханчейское НГКМ произвели демонтаж 23 единиц

оборудования (самый крупный – сепаратор производительностью 200 м³ имеет высоту 4,6 м и массу 45 тонн) в течение месяца проводилась подготовка пути следования. Для этого была увеличена высота опор ВЛ, расширены радиусы разворота, занижена отметка дорожного полотна. Сама перевозка осуществлялась с помощью специальной «телескопической» траловой техники.

Как известно, флюид разделяется на три фракции: вода, нефть и попутный нефтяной газ. Чтобы исключить сжигание попутного нефтяного газа, производится установка дожимной компрессорной станции попутного нефтяного газа. ПНГ поступает на объекты ДКС-ПНГ, где происходит конечная подготовка и последующая подача газа на входные нитки УКПГ для подмеса с природным газом из сеноманских и валажинских скважин. Данная технология позволяет снизить практически до нуля влияние добычи углеводородов на окружающую среду, а также повысить рентабельность добычи нефти. ●



KEYWORDS: field development, construction of industrial facilities, oil treatment plant, booster compressor station, arctic region.

СЕЙСМИЧНОСТЬ при разработке месторождений углеводородов

ПРОБЛЕМА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РЕАКЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ВОЗДЕЙСТВИЯ В ХОДЕ РАЗРАБОТКИ ПРИОБРЕТАЕТ ВСЕ БОЛЬШУЮ ЗНАЧИМОСТЬ В СВЯЗИ С НАЧАВШИМСЯ ВО ВСЕМ МИРЕ ШИРОКИМ ВВЕДЕНИЕМ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НЕТРАДИЦИОННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА. В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ПРИМЕРЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ СЕЙСМИЧНОСТИ, СВЯЗАННОЙ С ВОЗДЕЙСТВИЕМ НА ПОДЗЕМНЫЕ ФЛЮИДНЫЕ СИСТЕМЫ, ПРЕДЛАГАЕТСЯ МОДЕЛЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ СОБЫТИЙ ПРИ ЗАКАЧКЕ, ПРИВОДЯТСЯ ПРИМЕРЫ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ ПО ПРЕДЛОЖЕННОЙ МОДЕЛИ. ПРЕДЛОЖЕННАЯ МОДЕЛЬ МОЖЕТ ПОСЛУЖИТЬ ОСНОВОЙ ПРИ ПЛАНИРОВАНИИ ОПЕРАЦИЙ ПО ЗАКАЧКЕ/ДОБЫЧЕ ФЛЮИДА С ЦЕЛЬЮ МИНИМИЗИРОВАТЬ РИСК ВОЗНИКНОВЕНИЯ ТЕХНОГЕННОЙ СЕЙСМИЧНОСТИ

THE PROBLEM OF PREDICTING OF HYDROCARBON DEPOSIT REACTIONS TO THE OIL AND GAS RECOVERY IMPACTS IS BECOMING INCREASINGLY IMPORTANT DUE TO THE WIDESPREAD UNCONVENTIONAL OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENTS. THE ARTICLE DISCUSSES EXAMPLES OF THE OCCURRENCE OF SEISMICITY ASSOCIATED WITH THE IMPACT ON UNDERGROUND FLUID SYSTEMS. A MODEL OF THE SEISMIC EVENT OCCURRENCES DURING FLUID INJECTION IS PROPOSED, EXAMPLES OF THE RESULTS OF CALCULATIONS BASED ON THE PROPOSED MODEL ARE GIVEN. THE PROPOSED MODEL CAN SERVE AS A BASIS FOR PLANNING FLUID INJECTION/EXTRACTION OPERATIONS TO MINIMIZE THE RISKS OF INDUCED SEISMICITY

Ключевые слова: сейсмичность, нетрадиционные месторождения углеводородов, подземные флюидные системы, моделирование сейсмичности, двухпараметрический закон трения.

Рига Василий Юрьевич

Всероссийский научно-исследовательский институт автоматики им. Н.Л. Духова, научный сотрудник

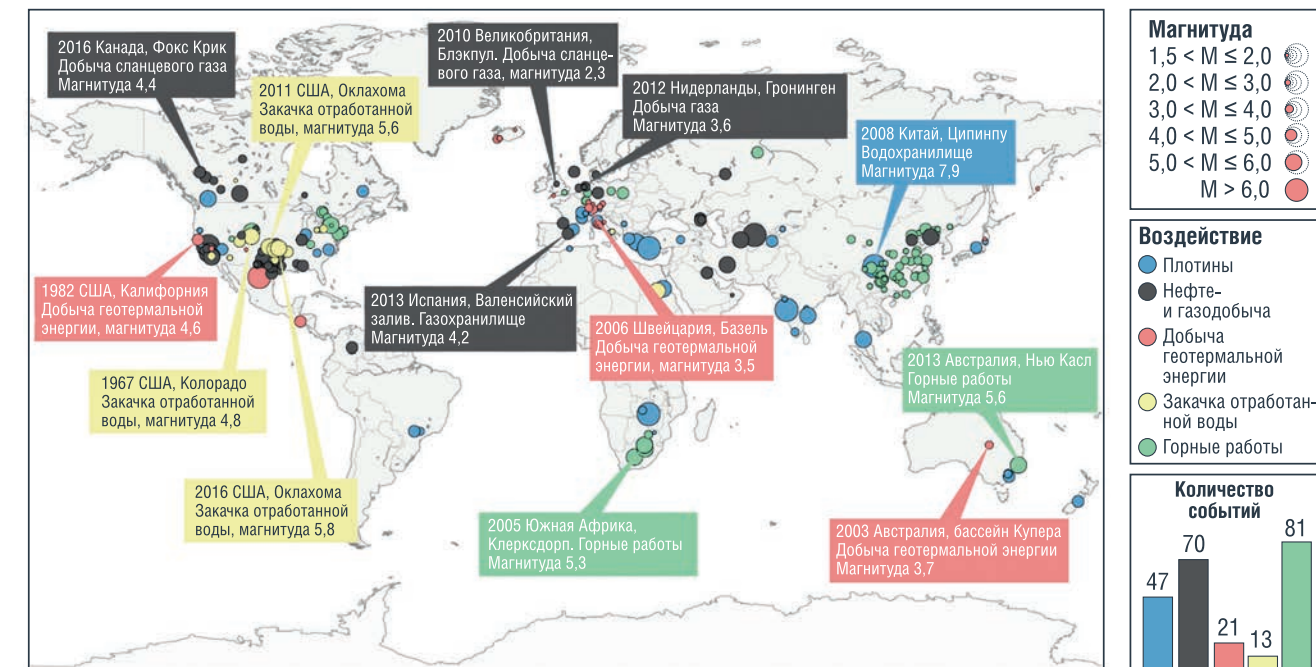
Турунтаев Сергей Борисович

директор, ФГБУН Институт динамики геосфер имени академика М.А. Садовского РАН, д.ф.-м.н.

Проблема прогнозирования реакции подземных флюидных систем на техногенное воздействие приобретает все большую значимость в связи с начавшимся во всем мире широким введением в эксплуатацию нетрадиционных месторождений нефти и газа и реализацией проектов по использованию геотермальных источников энергии. И в одном и в другом случае предполагается проведение массовых гидравлических разрывов пластов (для повышения дебитов на месторождениях углеводородов, получения перегретой воды, для увеличения приемистости закачивающих скважин). Проведение многостадийных

УДК 622.03

РИС. 1. Сейсмичность, индуцированная деятельностью человека, или для которой деятельность человека стала триггером



гидроразрывов является основным методом разработки сланцевых месторождений углеводородов, а также залежей в доманиковской и баженовской свитах в России.

В последние годы повысился интерес к возможностям использования микросейсмического мониторинга для получения дополнительной информации о механических свойствах коллекторов, о сейсмодинамических и флюидодинамических процессах, происходящих в них. Наиболее широко сейсмический мониторинг используется для оперативного определения положения трещины гидроразрыва пласта. Появились и работы, показывающие возможность использования данных микросейсмического мониторинга для оценки проницаемости пласта. В статье рассматриваются примеры возникновения сейсмичности, связанной с воздействием на подземные флюидные системы, предлагается модель возникновения сейсмических событий при закачке, приводятся примеры результатов расчетов по предложенной модели.

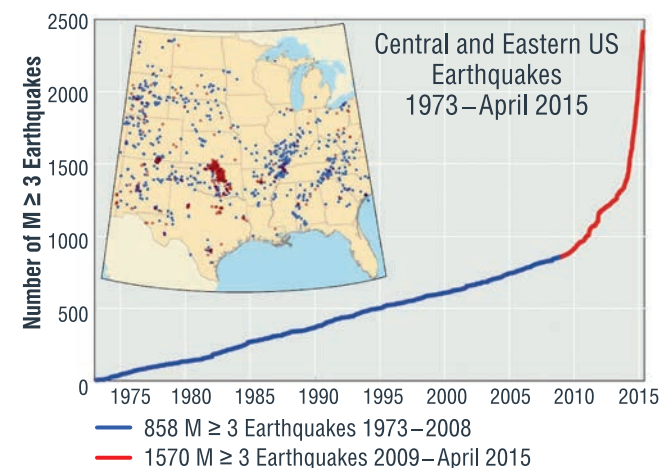
Негативные последствия воздействия на флюидные системы недр

Сейсмичность, индуцированная воздействием на недр, проявляется как в тектонически активных районах, так и в районах, в которых естественная сейсмичность не наблюдается. В дополнение к опубликованной ранее монографии [22] ниже представлены сведения о ряде случаев возникновения техногенной сейсмичности за последнее десятилетие. На рис. 1 приведена карта с некоторыми триггерными и индуцированными сейсмическими событиями, связанными в основном с воздействием на флюидные системы в недрах.

В статьях [16, 11] производится обзор основных механизмов возникновения индуцированной сейсмичности в центральных районах США и выделяется главный «виновник» резко возросшей

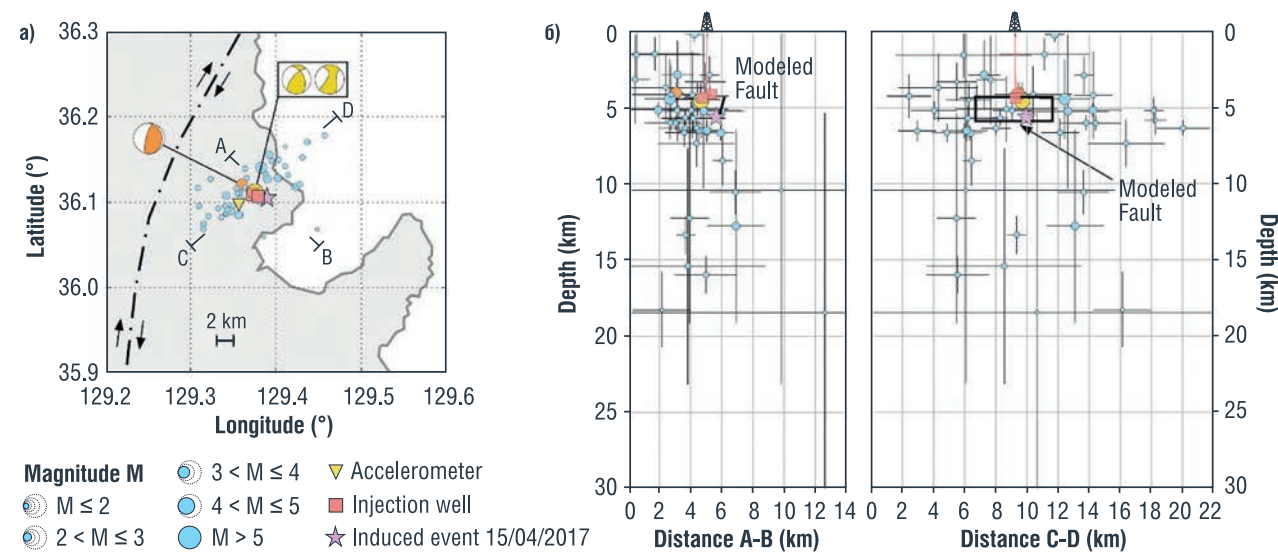
с 2009 г. сейсмичности (рис. 2) – закачка больших объемов жидкости в недра; показано, что гидроразрыв пласта сам по себе не является причиной повышенной сейсмичности. Авторы работы [16] связывают это с тем, что суммарный объем воды, размер области с повышенным давлением в случае длительной закачки воды будет значительно больше, чем в случае проведения ГРП. Индуцированная сейсмичность наблюдается на расстояниях до десятка километров от закачивающей скважины и на глубинах, отличных от глубины закачки (до 5 км). Крупнейшие землетрясения, индуцированные закачкой отработанной воды в США, имели магнитуды $M = 5,3$ (Тринидад, Колорадо, август 2011 г.) и $M = 5,6$ (Праг, Оклахома, ноябрь 2011 г.).

РИС. 2. Количество землетрясений с $M \geq 3$ в центральной и восточной частях США с 1973 года по апрель 2015 года [16]



Большинство скважин, используемых для утилизации отработанной воды, производят закачку не в фундамент, а в осадочные породы с высокой проницаемостью и пористостью.

РИС. 3. Детальная карта (а), показывающая эпицентры землетрясений, и два вертикальных сечения (б), показывающие распределение сейсмичности по глубине [7]



Распространение флюида и области повышенного давления при этом могут достигать разломных зон в фундаменте. Магнитуды наиболее интенсивных сейсмических событий часто коррелирует с суммарным объемом закачанной воды. Однако вопрос о том, является ли объем закачанной воды фактором, контролирующим максимально возможную магнитуду землетрясения, остается открытым.

Усиление сейсмичности в Оклахоме вынудило власти ввести дополнительные регуляторные меры, основанные на эмпирически полученных знаниях об отклике сейсмичности на темп и суммарный объем закачки. С 2015 года, вслед за этими мерами, количество землетрясений с $M > 3$ стало несколько меньшим, однако суммарный сейсмический момент, накопленный за месяц, изменился незначительно.

В статье [7] описывается самое крупное и разрушительное землетрясение в Южной Корее за последние 100 лет, произошедшее 15 ноября 2017 года и имевшее магнитуду 5,4 (рис. 3). Очаг был расположен недалеко от места, где происходила закачка воды для использования геотермальной энергии: через скважину на глубину 4 км с начала 2016 года по сентябрь 2017 года были закачаны тысячи кубических метров воды. Оказалось, что непосредственно под забоем скважины в пределах 1 км находится разлом. Согласно результатам работы [8] данное землетрясение является индуцированным и самым сильным из известных землетрясений, связанных с использованием геотермальной энергии. Данное событие может навсегда изменить индустрию геотермальной энергетики.

В статье [9] авторы приводят результаты анализа сейсмичности, связанной с созданием газового хранилища в море в заливе Валенсия, Испания. Закачка газа происходила в резервуар, откуда ранее извлекали нефть, с морской платформы Кастор. Суммарный объем газа, который может храниться в резервуаре, оценивается в 1900 миллионов кубических метров. Закачка началась в сентябре 2013 года, через три дня в этом районе начали регистрироваться сейсмические события. 16 сентября закачка была остановлена, но в первую неделю октября произошли

землетрясения с $M = 4,1$ и $M = 4,2$ и правительство Испании приняло решение о приостановке работы платформы. Авторы статьи [9] выделили 12 активных разломов на побережье в радиусе 120 км от платформы, скорость подвижки которых варьируется от 0,01 мм/год до 0,15 мм/год.

В статье [10] приводится детальный анализ сейсмичности, недавно наблюдавшейся в Сычуаньской впадине в Китае (2016 год). В данном районе был произведен ГРП для активизации добычи газа. Множество свидетельств, включая вид последовательности афтершоков, положение гипоцентров, фокальный механизм 13 сильнейших событий ($M > 3,5$) и численно полученные значения изменения Кулоновских напряжений, дают основания полагать, что серия землетрясений с магнитудой вплоть до $M = 4,7$ была индуцирована кратковременной (несколько месяцев на одной скважине) закачкой для проведения ГРП на глубине от 2,3 до 3 км.

В настоящее время для регулирования рисков возникновения заметной индуцированной сейсмичности используется «система светофора» (TLS – traffic light system) [8]. На основе предшествующей истории сейсмичности определяются пороговые уровни магнитуд событий (зеленый, желтый и красный уровни), при превышении которых должны быть приняты определенные меры. Однако данный подход не учитывает изменение параметров системы в результате закачки. В статьях [15] и [16] предложена адаптивная «система светофора» (ATLS – adaptive traffic light system), которая позволяет более корректно учитывать текущую индуцированную сейсмичность при проведении операций закачки для коррекции пороговых значений.

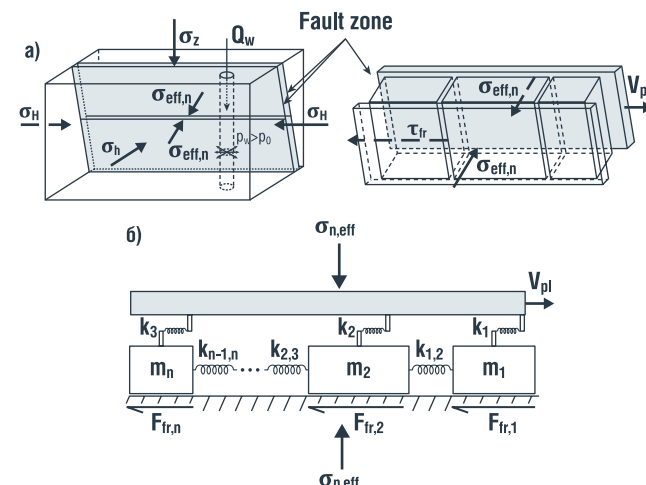
Отметим, что вопрос моделирования индуцированной сейсмичности является открытым. Существует множество проблем, с которыми сталкиваются исследователи при прогнозировании возможной сейсмичности или описании произошедших событий. Тем не менее современные подходы позволяют оценивать риски возникновения сейсмичности при проведении закачки или добычи флюида и определять условия, способствующие снижению рисков.

Моделирование сейсмичности в результате закачки флюида

Упрощенно можно считать, что взаимодействие между бортами тектонических разломов определяется упругими силами и силами трения. Механистической моделью систем разломов [1] является набор блоков, соединенных упругими связями друг с другом и с некоторой плоскостью, движущейся с постоянной скоростью (рис. 4). Блоки испытывают трение со стороны неподвижной плоскости. В работах [3, 7, 23] показано, что трение в тектонических разломах может быть описано при помощи уравнения типа rate-state, согласно которому величина силы трения зависит от скорости и параметра состояния контакта на разломе.

Ниже рассматривается влияние параметров закона трения на сейсмичность, индуцированную закачкой жидкости. Решается связанная задача об изменении порового давления в зоне разлома и изменении состояния скольжения по разлому, находятся условия возникновения сейсмичности. Проводится моделирование сейсмичности, возникшей в результате реализации Базельского геотермального проекта.

РИС. 4. Представление тектонического разлома (а); многоблочная модель (б)



Уравнения движения системы блоков, разделенных разломами, могут быть записаны следующим образом:

$$\begin{cases} m_1 \ddot{x}_1 = k_1(v_{pl}t - x_1) - k_{12}(x_1 - x_2) - F_{fr1} \\ m_2 \ddot{x}_2 = k_2(v_{pl}t - x_2) + k_{12}(x_1 - x_2) - k_{23}(x_2 - x_3) - F_{fr2} \\ \dots \end{cases}$$

где m_i , x_i – масса и смещения i -го блока соответственно; F_{fri} – сила трения, действующая на i -ый блок; k_i – жесткость соответствующих упругих связей. Для задания силы трения используется двухпараметрическое уравнение:

$$\begin{aligned} \tau &= \tau^* + A \ln\left(\frac{v}{v^*}\right) + \theta_1 + \theta_2 \\ \tau^* &= \tau_0 + \mu(\sigma_n - p) \\ \dot{\theta}_i &= -\frac{v}{L_i} [\theta_i + B_i \ln(v/v^*)]. \end{aligned}$$

Здесь τ^* – часть трения, зависящая от сцепления τ_0 , постоянного коэффициента трения и эффективного нормального напряжения; $\theta_{1,2}$, v^* , $L_{1,2}$ – параметры

модели; A и $B_{1,2}$ – константы, определяющие зависимость трения от скорости и времени. В работе [7] было показано, что в случае $A \cdot B_1 \cdot B_2 < 0$ наблюдается уменьшение трения при увеличении скорости перемещения блока, что приводит к сейсмогенерирующему скольжению. Наряду с этим условием должно выполняться условие $k < k_{cr}$, где

$$k_{cr} = \frac{2A}{L_1 + L_2} \left[(\beta_1 - 1) + \rho^2(\beta_2 - 1) + 2\rho(\beta_1 + \beta_2 - 1) + \sqrt{[(\beta_1 - 1) + \rho^2(\beta_2 - 1)]^2 + 4\rho^2(\beta_1 + \beta_2 - 1)} \right] / (4\rho)$$

В численных расчетах использовались следующие величины параметров: $B_1 = 3,3 \cdot 10^4$ Па, $B_2 = 2,772 \cdot 10^4$ Па, $L_1 = 2,5 \cdot 10^{-7}$ м, $L_2 = 5,2 \cdot 10^{-6}$ м, $v_{pl} = 10^{-9}$ м/с (3,2 см/год), $k_s = 9,04 \cdot 10^9$ Па/м (удельная жесткость), $\tau^* = 99$ МПа.

Для расчета изменения давления при закачке жидкости использовалось уравнение пороупругости для цилиндрического случая:

$$\begin{cases} \frac{\partial p(r, t)}{\partial t} = D \left(\frac{\partial^2 p(r, t)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p(r, t)}{\partial r} \right) \\ Q_0 = -\frac{2\pi h k}{\mu} r \frac{dp}{dr} \Big|_{r=r_w}, (r_w \rightarrow 0) \\ p(+\infty, t) = p_0 \\ p(r, 0) = p_0 \end{cases}$$

где $D = \frac{k}{\phi \mu c}$ – коэффициент гидравлической диффузии, k – проницаемость, μ – вязкость. Решение данного уравнения с указанными начальными и граничными условиями имеет вид

$$p = \frac{Q_0 \mu}{4\pi k h} Ei\left(\frac{r^2}{4Dt}\right) + p_0, Ei(t) = \int_x^\infty \frac{e^{-t}}{t} dt.$$

При расчетах использовались величины, характерные для условий Базельского геотермального проекта [4, 9]: $r = 100$ м, $Q_0 = 1,5$ м³/мин, $p_0 = 44$ МПа, $\mu = 0,284$ Па·с, $h = 46$ м, $k = 4$ мД. Проект по производству геотермальной энергии в городе Базель был запущен в 2006 году. В период между маем и октябрем была пробурена скважина на глубину около 5 км, 2 декабря началась интенсивная закачка воды. Планировалось проводить закачку в течение 21 дня, но в первые шесть дней было отмечено резкое возрастание сейсмической активности, произошли землетрясения с магнитудой $M_L = 2,6$, и закачку было решено прекратить. Спустя пять часов после остановки закачки произошло сейсмическое событие с магнитудой $M_L = 3,4$, в течение следующего года было зафиксировано более 3700 событий.

Алгоритм расчета сейсмичности, вызванной закачкой жидкости, рассмотрен в работе [12]. Сейсмический момент события рассчитывался по формуле:

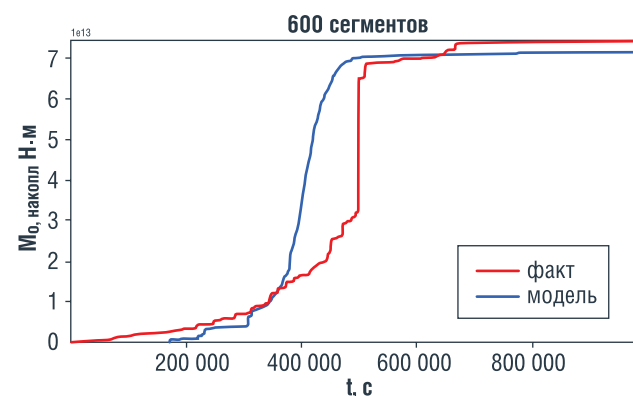
$$M_o = GS\Delta x,$$

где G – модуль сдвига, S – площадь поверхности разлома, Δx – смещение по разлому при срыве. По значению сейсмического момента оценивалась соответствующая магнитуда:

$$M_w = \frac{\lg(M_o)}{1,5} - 6,06.$$

Расчеты проводились для 20 блоков и времени порядка одного года. Результаты вычислений показаны на рис. 5. Как видно из графиков накопленного сейсмического

РИС. 5. Сопоставление кумулятивного сейсмического момента для фактического и смоделированного

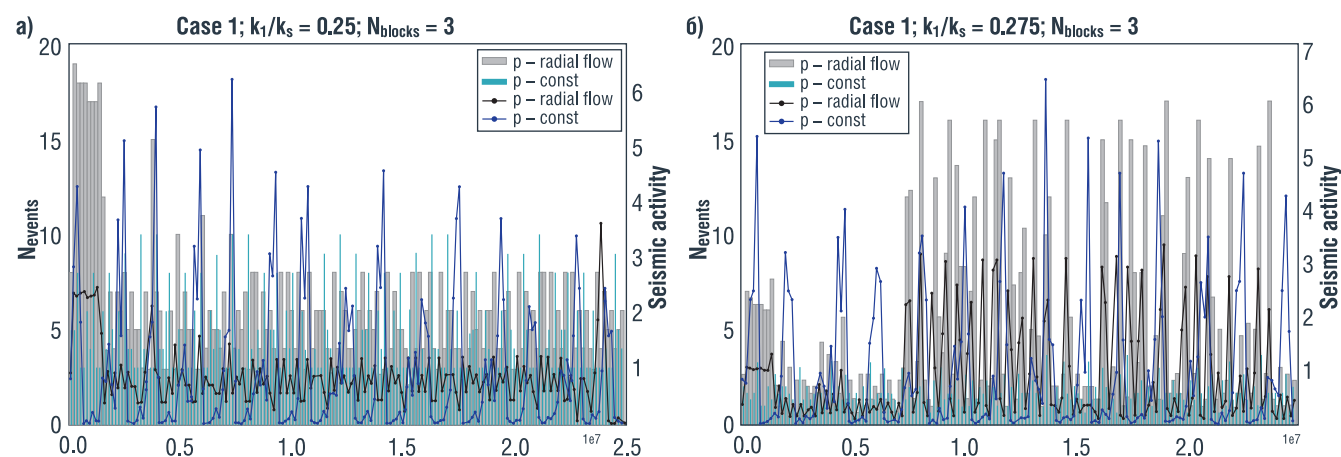


момента, модель достаточно хорошо качественно и количественно воспроизводит фактические данные. Для расчетной сейсмичности также наблюдается рост накопленного момента в узкий интервал времени, хотя по сравнению с реальными данными этот рост более плавный и заканчивается несколько раньше.

Для сопоставления случаев естественной и индуцированной сейсмичности проведем две серии численных экспериментов. В серии 1 («естественная сейсмичность») к первому из блоков прикладывается мгновенное увеличение скорости его движения (как в работе [10]); в серии 2 («индуцированная сейсмичность») эффективные нормальные напряжения на границе между первым блоком и неподвижной поверхностью уменьшаются вследствие закачки жидкости на некотором расстоянии от этой границы и ростом порового давления в соответствии с уравнением порупругости.

Любопытным является сопоставление временного развития сейсмической активности для случаев рассчитанной «естественной» и «индуцированной» сейсмичности (рис. 6). В зависимости от жесткости межблоковых связей может наблюдаться как постепенный спад индуцированной сейсмической активности после начального увеличения, вызванного закачкой жидкости (рис. 6а), так и возрастание активности индуцированной сейсмичности спустя некоторое время после прекращения роста порового давления (рис. 6б).

РИС. 6. Изменение сейсмической активности для «естественного» (синий цвет) и «индуцированного» (серый цвет) случаев



Влияние неоднородности фрикционных свойств разлома на подвижку

В статье [26] показано, что основными параметрами, определяющими динамику процесса скольжения по разлому, являются фрикционные свойства разлома и параметры закачки флюида. Ниже рассмотрены случаи, когда закачка осуществляется с постоянным расходом, скважина находится на небольшом удалении от разлома (от 4 до 8 м) или в разломе. Изучалось влияние неоднородности фрикционных свойств разлома на результирующую подвижку: пусть на разломе присутствуют две зоны с разупрочнением, исследовалось влияние их положения на максимально достигаемую скорость скольжения разлома. В случае симметричного расположения зон разупрочнения (рис. 7) скорость подвижки тем больше, чем меньше ширина зоны с упрочнением в центре разлома (под центром здесь и далее будет пониматься либо точка на разломе, в которую производится закачка, либо проекция скважины на разлом). При удалении зон разупрочнения от центра точка, в которой наблюдается максимальная скорость скольжения, смещается к центру.

При асимметричном расположении зон разупрочнения или наличии лишь одной такой зоны картина получается более сложной (рис. 8). Во всех случаях видно, что близкое расположение зоны разупрочнения ведет к повышенной скорости скольжения, большим значениям подвижки и концентрации напряжений. Видно, насколько сильно неоднородность фрикционных свойств влияет на динамику скольжения и максимальную скорость скольжения при прочих равных условиях.

Были проведены серии расчетов, в которых менялись скорость закачки (от 1,5 до 8 л/мин), кумулятивный объем закачанной воды (от 20 до 80 м³). Было рассмотрено несколько значений длины части разлома, на которой при заданных условиях в течение всего процесса закачки нарушалось условие Кулона-Мора. Для этого в каждом случае менялось начальное значение касательных напряжений. В дополнение к указанным вариациям параметров, рассматривалось пять значений фрикционных свойств. В первых двух случаях весь разлом характеризуется трением с упрочнением, а в трех последних – с разупрочнением. При этом разлом однородный по своим фрикционным свойствам.

РИС. 7. Слева – профиль скорости, справа – изменение касательного напряжения, вызванное деформацией разлома (цвет соответствует различным моментам времени. Черной линией показано положение зон разупрочнения)

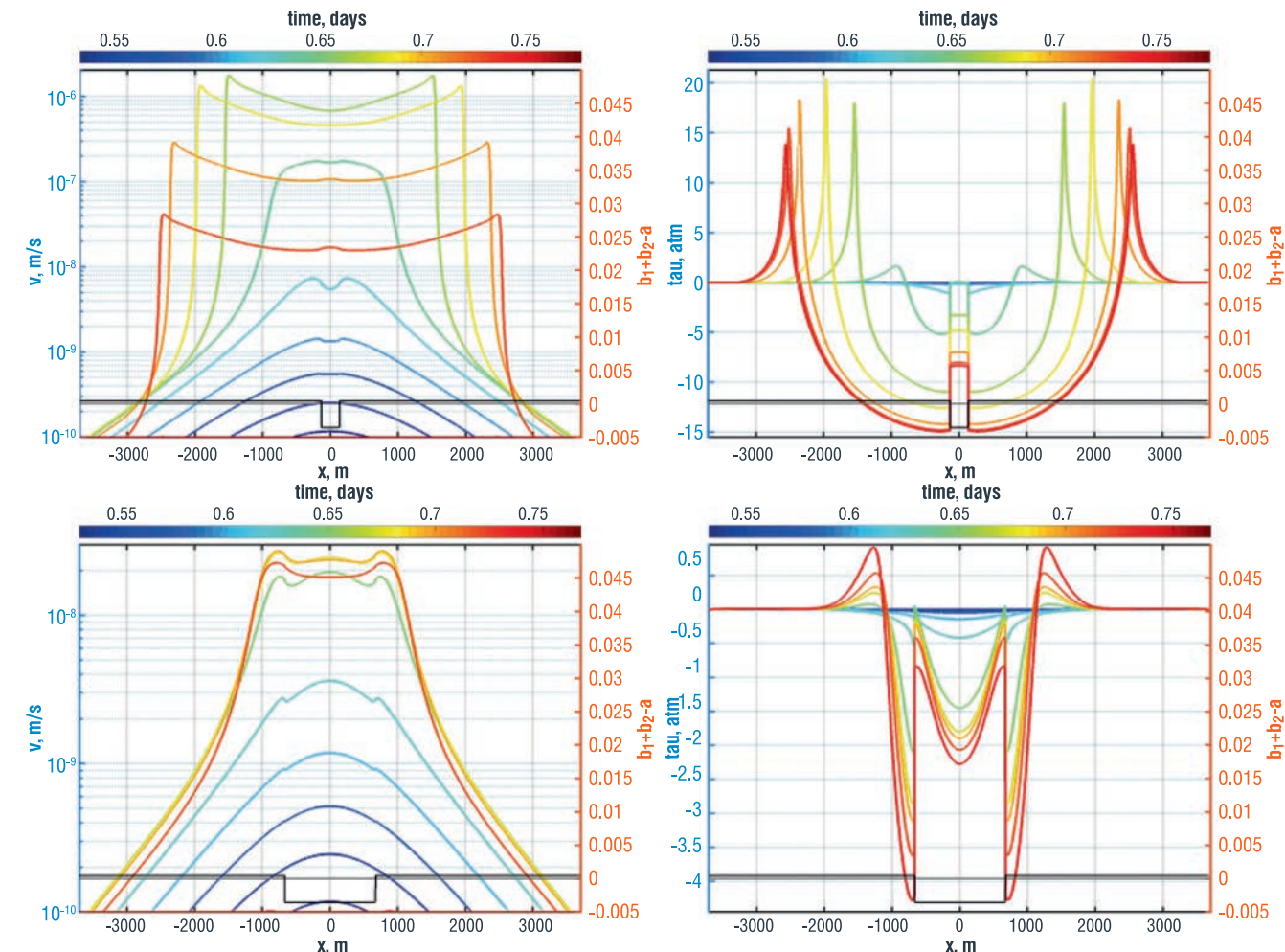
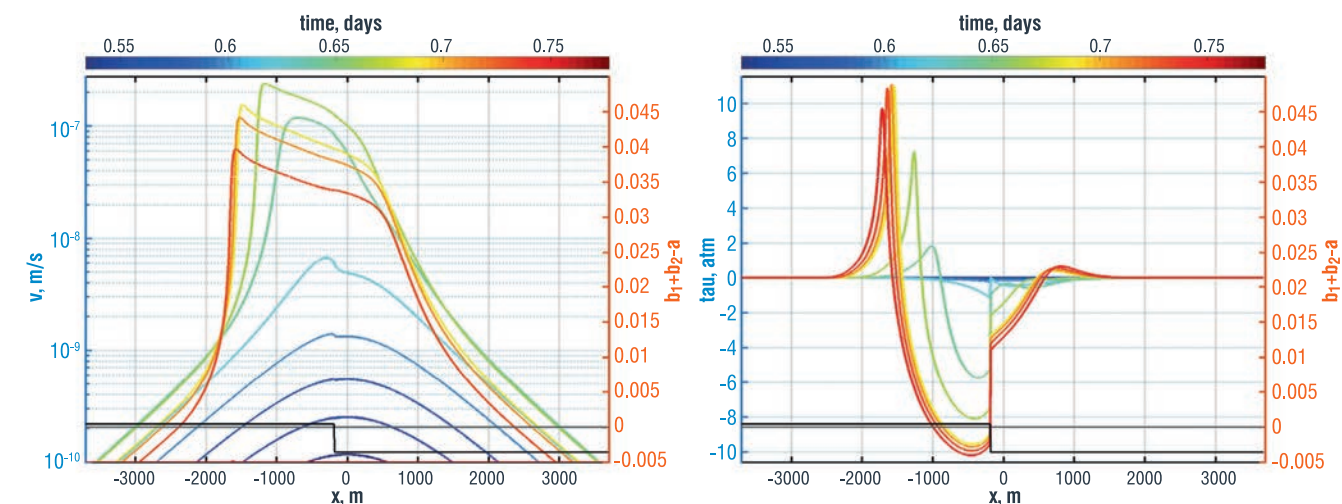


РИС. 8. Слева – профиль скорости, справа – изменение касательного напряжения, вызванное деформацией разлома (цвет соответствует различным моментам времени. Черной линией показано положение зон разупрочнения)



В целом видно (рис. 9) что условия, обеспечивающие большую скорость роста длины зоны скольжения в момент инициации скольжения и большую итоговую длину зоны скольжения, способствуют скольжению с большей скоростью. Также закону трения с разупрочнением

соответствует большая скорость скольжения. Причем если критическая длина разлома (длина, при которой жесткость части разлома равна критической жесткости) достаточно большая, то разница не столь значительна. В случае 3 соответствующая длина равна 80 м.

РИС. 9. Зависимость максимально достигаемой скорости скольжения разлома от скорости роста длины зоны скольжения в момент инициации скольжения (i_{geo} – отвечают за различные случаи фрикционных свойств; i_{tau} – случаи, соответствующие различной длине зоны скольжения: от 20 м до 70 м с шагом в 10 м)

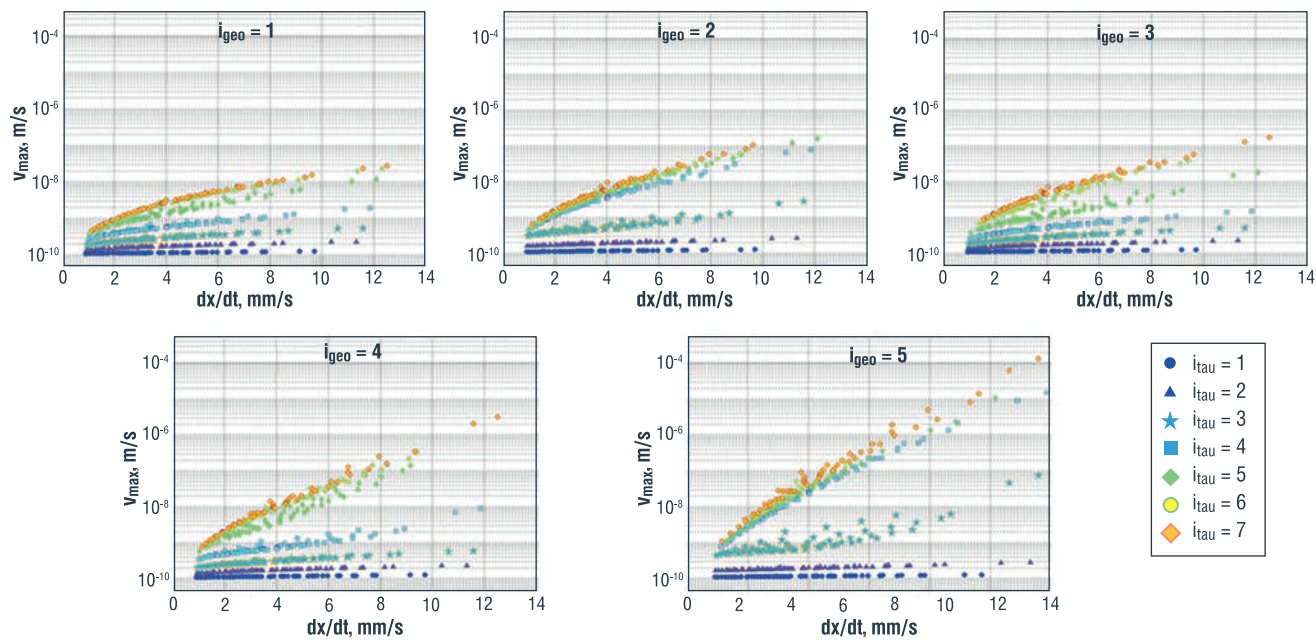
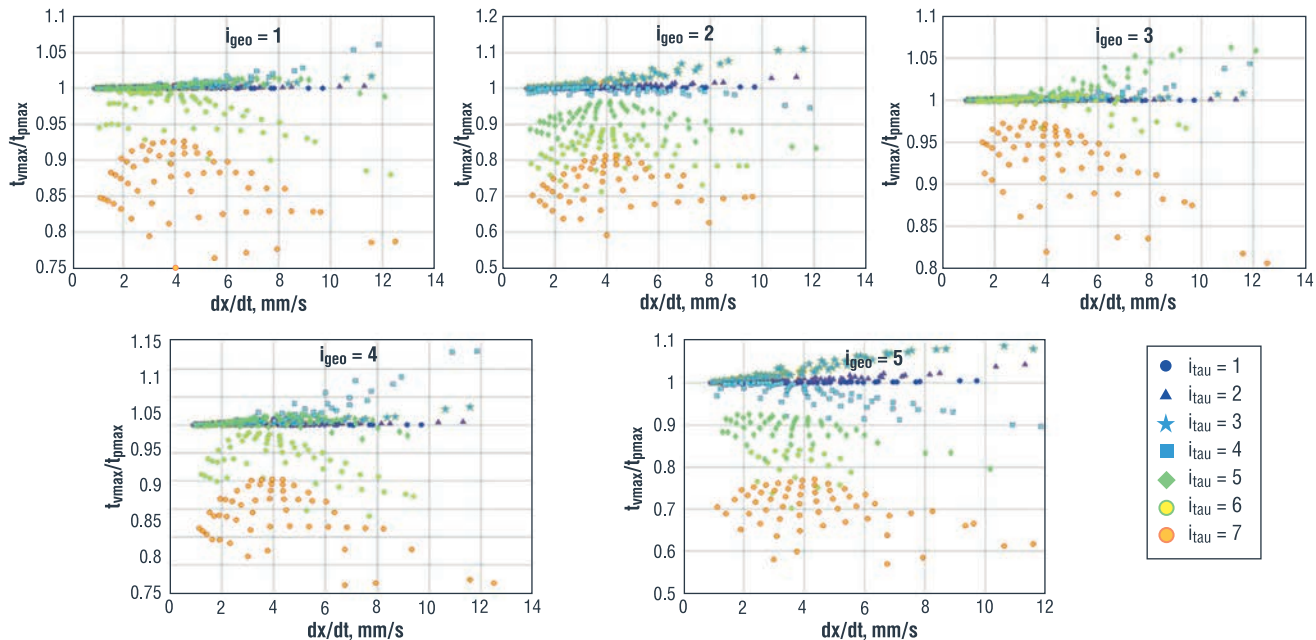


РИС. 10. По горизонтальной оси – скорость роста длины зоны скольжения разлома в момент начала инициации скольжения, по вертикальной – отношение времени, когда достигается максимальная скорость, ко времени, когда останавливается закачка

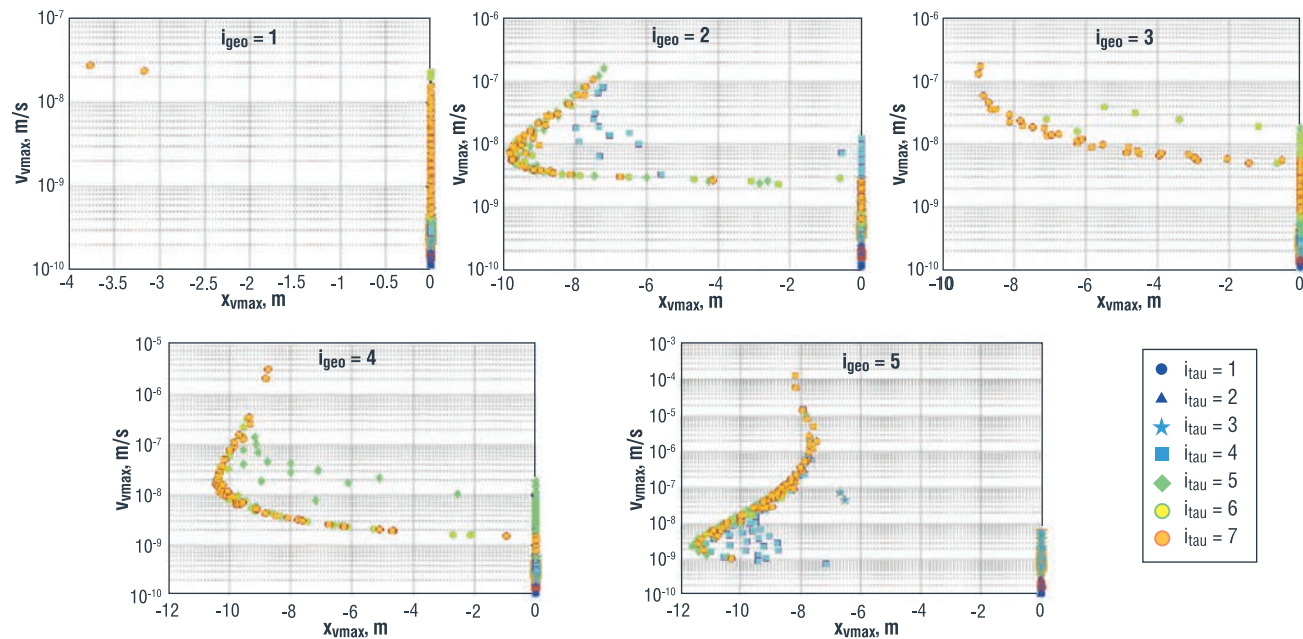


Заключение

Вопрос моделирования индуцированной сейсмичности является актуальным и еще не нашедшим своего окончательного решения. Существует множество проблем, с которыми сталкиваются исследователи при прогнозировании возможной сейсмичности или описании произошедших событий. От исходных линейных моделей, в которых определяющие параметры среды считались независимыми от параметров воздействия, происходит переход к нелинейным моделям, в которых и гидродинамические характеристики, и геомеханические изменяются при изменении порового давления. Нелинейность

рассматриваемых процессов проявляется, в частности, в том, что вид решений уравнений, используемых для описания этих процессов, становится зависимым от определяющих параметров, так что незначительное их изменение приводит к существенному расхождению прогнозируемых ситуаций. Поэтому основные характеристики ожидаемой техногенной сейсмичности (количество событий в единицу времени, длительность сейсмической активизации, максимальная ожидаемая магнитуда) не имеют однозначной связи с основными параметрами воздействия (объемы закачиваемой жидкости, длительность закачки, расходы, давление закачки). Осложняют ситуацию триггерные землетрясения, для оценки вероятности которых

РИС. 11. По горизонтальной оси – положение точки на разломе, где достигается максимальная скорость, на вертикальной – максимально достигаемая скорость скольжения



необходимо знать не только параметры воздействия, но и уровень тектонических напряжений, наличие разломов, механические характеристики разломов и породного массива, параметры закона трения, подходящего для данной разломной зоны, и т.д. Тем не менее существующие методики позволяют оценивать риски возникновения сейсмичности при проведении закачки или добычи флюида и определять на концептуальном уровне условия, способствующие снижению рисков.

В статье для моделирования использован двухпараметрический закон трения типа rate-state, позволяющий описывать достаточно широкий спектр типов скольжений по разломам. Использование данного закона трения имеет перспективу в описании индуцированной сейсмичности, в том числе наблюдаемой на практике, которую раньше не получалось смоделировать.

Предложенная модель фильтрации и иницировании подвижек по разломам структурам может послужить основой при планировании операций по закачке/ добычи флюида с целью минимизировать риски возникновения техногенной сейсмичности, хотя и требуется ее дальнейшее уточнение и усложнение. ●

Литература

1. Barridge R. Model and theoretical seismicity / R. Barridge, L. Knopoff / *Bull. Seismol. Soc. Of America.* – 1967. – Vol. 57. – № 3. – С. 341–371.
2. Bommer J.J. Control of hazard due to seismicity induced by a hot fractured rock geothermal project / J.J. Bommer, S.J. Oates, M. Cepada, C. Lindholm [и др.] / *Engineering Geology.* – 2006 – 83 – С. 287–306.
3. Dieterich J. H., Modeling of rock friction: 1. Experimental results and constitutive equations / J. H. Dieterich J.H. / *J. Geophys. Res.* – 1979. – 84(B5) – С. 2161–2168.
4. Dinske C. Interpretation of fluid induced seismicity and hydrocarbon of Basel and Cotton Valley / C.Dinske / *Doctoral dissertation, Free University of Berlin.* – 2011.
5. Galis M. Induced seismicity provides insight into why earthquake ruptures stop / M. Galis, J. P. Ampuero, P. Martin Mai [и др.] / *Science Advances.* – 2017. – Т. 3, № 12. – С. eaap7528.
6. Grigoli F. The November 2017 Mw 5.5 Pohang earthquake: A possible case of induced seismicity in South Korea / F. Grigoli, S. Cesca, A.P. Rinaldi, A. Manconi, J.A. López-Comino, J.F. Clinton, R. Westaway, C. Cauzzi, T. Dahm, S. Wiemer / *Science.* – 2018 – Vol. 360, Issue 6392 – С. 1003–1006.
7. Grigoli F. The November 2017 Mw 5.5 Pohang earthquake: A possible case of induced seismicity in South Korea / F. Grigoli, S. Cesca, A. P. Rinaldi [и др.] / *Science.* – 2018. – Т. 360, № 6392. – С. 1003–1006.

8. Gu J.-C., Rice J.R., Ruina A.L., Tse S.T. Slip motion and stability of a single degree of freedom elastic system with rate and state dependent friction / J.-C. Gu, J.R. Rice, A.L. Ruina, Tse S.T. – *Apl. Mech. Phys. Solids* – Vol. 32, № 3, 1984. – С. 167–196.
9. Haring M. Characterisation of the Basel 1 enhanced geothermal system / Haring M., Schanz U., Dyer B. / *Geothermics.* – 37 (5) – 2008. – С. 469–495.
10. Hobbs B.E. Chaotic behaviour of frictional shear instabilities / B.E. Hobbs / *Rockbursts and Seismicity in Mine.* – 1990. – Mineapolis. – С. 87–91.
11. Keranen K. M. Sharp increase in central Oklahoma seismicity since 2008 induced by massive wastewater injection / Keranen K.M., M. Weingarten, G.A. Abers [и др.] / *Science.* 2014. – Т. 345, № 6195. – С. 448–451.
12. McClure M.W. Modeling and characterization of hydraulic stimulation and induced seismicity in geothermal and shale gas reservoirs / M.W. McClure – *Doctoral dissertation.* – Stanford University. – 2012.
13. McGarr A. Coping with earthquakes induced by fluid injection / A. McGarr, B. Bekins, N. Burkhardt et al. / *Science.* – 2015. – Т. 347, № 6224. – С. 830–831.
14. McGarr A. Maximum magnitude earthquakes induced by fluid injection / A. McGarr / *Journal of Geophysical Research: Solid Earth.* – 2014. – Т. 119, № 2. – С. 1008–1019.
15. Mignan A. Autonomous Decision-Making Against Induced Seismicity in Deep Fluid Injections / A. Mignan, M. Broccardo, S. Wiemer [и др.] / *Springer Series in Geomechanics and Geoengineering* – Springer International Publishing. – 2018. – С. 369–376.
16. Mignan A. Induced seismicity closed-form traffic light system for actuarial decision-making during deep fluid injections / A. Mignan, M. Broccardo, S. Wiemer et al. / *Scientific Reports.* – 2017. – Т. 7, № 1.
17. Parsons T. Nucleation speed limit on remote fluid-induced earthquakes / T. Parsons, L. Malagnini, A. Akinci / *Science Advances.* – 2017. – Т. 3, № 8. – С. e1700660.
18. Rubinstein Justin L., Mahani Alireza Babaie. Myths and Facts on Wastewater Injection, Hydraulic Fracturing, Enhanced Oil Recovery, and Induced Seismicity / *Seismological Research Letters.* 2015. – Т. 86, № 4. – С. 1060–1067.
19. Ruiz-Barajas S. Temporal evolution of a seismic sequence induced by a gas injection in the Eastern coast of Spain / S. Ruiz-Barajas, N. Sharma, V. Convertito [и др.] / *Scientific Reports.* – 2017. – Т. 7, № 1.
20. Schoenball M. et al. How faults wake up: The Guthrie-Langston, Oklahoma earthquakes / M. Schoenball, F. Rall Walsh, M. Weingarten [и др.] / *The Leading Edge.* – 2018. – Т. 37, № 2. – С. 100–106.
21. Schultz R. Hydraulic fracturing volume is associated with induced earthquake productivity in the Duvernay. / R. Schultz, G. Atkinson, D. W. Eaton [и др.] / *Science.* – 2018. – Т. 359, № 6373. – С. 304–308.
22. Weingarten M. High-rate injection is associated with the increase in U.S. mid-continent seismicity / M. Weingarten, S. Ge, J. W. Godt [и др.] – *Science.* – 2015. – Т. 348, № 6241. – С. 1336–1340.
23. Xinglin L., Fault reactivation and earthquakes with magnitudes of up to Mw4.7 induced by shale-gas hydraulic fracturing in Sichuan Basin, China / L. Xinglin, D. Huang, J. Su [и др.] / *Scientific Reports.* – 2017. – Т. 7, № 1.
24. Адушкин В.В. Техногенная сейсмичность – индуцированная и триггерная / В.В. Адушкин, С.Б. Турунтаев – М.: ИДГ РАН, 2015. – 364 с.
25. Кочарян Г.Г. Геомеханика разломов / Кочарян Г.Г. / М.: ГЕОС, 2016. – 424 с.
26. Рига В.Ю. Моделирование индуцированной сейсмичности на основе двухпараметрического закона rate-and-state / В.Ю. Рига, С.Б. Турунтаев / *Физика Земли.* – 2021. – №5. – С. 55–73.

KEYWORDS: *seismicity, unconventional hydrocarbon deposits, underground fluid systems, seismicity modeling, two-parameter law of friction.*

НЕФТЕСЕРВИС по «Плану А»



**Назаралиев
Ислам Замирович**
генеральный директор,
компания «НафтаГаз»

РЕШЕНИЕ ОПЕК+ ПО СОКРАЩЕНИЮ ДОБЫЧИ И САНКЦИИ СЕРЬЕЗНО ПОВЛИЯЛИ НА НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС РОССИИ. С КАКИМИ СЛОЖНОСТЯМИ СЕГОДНЯ СТАЛКИВАЮТСЯ НЕФТЕСЕРВИСНЫЕ КОМПАНИИ, КАК РЕШАЮТ ВОЗНИКАЮЩИЕ ЗАДАЧИ И КАКИЕ ПЛАНЫ СТРОЯТ НА БУДУЩЕЕ? НА ЭТОТ И ДРУГИЕ ВОПРОСЫ ОТВЕЧАЕТ ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР КОМПАНИИ «НАФТАГАЗ» ИСЛАМ НАЗАРАЛИЕВ

SANCTIONS AND THE DECISION OF OPEC+ TO REDUCE PRODUCTION HAVE SERIOUSLY AFFECTED THE OIL AND GAS COMPLEX OF RUSSIA. WHAT CHALLENGES DO OILFIELD SERVICE COMPANIES FACE TODAY, HOW DO THEY SOLVE EMERGING PROBLEMS, AND WHAT PLANS DO THEY MAKE FOR THE FUTURE? ISLAM NAZARALIEV, GENERAL DIRECTOR OF NAFTAGAZ, ANSWERS THIS AND OTHER QUESTIONS

Ключевые слова: нефтесервис, бурение, государственные инвестиции, буровые установки, цифровое бурение.

Ислам Замирович, насколько непривычны для нефтесервиса сегодняшние условия?

— Я бы не стал называть условия для нефтесервиса сейчас непривычными. Более специфичными они были в 2020 и 2021 гг. Пандемия вносила значительные коррективы в стандартный производственный процесс и, наряду с сокращениями по линии сделки ОПЕК+, повлияла больше, чем санкции. В это время в нефтегазосервисной отрасли стали критически ощущаться две системные проблемы.

Первая: колоссальный дефицит специалистов. Средний возраст, например, буровиков 40–45 лет. Заменять почти нечем. Сегодня профессия «буровика», «КРСника», «вышкаря» и других отраслевиков, уже не так престижна, романтика больше не «манит» молодежь, требования и условия труда непростые. Нефтегазовая отрасль не только для умных, но для сильных и стойких. Практически все нефтегазосервисники сегодня остались один на один с проблемой нехватки кадров и вынуждены «мучительно выращивать» необходимых спецов. Контрактные требования высокие, и для опасных производственных объектов нужны работники высокой квалификации, с высокой физической и психологической подготовкой. Проблемы отрасли требуют пристального внимания и построения верхнеуровневой политики

по восполнению людских ресурсов и популяризации рабочих профессий.

Вторая: более 10 лет нефтегазосервис страдает от недофинансированности. Из-за различных геополитических тенденций нефтегаз в целом воспринимался как малоперспективный. Из всех динамиков говорилось о возобновляемых источниках энергии, zero energy, декарбонизации. Призывалось стремиться к безуглеродной реальности. Эта агрессивная глобальная повестка была по настроениям инвесторов и, как следствие, по капитализации и перспективности отрасли, стимулируя спекулянтов всех мастей зарабатывать на дестабилизации рынка.

И вот мы все оказались в моменте с пониманием, что все т.н. «зеленые» инициативы, все что связано с ними и их бенефициарами, на данном этапе малореализуемы. Они не заменили традиционные виды энергии, а повысили издержки и добавили вопросов: правильно ли мы шли в этом направлении? Потому что сегодняшний день очевидно демонстрирует: потребность в углеводородах растет, а отрасль эту потребность из-за дефицита инвестиций в технологии, недофинансирования не может удовлетворить.

В прошлом году Минпромторг России выделил 600 млн руб. субсидий на возмещение части

затрат на приобретение новых буровых установок. Это хоть и небольшая по объему, но реальная и эффективная государственная поддержка отрасли, которую, на мой взгляд, надо дорабатывать и масштабировать. В Минэнерго ведется серьезная работа, качественная инициатива с фондом скважин требует доработки и продвижения.

Нефтегазосервис капиталоемкая и технотемная отрасль. Только наша компания за последние несколько лет вложила в модернизацию оборудования более 7 млрд рублей, чтобы соответствовать все более требовательным условиям заказчика. Нефть и газ добывать все сложнее и затратнее. Это не только собственные средства, но и кредиты, лизинг, что ложится серьезным бременем на предприятие. Просто пенять на «коммерческие риски» в этих условиях не совсем верно. По моему мнению, увеличение государственной поддержки могло бы позитивно отразиться сразу на нескольких отраслях экономики: нефтесервисной, машиностроительной, а также в строительной отрасли и социальной сфере регионов Западной и Восточной Сибири.

Какие результаты показала компания в первом полугодии 2022 г., все ли запланированные проекты удалось реализовать?

— Наши производственные результаты сегодня лучше, чем за аналогичный период прошлого года. Проходка по сравнению с 2021 г. выросла на 53%, количество пробуренных скважин — на 17%, но немного ухудшились показатели эффективности на одну бригаду. Что хоть и неприятно, но объяснимо: с начала года мы приняли на работу более 500 новых специалистов. Известно, что в нефтегазосервисе до марта текущего года работало немало украинских специалистов. Мы планировали на 2022 г. увеличение численности в связи с объемом нашего портфеля заказов, а в итоге, пришлось искать в два раза больше специалистов в непростых условиях. Где-то это временно сказалось на качестве работ, например на объектах в ХМАО, где-то удлинились сроки реализации проекта. Объективная болезнь роста бизнеса в условиях дефицита кадров. Не только наша

компания, а многие предприятия в Западной Сибири оказались в ситуации, когда производственные задачи увеличиваются и усложняются, а людей не хватает. Сегодня каждый сотрудник на вес золота.

Мы постоянно ставим для себя новые амбициозные цели. И даже в пандемию было принято решение не отступать от поставленных задач. В частности, на фоне падающих производственных объемов мы полностью сохранили коллектив. Кто-то считал, что это рискованный шаг в условиях падения накладных затрат, но мы понимали, что отрасль обязательно «отрастет». Именно этот подход позволил нам нарастить за первое полугодие производственную активность. Сегодня мы движемся в двух направлениях: первое — модернизация и цифровизация, а второе — социальная ответственность в части улучшения условий труда.

Еще осенью прошлого года мы создали лицензированный учебный центр «НафтаГаз-Развитие», где обучаем своих сотрудников и с 2022 года персонал других компаний. Разработали и внедряем программу по улучшению вахтовых жилищно-бытовых условий. Индексировали в первом полугодии заработные платы производственникам. Сегодня идет проработка мобильного жилого комплекса, который повысит качество проживания на объектах.

Во многом наша программа простимулирована партнерами. Газпромнефть, например, уже поступательно создает экосистему, органично включающую и подрядные организации, предлагая качественные стандарты взаимодействия, пилотные проекты, старается поддерживать инициативы, которые могут оказать позитивное влияние на отрасль.

Про модернизацию Вы уже сказали, а какие цифровые решения применяются в компании и пострадали ли вы от ухода западных ИТ-компаний?

— В сентябре будет год, как мы реализуем проект «Цифровая Буровая» — уже более 100 скважин пробурены с применением комплекса автоматизации процессов бурения. Он позволяет собирать данные о процессе строительства,

давать точные рекомендации, осуществлять контроль и реагирование на происходящие процессы. Его применение в значительной степени позволяет уйти от импортных технологий, таких как роторно-управляемые системы, а сегодня это более чем актуально. Оборудованием автобурения и осцилляции оснащены 70% БУ. Экономический эффект составил более 10% (143 суток экономии), общая механическая скорость увеличилась на 27%. Суммарный экономический эффект для заказчиков в денежном эквиваленте превысил 150 млн рублей. В планах «НафтаГаза» на 2022 г. установить комплексы на все буровые установки, а также расширить реестр автоматизаций операций. Нет сомнений, что проект уже перешел в наш системный функционал и мы рассчитываем на серьезные результаты.

Сложностей по использованию ПО не было, так как уже два года сотрудничаем только с российскими разработчиками на базе 1С. Мы сами разрабатываем большинство программ для использования на производстве. Важнейший для нас проект «Цифровое Бурение», о котором я только что сказал, — полностью наше программное решение.

Насколько сложно сейчас планировать деятельность компании на долгосрочную перспективу? Существует ли «план Б»?

— У нас заключены пятилетние контракты с крупнейшими нефтяными компаниями — «Газпром нефть» и «Роснефть». Мы загружены задачами, которые требуют постоянного фокуса, вложений, новых подходов, мобильности. Да, мы понимаем, что «стабильность» — не самая характерная черта текущей «нормальности». Но из универсальных способов выживания и развития, как бы просто ни звучало, работать, работать и, несмотря ни на что, идти вперед. Этого подхода мы и далее будем придерживаться. ●

KEYWORDS: oilfield services, drilling, public investment, drilling rigs, digital drilling.

НАФТАГАЗ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ТОЛЩИНЫ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО СЛОЯ РЕЗЕРВУАРА

для хранения СПГ при крупнотоннажном производстве

ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ КРУПНЫХ ПРОЕКТОВ ПО ПРОИЗВОДСТВУ, А В ДАЛЬНЕЙШЕМ И ПРИ ПОГРУЗочно-ПРИЕМНЫХ ОПЕРАЦИЯХ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ОДНИМ ИЗ ОСНОВНЫХ И ВАЖНЫХ ПРОЦЕССОВ ЯВЛЯЕТСЯ ХРАНЕНИЕ СПГ, ОСУЩЕСТВЛЯЕМОЕ ПРИ ПОМОЩИ РЕЗЕРВУАРОВ РАЗЛИЧНЫХ КОНСТРУКЦИЙ. ОДНАКО ПРАКТИКА ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ КРУПНОГАБАРИТНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В РОССИИ РАЗВИТА СЛАБО, ЧТО ТАКЖЕ ПОДТВЕРЖДАЕТСЯ ОТСУТСТВИЕМ НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ НА СТРОИТЕЛЬСТВО И ПРОЕКТИРОВАНИЕ ИЗОТЕРМИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ, А ТАКЖЕ ОТСУТСТВИЕМ МЕТОДА РАСЧЕТА ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ КОНСТРУКЦИЙ С УЧЕТОМ СПЕЦИФИКИ ХРАНЕНИЯ. В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕПЛОПРИТОКА ИЗОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЗЕРВУАРА ДЛЯ НАХОЖДЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО СЛОЯ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ, ПРЕДОТВРАЩАЮЩЕГО ИСПАРЕНИЕ ХРАНЯЩЕГОСЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

IN THE IMPLEMENTATION OF LARGE PROJECTS FOR THE PRODUCTION, AND LATER IN THE LOADING AND RECEIVING OPERATIONS OF LIQUEFIED NATURAL GAS, ONE OF THE MAIN AND IMPORTANT PROCESSES IS THE STORAGE OF LNG, CARRIED OUT USING VARIOUS TANK DESIGNS. HOWEVER, THE PRACTICE OF DESIGN, CONSTRUCTION AND OPERATION OF LARGE-SIZED TANKS ON THE TERRITORY OF THE RUSSIAN FEDERATION IS POORLY DEVELOPED, WHICH IS ALSO CONFIRMED BY THE ABSENCE OF A REGULATORY FRAMEWORK FOR THE CONSTRUCTION AND DESIGN OF ISOTHERMAL TANKS, AS WELL AS THE ABSENCE OF A METHOD FOR CALCULATING THERMAL INSULATION STRUCTURES TAKING INTO ACCOUNT THE SPECIFICS OF STORAGE. THIS ARTICLE DISCUSSES THE FEATURES OF DETERMINING THE HEAT FLOW OF AN ISOTHERMAL TANK TO FIND THE OPTIMAL LAYER OF INSULATING COATING THAT PREVENTS THE EVAPORATION OF STORED LIQUEFIED NATURAL GAS

Ключевые слова: Отпарной пар, изотермический резервуар, цикл по ожижению, тепловой поток, теплоизоляция, СПГ.

Шестаков Роман Алексеевич
доцент кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения, к.т.н.

Резанов Константин Сергеевич
студент кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения

Назарова Александра Игоревна
аспирант кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения

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

Широкое использование природного газа в качестве энергоносителя на современном этапе обусловлено его экологическими и экономическими характеристиками, позволяющими конкурировать с нефтью [1]. При этом по мере развития технологий происходит переход от традиционного трубопроводного транспорта природного газа к перевозке газа в сжиженном виде. Согласно данным Shell, в 2019 году мировая торговля СПГ составила 358 млн т, а в 2020 году произошел рост до 360 млн т, несмотря на пандемийные ограничения, при этом 77 млн т/г приходится на лидера рынка – Катар [2]. По прогнозу Rystad Energy, с 2020 по 2040 г. общемировые мощности заводов по производству должны вырасти на 91 %, достигнув 886 млн т в год.

Что же касается производства СПГ на территории Российской Федерации, то за 2020 год суммарно было получено

более 30 млн тонн, в основном благодаря двум комплексам – «Ямал СПГ» и «Пригородное» на юге Сахалина. Проектная мощность заводов составляет 16,5 млн т в год и 9,6 млн т в год соответственно. По мере роста рынка сжиженного газа возникают новые интересные проекты, одним из которых является комплекс по переработке этансодержащего газа и производству СПГ в районе Усть-Луги. Оператором проекта должно будет стать СП «Газпрома» и Shell.

Запуск предприятия позволит нарастить российский экспорт сжиженных газов в количестве 13 млн тонн [3]. Одним из важнейших аспектов производства является хранение получаемого СПГ. В рамках проекта потребная емкость резервуарного парка составляет 240 тыс. м³, которая в большей степени зависит не от производительности завода, а от грузовместимости танкера, так как запас должен быть достаточным для обеспечения полного налива.

При этом важно отметить, что хранилища СПГ – это один из основных элементов завода по производству, на долю капитальных вложений которого приходится до 20 % [4]. Как правило, самым эффективным способом хранения при крупнотоннажном производстве являются изотермические резервуары, давление в которых составляет 100–115 кПа, а производством на сегодняшний день занимаются иностранные компании. Однако стоит отметить курс на импортозамещение, так как в 2018 году компания «Северсталь» отгрузила 700 тонн элементов конструкции хранения СПГ, изготовленных из низкоуглеродной стали с 9-процентным содержанием никеля [5].

Разработка оптимизационной модели

Методики расчета теплопритока

Наряду с существенным возрастанием доли СПГ на зарубежных рынках энергоресурсов, его распространение в Российской Федерации затруднено ввиду ряда причин, существенное место среди которых занимают проблемы с транспортировкой и хранением. Одной из главных проблем, связанных с производством изотермических резервуаров СПГ, является не отсутствие развитого рынка на территории РФ или

использование только иностранных технологий и отсутствие опыта у отечественных производителей, а непрозрачная нормативная база, в которой нет определенной методики расчета. На сегодняшний день все вопросы проектирования ИР СПГ регламентируются ВНТП-51-1-88, актуальность использования которого давно уже прошла. Основная часть новых отечественных стандартов адаптирована под международные [5–6].

Оценка экономической эффективности ИТ СПГ в основном зависит от тепловой изоляции. Важно отметить, что на сегодняшний день документация, предъявляемая к изоляции, не в полной мере отражает методику определения оптимального слоя. Сейчас в РФ основополагающим документами по проектированию резервуаров для хранения СПГ являются СП-41-103-2000 и СП-61.13330.2012, где используются уравнения стационарной теплопередачи через криволинейные стенки, но при этом не даны четкие этапы определения необходимой толщины изоляции. Все вышеперечисленное приводит к необходимости проработки документации в области резервуаров для СПГ, а в особенности их теплоизоляции.

Изоляционное покрытие, основные функции которого определены в ГОСТ Р 58029-2017, решает главную проблему – уменьшение теплопритока из окружающей

среды, вызывающего испарение СПГ (получение отпарного газа). Также важно отметить, что изоляция играет важную роль для обеспечения безопасной работы резервуара [8]. Для обработки паров используется сброс в атмосферу или сжигание, что экологически и экономически не оправдано. Основным методом обработки являются реконденсационные циклы, позволяющие возвращать СПГ в жидком состоянии обратно в резервуар [9].

Рассматривая различные методики расчета, можно сделать вывод, что все они основываются на законах теплопроводности Фурье через многослойную цилиндрическую поверхность [10]:

$$q_l = \frac{\pi \cdot (t_{c1} - t_{c\tau \cdot (n+1)})}{\sum_{i=1}^{i=n} \frac{1}{2 \cdot \lambda_i} \cdot \ln \frac{d_{i+1}}{d_i}}, \quad (1)$$

где величина $\sum_{i=1}^{i=n} \frac{1}{2 \cdot \lambda_i} \cdot \ln \frac{d_{i+1}}{d_i}$ называется линейным термическим сопротивлением теплопроводности многослойной цилиндрической стенки.

Также в основе расчета теплопритока лежит закон Ньютона-Рихмана [10]:

$$q = \alpha \cdot (t_c - t_1) = \alpha \cdot \Delta t, \quad (2)$$

где α – коэффициент теплоотдачи, характеризующий интенсивность конвективного теплообмена между жидкостью и поверхностью твердого тела, Вт/м²·°C; $\Delta t = t_c - t_{ж}$ – температурный напор, К.

РИС. 1. а) Общий вид изотермического резервуара наземного исполнения, б) Схема цилиндрической части резервуара

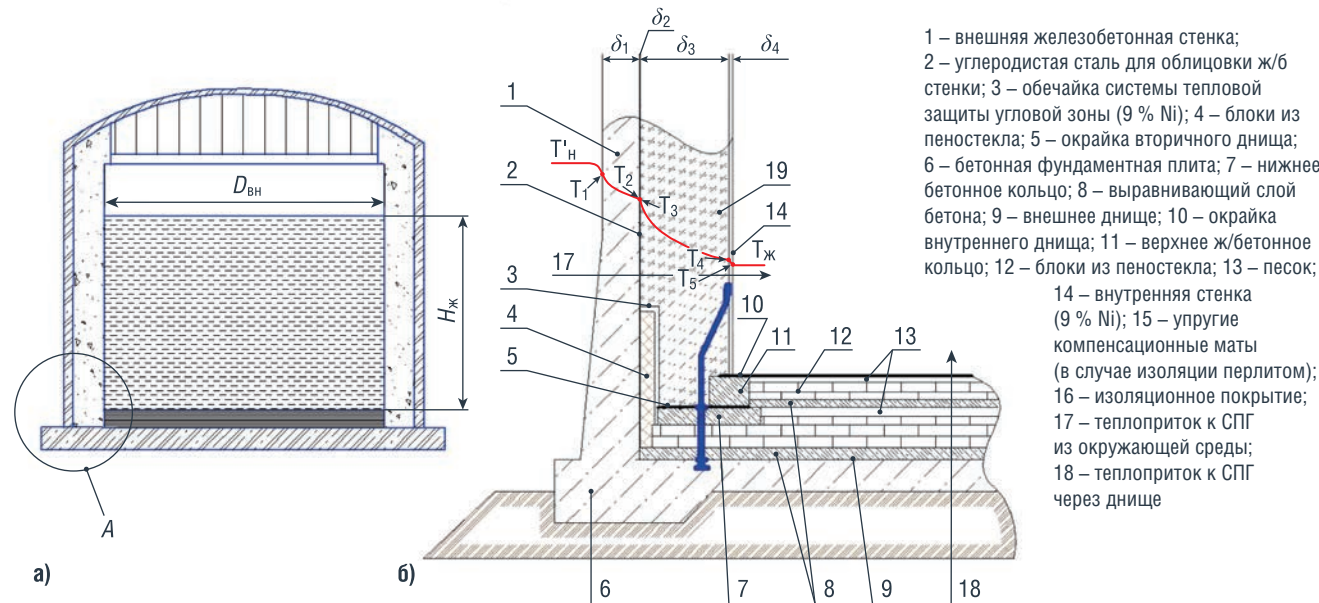


ТАБЛИЦА 1. Исследуемые виды теплоизоляции

Тип изоляционного покрытия	Козффициент теплопроводности, Вт/м · К
НЕОПОРМ D®130 [16]	$\lambda_3 = 0,0443 + 1,421 \cdot 10^{-4} \cdot t + 1,46 \cdot 10^{-7} \cdot t^2 + 2 \cdot 10^{-10} \cdot t^3 = 0,34$
K-FLEX ST [17]	$\lambda_3 = 0,023$
Armaflex LTD [18]	$\lambda_3 = \frac{26 + 0,1 \cdot T + 0,0008 \cdot T^2}{1000} = 0,35$
Cryogel™Z [19]	$\lambda_3 = 0,013$

Объединяя вышеуказанные законы, мы получаем систему, описывающую теплоприток для резервуара [11]:

$$\begin{cases} q_n = \alpha_n \cdot \pi \cdot d_i \cdot H \cdot (t_n^* - t_i) \\ q_l = \frac{\pi \cdot H \cdot (t_i - t_{i+1})}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{2 \cdot \lambda_i} \cdot \ln \frac{d_{i+1}}{d_i}} \\ q_{вн} = \alpha_{вн} \cdot \pi \cdot d_{i+1} \cdot H \cdot (t_{i+1} - t_{ж}) \end{cases} \quad (3)$$

где t_n^* – фиктивная температура наружного, К; $t_{ж}$ – температура среды внутри изолируемого объекта, К; H – уровень налива, м.

Для определения теплопритока со стороны окружающей среды необходимо знать ее фиктивную температуру, чтобы учесть облученность внешней поверхности железобетонной стенки [11]:

$$t_n^* = t_2 + \frac{Q_{рад} \cdot \varepsilon_{жб}}{\alpha_n}. \quad (4)$$

Получаемое количество теплоты идет на испарение хранящегося СПГ, поэтому для определения количества отпарного газа необходимо рассчитать массу испаряющегося продукта согласно [12]:

$$M_{исп} \cdot r = q \cdot \tau \cdot F, \quad (5)$$

где $\tau_{хр}$ – время хранения, сут; r – удельная теплота испарения продукта, Дж/кг; F – площадь внутренней поверхности резервуара, м².

Рассмотрим наиболее распространенный в мировой практике резервуар для хранения при крупнотоннажном производстве СПГ – двухболоченный изотермический резервуар.

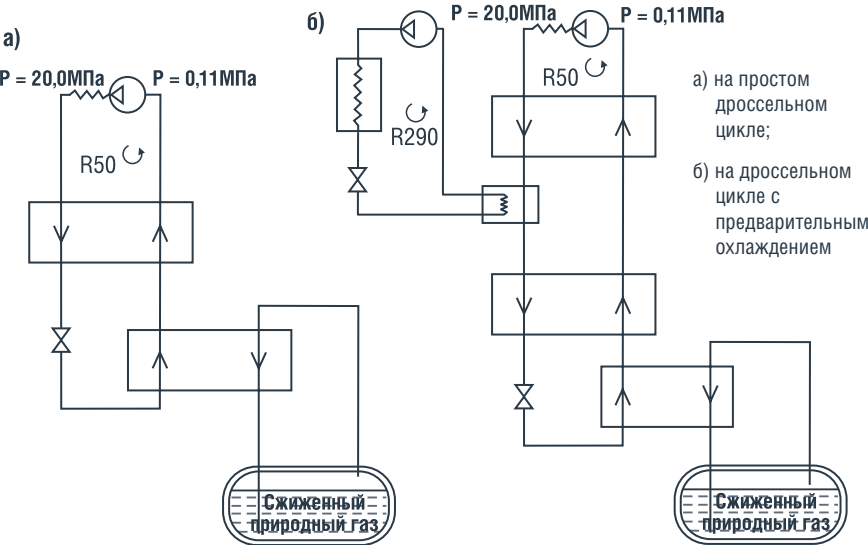
Выберем наиболее распространенные типы изоляционных материалов, указанные в табл. 1. При этом для каждого резервуара существует критический диаметр, при котором количество отпарных газов при

хранении будет минимально. Например, для изотермического резервуара объемом 100 тыс. м³ критический диаметр составляет 49 м [14], при котором следует проводить исследование оптимальной конструкции резервуара с определением количества испаряющегося СПГ [15].

Тогда система для определения искомой толщины изоляции выглядит:

$$\begin{cases} q_n = \alpha_n \cdot (T_n^* - T_1) \\ q = \frac{(T_1 - T_2)}{\frac{1}{2 \cdot \lambda_1} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1}} \\ q = \frac{(T_2 - T_3)}{\frac{1}{2 \cdot \lambda_2} \cdot \ln \frac{d_3}{d_2}} \\ q = \frac{(T_3 - T_4)}{\frac{1}{2 \cdot \lambda_3} \cdot \ln \frac{d_4}{d_3}} \\ q = \frac{(T_4 - T_5)}{\frac{1}{2 \cdot \lambda_4} \cdot \ln \frac{d_5}{d_4}} \\ q_{вн} = \alpha_{вн} \cdot (T_5 - T_{ж}) \end{cases} \quad (6)$$

РИС. 2. Схемы установки реконденсации паров СПГ



Обработка отпарных газов

Как уже говорилось ранее, в качестве наиболее эффективной обработки отпарных газов используются циклы реконденсации. Рассмотрим установку сжижения с помощью дроссельного цикла, в котором в качестве рабочего тела используется чистый метан (R50), дроссель-эффект которого выше, чем у воздуха или азота. Для такого цикла важно отметить, что нет необходимости в приготовлении специального рабочего хладагента [20].

Степень термодинамического совершенства установки определяется как:

$$\eta_{терм} = \frac{l_{min}}{l_{\Sigma действ}}, \quad (7)$$

где $l_{\Sigma действ}$, кДж/кг – действительные удельные затраты электроэнергии на компенсацию l_{min} , кДж/кг – минимально необходимой для генерации холода в цикле работы. Эти удельные величины в расчете приведены к 1 кг сжимаемого в компрессоре рабочего тела цикла.

$$l_{\Sigma действ.ПГ} = l_{\Sigma действ} \cdot \frac{G_{ПГ}}{G_{РТ}} \cdot \frac{\rho_{ПГ}}{3600}, \quad (8)$$

где $G_{ПГ}/G_{РТ}$ – отношение расхода реконденсируемого в теплообменном аппарате природного газа к расходу рабочего тела в цикле; $\rho_{ПГ}$ – плотность паров природного газа [14].

Таким образом, мы видим, что эффективность работы цикла реконденсации отпарных газов

зависит от объемов испарения. Однако при увеличении слоя изоляции расход отпарного газа будет сокращаться, при этом будет также снижаться энергопотребление оборудования для ожижения, поэтому одной из важных задач является поиск оптимального значения слоя изоляции в сравнении с затратами на оборудование и электроэнергию.

Математическая модель

Для того чтобы определить необходимую толщину изоляционного покрытия, надо решить систему уравнений, включающую в себя законы Фурье и Ньютона-Рихмана, а также уравнение с определением количества отпарных газов при испарении хранящегося СПГ.

$$\begin{cases} q_n = \alpha_n \cdot (T_n^* - T_1) \\ q = \frac{(T_1 - T_2)}{\frac{1}{2 \cdot \lambda_1} \cdot \ln \frac{d_2}{d_1}} \\ q = \frac{(T_2 - T_3)}{\frac{1}{2 \cdot \lambda_2} \cdot \ln \frac{d_3}{d_2}} \\ q = \frac{(T_3 - T_4)}{\frac{1}{2 \cdot \lambda_3} \cdot \ln \frac{d_4}{d_3}} \\ q = \frac{(T_4 - T_5)}{\frac{1}{2 \cdot \lambda_4} \cdot \ln \frac{d_5}{d_4}} \\ q_{вн} = \alpha_{вн} \cdot (T_5 - T_{ж}) \\ M_{исп} \cdot r = q \cdot \tau \cdot F, \end{cases} \quad (9)$$

Согласно данной математической модели, можно рассчитать количество испаряющегося СПГ, а также определить необходимую теплоизоляцию при известном значении испарений СПГ за выбранный период.

Результаты и обсуждения

В силу стационарности процесса будет определяться интенсивность теплового потока с помощью массы испаряемого СПГ по формуле (5).

Так как согласно [7] допустимо не учитывать конвективные процессы при передаче теплоты от внутренней стенки к хранящемуся СПГ, так как разница в температурах составляет не более 0,1 %.

Коэффициент теплоотдачи окружающей среды находится по формуле Франка [7]:

$$\alpha_n = 6,31 \cdot v^{0,656} + 3,25 \cdot e^{-1,91 \cdot v}. \quad (10)$$

ТАБЛИЦА 2. Исходные данные

Наименование	Обозначение	Значение	Размерность
Параметры хранящегося СПГ			
Плотность	ρ	420	кг/м³
Теплота парообразования	r	526	кДж/кг
Температура СПГ в резервуаре	$T_{ж}$	-163	К
Конструкционные параметры/ Construction parameters			
Внутренний диаметр резервуара	$d_{вн}$	49	м
Уровень налива	H	45	м
Объем резервуара	V	100	тыс. м³
Толщина железобетона	δ_1	0,4	м
Толщина внутренней стали	δ_4	30	мм
Толщина стали (облицовка)	δ_2	5	мм
Козффициент теплопроводности железобетона	λ_1	1,7	Вт/м · К
Козффициент теплопроводности внутренней стали	λ_4	20	Вт/м · К
Козффициент теплопроводности стали (облицовка)	λ_2	80	Вт/м · К
Параметры окружающей среды			
Время хранения	τ	24	ч
Скорость ветра	v	5,28	м/с
Излучение солнца	$Q_{рад}$	157,7	Вт/м²
Степень черноты поверхности резервуара	$\varepsilon_{жб}$	0,85	–
Температура наружного воздуха	T_n	23	°C

Для того чтобы оценить эффективность тепловой изоляции, необходимо сравнить затраты для различных видов изоляции с затратами на цикл по реконденсации отпарных газов. При этом для проведения сравнительного расчета затрат необходимо отталкиваться от определенных начальных значений, для чего будем отчитывать изменения толщины изоляционного покрытия и затрат на электроэнергию от толщины изоляции при 0,05% испарения хранящегося СПГ в сторону уменьшения количества отпарных газов.

Для проведения расчета зададимся данными, адаптированными под условия проекта получения СПГ в Усть-Луге, указанные в табл. 2.

При расчете будем использовать методику, основанную на системе уравнений (3), которая подробно описана в статье Иванцовой С.Г. и Рахманина А.И. [11]. Также для

оценки влияния различных теплоизоляционных материалов на испарение СПГ будем рассматривать теплоприток только через цилиндрические стенки, показанные на рис. 1. Для того чтобы оценить различные значения толщины тепловой изоляции, зададимся различными значениями испарения СПГ в день, которые определяются по формуле (5).

При установлении зависимости задаются различные значения отпарных газов, с помощью которых сначала определяется значение теплового потока, а потом находится необходимая толщина изоляции для конкретного значения испарившегося СПГ. Результат показан в табл. 3 и на рис. 3.

Для определения стоимости изоляции у различных производителей необходимо уточнить стоимость покрытия для резервуара. Данные по стоимостям тепловой изоляции занесены в табл. 4.

ТАБЛИЦА 3. Определение толщины изоляции

Испарение	0,05 %	0,035 %	0,025 %	0,015 %	0,0125 %	0,01 %	0,008 %	0,005 %
НЕОПОРМ D®130	0,3867	0,57695	0,8248	1,3956	1,6795	2,1047	2,6353	4,2262
K-FLEX ST	0,2578	0,3846	0,5499	0,9304	1,1196	1,4031	1,7570	2,8175
Armaflex LTD	0,4454	0,6645	0,9501	1,6075	1,9345	2,4242	3,0356	4,8679
Cryogel™Z	0,1457	0,2174	0,3108	0,5258	0,6328	0,7930	0,9931	1,5925

РИС. 3. Зависимость толщины изоляции от количества отпарного газа

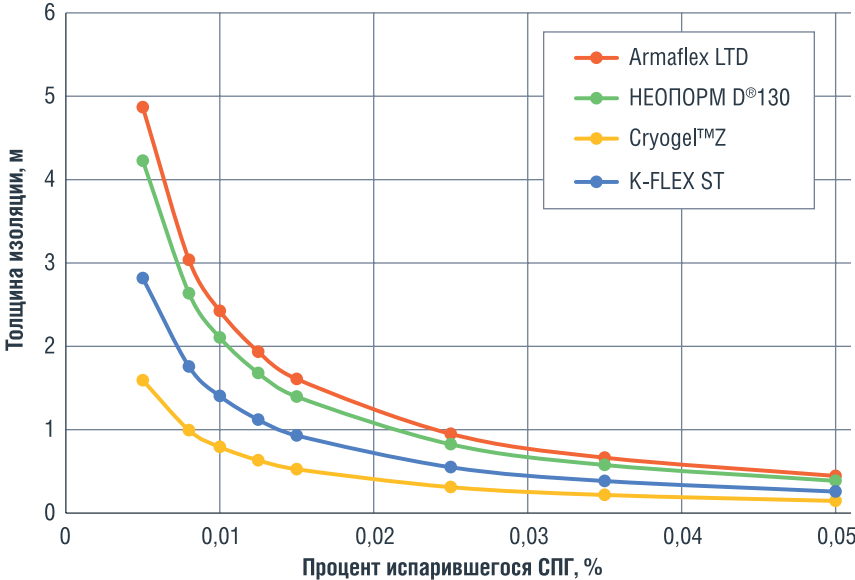


ТАБЛИЦА 4. Стоимость теплоизоляции различных типов

Тип изоляционного покрытия	Стоимость 1 кубометра изоляции, тыс. руб.
НЕОПОРМ D®130	62,963
K-FLEX ST	84,615
Armaflex LTD	80,000
Cryogel™Z	184,000

В таком случае получаем значения стоимости теплоизоляционного покрытия при различных значениях отпарных газов для выбранных производителей, отраженные в табл. 5. При этом, как отмечалось

ранее, для сравнения с затратами на цикл по ожижению будем находить стоимость изоляции, которая необходима для сокращения испарения, например, при изменении с 0,05 до 0,035 % хранящегося СПГ.

ТАБЛИЦА 5. Затраты на изоляционное покрытие при возможном сокращении испарения СПГ

Испарение	0,05 %	0,035 %	0,025 %	0,015 %	0,0125 %	0,01 %	0,008 %	0,005 %
НЕОПОРМ D®130	0	97,91	225,48	519,19	665,31	884,11	1157,28	1975,88
K-FLEX ST	0	87,72	202,02	465,16	596,07	792,10	1036,83	1770,25
Armaflex LTD	0	143,29	329,99	759,84	973,68	1293,95	1693,67	2891,71
Cryogel™Z	0	107,82	248,29	571,7	732,62	973,56	1274,36	2175,80

В качестве оценки эффективности работы теплоизоляционного покрытия проведем сравнение соответствующих затрат для цикла реконденсации.

При определении затрат на оборудование за основу брался цикл, показанный на рис. 2, в состав которого входят компрессоры, дроссели, теплообменные аппараты и технологические трубопроводы. Для каждого типа оборудования оценивались затраты на электроэнергию согласно их производительности. Результат расчета представлен в табл. 6.

Таким образом, сопоставляя полученные данные для каждого типа изоляционного покрытия, мы можем сделать вывод о том, насколько эффективно применение цикла по реконденсации паров при определенных значениях отпарных газов, что отражено на рис. 4.

Заключение

Анализируя полученные данные, можно сделать вывод, что выбранные типы изоляции окупятся уже во второй год, однако только в случае полного отправления отпарного газа в реконденсационный цикл. На производстве также применяется использование испарившегося газа в качестве топливного.

По итогам работы был проведен анализ рынка СПГ, а также выделены основные препятствия его развития, одним из которых является отсутствие прозрачной

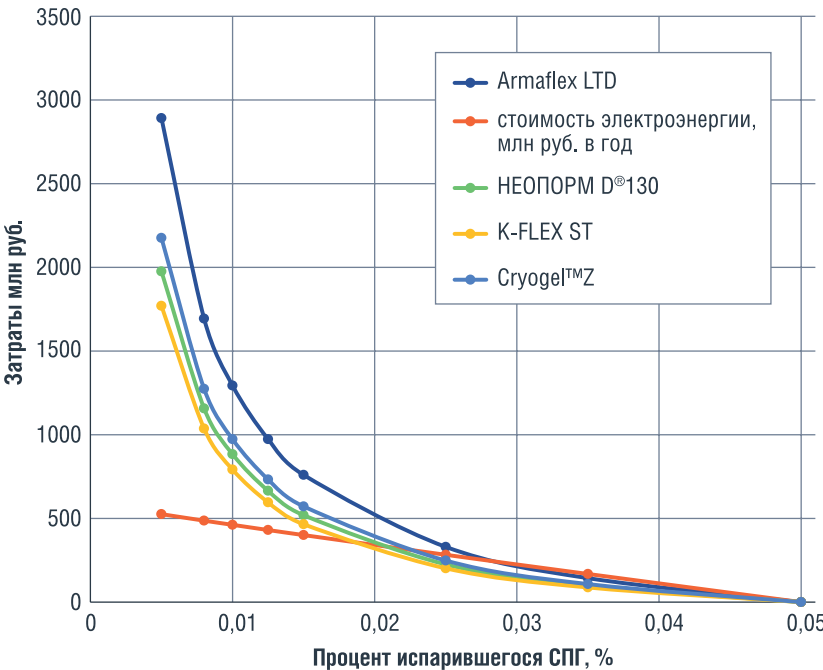
ТАБЛИЦА 6. Затраты на изоляционное покрытие при возможном сокращении испарения СПГ

Испарение	0,05 %	0,035 %	0,025 %	0,015 %	0,0125 %	0,01 %	0,008 %	0,005 %
Тыс. кубов газа в день	12169	8518,5	6084,1	3650,7	3042,3	2434	1947,1	1216,9
Оборудование, млн руб.	25,76	25,76	25,76	16,17	16,17	16,17	16,17	16,17
Электричество, кВт	91,8	66,6	49,44	31,8	27,27	22,62	18,89	13,06
Сокращение электроэнергии, кВт	0	25,2	42,3	60,0	64,53	69,18	72,91	78,74
Стоимость электроэнергии, млн руб.	0	168,21	282,75	400,50	430,75	461,8	486,68	525,59

документации. Была предложена математическая модель, с помощью которой произведен расчет на основании данных, адаптированных под проект производства СПГ в Усть-Луге, и определены необходимые размеры теплоизоляции различных типов при изменении количества отпарных газов.

Для оценки эффективности работы изоляционных покрытий изотермического резервуара был проведен сравнительный анализ затрат на дополнительную изоляцию при возможном сокращении испарения хранящегося СПГ и затрат на оборудование для цикла ожижения отпарных газов в случае их полного возврата обратно в резервуар. В результате было установлено, что для выбранных типов изоляции окупаемость наступает уже на второй год, что подтверждает эффективность их применения. ●

РИС. 4. Зависимость затрат на теплоизоляцию резервуара и электроэнергии от количества испаряющегося СПГ



Литература

- Рачевский Б.С. Производство и потребление компримированного и сжиженного природного газа CNG/LNG. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2018. – 356 с.
- SHELL LNG OUTLOOK 2021. [Электронный ресурс] – URL: <https://www.shell.com.ru/shell-media-center/shell-news/2021-news-and-media-releases/shells-annual-lng-market-forecast.html> (Дата обращения: 5 ноября 2021 года).
- Комплекс по переработке этансодержащего газа и производству СПГ в Ленинградской области. 2 ноября 2020. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/projects/lng-leningrad/> (Дата обращения: 5 ноября 2021 года).
- Mid scale is beautiful / Haylock T. // LNG Industry. – 2018. – V. 5.
- «Северсталь» приступила к поставкам уникальной криогенной стали для объектов завода по производству и хранению сжиженного природного газа (СПГ). 24 мая 2018. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.severstal.com/rus/media/news/document21891.phtml> (Дата обращения: 5 ноября 2021 года).
- BS EN 14620-1, Design and manufacture of site built, vertical, cylindrical, flat-bottomed steel tanks for the storage of refrigerated, liquefied gases with operating temperatures between 0°C and -165°C. General.
- EN 1992-1-1: 2004 Eurocode 2: Design of concrete structures – Part 1-1: General rules and rules for buildings.
- Health and Safety Executive (2012). Failure Rate and Event Data for Use within Risk Assessments (28.06.2012). URL: <http://www.hse.gov.uk/landuseplanning/failure-rates.pdf> (дата обращения: 05.11.2021).
- Mokhtab S., Mak J.Y., Valappil J.V., Wood D.A. Handbook of Liquefied Natural Gas. Elsevier, 2014. 593 p.
- Калинин А.Ф., Купцов С.М., Лопатин С.А., Шотики К.Х. Термодинамика и теплопередача. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2016. – 345 с.
- Иванцова С.Г., Рахманин А.И. Методика инженерного расчета теплопритока через поверхность корпуса изотермического резервуара для сжиженного природного газа // Труды РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – 2018. – № 4. 34–38 с.
- Пирогов С.Ю., Акулов Л.А., Ведерников М.В., Кириллов Н.Г. Природный газ. Метан: справочник. – СПб.: НПО «Профессионал», 2006. – 847 с.
- Влияние характеристик теплоизоляционных покрытий на снижение потерь сжиженного природного газа при хранении. 1 июня 2019. [Электронный ресурс] – URL: <http://earchive.tru.ru/handle/11683/54804> (Дата обращения: 5 ноября 2021 года).
- Aimikhe V.J. Predicting Critical Internal Diameters Of Onshore LNG Storage Tanks For Minimizing Boil Off Gas Production. Nigeria Annual International Conference and Exhibition. 2011. p. 20–29.
- Farhan L., Samah Z.N., Ammar A.A. Efficient Design of a Large Storage Tank for Liquefied Natural Gas // Journal of University of Babylon for Engineering Sciences. – 2018. № 6.
- Пеностекло // Теплоизоляция. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://penosteklo.pro> (дата обращения: 05.11.2021).
- FLEX ST // Техническая теплоизоляция. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://escomfort.ru/pdf/kflex-st.pdf> (дата обращения: 05.11.2021).
- Теплоизоляция из вспененного каучука Armaflex // Рекомендации по применению с альбомом технических решений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.armacell.ru/album_tech_solutions.pdf (дата обращения: 13.05.2019).
- Cryogel®Z Blanket/Аэрогель. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.buyaerogel.com/product/cryogel-z/> (дата обращения: 05.11.2021).
- Солдатов Е.С., Архаров И.А. Анализ схемных решений в системах реконденсации паров сжиженного природного газа для транспортных и стационарных резервуаров долговременного хранения // Известия ТулГУ. Технические науки. – 2019. – № 2. – С. 263–275.

KEYWORDS: Boiled steam, isothermal tank, liquefaction cycle, heat flow, thermal insulation, LNG.



ДОЛГОВРЕМЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

Одна из эксплуатационных скважин Калужского ПХГ, где был опробован метод увеличения производительности за счет расширения призабойной зоны пласта-коллектора

И ПОВЫШЕНИЕ ИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ: опыт внедрения эффективных решений на ПХГ ПАО «Газпром»

СТАБИЛЬНЫЕ ПОСТАВКИ ТРУБОПРОВОДНОГО ГАЗА – ОДНО ИЗ ГЛАВНЫХ КОНКУРЕНТНЫХ ПРЕИМУЩЕСТВ ПАО «ГАЗПРОМ» КАК ГЛОБАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ КОМПАНИИ. КАК ЗАЯВИЛ АЛЕКСЕЙ МИЛЛЕР, ВЫСТУПАЯ НА ОБЩЕМ СОБРАНИИ МЕЖДУНАРОДНОГО ДЕЛОВОГО КОНГРЕССА: «МЫ ОЧЕНЬ ХОРОШО УМЕЕМ РАБОТАТЬ С СЕЗОННОЙ НЕРАВНОМЕРНОСТЬЮ И УМЕЕМ РАБОТАТЬ В ХОЛОДНЫЙ ПЕРИОД ГОДА, ЗИМОЙ. И, ДУМАЮ, ЧТО МЫ ЛУЧШАЯ КОМПАНИЯ В МИРЕ, КОТОРАЯ УМЕЕТ ЭТО ДЕЛАТЬ». НЕ ТАК ДАВНО, ПОМИМО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЗИМНИХ СКАЧКОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ, ПОЯВИЛАСЬ НЕОБХОДИМОСТЬ ОБЕСПЕЧИВАТЬ ПРОХОЖДЕНИЕ ЛЕТНИХ ПИКОВ. СОВРЕМЕННАЯ ТЕНДЕНЦИЯ РАЗВИТИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ ПАО «ГАЗПРОМ» (КАК В РФ, ТАК И ЗА РУБЕЖОМ) ТРЕБУЕТ НЕ ТОЛЬКО ГАРАНТИЙ НАДЕЖНОЙ И БЕЗОПАСНОЙ РАБОТЫ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА (ПХГ), НО И УВЕЛИЧЕНИЯ СУТОЧНОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ. ОДНИМ ИЗ РЕШЕНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ КОРРЕКТИРОВКА РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В СОВОКУПНОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНЖЕНЕРНЫХ РЕШЕНИЙ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА. ОТЕЧЕСТВЕННЫМ СПЕЦИАЛИСТАМ В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ УДАЛОСЬ РАЗРАБОТАТЬ И ВНЕДРИТЬ ТАКИЕ ИННОВАЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛЯЮТ РЕШАТЬ ЗАДАЧУ ПОВЫШЕНИЯ СУТОЧНОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ РАЗНЫХ ТИПОВ ПХГ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАСПОЛОЖЕННЫХ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

ONE OF THE MAIN COMPETITIVE ADVANTAGES OF GAZPROM AS A GLOBAL ENERGY COMPANY IS STABLE SUPPLIES OF PIPELINE GAS. AS ALEXEY MILLER STATED, SPEAKING AT THE GENERAL MEETING OF THE INTERNATIONAL BUSINESS CONGRESS: "WE ARE VERY GOOD AT WORKING WITH SEASONAL IRREGULARITIES AND WE ARE ABLE TO WORK IN THE COLD SEASON, NAMELY IN WINTER. AND I THINK THAT WE ARE THE BEST COMPANY IN THE WORLD THAT CAN DO IT." NOT SO LONG AGO, IN ADDITION TO REGULATING WINTER JUMPS IN ENERGY CONSUMPTION, IT BECAME NECESSARY TO ENSURE THE PASSAGE OF SUMMER PEAKS. THE CURRENT TREND IN THE DEVELOPMENT OF THE GAS TRANSMISSION SYSTEM OF GAZPROM PJSC (BOTH IN THE RUSSIAN FEDERATION AND ABROAD) REQUIRES NOT ONLY GUARANTEES FOR THE RELIABLE AND SAFE OPERATION OF UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES (UGS), BUT ALSO AN INCREASE IN DAILY PRODUCTIVITY. IN MOST CASES, IT CAN BE ACHIEVED BY ADJUSTING THE OPERATING MODES OF WELLS, APPLYING ENGINEERING SOLUTIONS FOR THEIR INTENSIFICATION. IN RECENT YEARS, DOMESTIC SPECIALISTS HAVE MANAGED TO DEVELOP AND IMPLEMENT SUCH INNOVATIVE APPROACHES THAT ALLOW SOLVING THE PROBLEM OF INCREASING DAILY PRODUCTIVITY FOR VARIOUS TYPES OF UGS FACILITIES, INCLUDING THOSE LOCATED IN COMPLEX MINING AND GEOLOGICAL CONDITIONS

Ключевые слова: подземные хранилища газа, трубопроводный газ, ПАО «Газпром», газотранспортная система, режим эксплуатации скважины.

Макарьев Олег Васильевич

заместитель начальника
Управления Департамента
ПАО «Газпром»

Голод Гарри Савельевич

заместитель генерального директора
ООО «Газпром ПХГ» по производству,
к.т.н.

Наращивание суточной производительности – задача № 1

Оператором подземных хранилищ газа в России с 2007 года является ООО «Газпром ПХГ». На сегодняшний день дочернее общество остается одним из крупнейших профильных предприятий в структуре ПАО «Газпром». Консолидация основных фондов объектов ПХГ в одной компании, как можно констатировать спустя 15 лет, стала основой эффективности ее работы как вертикально интегрированного холдинга.

Сегодня ПАО «Газпром» эксплуатирует 27 объектов хранения газа, из которых 8 сооружены в водоносных горизонтах структур, не содержащих ранее углеводородное сырье, 17 – в истощенных газовых, газоконденсатных и газонефтяных месторождениях и два – в отложениях каменной соли. Каждое ПХГ по производственным показателям характеризуется индивидуальными особенностями по объему хранения, количеству эксплуатационных скважин и максимальной суточной производительности.

Проблемы эксплуатации ПХГ в выработанных газовых и газоконденсатных (газоконденсатных) месторождениях связаны в основном с геолого-промысловыми характеристиками залежей углеводородов, состоянием призабойной зоны и техническим состоянием забойного оборудования скважин. В их числе проблемы, связанные длительным сроком эксплуатации и нарушением технологии строительства скважин, ухудшением проницаемости призабойной зоны: разрушение пласта-коллектора с выносом в ствол скважины пластовой породы, вынос пластовых жидкостей (воды, жидких углеводородов), образование газогидратов, коагуляция, а в некоторых случаях – разрушение забойного оборудования (фильтров). Проблемы эксплуатации скважин ПХГ в водоносных горизонтах, по сути, аналогичные. Кроме этого, в некоторых случаях имеет место несоответствие фактической производительности скважин проектным параметрам уже по окончании строительства.

Ежегодно, в рамках утвержденных ПАО «Газпром» инвестиционных

Расширитель ООО «Буринтех», позволяющий производить увеличение открытого забоя до 280 и 400 мм



программ, программ капитального и текущего ремонтов, ООО «Газпром ПХГ» выполняет мероприятия, направленные на увеличение суточной производительности ПХГ. В сезоне отбора 2021/22 максимальная суточная производительность ПХГ на начало отбора составила 847,9 млн м³. В соответствии с Постановлением Правления ПАО «Газпром» к сезону отбора 2022/2023 года максимальная суточная производительность должна быть увеличена до 852,4 млн м³, а в перспективе развития подземных хранилищ к 2030 году – почти до 1 млрд м³.

Решение описанной выше задачи неразрывно связано с повышением потенциала по производительности фонда скважин, что даже в случае имеющихся ограничений по пропускной способности объектов наземного обустройства действующих ПХГ, выведенных на проектные показатели, позволит продлить период работы на максимальных показателях (так называемая «полка производительности») и, следовательно, при равных прочих условиях обеспечить поставку требуемого объема газа за более

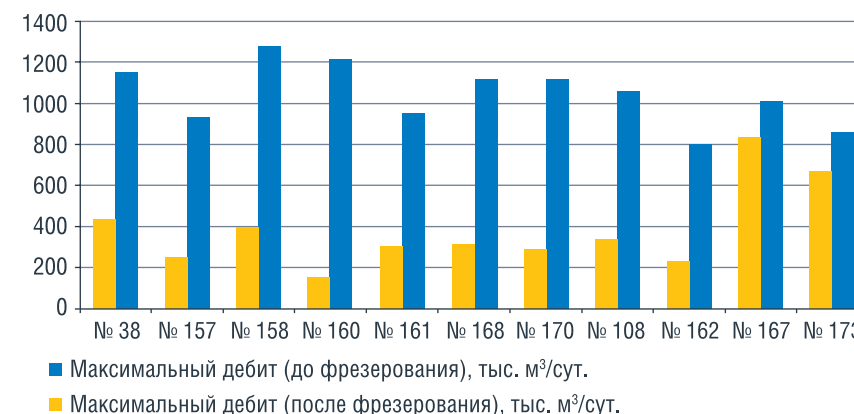
короткий период. Значительная часть прироста производительности достигается благодаря выполнению геолого-технических мероприятий, связанных с заменой или восстановлением работоспособности внутрискважинного оборудования, а также за счет изменения характера вскрытия пласта-коллектора с увеличением площади зоны фильтрации. Опыт эксплуатации ПХГ ПАО «Газпром» подтверждает, что наиболее эффективным методом повышения продуктивности и приемистости скважин является реконструкция забоя с расширением ствола в интервале продуктивного пласта-коллектора. Для этого при участии специалистов «Газпром ПХГ» была разработана конструкция расширителя, позволяющего увеличивать диаметр открытого ствола пласта-коллектора до 280 мм, а в отдельных интервалах до 400 мм.

Положительные результаты опробования работоспособности конструкции расширителя на скважинах Калужского, Увезовского, Касимовского и Степновского подземных хранилищ газа позволяют сделать вывод о его практической ценности. В рамках проекта определен интегральный экономический эффект от внедрения комплекса инженерных решений, направленных на повышение производительности скважин ПХГ ПАО «Газпром», который превысил 6,6 млрд рублей.

Российский опыт – зарубежным коллегам

Повышение надежности и эффективности поставок газа в Турцию и Европу – основная задача ПХГ с долевым участием ПАО «Газпром», расположенных за рубежом. Современные внешние

Максимальная производительность эксплуатационных скважин Калужского ПХГ до и после фрезерования





политико-экономические условия формирования и функционирования экспортных газотранспортных потоков из России в страны Старого Света заставляют диверсифицировать направления поставок газа с концентрацией мощностей на северном («Северный поток») и южном («Турецкий поток», «Голубой поток») направлениях. В 2014 году руководством газового холдинга была поставлена задача рассмотреть возможность использования опыта отечественных специалистов для проведения ремонта скважин ПХГ ПАО «Газпром» в европейских государствах. Речь шла в первую очередь о ПХГ «Банатский Двор» (Республика Сербия). В процессе его эксплуатации возникла проблема снижения технической надежности фонда скважин, что явилось естественным процессом, как следствие, произошло уменьшение производительности ПХГ в целом. Решение заключалось в поиске оптимальной технологии формирования высоконадежного эксплуатационного забоя скважин ПХГ, в том числе в осложненных горно-геологических условиях, и укрепления кровли пласта-коллектора. Требовалось провести мероприятия по вырезке участка колонны и расширению ствола скважин в заданных интервалах. Для реализации проекта были привлечены представители головного офиса «Газпром ПХГ» и работники профильных

филиалов дочерней компании, специализирующиеся на аварийно-восстановительных работах и капитальном ремонте скважин. Наибольший опыт в проведении подобных работ имеют специалисты филиала «Ставропольское УАВР и КРС», в чьей зоне ответственности находятся газохранилища с разными геологическими строениями – от Краснодарского края до Ленинградской области. Промышленная реализация технико-технологических решений проходила на семи скважинах «Банатского Двора». Авторами была разработана технология закрепления прикровельной зоны пласта-коллектора в скважинах подземного хранилища газа. Было обосновано применение гравийной обсыпки полифракционного состава, исходя из условия предотвращения пескопроявлений скважин и кольматации щелей бескаркасного фильтра, а также создана модель рационального распределения фракций гравия. Ликвидацию каверн в прикровельной зоне пласта-коллектора с неустойчивым сводом за башмаком эксплуатационной колонны предполагалось осуществлять путем заполнения цементным раствором, формирующим монолитный цементный камень. Для этого использовались следующие технические решения: устройства для фрезерования колонны и формирования каверны

(описанный в предыдущем разделе), система разобщения межтрубного пространства над фильтром, системы фильтровой компоновки, узел разобщения межтрубного пространства над фильтром и сам фильтр. Схожесть горно-геологических условий эксплуатации скважин ПХГ в России и за рубежом позволила провести комплексную работу с апробацией отдельных результатов на ПХГ России и последующей реализацией на ПХГ ПАО «Газпром» за рубежом.

Внедрение инновационной разработки увеличило производительность скважин в среднем в 1,7 раза по промысловым данным, а по данным газодинамических исследований – более чем в 2,5 раза. Экономический эффект от внедрения технологии формирования высоконадежного эксплуатационного забоя за счет получения дополнительной прибыли и экономии эксплуатационных расходов составил почти 650 миллионов рублей, а чистый дисконтированный доход превысил 3 млрд рублей.

По результатам оценки полученных результатов, российско-сербский коллектив авторов технического решения был удостоен премии ПАО «Газпром» в области науки и техники за 2020 год за работу «Технико-технологические решения для эффективной и долговременной эксплуатации скважин в осложненных горно-геологических условиях подземных хранилищ ПАО «Газпром» за рубежом».

Литература

1. Миллер А.Б. Выступление на конференции «Вызовы и возможности энергетических рынков Азии» // Интернет-ресурс [gazprom.ru](https://www.gazprom.ru) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/press/news/2021/september/article537844/> (дата обращения: 02.08.2022).
2. Сафонов И.А. Гарант стабильности / И.А. Сафонов // Корпоративный журнал «Газпром». – 2021. – № 10. – С. 30–35.
3. Никитин Р.С. Основы надежной и безопасной эксплуатации и развития системы подземного хранения газа / Р.С. Никитин, Д.Ю. Захаров, Д.А. Поваров // Деловой журнал *Neftegaz.RU*. – 2021. – № 8 (116). – С. 18–21.
4. Макарьев О.В. Роль подземных хранилищ газа в формировании новой мировой энергетической отрасли / О.В. Макарьев, Н.Е. Барсуки, Г.И. Дьяченко, К.А. Буты // Газовая промышленность. – 2020. – № 54 (808). – С. 14–28.
5. Каримов М.Ф. Газожидкостные дисперсные системы в подземном хранении газа в водоносных пластах / М.Ф. Каримов, С.А. Хан, С.Л. Костилов, Л.М. Муллагалиева // Газовая промышленность. – 2020. – № 54 (808). – С. 48–54.

KEYWORDS: *underground gas storage facilities, pipeline gas, Gazprom PJSC, gas transmission system, well operation mode.*

ГОД
ПЕТРА I
13–16 СЕНТЯБРЯ 2022



ХI ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

МИНПРОТОРГ
РОССИИ



ПАРТНЕРЫ

ЗАГОРСКИЙ
ТРУБНЫЙ
ЗАВОД

ГАЗПРОМБАНК
БАНК ГПБ (АО)

БАНК
РОССИЯ
АО «АБ-РОССИЯ»

Концерн ВКО
АЛМАЗ-АНТИПО

ГМС
ГРУППА

КОМИТА
ГРУППА КОМПАНИЙ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ПАРТНЕР

ГАЗПРОМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
СПОНСОР

ТРУБНАЯ
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ
КОМПАНИЯ

Салаватский
Катализаторный
Завод

ОМК

ГАЗПРОМ
БУРЕНИЕ

СибурМаш

ГАЗПРОМ
ХОЛДИНГ

ОДК

ИРМО

ТЕХНОТЕКС

ЭКМ
КОЛДЕНТ

ФИНАНСОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ КОМПАНИЯ
КОСМОС-НЕФТЬ-ГАЗ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (ДОб. 2626, 2273)
GF@EXPOFORUM.RU

18+



@GASFORUMSPB

ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ
НА НАШ TELEGRAM-КАНАЛ
И ЧИТАЙТЕ НОВОСТИ
РАНЫШЕ ВСЕХ!

GAS-FORUM.RU

ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ транспорта и хранения водорода

Дусалимов Марсель Эдуардович
доцент, к.т.н.

Валиуллина Сабина Яудатовна
бакалавр

Гундорова Изабелла Георгиевна
бакалавр

Алексеев Вадим Александрович
бакалавр

Факультет трубопроводного транспорта,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет

В ПРЕДСТАВЛЕННОЙ СТАТЬЕ ПРОИЗВЕДЕН АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ СПОСОБОВ ПРОИЗВОДСТВА, ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ ВОДОРОДА. ИССЛЕДОВАНЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ВОДОРОДА И ОПИСАНЫ ИХ ХАРАКТЕРИСТИКИ. ТАКЖЕ ПЕРЕЧИСЛЕН РЯД СУЩЕСТВЕННЫХ ПРОБЛЕМ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ ТРАНСПОРТЕ И ХРАНЕНИИ ВОДОРОДА, И ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ. РАССМОТРЕНЫ ПЕРСПЕКТИВЫ ВОДОРОДА В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ И МИРА

THIS ARTICLE PRESENTS AN ANALYSIS OF CURRENTLY USED METHODS FOR THE PRODUCTION, TRANSPORTATION AND STORAGE OF HYDROGEN. TECHNOLOGICAL FEATURES OF OBTAINING VARIOUS TYPES OF HYDROGEN ARE STUDIED AND THEIR CHARACTERISTICS ARE DESCRIBED. A NUMBER OF SIGNIFICANT PROBLEMS ARISING IN THE TRANSPORT AND STORAGE OF HYDROGEN ARE ALSO LISTED, AND POSSIBLE WAYS TO SOLVE THEM ARE ANALYZED. THE PROSPECTS FOR HYDROGEN IN THE FUEL AND ENERGY INDUSTRY IN RUSSIA AND THE WORLD ARE BRIEFLY CONSIDERED

Ключевые слова: *транспортировка, хранение, водород, альтернативные источники энергии.*

Современная экологическая проблема – большое количество парниковых газов в атмосфере, выделяемых вследствие использования углеводородов, таких как нефть и природный газ. Для сокращения выбросов необходима замена используемых источников энергии на альтернативные, более экологичные. Одной из перспективных областей развития является транспорт и хранение водорода.

Водород – это легкий газ, при сжигании которого выделяется тепло, в несколько раз превышающее тепло от сжигания природного газа.

Различные виды водорода могут использоваться в самых разных областях промышленности и жизни человека. Например, применение водорода распространено в нефтегазовой и химической промышленности, а также в топливной энергетике.

Мировое сообщество, включающее такие страны как Канада, США, Китай, ЕС, Япония, Корея, к 2050 году планируют полностью отказаться от использования угля, нефти и газа, и установить «нулевой выброс» в атмосферу углекислого газа, продолжая развитие «водородной долины».

На сегодняшний день ряд стран уже активно патентует и воплощает в жизнь новые технологии и оборудование, связанные с «зеленой» энергетикой. Например, ведется разработка карьерного самосвала, который полностью будет углеродно-нейтральным, открываются заводы на солнечной энергии по производству водорода, которые могут обеспечивать топливом сотни автомобилей в день. Автомобилей с водородными элементами насчитывается уже около 6000.

В России, согласно энергетической стратегии ЭС-2035, принятой правительством, транспортировка данного источника энергии на экспорт станет одним из приоритетных направлений. Основной задачей будет являться развитие производства и потребления водорода и закрепление России в составе мировых лидеров по экспорту водорода.

Также в скором времени будет запущен ж/д транспорт на Сахалине с применением водородных топливных элементов. Компании «Газпром» и «Росатом» станут первыми производителями водорода, завершив строительство пилотных водородных установок к 2024 году.

ФАКТЫ

К **2050**
году

мировое сообщество
планирует полностью
отказаться от
использования угля,
нефти и газа

Преимущественно они будут находиться на объектах добычи газа, предприятиях по переработке сырья и атомных электростанциях. В связи с этим, нельзя сказать, что весь водород является экологичным видом топлива, все зависит от способа его получения.

Водород практически не встречается в природе в чистом виде, обычно его получают из химических соединений с помощью различных методов.

По способам получения водород разделяют на цветные градации, которые представлены на рис. 1 [6].

Коричневый (бурый, высокоуглеродный) водород – в процессе производства данного метода выделяются парниковые газы.

Серый (высокоуглеродный) водород – при его производстве вредные отходы выбрасываются в атмосферу.

Голубой (среднеуглеродный) водород – с использованием CCS и технологии улавливания и захоронения углерода.

Бирюзовый (малоуглеродный) водород – выброс углерода впоследствии либо будет захоронен, либо использован в промышленности.

Желтый (оранжевый, безуглеродный) водород – выбросы CO₂ отсутствуют, однако метод нельзя считать абсолютно экологически чистым.

Зеленый (безуглеродный) водород – в процессе производства выбросы CO₂ в атмосферу отсутствуют.

Для сравнения альтернативных процессов по получению водорода необходимо рассмотреть экономические затраты на производство.

РИС. 1. Описание цветовой градации водорода по способам получения



Можно увидеть, что паровая конверсия метана и газификация угля остаются наиболее дешевыми источниками производства водорода, а переход к электролизу или термохимическим циклам является достаточно длительным и дорогостоящим процессом [7].

По мере возрастания спроса на потребление водорода, увеличивается необходимость в развитии как транспорта от мест его производства до конечного потребителя, так и хранения.

Транспортировка водорода может осуществляться трубопроводным транспортом, с помощью контейнерных перевозок, а также в криогенных цистернах или в носителях, таких как аммиак или гидриды металлов.

Основным способом транспортировки водорода остаются трубопроводы. Водородные трубопроводы эксплуатируются под давлением 0,5–3 МПа и выше и имеют диаметр 250–300 мм. Существуют несколько вариантов трубопроводной транспортировки газообразного водорода:

- по специальным водородным трубопроводам;
- по существующим трубопроводам природного газа.

ТАБЛИЦА 1. Оценка сравнительной стоимости способов получения водорода

Технология получения водорода	Стоимость, USD за 1 кг H ₂
Паровая конверсия метана	1,5–3
Газификация угля	2–2,5
Электролиз воды	>4
Солнечный и фото-электролиз воды	>4,5
Из биомассы	5–7
Высокотемпературный электролиз воды (АЭС)	7,5

ФАКТЫ
6000
автомобилей

с водородными элементами
насчитывается
на сегодняшний день

К 2040 году эксперты прогнозируют водородную сеть протяженностью 23 000 км, 75 % которой будут состоять из переоборудованных газопроводов.

На сегодняшний день самый протяженный трубопровод связывает Германию и Бельгию и составляет порядка 400 км.

Экспериментальные исследования возможности транспортировки водорода с использованием стальных трубопроводов для природного газа показали, что потери водорода из системы в 3–3,5 раза больше по объему потерь природного газа, но поскольку теплота сгорания водорода примерно в три раза больше, то энергетические потери примерно одинаковы.

Транспортировка газообразного водорода наземным транспортом обычно происходит с помощью

ТАБЛИЦА 2. Протяженность водородных трубопроводов по всему миру

Страна	Длина (км)	Страна	Длина (км)
США	2608	Швеция	18
Бельгия	613	Тайланд	13
Германия	390	Австралия	8
Франция	303	Бразилия	8
Голландия	237	Италия	8
Канада	147	Пакистан	5
Республика Корея	87	Швейцария	2
Китай	65	Япония	1
Великобритания	40	ИТОГО	4553

РИС. 2. Процесс погрузки цилиндрических контейнеров в трейлер



стальных цилиндрических контейнеров с давлением от 3,5 до 35 МПа и температурой от -40 до +40 °С. Такие контейнеры могут вмещать от 100 до 700 кг. Их можно транспортировать при помощи автомобильного или железнодорожного транспорта.

Недостатком является высокая стоимость перевозки в виду низкой плотности водорода, из-за чего требуется большой объем контейнеров или цистерн для транспортировки, а это дополнительные расходы, в связи с тем, что за один цикл перевозится малый объем продукта.

Трейлеры для перевозки водорода под давлением эффективны для удовлетворения потребностей мелких потребителей, а высокая стоимость доставки может компенсироваться отсутствием потерь. В настоящее время это самый простой способ, особенно в тех районах, где нет трубопроводов.

Преимуществом автоперевозок является то, что автоцистерна может быть автономным хранилищем водорода на автозаправочных станциях и доставлять продукт до самых отдаленных точек потребления.

Транспортировка жидкого водорода осуществляется автомобильными цистернами вместимостью 25 и 45 м³. Сжижение водорода весьма энергоемкий процесс и, следовательно, дорогой, но транспортные расходы для жидкого водорода минимальны. Они примерно совпадают со стоимостью доставки трубопроводным транспортом.

Отличительной особенностью является то, что сжиженный водород получается при температуре -253 °С и для его хранения необходимы специальные криогенные цистерны, хранясь в которых, водород имел бы минимальные потери. Для этого ведется изучение материалов, передовыми технологиями могут стать алюминиевые цистерны и контейнеры из синтетических материалов.

Железнодорожный транспорт для перевозки жидкого водорода используют довольно ограниченно в связи с малой разветвленностью транспортных железнодорожных линий. В криогенных железнодорожных цистернах потери водорода примерно такие же, как и в автоцистернах. При однократном захолаживании в автоцистернах теряется до 15 % водорода, а связанные с несовершенством теплоизоляции потери составляют 0,5 % в сутки от объема транспортируемого водорода.

ФАКТЫ

0,5-3 МПа

– минимальное
давление для
транспортировки
водорода

Существует также транспортировка водорода с помощью носителей, в качестве которых могут служить водородоёмкие химические соединения, например аммиак и углеводороды. Из них водород получают посредством химических реакций. Так, при нормальной температуре аммиак сжижается при давлении 1,0 МПа и его можно транспортировать по трубам и хранить в жидком виде (температура сжижения аммиака – 33 °С). Водород из аммиака получают посредством его каталитического разложения. Для получения 1 кг водорода необходимо 5,65 кг аммиака.

Существуют и «перезаряжаемые» носители, содержащие водород, которые транспортируют на топливную станцию, где из них выделяют водород, а затем возвращают для новой заправки. К таким носителям относятся, например, гидриды металлов.

Преимуществами таких «носителей» является минимальная стоимость транспортировки, умеренные давление и температура в системе доставки, а также возможность снижения стоимости хранения. Недостатками является повышенное энергопотребление, холостой ход на «перезарядку», возможность попадания примесей в газообразный водород, сложность трансформации при применении на местах [1].

Можно подвести итог, что конкурентоспособность различных вариантов зависит от расстояния, на которое транспортируется водород, объемы и способы конечного использования. Для транспортировки водорода на очень большие расстояния (за рубежом), его, как правило, необходимо сжижать или транспортировать в носителях. Для расстояний менее 1500 км транспортировка водорода

РИС. 3. Автоцистерна для перевозки водорода



РИС. 4. Методы хранения водорода



в виде газа по трубопроводам обычно является наиболее дешевым вариантом; для расстояний более чем 1500 км, может быть более рентабельным транспортировать водород в виде аммиака.

По мере превращения водорода из промышленного в потребительский товар появляется необходимость в системах его централизованного хранения для обеспечения наличия больших запасов продукта вблизи потребителя. Создание компактных, надежных и недорогих систем хранения и транспортировки водорода является одной из ключевых проблем водородной энергетики. Сложность этой задачи заключается в том, что водород в свободном состоянии является самым легким и одним из самых низкокипящих газов. Для сравнения, масса одного галлона бензина составляет примерно 2,75 кг, тогда как один галлон водорода имеет массу всего 0,00075 кг (при давлении 1 атм и 0 °C).

Технология хранения водорода кардинально не отличается от технологии хранения природного газа (рис. 4) [5].

В сущности, способы хранения водородного топлива можно разделить на две группы:

1. Физические способы хранения;
2. Химические способы хранения.

Первая группа представляет собой физические методы – компрессирование или ожижение для смены агрегатного состояния водорода.

Если водород находится в сжатом газообразном состоянии, для его хранения можно использовать: различные газгольдеры; газовые баллоны; стационарные массивные системы хранения (естественные подземные резервуары); трубопроводные системы хранения; стеклянные микросферы.

Следует иметь в виду, что большинство систем хранения не обладают абсолютной герметичностью, поэтому существуют значения допустимых объемов утечек.

Для производства водородных контейнеров стали применять новые материалы, например углеродное волокно для бесшовных контейнеров. Они не пропускают водород, разве что небольшие протечки возможны через соединения.

ФАКТЫ

к 2040
году

протяженность водородной сети достигнет 23 000 км, 75 % будет состоять из переоборудованных газопроводов

Перспективным способом хранения водорода является технология хранения в сверхкритическом состоянии, которая предусматривает изготовление тонкостенных монодисперсных структур, заполненных конденсированным водородом.

Расчеты показывают, что система хранения в полых микросферах имеет лучшие характеристики (по сравнению с традиционной баллонной) по массе (при давлениях газа больше 4,3 МПа), по габаритам (при давлениях больше 26 МПа). Однако затраты на обеспечение данного метода хранения очень высоки. Вместе с тем хранение водорода в сверхкритическом состоянии в монодисперсных полых микрогранулах имеет очевидные преимущества перед другими способами:

- длительность хранения;
- легкость и вариативность транспортировки микробаллонов;
- безопасность: разрушение нескольких микробаллонов не приводит к разрушению других или к нарушению герметичности контейнера [2].

Если водород находится в жидком состоянии, для его хранения используются стационарные или транспортные криогенные контейнеры.

Водород в жидком состоянии находится в узком интервале температур: от точки кипения 20 К (превращается в жидкость) до точки замерзания 17 К, когда он переходит в твердое состояние. Следует отметить, что переход водорода из жидкого состояния в газообразное связан с неизбежными потерями от испарения. Из-за этого фактора система хранения требует сложных методов изоляции.

Вторая группа заключается в использовании химических методов, при которых хранение водорода обеспечивается его взаимодействием с некоторыми материалами путем физических или химических процессов.

- Водород в адсорбционном состоянии: цеолиты и родственные соединения; активированный уголь; углеводородные наноматериалы.
- Абсорбция в объеме материала (металлогидриды).
- Химическое взаимодействие: алонаты; фуллерены

и органические гидриды; аммиак; губчатое железо; водореагирующие сплавы на основе алюминия и кремния.

Способы хранения водорода в твердой форме – это методы хранения, включающие поглощение или адсорбцию водорода другим материалом. Преимущества хранения водорода в гидриде в том, что они не требуют высоких давлений и обеспечивают высокую плотность, сравнимую с плотностью жидкого водорода. Основным недостатком этой технологии является то, что в этих материалах можно хранить лишь небольшую массу водорода.

При этом для десорбции достаточно будет поднять температуру на несколько десятков градусов. Варьируя разницей температур в сравнительно небольших пределах, можно добиваться изменения давления водорода в широком диапазоне – в зависимости от поставленной задачи [3].

Существует несколько параметров эффективности способов хранения, основными из которых является процент полезной массы и процент полезного объема водорода. Наиболее перспективными, исходя из параметра полезной массы, являются именно методы хранения водорода в виде гидридов, где значения могут достигать и 20 % [4].

Стоит обратить внимание на основные проблемы транспорта и хранения водорода в сравнении с природным газом:

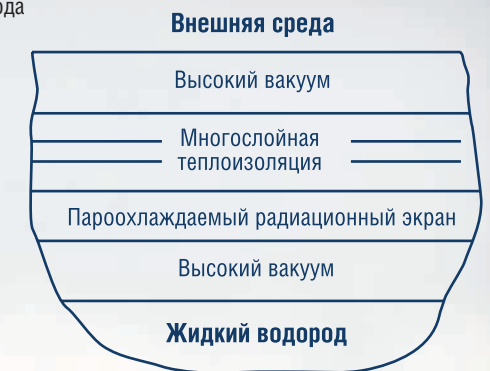
- высокая «просачиваемость» жидкого водорода при температуре выше минус 253 градусов Цельсия вследствие малого размера его молекул;
- охрупчивание и разрушение металлов под воздействием атомарного водорода;
- взрывопожароопасность, возникающая при смешивании водорода с кислородом.

Все эти проблемы дают начало исследованию новых способов транспортировки и хранения, а также разработке и применению новых технологий и материалов.

Решением проблемы могут послужить армированные пластиковые трубопроводы – перспективная альтернатива стальным трубопроводам по техническим и экономическим характеристикам. Данная модель трубы состоит из нескольких слоев: внутренней стороной является непроницаемый лайнер, далее идет защитное покрытие, после чего устанавливаются два промежуточных слоя и завершающими являются внешние барьерный слой и защитное покрытие.

Для изготовления лайнеров могут применяться различные полимерные материалы, такие как полиэтилен, полиамид. Водородопроницаемость этих

РИС. 5. Схема изоляции контейнера для хранения жидкого водорода



ФАКТЫ

Наиболее перспективными

исходя из параметра полезной массы, являются методы хранения водорода в виде гидридов, где значения могут достигать 20 %

материалов определяет объем утечек водорода из трубопровода.

Таким образом, в данной статье были определены основные перспективы и сложности в развитии водородной энергетики, а также проанализированы оптимальные способы транспорта и хранения водорода.

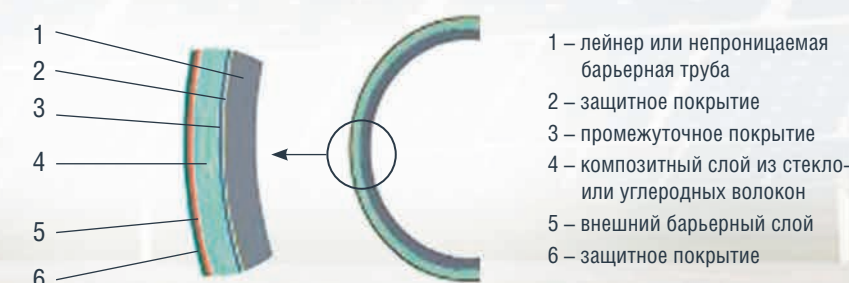
В настоящее время объемы транспортировки и потребления водорода не такие большие, и на исследование новых технологий нужны крупные капитальные вложения. Также необходима разработка НТД и технических решений по производству, транспортировке и хранению водорода. Однако за этим последует значительный положительный экологический эффект, именно поэтому данная область является одной из самых развиваемых и перспективных на мировой энергетической арене. ●

Литература

1. Алексеева, О.К. Транспортировка водорода / О.К. Алексеева, С.И. Козлов, В.Н. Фатеев / Транспорт на альтернативном топливе. – 2011. – № 3. – С. 18–24.
2. Амелистов Е.В. Графен и водородная энергетика / Е.В. Амелистов, С.В. Мищеряков / Энергоэксперт. – 2021. – № 4, вып. 80. – С. 10–11.
3. Борзенко В.И. Водородная энергетика – состояние и перспективы / В.И. Борзенко / Окружающая среда и энергетика. – 2020. – № 3, вып. 7. – С. 13–22.
4. Доленко Г.Н. Перспективы водородной энергетики / Г.Н. Доленко / Проблемы современной науки и образования. – 2020. – № 4-1, вып. 149. – С. 21–23.
5. Колбина Т.Ю. Водородная энергетика как новый этап мировой энергетики / Т.Ю. Колбина, И.К. Набиева, А.Н. Абдысадыкова / Инновации. Наука. Образование. – 2021. – № 40. – С. 266–269.
6. Радченко, Р.В. Водород в энергетике: учеб. пособие. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2014. – 229 с.
7. Шафиев Д.Р. Методы получения водорода в промышленном масштабе. Сравнительный анализ / Д.Р. Шафиев / Успехи в химии и химической технологии. – 2020. – № 12. – С. 53–57.

KEYWORDS: transportation, storage, hydrogen, alternative energy sources.

РИС. 6. Схема многослойного армированного пластикового трубопровода





КАК ПО МАСЛУ

Смазочные материалы и спецжидкости для надежной работы оборудования от ЗАО «Росма»

КАЧЕСТВО ЖИДКОСТЕЙ НАПРЯМУЮ ВЛИЯЕТ НЕ ТОЛЬКО НА СВОЙСТВА И СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОДУКЦИИ, НО И НА РАБОТУ И ДОЛГОВЕЧНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ, А ЗНАЧИТ НА ВЫЖИВАЕМОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА. ПОЭТОМУ ВОПРОСУ КАЧЕСТВА ИСПОЛЪЗУЕМЫХ МАСЕЛ И СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ УДЕЛЯЕТСЯ ТАКОЕ БОЛЬШОЕ ВНИМАНИЕ. КАКИЕ КОМПАНИИ, РАБОТАЮЩИЕ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ, МОГУТ ПРЕДЛОЖИТЬ ПРОДУКТ, СПОСОБНЫЙ ОБЕСПЕЧИТЬ НАДЕЖНУЮ РАБОТУ ОБОРУДОВАНИЯ?

THE QUALITY OF LIQUIDS DIRECTLY AFFECTS NOT ONLY THE PROPERTIES AND COST OF PRODUCTION, BUT ALSO THE OPERATION AND DURABILITY OF EQUIPMENT, AND HENCE THE SURVIVAL OF PRODUCTION. THEREFORE, THE ISSUE OF THE QUALITY OF USED OILS AND LUBRICANTS IS GIVEN SUCH GREAT ATTENTION. WHICH COMPANIES OPERATING IN THE RUSSIAN MARKET CAN OFFER A PRODUCT THAT CAN ENSURE THE RELIABLE OPERATION OF EQUIPMENT?

Ключевые слова: масла, смазочные материалы, нефтегазовое оборудование, специальная техника, топливно-энергетический комплекс.

Попов Юрий Александрович
генеральный директор
ЗАО «Росма»

— Юрий Александрович, как давно компания «Росма» существует на рынке?

— Наша компания на рынке с 2002 года. В этом году у нас юбилей — 20 лет. Мы прошли длинный путь от выбора надежных партнеров до отлаживания оптимальных алгоритмов поставки. Качество и репутация — наш основной приоритет. Именно за это нас и ценят наши клиенты, и мы благодарны им за этот выбор.

— С какими предприятиями топливно-энергетического комплекса вы уже работаете?

— Мы работаем не только с предприятиями ТЭК, но и с компаниями авиационной, металлургической, легкой, пищевой промышленности, машиностроительной, химической и нефтехимической отрасли.

■ Качество и репутация — наш основной приоритет

Среди компаний ТЭК, среди наших заказчиков все крупные холдинги: Роснефть, ЛУКОЙЛ, Газпром, Сургутнефтегаз и другие. За 20 лет мы обеспечили своей продукцией более 1500 клиентов в 35 странах и число наших заказчиков постоянно растет.

— Ваша компания предлагает масла и смазочные материалы иностранных производителей,

в изменившихся условиях насколько сложно стало работать на рынке?

— Действительно, наше основное предложение — это импортные продукты специального назначения для ответственных зон применения.

Наша продукция работает там, где требуется высокий ресурс, существуют жесткие условия эксплуатации, критичным является минимальный износ оборудования.

В текущей ситуации, когда многие западные производители ушли с российского рынка, сложность состоит в том, что спрос превышает предложение, но мы готовы обеспечивать новые заказы.

— Работаете ли вы с российскими производителями и насколько успешно их продукт может заменить импортные товары? Дает ли это дополнительные возможности вашей компании?

— Безусловно мы работаем с российскими производителями, чья продукция рекомендована для работы на отечественном оборудовании, что расширяет возможности нашей компании, как поставщика. Тем не менее для работы на западном оборудовании,

продуктах, которые сейчас есть в мире и гарантируют стабильную работу производства заказчика с максимальной эффективностью. Гарантия максимальной эффективности и отзывы довольных клиентов — залог стабильного развития компании.

— Каков основной принцип компании «Росма» при работе с заказчиком?

— Честность и качество — это столпы, которые неизменны.

■ Сегодня спрос превышает предложение, но мы готовы обеспечивать новые заказы

с более жесткими требованиями, требуется разработка и проведение программы рабочих испытаний, подбор компонентов и новых рецептов. Данная работа уже проводится, но пока она на начальной стадии и охватывает не всю линейку продукции.

Для производства специальных продуктов, изготовленных на основе синтетического сырья, можно сказать, что в России нет полноценной сырьевой базы, технологий, а следовательно, и продуктов аналогичного качества. Очень часто можно видеть, как «аналоги российского производства» сейчас производят из китайского сырья, уступающего по качеству и непостоянного от партии к партии по сравнению с продуктами от мировых лидеров.

— В чем ваши основные конкурентные преимущества? Что обеспечивает стабильное развитие компании?

— Сила «Росма» в ее сотрудниках! Это департаменты продаж по различным направлениям, группа логистики и закупок, финансовый и юридический отделы, наша служба безопасности и клиентский сервис. Для каждого проекта, технические специалисты отделов продаж предоставляют заказчику развернутую аналитику по конкретному производственному процессу. Благодаря данной информации руководители предприятий имеют возможность принимать взвешенные решения. Это и нужно нашим клиентам.

Наши предложения основаны на глобальном опыте и лучших

Мы открыто обсуждаем все плюсы и минусы продуктов, представленных на рынке, их работу и влияние на работу оборудования, взвешиваем вместе с заказчиком все риски и совместно принимаем решение. И, конечно, мы поставляем только оригинальную, качественную, проверенную продукцию от мировых лидеров, в которой уверены сами.

■ Сила «Росма» в ее сотрудниках!

— Что изменилось за последние полгода, по вашим наблюдениям, на рынке смазочных материалов и масел? Как чувствуют себя другие трейдеры и каким вы видите свое место на этом рынке?

— Изменилось многое. На сегодня уже можно говорить о том, что часть компаний ушла с рынка, многие были вынуждены перейти в другие сферы деятельности или закрылись.

Наблюдая за все возрастающей скоростью изменения рынка, мы одни из первых предприняли ряд превентивных мер по расширению и реорганизации наших партнерских связей и логистических цепочек. Это позволяет нам чувствовать себя сегодня намного увереннее, чем многим нашим конкурентам.

Ответственный партнер, ориентированный на эффективность бизнеса клиента, — это точка опоры для клиента. Мы понимаем эту ответственность.

— Каковы планы компании на ближайшее будущее? Планируете ли вы выходить на новые объемы

продаж, расширять клиентскую базу, увеличивать продуктивную линейку?

— Рост клиентской базы и объемов продаж — стандартная, ежегодная цель нашей компании, которая всегда выполнялась, и данный год — не исключение. Текущие планы — обеспечение растущего спроса на качественные продукты. Как следствие, рост клиентской базы и объемов. Одновременно мы прорабатываем новые рынки, заключаем договора с новыми, заинтересованными производителями. Активно развиваем сервисное направление и изучаем новые возможности, в том числе по оборудованию для клиентов.

— Какие новые возможности вы видите для себя в текущих условиях?

— В связи с тем, что многие поставщики ушли с рынка, перед их клиентами сейчас стоит сложная задача, как и кого выбрать в качестве надежного партнера. Оказавшись в данной

ситуации, они справедливо требуют гарантий, что продукт не повлечет изменений в работе и не приведет к износу современного, высокотехнологичного оборудования. Мы подбираем решения под эти требования, и поэтому эти клиенты — наш потенциал для роста. Со многими мы уже ведем переговоры.

ЗАО «РОСМА» — партнер, на которого можно положиться в любой ситуации, а наши опыт и знания, предлагаемые товары и услуги помогут клиентам сделать правильный выбор и обеспечить стабильную работу предприятия.

Мы благодарим тех, кто уже сделал выбор в пользу нашей компании, и с радостью предлагаем сотрудничество новым клиентам! ●

KEYWORDS: oils, lubricants, oil and gas equipment, special equipment, fuel and energy complex.



Для движения,
тепла и света

www.rosma.ru

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

Газпром. Проводить газ в Бурятию нецелесообразно. Это при газификации республики 13,3 %?

В сентябре 2012 г. зампред правительства Бурятии Н. Зубарев сообщил, что снабжение территории природным газом признано Газпромом нецелесообразным. В первую очередь речь идет об объектах, расположенных в особой экономической зоне «Байкальская гавань». Вероятно,



слова Газпрома истолкованы неверно. Иначе, как может Газпром говорить при 13%-ном уровне о нецелесообразности газификации? Государство помогает «национальному достоянию», Газпром, вероятно, тоже должен помочь людям.

• Комментарий Neftegaz.RU

В июне 2020 г. президент поручил Газпрому и ответственным ведомствам обеспечить завершение газификации регионов РФ в два этапа: к 2024 г. довести уровень газификации до 74,7%, к 2030 г. — до 83%. 20 мая 2021 г. Минэнерго РФ предварительно отобрало 15 регионов для апробации новой модели газификации. Изначально предполагалось, что проект охватит только четыре региона РФ — Тюменскую, Курганскую, Московскую и Челябинскую области. Однако позже к списку добавились еще 11 регионов: Амурская, Архангельская, Иркутская, Мурманская и Псковская области,



Забайкальский, Красноярский, Пермский и Приморский края, Республики Бурятия и Дагестан. Первый этап программы газификации регионов рассчитан на 2021–2022 гг.

Планируется построить новый НПЗ в Усть-Луге

Балтийский универсальный и нефтеналивной порт Усть-Луга, в котором заканчивается экспортная труба Балтийской трубопроводной системы, ждет в 2013 г. первого инвестора в портовый НПЗ. Сумма вложений в проект может меняться в пределах 5–10 млрд долл. Инвесторов может быть два, есть всего несколько компаний, способных «потянуть» такой проект.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2021 г. Газпром и РусГазДобыча начали строительство комплекса по переработке этансодержащего газа в пос. Усть-Луга, в состав



которого войдут два предприятия: интегрированный комплекс по переработке и сжижению природного газа, включающий ГПЗ мощностью 45 млрд м³ газа в год, и завод по производству СПГ мощностью 13 млн т в год. После переработки около 18 млрд м³ газа в год продукт будет направляться в ГТС Газпрома. Товарной продукцией

ГПК КПЭГ будет этановая фракция, поставляемая на ГХК КПЭГ. Производительность ГХК составит более 3 млн т полимеров в год. Первую очередь планируют ввести в эксплуатацию в 2024 г., вторую — в 2025 г.

Отныне «Ямал СПГ» будет очищать природный газ при помощи передовой технологии BASF

В сентябре 2012 года Концерн BASF и ОАО «Ямал СПГ» (СП компании НОВАТЭК и концерна Total) заключили лицензионное соглашение об использовании технологии очистки природного газа, разработанной концерном BASF. В настоящее время данные решения BASF применяются на более чем 300 предприятиях во всем мире.

• Комментарий Neftegaz.RU

Несмотря на прекращение финансирования проекта «Арктик СПГ-2», Total сохраняет свое присутствие на российском энергетическом рынке. Компания остается акционером «Ямал СПГ» (20%), «Арктик СПГ-2» (10%) и «Тернефтегаза» (49%). В конце июля компания зафиксировала чистый убыток от обесценивания акций в совместных с НОВАТЭКО проектах на общую сумму \$3,5 млрд. Несмотря на это, Total по-прежнему остается одним из крупнейших миноритарных акционеров на российском рынке сжиженного природного газа. Однако TotalEnergies приняла решение больше не заключать и не продлевать контракты на закупку российской нефти и нефтепродуктов. ●

NEVATOWERS MOSCOW

ЗНАКОВЫЙ
АДРЕС
ДЛЯ ЖИЗНИ
В МОСКВЕ



Реклама. Застраховано ООО «Газпром-Москва». Условия акции на: www.nevatowers.ru



собственный парк | панорамный бассейн | фитнес и спа | кинозал | модные рестораны

ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

в автономной системе электроснабжения на месторождении нефти и газа в Арктике

В РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕНА ВОЗМОЖНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ В СИСТЕМУ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ ОБЕСПЕЧИТЬ НЕПРЕРЫВНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОЛНЕЧНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ОБЕСПЕЧИТ ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ. СОЛНЕЧНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ ПОЗВОЛЯЕТ НА 16,6 % СНИЗИТЬ ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ОТ ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРНЫХ УСТАНОВОК МОЩНОСТЬЮ 200 КВТ, ЧТО УЛУЧШИТ ЭКОЛОГИЧЕСКУЮ ОБСТАНОВКУ В РЕГИОНЕ. ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МОДЕЛИРОВАНИЯ УСТАНОВЛЕН ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ ВНЕДРЕНИЯ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ МОЩНОСТЬЮ 1 МВт, ОПРЕДЕЛЯЕМЫЙ СРОКОМ ОКУПАЕМОСТИ ДО 9,6 ГОДА С МОМЕНТА ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

УДК 621.311

THE PAPER PRESENTS THE POSSIBILITY OF INTRODUCING PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS INTO THE POWER SUPPLY SYSTEM, WHICH MAKES IT POSSIBLE TO ENSURE THE CONTINUOUS OPERATION OF OILFIELD EQUIPMENT. THE GENERATION OF ELECTRICITY AT A SOLAR POWER PLANT WILL INCREASE THE ENERGY EFFICIENCY OF CONSUMERS AT THE FIELD. THE SOLAR POWER PLANT CAN REDUCE POLLUTANT EMISSIONS BY 16.6% FROM DIESEL GENERATOR SETS WITH A CAPACITY OF 200 KW, WHICH WILL IMPROVE THE ENVIRONMENTAL SITUATION IN THE REGION. BASED ON THE SIMULATION RESULTS, THE ECONOMIC EFFECT FROM THE INTRODUCTION OF A PHOTOVOLTAIC PLANT WITH A CAPACITY OF 1 MW, DETERMINED BY THE PAYBACK PERIOD OF UP TO 9.6 YEARS FROM THE DATE OF COMMISSIONING, WAS ESTABLISHED

Ключевые слова: возобновляемая энергетика, электроснабжение, арктические месторождения, фотоэлектрическая станция, энергоэффективность.

Зимин Роман Юрьевич
кафедра электроэнергетики
и электромеханики,
Санкт-Петербургский горный
университет, ассистент, к.т.н.

Кучин Вячеслав Николаевич
научный сотрудник
НЦ «Арктика»,
Санкт-Петербургский
горный университет,
к.т.н.

Общемировой тенденцией является постепенный переход на возобновляемые источники энергии. На рисунке 1 приведен график различных видов источников электроэнергии на период с 1970 по 2050 годы [5].

По прогнозам к 2050 году будет осуществляться постепенный переход на возобновляемые источники энергии, которые могут

достигнуть 69% от общей генерации электроэнергии. Основная доля выработки электроэнергии будет приходиться на солнечную энергию и энергию ветра [21].

Повысить эффективность разработки удаленных месторождений нефти и газа и одновременно снизить потребление дизельного топлива и попутного нефтяного газа

РИС. 1. Мировая генерация по видам электроэнергии в период с 1970 по 2050 годы

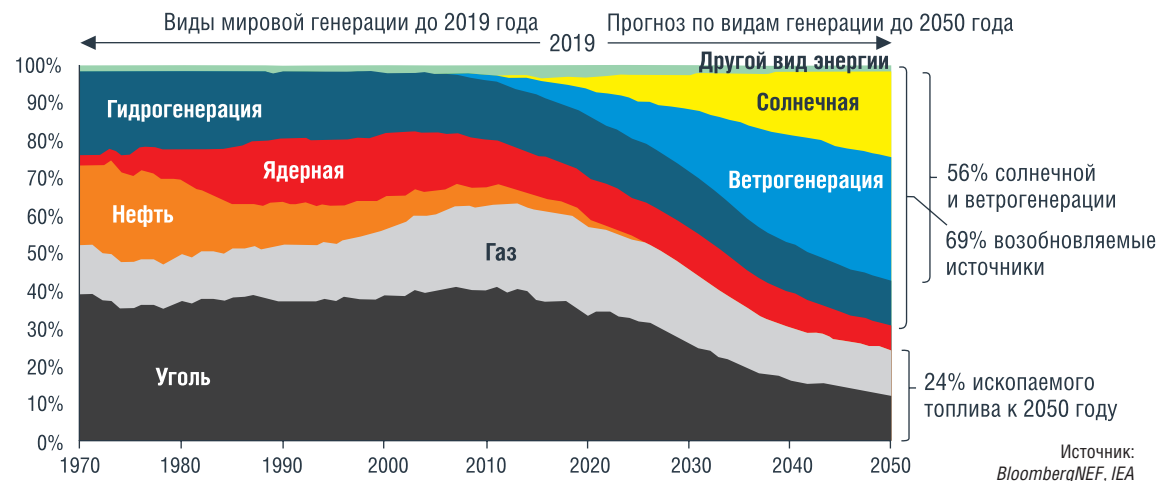


РИС. 2. Международная арктическая станция «Снежинка»



возможно за счет применения возобновляемых источников энергии [7, 9]. Возобновляемые источники энергии при генерации на самом месторождении приводят к уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от дизель-генераторов, а также к сокращению потерь при передаче электрической энергии потребителям в централизованных системах электроснабжения [11, 12]. Электротехническим комплексам генерации электрической энергии на возобновляемых источниках энергии присущи следующие достоинства: энергосбережение, экологически безопасная технология.

Авторами [1] обоснована актуальность и возможность генерации электроэнергии на основе возобновляемых источников в условиях Арктики для осуществления работы основного технологического оборудования нефтегазовых месторождений.

Последние данные геолого-разведочных работ подтверждают долгосрочный благоприятный прогноз запасов нефти и газа в России, в совокупности с развитием технического прогресса геологоразведки новые месторождения нефти и газа активно вовлекаются в разработку [4]. Соответственно, актуальным можно считать разработку и внедрение технологий использования возобновляемых источников энергии на удаленных территориях по разработке месторождений нефти и газа.

Так, одним из примеров внедрения возобновляемых источников энергии является международная арктическая станция (МАС) «Снежинка» – круглогодичный и полностью автономный комплекс (рисунк 2), создаваемый без дизельного топлива и являющийся исключительным объектом для внедрения новых технологий по возобновляемой энергетике. Основная цель данной станции – тестирование новых разработок в области экологии, систем «умный дом/поселение», развитие новых систем связи и решений на основе искусственного интеллекта [5].

Удаленность объектов добычи нефти и газа от централизованных систем электроснабжения усложняет задачу эффективного использования электрической энергии. Применение фотоэлектрических станций позволяет снизить затраты на транспортировку дизельного топлива для дизель-генераторных установок на месторождения нефти и газа [14, 15, 16].

Так, например, существуют объекты по добыче нефти и газа: один расположенный в Забайкальском крае, в 15 километрах от ближайшего поселка; другой объект в Сургуте, расположенный от ближайшего населенного пункта в 90 километрах. На первый взгляд, объект в Сургуте более удаленный, так как находится на 75 км дальше от ближайшего населенного пункта, чем Забайкальский. Однако в Сургуте дорога до объекта строительства занимает

полтора часа, а в Забайкалье на дорогу в 15 км придется потратить почти в четыре раза больше времени. Таким образом, время на транспортировку зависит от качества покрытия и состояния дороги, а соответственно, и на количество доставляемого дизельного топлива на месторождение.

С целью создания непрерывности технологического цикла по разведке и эксплуатационному бурению, добыче и транспортировке углеводородов необходимо обеспечить бесперебойное электроснабжение месторождения [23, 24].

Современная буровая установка в условиях Арктики содержит комплекс систем, обеспечивающих выработку электрической энергии, ее распределение по потребителям и преобразование.

Электротехнический комплекс включает [10]:

- распределительные устройства (РУ);
- силовые и разделительные трансформаторы;
- выпрямительные устройства;
- электрические двигатели переменного и постоянного тока;
- устройства управления, релейной защиты и автоматики при распределении электрической энергии;
- передвижные электростанции.

Для эксплуатации электроприводов буровой установки применяют, как правило, несколько дизель-

РИС. 3. Вахтовый поселок Сабетта



генераторов для осуществления бесперебойного питания и непрерывности работы. Дизель-генераторы подбираются из обеспечения достаточного количества мощности питания всех потребителей электроэнергии буровой установки, а также возможности параллельной работы нескольких дизель-генераторов в условиях перегрузки или при аварийных режимах. Требования к обеспечению надежного электроснабжения являются одним из важных аспектов обустройства буровой установки на месторождениях нефти и газа. В условиях Арктики требуется непрерывная эксплуатация

основного технологического оборудования для поддержания непрерывности процесса производства. Кратковременное прерывание или перебои электроэнергии могут привести к замораживанию трубопроводов, используемых для перекачки воды, конденсата и др. Восстановление электроснабжения на месторождении нефти и газа занимает достаточное количество времени из-за удаленности буровых установок от источника электроснабжения [18]. Для бесперебойной подачи электроэнергии необходимо применение дополнительных дизель-генераторных установок [22]. Однако требуются

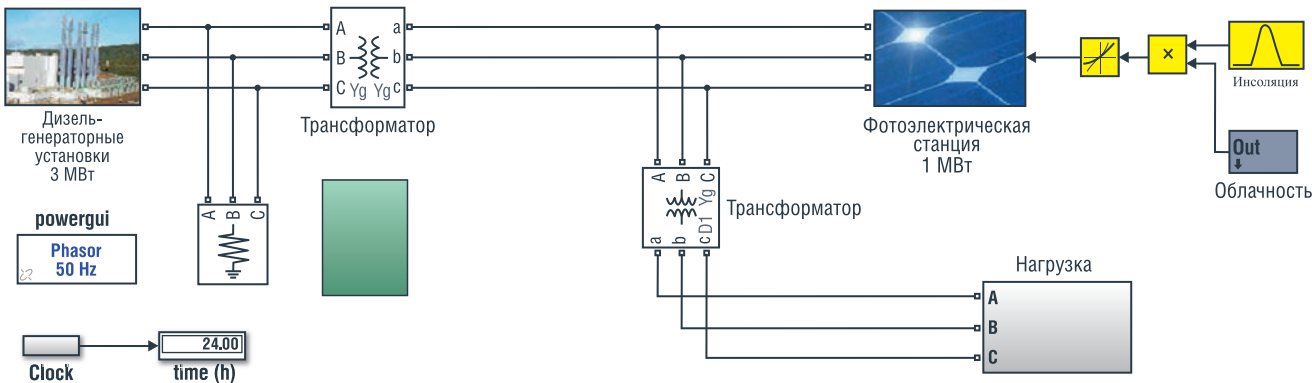
новые объемы дизельного топлива, что приводит к увеличению затрат на транспортировку. Стоимость перевозки по зимникам составляет порядка 20 руб. за 1 т/км для доставки в вахтовый поселок Сабетта (рисунок 3). Таким образом, существует задача сокращения расходов на транспортировку дизельного топлива, которую можно выполнить за счет применения возобновляемых источников энергии на месторождении. Внедрение солнечной электростанции в автономную систему электроснабжения на месторождении позволит обеспечить непрерывность работы основного технологического оборудования за счет нового вида электроэнергии [17, 19, 20]. По данным инсоляции на месторождении, была проведена оценка возможности применения солнечных панелей (таблица 1). На основании полученных данных по инсоляции месторождения нефти и газа была разработана математическая и имитационная модель (рисунок 4) солнечной электростанции в программе MatLab. Технические характеристики солнечной электростанции:

- оптимальный уровень наклона солнечных панелей 68°;
- установленная мощность одной панели 500 Вт;

ТАБЛИЦА 1. Данные инсоляции на месторождении нефти и газа за 2020 год в вахтовом поселке Сабетта близ месторождения, кВт·час·месяц/м²

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
9,73	825,24	3934,27	8103,9	12854,24	14766,26	13923,8	9752,62	5078,75	1682	86,43	0

РИС. 4. Имитационная модель автономной системы электроснабжения



- площадь одной панели 2,58 м²;
- количество панелей 2 000 шт.;
- мощность СЭС – 1 МВт.

На рисунке 4 представлена имитационная модель автономной системы электроснабжения. По результатам имитационного моделирования были получены графики, представленные на рисунке 5, выработанной электроэнергии в автономной системе электроснабжения в ясную и солнечную погоду.

При затемнении солнечной электростанции происходит снижение выработанной электроэнергии. При затемнении на 30 % был получен график генерации электроэнергии, представленный на рисунке 6. С помощью блока Partial Shading было осуществлено затемнение солнечной панели с 12:00 до 12:30. Для обеспечения непрерывности технологического цикла увеличивается выработка электроэнергии от дизель-генераторных установок.

По результатам моделирования были получены суммарный график генерации и график потребления электрической энергии на месторождении, представлены на рисунке 7. Анализ графиков показал, что генерация в среднем превышает потребляемую электроэнергию на 9,4 %, тем самым обеспечивая надежное электроснабжение месторождения нефти и газа с учетом внедрения возобновляемых источников энергии.

На основе полученных данных солнечной инсоляции месторождения нефти и газа вблизи рабочего поселка Сабетта построен график, представленный на рисунке 8, максимальной генерируемой электроэнергии в году.

Выработанная электроэнергия фотоэлектрической станцией мощностью 1 МВт позволяет обеспечить непрерывность технологического цикла по разведке, добыче и транспортировке нефти и газа с применением дизель-генераторных установок. Выработанная электроэнергия на солнечной электростанции в летний период практически полностью обеспечивает нужды месторождения нефти и газа.

РИС. 5. Суточные графики генерации электроэнергии

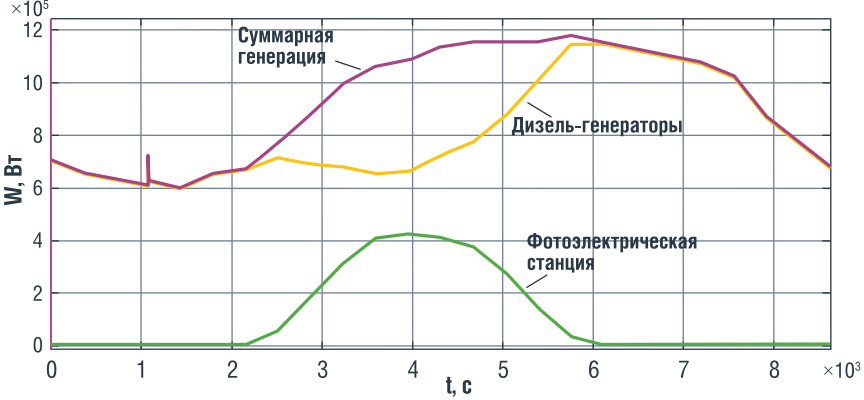


РИС. 6. Суточные графики генерации электроэнергии в условиях облачности

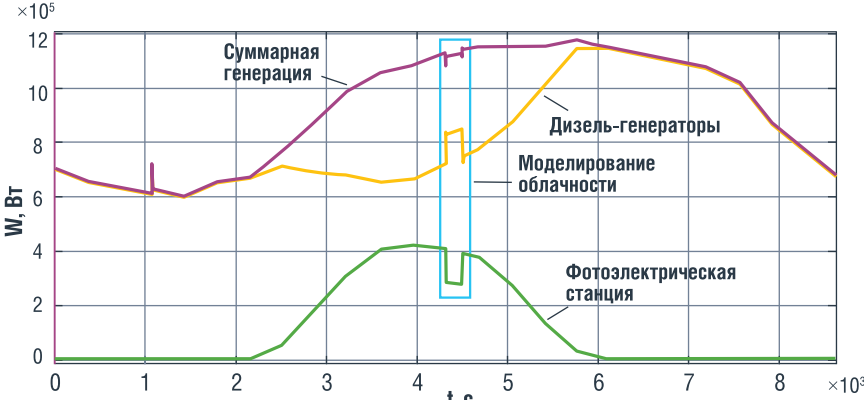


РИС. 7. Суточные графики генерации и потребления электроэнергии

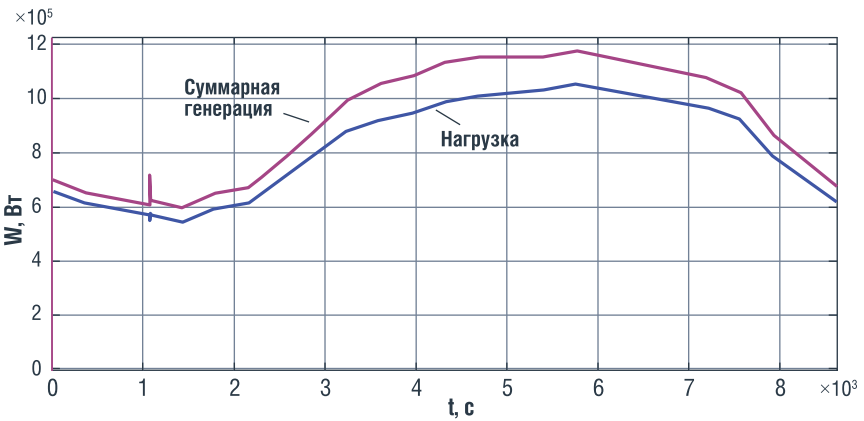


РИС. 8. Выработанная электроэнергия фотоэлектрической станцией в году

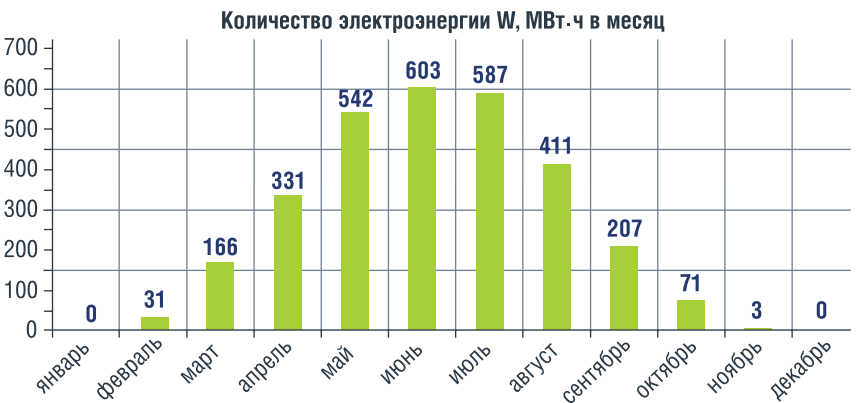


ТАБЛИЦА 2. Снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от одной дизель-генераторной установки мощностью 200 кВт

Вещество	CO	NO _x	CH	C	SO ₂	CH ₂ O	БП
Выброс, т/год	2,034	2,9	1,01	0,2	0,3	0,04	0,0004

ТАБЛИЦА 3. Показатели для расчета срока окупаемости солнечной электростанции

Наименование показателя		Значение показателя
1	Сметная стоимость строительства СЭС на 1 МВт, руб.	45 000 000
2	Стоимость дизельного топлива, руб./л	54
3	Стоимость транспортировки дизельного топлива, руб./(т·км)	20
4	Сокращение потребления дизельного топлива, л/ч	9
5	Коэффициент износа оборудования	0,985
6	Затраты на обслуживание	120 000
7	Амортизационные отчисления в год	2 250 000
8	Инфляция, %	9

В последние десятилетия учеными часто поднимаются вопросы изменения климата, которые также должны заставить думать о непрерывном обеспечении электрической энергии удаленных объектов месторождений в случае непредвиденных разрушений дорог и имеющихся путей доступа. По данным Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК) установлено быстрое потепление в Арктике, что подчеркивается в каждом из отчетов [2]. При сравнении десятилетия с 2006 по 2015 годы с доиндустриальным периодом с 1850 по 1900 годы установлено глобальное повышение температуры на 0,87 °С.

В автономных системах электроснабжения при использовании солнечной электростанции происходит снижение потребления дизельного топлива, что приводит к сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

По результатам моделирования установлено, что среднегодовое снижение потребления дизельного топлива составляет порядка $g = 9$ л/час с одной дизель-генераторной установки мощностью 200 кВт.

Таким образом, снижение потребления дизельного топлива в год с одной дизель-генераторной установки:

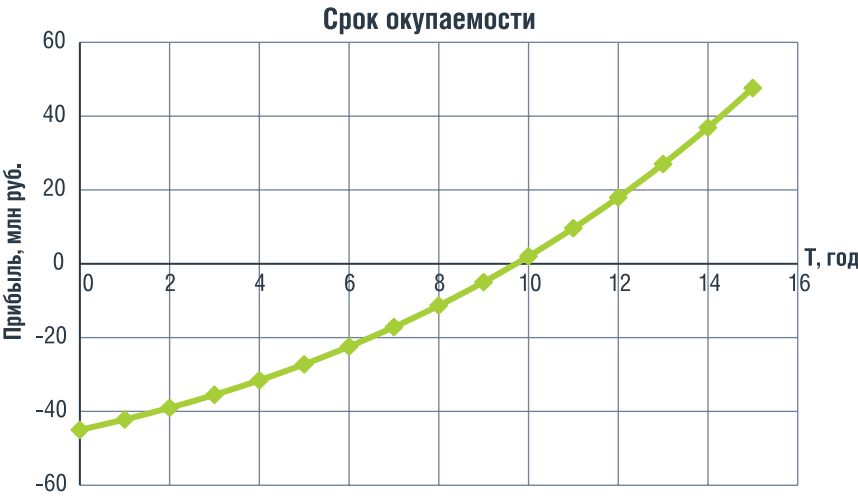
$$G = \frac{8760 \cdot g \cdot 860}{1000 \cdot 1000} = 67,8 \text{ т.} \quad (1)$$

На основании ГОСТ Р 56163 – 2014 снижение валового выброса загрязняющих веществ:

Для угарного газа (CO)

$$W = \frac{g \cdot G}{1000} = \frac{30 \cdot 67,8}{1000} = 2,034 \text{ т/год.} \quad (2)$$

РИС. 9. Срок окупаемости фотоэлектрической станции в автономной системе электроснабжения



Следовательно, применение солнечной электростанции позволяет сократить выбросы CO на 2034 кг в год с одной дизель-генераторной установки мощностью 200 кВт.

Расчеты выбросов вредных веществ, поступающих в атмосферу с отработавшими газами стационарных дизельных установок приведены в таблице 2:

- оксид углерода (CO);
- оксиды азота (NO_x) (в пересчете на NO₂);
- углеводороды (CH);
- сажа (C);
- диоксид серы (SO₂);
- формальдегид (CH₂O);
- бенз(а)пирен (БП).

Стоимость затрат на транспортировку дизельного топлива составляет порядка 20 руб. за тонну на один километр [1]. Таким образом, при снижении потребления топлива на одной ДГУ в год сокращаются расходы на транспорт (3):

$$W = S \cdot G \cdot C = 400 \text{ км} \cdot 67,8 \text{ т} \cdot 20 \frac{\text{руб.}}{\text{т} \cdot \text{км}} = 542 \text{ 400 руб.,} \quad (3)$$

где S – путь доставки дизельного топлива, G – масса дизельного топлива,

C – стоимость доставки.

Стоимость сэкономленного дизельного топлива в год для одной дизель-генераторной установки мощностью 200 кВт (4):

$$E = 8760 \cdot g \cdot c = 8760 \cdot 9 \cdot 54 \frac{\text{руб.}}{\text{л}} = 4 \text{ 257 360 руб.} \quad (4)$$

При снижении стоимости затрат на транспортировку и стоимости самого дизельного топлива произведен расчет срока окупаемости солнечной электростанции (таблица 3).

Сметная стоимость строительства солнечной электростанции на 1 МВт составляет порядка 45 млн рублей.

По результатам расчета экономического эффекта установлено, что для арктических условий на месторождении нефти и газа срок окупаемости солнечной электростанции составляет порядка 9,6 года (рисунок 9).

Таким образом, при внедрении новых видов источников электроэнергии на месторождении нефти и газа заказчик учитывает коммерческую эффективность на основе оптимизации основных параметров систем электроснабжения и их адаптации в условиях недостаточной прогнозной информации не только о запасах на месторождении, но и о состоянии климата.

Выводы

Внедрение в автономную систему электроснабжения солнечной фотоэлектрической электростанции позволяет обеспечить непрерывную эксплуатацию нефтепромыслового оборудования для успешного протекания всего технологического процесса по разведке и эксплуатационному бурению, добыче и транспортировке углеводородов. Выработка электроэнергии на солнечной электростанции позволяет обеспечить бесперебойное снабжение ответственных потребителей на месторождении и запас электроэнергии, превышающий на 9,4 % от потребления, используемый для накопления энергии в аккумуляторных батареях.

При внедрении солнечных электростанций и снижении выработки электроэнергии

на дизель-генераторных установках мощностью до 200 кВт происходит среднее снижение выбросов загрязняющих веществ на 16,6 %, что позволяет улучшить экологическую обстановку в регионе.

Экономический эффект от внедрения определяется сроком окупаемости до 9,6 года с момента ввода в эксплуатацию солнечной электростанцией мощностью 1 МВт. ●

Литература

1. Зимин П.Ю. Альтернативная энергетика для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений / Зимин П.Ю., Кучин В.Н. // Деловой журнал Neftegaz.RU, 11 (107), 2020, 62–66.
2. Special Report Global Warming of 1.5 °C – точка доступа: <https://www.ipcc.ch/sr15/> (дата обращения: 05.05.2022).
3. Геолого-геофизические исследования нефтегазоносных территорий: научные и прикладные аспекты: сборник материалов научно-практической конференции «Актуальные проблемы развития ТЭК регионов России и пути их решения – «Роснефтегаз-2019». 27–31 мая 2019 г., Геленджик, АО «Южморгеология». – Санкт-Петербург: АО «ВНИГРИ», 2019. – 166 с.
4. Международная арктическая станция «Снежинка» – точка доступа: <https://arctic-mipt.com> (дата обращения: 05.05.2022).
5. Bloomberg New Energy Finance. New energy Outlook. 2020. n.d, <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>.
6. Shabalov M.Yu. The influence of technological changes in energy efficiency on the infrastructure deterioration in the energy sector / Shabalov M.Yu., Zhukovskiy Yu.L., Buldysko A.D., Gil B., Starshaia V.V. // Energy Reports, vol. 7, pp. 2664–2680. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.05.001>.
7. Belsky, A.A. Wind turbine electrical energy supply system for oil well heating. Energetika / Belsky, A.A., Morenov, V.A., Kupavykh, K.S., Sandyga, M.S. // Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations, 2019, 62 (2), с. 146–154.
8. Lipenkov, V.Ya. Evolution of climate, glaciation and subglacial environments of Antarctica from the deep ice core and Lake Vostok water sample studies (Key results of implementation of the Russian Science Foundation project, 2014–2016) / Lipenkov, V.Ya., Ekaykin, A.A., Alekhina, I.A., Shibaev, Yu.A., Kozachek, A.V., Vladimirova, D.O., Vasilev, N.I., Preobrazhenskaya, A.V. // Led i Sneg 2017, 57 (1), с. 133–141.
9. Sumper A. Electrical energy efficiency: technologies and applications / A. Sumper, A. Bagini // New York: Wiley, 2012.
10. Lavrik, A. Features of the Optimal Composition Determination of Energy Sources During Multi-Criterial Search in the Russian Arctic Conditions / Lavrik, A., Zhukovskiy, Y., Buldysko, A. // Proceedings of the 2nd 2020 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering, REEPE, 2020, 9059215.
11. Mazzeo D. A literature review and statistical analysis of photovoltaic-wind hybrid renewable system research by considering the most relevant 550 articles: an upgradable matrix literature database / Mazzeo D, Matera N, De Luca P, Baglivo C, Congedo PM, Oliveti G. // J Clean

Prod 2021;295:126070. <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2021.126070>.

12. Sun V. A new method for evaluating nominal operating cell temperature (NOCT) of unglazed photovoltaic thermal module / Sun V, Asanakhm A, Deethayat T, Kiatsiriroat T // Energy Rep 2020; 6:1029–42. <https://doi.org/10.1016/J.EGYR.2020.04.026>.
13. Bae JH. Analysis on the features of NOCT and NMOT tests with photovoltaic module / Bae JH, Kim DY, Shin JW, Lee SE, Kim KC // IEEE Access 2020;8:151546–54. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3017372>.
14. Bharti R. Nominal Operating Cell Temperature (NOCT): effects of module size, loading and solar spectrum / Bharti R, Kuitche J, Tamizhmani MG // Conf Rec IEEE Photovolt Spec Conf 2009:1657–62. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2009.5411408>.
15. Zhao L. Boosting power conversion efficiency by hybrid triboelectric nanogenerator/silicon tandem solar cell toward rain energy harvesting / Zhao L, Duan J, Liu L, Wang J, Duan Y, Vaillant-Roca L, et al. // Nano Energy 2021;82:105773. <https://doi.org/10.1016/J.NANOEN.2021.105773>.
16. Kamath P. Crop yield forecasting using data mining / Kamath P, Patil P, S S, Sushma SS // Glob Transitions Proc 2021;7. <https://doi.org/10.1016/j.gltp.2021.08.008>.
17. Zhang F. The analysis of parameter uncertainty on performance and reliability of photovoltaic cells / Zhang F, Wu M., Hou X, Han C, Wang X, Liu Z // J Power Sources 2021;507:230265. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2021.230265>.
18. Legradic B. High efficiency Si-heterojunction technology – it’s ready for mass production / Legradic B., Strahm B., Lachenal D., Batzner D., Frammelsberger W, Meixenberger J, et al // IEEE 42nd Photovolt Spec Conf PVSC 2015: pp6–8. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2015.7355747>.
19. Moeini B. Boxplots: a simple graphical tool for visualizing overfitting in peak fitting as demonstrated with X-ray photoelectron spectroscopy data. / Moeini B, Haack H, Fairley N, Fernandez V, Gengenbach TR, Easton CD, et al // J Electron Spectrosc Relat Phenom 2021;250:147094. <https://doi.org/10.1016/j.elspec.2021.147094>.
20. Solar Review. Latest tier-1 solar panels list 2020 (Q1, Q2, Q3, Q4). Solar Review 2020 – точка доступа: <https://review.solar/latest-tier-1-solar-panels-list-2020/> (дата обращения 05.05.2022).
21. Lavrik, A. Optimizing the size of autonomous hybrid microgrids with regard to load shifting / Lavrik A., Zhukovskiy, Y., Tcvetkov, P. // Energies, DOI: 10.3390/en14165059. – 2021. – 14 (16), 5059.
22. Zhukovskiy, Y.L. Potential for electric consumption management in the conditions of an isolated energy system in a remote population / Zhukovskiy Y.L., Lavrik A.Y., Vasilkov O.S., Semenyuk A.V. // Sustainable development of mountain territories, DOI: 10.21177/1998-4502-2020-12-4-583-591. – 2020. – Vol. 12(4). – P. 583–591.
23. Morenov V.A., Leusheva E.L., Buslaev G.V., Gudmestad O.T. System of Лейушева Е. Л.comprehensive energy-efficient utilization of associated petroleum gas with reduced carbon footprint in the field conditions Energies. 2020. №18. pp. 1-14. <https://doi.org/10.3390/en13184921>.
24. Лейушева Е.Л. Разработка когенерационного комплекса с бинарным циклом для энергообеспечения нефтегазовых предприятий / Development of combined heat and power system with binary cycle for oil and gas enterprises power supply / Лейушева Е.Л., Моренов В.А. // Нефтяное хозяйство. 2017. № 7. pp. 104–106. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-7-104-106.

KEYWORDS: renewable energy, electricity supply, arctic deposits, photovoltaic plant, energy efficiency.

США УСИЛИВАЮТ ПРИМЕНЕНИЕ ДЛИННОГО СПИСКА САНКЦИЙ ПРОТИВ РОССИИ

THE WALL STREET JOURNAL.

США намерены усилить контроль за соблюдением санкций в отношении России и нацелились на иностранные банки и криптовалютные платформы, которые может использовать Москва. Очередную задачу видят



в том, чтобы перекрыть пути, обеспечивающие России доходы от импорта. Также Вашингтон намерен продолжить выявление счетов и активов российских олигархов и наказывать иностранные компании, уличенные в экспорте подсанкционных товаров в Россию.

КИТАЙ УВЕЛИЧИВАЕТ ЗАВИСИМОСТЬ ОТ РОССИЙСКИХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Bloomberg®

С марта по июль расходы Китая на российскую сырую нефть, нефтепродукты, газ и уголь выросли до 35 млрд долл. При этом в аналогичный период 2021 года этот показатель составил 20 млрд долл. И хотя стоимость импорта выросла из-за глобального скачка цен на энергоресурсы, Китай закупает у своего стратегического партнера большие объемы, иногда со скидкой. За июль особенно выросли поставки российского угля (на 14%, до 7,4 млн тонн) и кокса для сталелитейной промышленности (на 63%, до 2 млн тонн). Россия остается основным поставщиком сырья для китайских НПЗ. Хотя объемы импортированной сырой нефти по сравнению с предыдущим месяцем упали до 7,15 млн тонн,



это все равно на 8% больше, чем в прошлом году. Импорт СПГ также сократился по сравнению с июнем до 410 тысяч тонн, но все равно на 20% превышает показатели прошлого года. Несмотря на замедление экономики, в июле Китай увеличил расходы на российские энергоносители до 7,2 млрд долл., в аналогичный период прошлого года показатель составил 4,7 млрд долл.

«РОСАТОМ» ВЫСТАВИЛ ФИННАМ СЧЕТ НА МИЛЛИАРДЫ ЕВРО

HELSINGIN SANOMAT

Fennovoima потребовала от «Росатома» вернуть авансовый платеж в размере 800 млн евро, который она перечислила финской дочерней компании «Росатома» Raos Project. Fennovoima считает, что Raos Project должен вернуть эту сумму. Сумма всех претензий составляет почти два млрд евро. «Росатом» предъявил встречный иск на 3 млрд евро. «Росатом», считает, что у Fennovoima не было



оснований расторгать контракт на поставку оборудования для АЭС «Ханхикиви-1». «Росатом» пока не начал официальный процесс, но считает его начало «очень вероятным».

БОГАТАЯ УГЛЕМ ПОЛЬША ЖАЛУЕТСЯ НА ЗАВИСИМОСТЬ ОТ РОССИИ ТЕПЕРЬ, КОГДА ЕЕ СОБСТВЕННЫЕ ЗАПАСЫ ИССЯКАЮТ

FT FINANCIAL TIMES

Польша столкнулась с нехваткой угля. Все дело в том, что качество местного сырья низкое, а для отопления домов используют



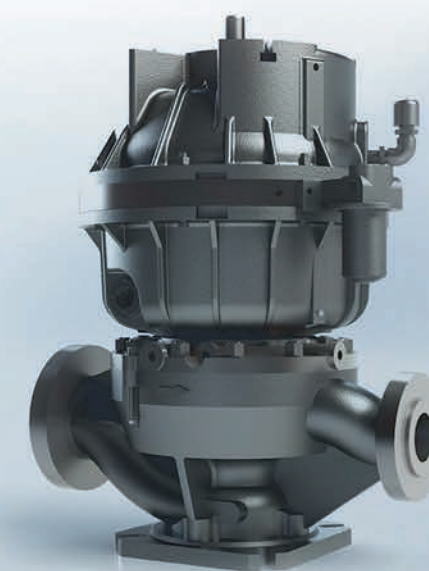
российский уголь, импорт которого страна запретила. Рост цен может подтолкнуть поляков жечь мусор. Польский парламент уже одобрил выделение экстренных субсидий примерно для трети домохозяйств, которые топят углем. Но при этом власти также перекрыли один из основных источников внутренних поставок в стране. Хотя Польша является крупным производителем угля, большая его часть имеет низкое качество и используется в основном на электростанциях. Именно Россия поставляла около двух пятых топлива, сжигаемого польскими домохозяйствами. ●



BAPTEEC 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



КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ЦИФРОВИЗАЦИИ при освоении арктических месторождений

**Ватузов
Сергей Максимович**
студент

**Резанов
Константин Сергеевич**
студент, специалист
управления предпроектных
и концептуальных исследований
ООО «Морнефтегазпроект»

**Ванчугов
Иван Михайлович**
магистрант

**Вовкодав
Кира Вячеславовна**
студентка

**Бараков
Владислав Витальевич**
студент

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

Разработка месторождения

Штокмановское ГKM расположено в центральной части Баренцева моря на расстоянии 570 км от Кольского полуострова и 350 км от архипелага Новая Земля. Глубина моря в районе расположения месторождения составляет 310–350 м (рис. 1).

ШТОКМАНОВСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ САМЫХ КРУПНЫХ ПРОЕКТОВ ГАЗПРОМА, ОДНАКО ДО СИХ ПОР СТРОИТЕЛЬСТВО НА НЕМ НЕ НАЧАЛОСЬ, НЕСМОТРЯ НА ОГРОМНЫЕ ЗАПАСЫ ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА. В ДАННОЙ РАБОТЕ АВТОРАМИ ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ, ОБУСТРОЙСТВА И ТРАНСПОРТА ГАЗА ДЛЯ ДАННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ПРИВЕДЕН ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ ДО 2090 ГОДА, ПЕРЕЧЕНЬ НЕОБХОДИМОГО ОБОРУДОВАНИЯ И РАСЧЕТЫ ГАЗОПРОВОДА ОТ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДО ЗАВОДА СПГ. ТАКЖЕ АВТОРАМИ ПРЕДЛОЖЕНЫ МЕРЫ ПО ВНЕДРЕНИЮ ЦИФРОВИЗАЦИИ В ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ ПОВЫСИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

THE SHTOKMAN GAS CONDENSATE FIELD IS ONE OF GAZPROM'S LARGEST PROJECTS, BUT CONSTRUCTION HAS NOT YET BEGUN ON IT, DESPITE THE HUGE RESERVES OF GAS AND GAS CONDENSATE. IN THIS PAPER, THE AUTHORS ANALYZED THE DEVELOPMENT, ARRANGEMENT AND TRANSPORTATION OF GAS FOR THIS FIELD, PROVIDED A PRODUCTION FORECAST UNTIL 2090, A LIST OF NECESSARY EQUIPMENT, AND CALCULATIONS OF THE GAS PIPELINE FROM THE FIELD TO THE LNG PLANT. THE AUTHORS ALSO PROPOSED MEASURES TO INTRODUCE DIGITALIZATION INTO THE DEVELOPMENT PROCESS, ALLOWING TO INCREASE THE EFFICIENCY OF FIELD DEVELOPMENT

Ключевые слова: Штокмановское ГKM, газоконденсатное месторождение, разработка месторождения, СПГ, трубопроводный транспорт газа, цифровизация, индустрия 4.0.

Сам район характеризуется суровыми природно-климатическими условиями с сильными штормами, длительной полярной ночью, практически ежегодным образованием ледяного покрова и частым появлением айсбергов.

Имеется высокая вероятность обледенения как атмосферной, так и брызговой природы.

Таким образом, в ряду приоритетных появились новые факторы, без учета которых освоение углеводородных ресурсов этого региона практически невозможно. К ним относятся:

- Экстремальные природно-климатические условия (полярная ночь, сильные ветра в сочетании с низкими температурами воздуха, частые магнитные аномалии в атмосфере и т.д.);

- Наличие ледяных образований различной природы (айсберги, стамухи, торосы, ледяной покров различной сплоченности и возраста);
- Значительная (до 600 км) удаленность баз снабжения и практическое отсутствие инфраструктуры для обеспечения работ по освоению шельфовых месторождений;
- Высокая чувствительность арктической экосистемы к техногенным воздействиям.

В работе был проведен анализ запасов и этапов разработки газового месторождения:

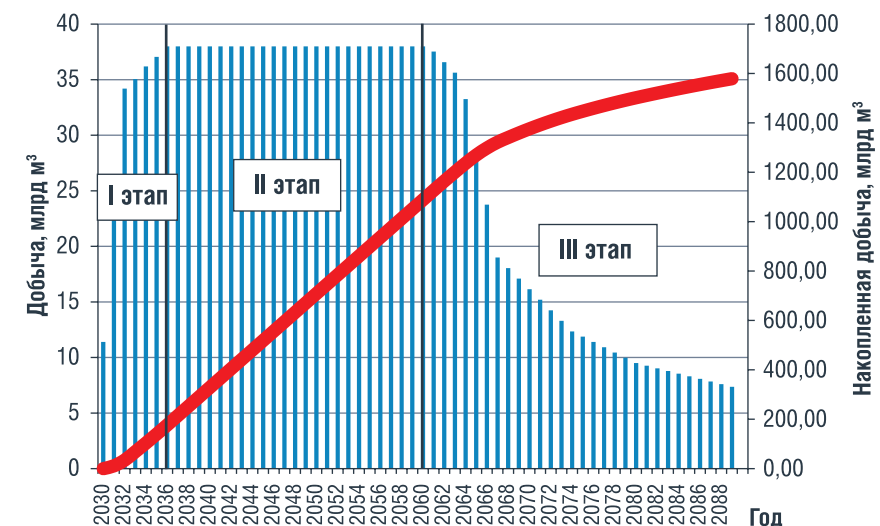
- I – период нарастающей добычи (за этот период вырабатывается 15–20 % запасов);
- II – период постоянной добычи (за этот период вырабатывается 55–60 % запасов);
- III – период падающей добычи (за этот период вырабатывается около 80–85 % запасов).

Ориентируясь на выбранные периоды, а также на основании данных ПАО «Газпром» был построен график добычи, показанный на рис. 1, Штокмановского ГKM, согласно которому добыча газа составляет 38 млрд м³/год на пике с возможностью дальнейшего увеличения добычи, а также производство до 20 млн т/год сжиженного природного газа для поставок в страны Азии и газификации дальних регионов. Добыча природного газа прогнозируется на 60 лет с 2030 до 2089 года, что позволяет не перенасыщать рынок энергоресурсов большими количествами добываемого газа, что наряду с тяжелыми климатическими условиями является наиболее эффективно [1].

Выбор схемы обустройства месторождения

Наличие водной поверхности над морским месторождением определяет специфику его освоения. Поэтому в отличие от сухопутных, вид обустройства морского месторождения определяется не только относительным расположением и функциями промысловых сооружений (централизованный или децентрализованный) или видом систем добычи (кустовая

РИС. 1. График прогнозируемой добычи газа по годам (синий) и накопленной добычи (красный) на Штокмановском ГKM за 60 лет



или индивидуальная) и сбора (лучевая, кольцевая и т.д.), но и расположением систем добычи (устья скважин), сбора и подготовки относительно водной поверхности.

Традиционно выбор системы обустройства производится на предынвестиционной стадии в проекте разработки месторождения, или в обосновании инвестиций путем технико-экономического сравнения различных вариантов обустройства месторождения. При этом учитывается ряд факторов, которые можно объединить в несколько групп.

Геологическая группа.

В нее входят следующие факторы:

- геологические особенности залегания продуктивных горизонтов;
- физические свойства пород;
- площадь месторождения;
- тип месторождения.

Группа ситуационных факторов:

- глубина моря;
- расстояние до берега;
- наличие развитой инфраструктуры на берегу;
- местоположение конечных потребителей;
- природно-климатические условия.

Группа технологических факторов:

- состав добываемой продукции;
- выбранная система разработки месторождения (на истощение, с поддержанием пластового давления, скайлинг-процесс и т.д.);

- наличие необходимых технологий и технических средств, для реализации выбранной системы обустройства.

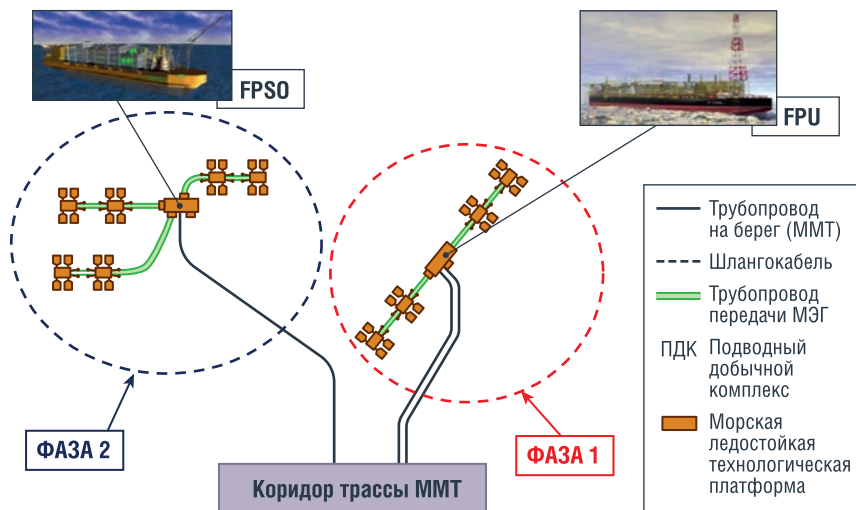
Экономические:

- цена на добываемые углеводороды;
- капитальные вложения на обустройство;
- эксплуатационные расходы;
- режим налогообложения [2].

Системы обустройства шельфовых месторождений имеют ряд отличительных особенностей: затраты на создание системы сбора и объектов для подготовки углеводородов на морском месторождении составляют свыше 70 % всех капиталовложений на его обустройство, стоимость отдельных нефтегазопромысловых платформ достигает нескольких миллиардов долларов, затраты на прокладку современного глубоководного трубопровода составляют \$2–3 млн за километр, которые влияют на процессы добычи, подготовки и транспортировки полученного углеводородного сырья и определяют основные технико-экономические показатели проекта [2].

Поэтому выбор оптимального размещения гидротехнических сооружений по площади месторождения, их способ размещения (надземный, надводный, подводный), назначение (добывающие, технологические, буровые, танкеры-хранилища, многофункциональные) во многом предопределяют как эффективность

РИС. 2. Общая схема морского добычного комплекса Штокмановского ГКМ



разработки, так и оптимизацию капитальных и эксплуатационных затрат на освоение месторождения.

В процессе выбора типа обустройства Штокмановского месторождения нами были проанализированы два варианта, отличающиеся выбранными технологиями транспорта газа до суши – двухфазный и однофазный типы перекачки. Важно отметить, на протяжении более чем 15 лет предлагались различные варианты обустройства Штокмановского ГКМ, например – использование платформ SPAR и TLP, строительство гравитационных платформ, а также возведение насыпных сооружений. В рамках работы был принят вариант обустройства с использованием FPSO с отсоединяемой турелью, исходя из различных открытых источников. Стоит выделить здесь также важный момент, что данный вариант был выбран основным при анализе различных концепций обустройства Штокмановского ГКМ [2].

В результате анализа и проработки материалов из открытых источников был выбран вариант комбинированного обустройства месторождения, для чего требуется:

- два судна типа FPSO и FPU;
- устьевое оборудование;
- фонтанная арматура горизонтального типа;
- 10 темплейтов по четыре скважины каждый;
- манифольды различного назначения;

- трубопроводы для двухфазного транспорта от скважин до корабля;
- шлангокабели;
- защитные конструкции;
- донные фундаментные/ опорные плиты для размещения оборудования;
- система контроля, управления и аварийной защиты ПДК;
- вспомогательное оборудование;
- райзеры с системой крепления.

FPSO (Плавучая установка для добычи, хранения и отгрузки)

Как уже говорилось ранее, в рамках проекта по анализу внедрения цифровых решений для шельфовых месторождений был выбран вариант обустройства с использованием добывающего судна FPSO, что позволяет снизить материально-технические и финансовые затраты на промысловую обработку, а также снизить риски экологических катастроф, связанных с нарушением целостности единиц оборудования, для контроля ключевых внешних факторов:

- Экстремальные природно-климатические условия (полярная ночь, сильные ветра в сочетании с низкими температурами воздуха, частые магнитные аномалии в атмосфере и т.д.);
- Наличие ледяных образований различной природы (айсберги, стамухи, торосы, ледяной покров различной сплоченности и возраста);

- Значительная (до 600 км) удаленность баз снабжения и практическое отсутствие инфраструктуры для обеспечения работ по освоению шельфовых месторождений;
- Высокая чувствительность арктической экосистемы к техногенным воздействиям [3].

Рассмотрим основные размерные характеристики корпуса ПНК СТ, запроектированного для обустройства Штокмановского ГКМ (табл. 1) [2].

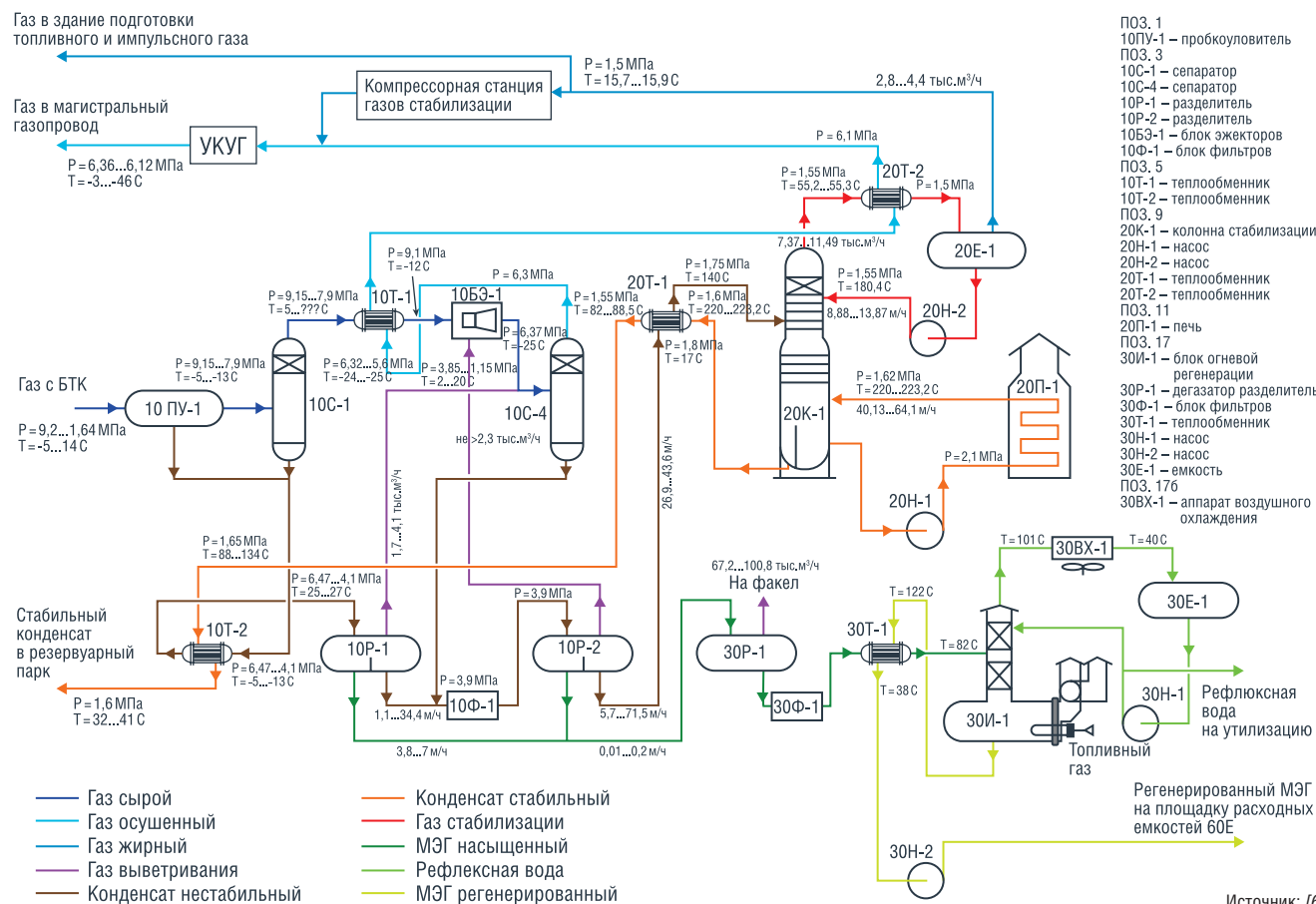
Анализируя возможность строительства судна, можно прийти к выводу, что наиболее подходящими для изготовления корпуса являются верфи Южной Кореи, например «SamsungHeavyIndustriesCoLtd (GeojeShipyard) SouthKorea». Верхнее строение проектируется в Западной Европе, а изготавливается в Республике Корея. Основные корпусные конструкции верхнего строения (технологические модули) производятся в России.

ТАБЛИЦА 1. Основные размерные характеристики корпуса ПНК СТ

Характеристика	Значение (м)
Длина наибольшая	320
Длина по грузовой вертикали	307
Длина между перпендикулярами	307
Ширина судна по КВЛ	60,5
Ширина судна наибольшая	63
Высота борта	27
Осадка	19

В силу указанных причин на платформе осуществляется минимальный объем операций, крайне необходимых для нормального функционирования морских трубопроводов, транспортирующих добываемую продукцию на береговые сооружения. Применительно к условиям освоения морских газоконденсатных месторождений минимально необходимыми операциями на газодобывающей платформе являются: разделение

РИС. 3. Схема отделения конденсата на платформе



газоконденсатной смеси на газовую и жидкостную фазы; осушка газа и конденсата от влаги до кондиций, исключающих образование газовых гидратов в подводном трубопроводе; сжатие (компримирование) конденсата и газа перед подачей в трубопровод.

Ниже представлена схема отделения конденсата на платформе (рис. 3).

Для подготовки газа и конденсата к транспорту на технологической платформе предлагалось разместить оборудование для:

- 1) разделения газа, конденсата, раствора МЭГа;
- 2) абсорбционной осушки газа с использованием в качестве реагента ТЭГ;
- 3) регенерации ТЭГа;
- 4) регенерации МЭГа;
- 5) осушки конденсата;
- 6) компримирования газа для подачи в межпромысловый трубопровод ($P_{нач.} = 16,0 \text{ МПа}$);
- 7) выработки энергии для обеспечения функционирования всего морского добычного

комплекса в арктических условиях, включая подводные добычные комплексы, технологический комплекс и системы жизнеобеспечения платформы. Общая мощность энергетического комплекса составляет 600 МВт [2].

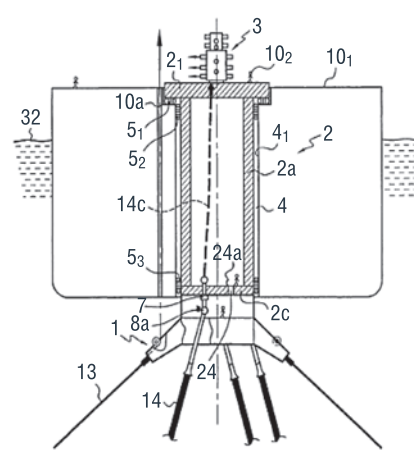
Для платформ судового типа система турельного типа удержания позволяет корпусу платформы перемещаться вокруг своей оси, производить отсоединение платформы от якорной системы, а также осуществлять передачу жидких и газообразных сред, электроэнергии и оптических сигналов между подвижной технологической платформой судового типа (ТПСТ) и стационарными подводными объектами морского добычного комплекса [2].

Для контроля ледовой обстановки необходимо, чтобы судно было оснащено отсоединяемой турелью (рис. 4).

Плавучая платформа (10) снабжена отсоединяемой якорной системой (1, 2, 3) для крепления на дне моря якорных линий (13) и соединительных трубопроводов

(14) связи с морским дном. Содержит причальный буй (1) для присоединения якорных линий и соединительных трубопроводов (14) связи с морским дном и турель (2), проходящую внутри полости (4), пересекающей корпус плавучей платформы по всей его высоте. Причальный буй укреплен под корпусом плавучей платформы на турели (2). Плавучая платформа содержит систему для присоединения

РИС. 4. Схема отсоединяемой турели



Источник: [7]

и отсоединения причального бую относительно донной стенки (2с) турели, содержащую множество подъемных тросов (20b) и насосные средства (22) для нагнетания воды в клапанную камеру причального бую.

Когда морские и метеорологические условия, то есть волнение, ветер и течение, становятся сложными, если не экстремальными в случае штормов, судно может свободно поворачиваться вокруг турели. Поскольку ветер, течение и волнение оказывают определенное воздействие на корпус и надстройку, плавучая платформа в результате своей степени свободы вращения вокруг вертикальной оси ZZ занимает естественное положение наименьшего сопротивления. Трубопроводы, которые обеспечивают связь с устьями скважин, обычно подсоединены к нижней стороне турели и связаны с плавучей платформой с помощью вертлюга (вращающегося соединения с уплотнением), расположенного на оси указанной турели. Когда метеорологические условия становятся экстремальными, как это случается в Северном море, в Мексиканском заливе или в Арктической зоне, плавучую платформу обычно отсоединяют, чтобы увести в укрытие и подождать приемлемых эксплуатационных условий [2].

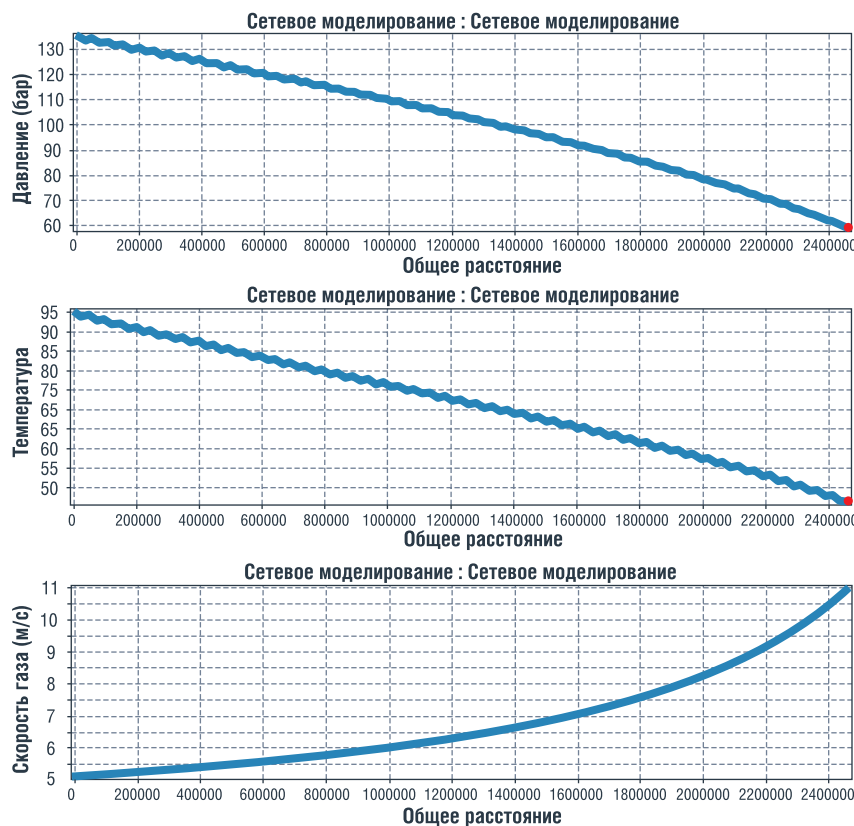
Транспортировка природного газа

При подводной системе транспорта используется технология многофазного транспорта, позволяющая упростить схему подводного обустройства с некоторыми ограничениями: необходимо добавление МЭГ для предотвращения возникновения гидратных пробок, а также поддержание достаточных скоростей транспорта позволяет снизить вероятность образования пробок.

Добываемый конденсат стабилизируется при давлении около 10 бар. Газы из установки стабилизации подаются в подводный газопровод после компримирования. Состав газа: 85% метана и другие легкие газы.

Необходимо отметить, что добавление незначительных объемов газов стабилизации

РИС. 5. Распределение давления, температуры и скорости в трубопроводе



Источник: составлено авторами

(суточный объем газов дегазации не превышает 115 тыс. м³) не изменяет термодинамические свойства транспортируемого газа. Стабильный конденсат с давлением насыщения 500 мм рт. ст. в количестве 636 тонн в сутки (около 1070 м³) направляется в хранилище морской платформы типа FPSO. Современные платформы типа FPSO располагают возможностью хранения на борту до 100 тыс. м³ конденсата. Это означает, что отгрузка из FPSO конденсата в танкер может осуществляться с периодичностью один раз в квартал [2].

Внедрение технологии однофазного транспорта газа до береговых потребителей для таких удаленных месторождений, как Штокмановское, при комбинированном виде их обустройства позволяет:

- повысить эксплуатационную надежность подводного газопровода большой протяженности за счет перехода на однофазный режим транспорта;
- снизить установленную мощность газоперекачивающих агрегатов почти в три раза;

- увеличить суммарный коэффициент газоотдачи по месторождению за счет более рационального отбора газа и снижения минимального устьевого давления по сравнению с вариантом двухфазного транспорта;
- исключить из перечня строящихся объектов дополнительную платформу с ДКС, крупногабаритные слагкетчеры и УКПГ;
- снизить капитальные и эксплуатационные затраты, повысить экономическую эффективность проекта в целом [2].

Для оценки возможности транспортировки природного газа проведен расчет в программном комплексе Pipesime, в результате чего определены основные параметры: внешний диаметр – 1420 мм, толщина стенки – 15 мм, шероховатость – 0,01 мм, с учетом теплоизоляционного покрытия внешний диаметр достигает 1540 мм на основном участке трубопровода. Далее на рисунках показаны распределение давления, температуры и скорости. Входные параметры для газопровода

равны 135 бар и 35 градусов Цельсия, на входе – 59 бар и 8 градусов. Результаты расчетов приведены на рисунке 8, где отражены распределение давления, температуры и скорости для многофазного транспорта.

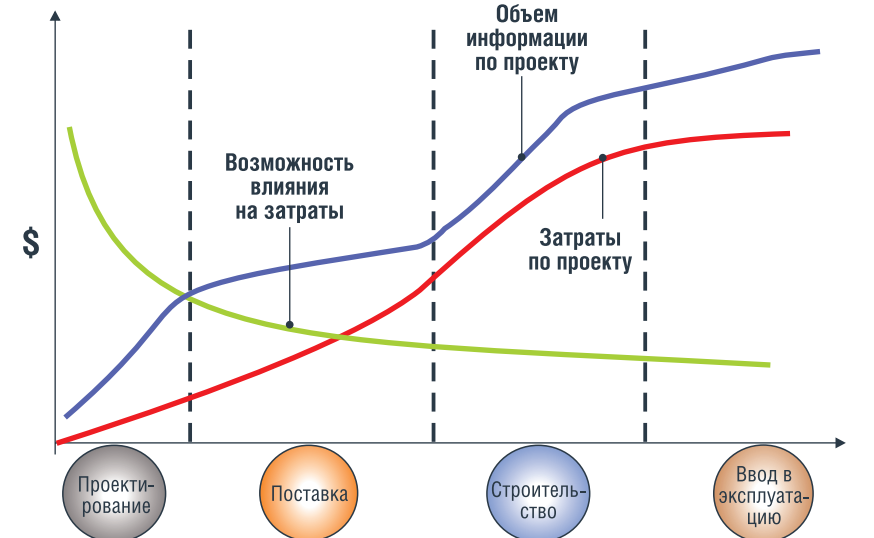
Одной из ключевых проблем также является необходимость обеспечения балластировки трубопровода, для чего применяется бетонное покрытие. Первые 1,5 км трубопровод укладывается в предварительно разработанную траншею с бетонным покрытием 60 мм и плотностью 2400 кг/м³ с целью ограничения нагрузки на береговую тяговую лебедку. Также в месте надводного соединения (захлеста) для облегчения спуско-подъемных операций принимается локальное уменьшение бетонного покрытия (на 60 мм/2400 кг/м³ вместо 80 мм/3040 кг/м³) на протяжении 300 метров до и после места соединения.

Во всех других местах толщина/плотность бетонного покрытия 80 мм/3040 кг/м³ является достаточной для обеспечения устойчивости на дне.

Для обеспечения устойчивости трубопровода достаточна толщина бетонного покрытия в 60 мм. Однако, основываясь на опыте проекта «Северный поток», выбрано более тяжелое бетонное покрытие (толщиной 80 мм) с целью предотвращения поднятий трубопровода, приводящих к недопустимым напряжениям в трубопроводе во время эксплуатации.

Участок на выходе из траншеи является неустойчивым (как при временных условиях, так и при условиях эксплуатации) при значениях толщины/плотности бетонного покрытия 80 мм/3040 кг/м³. В качестве меры по обеспечению устойчивости на данном участке была выбрана точечная отсыпка щебня/гравия вдоль всего участка. В основе системы электрообогрева сверхдлинных трубопроводных систем – кабели постоянной мощности VLL-A (алюминиевые жилы) и VLL-C (медные жилы). Сечение выбирается в зависимости от необходимой мощности тепловыделения и длины обогреваемого участка. Для предварительно теплоизолированных трубопроводов кабели помещаются

РИС. 6. Зависимость информации и затрат по проекту от его жизненных этапов



Источник: [14]

в направляющие элементы, установленные на транспортной трубе под теплоизоляцией.

ЦИФРОВИЗАЦИЯ Интегрированная информационно-управляющая система (ИУС СПГ)

Исходя из графика (рис. 6), видно, что для получения максимального эффекта от цифровых решений их необходимо осуществлять комплексно на всех этапах жизни проекта: начиная с проектирования и заканчивая эксплуатацией.

С целью увеличения скорости разработки и внедрения цифровых решений рекомендуется по возможности уменьшать сеть взаимодействия между заказчиками и поставщиками цифровых решений. В связи с этим рекомендуется по возможности добиться минимального числа поставщиков цифровых решений для максимального обеспечения единой целостной цифровой модели проекта.

Общее цифровое решение для всего проекта на этапах проектирования, поставки и строительства

Типовые проблемы на жизненных этапах проекта до эксплуатации:

- Информация поступает из различных источников и в различных форматах.

- Актуальная электронная документация хранится в разных местах. Часть информации имеется только в бумажном виде.

- Поиск специализированной инженерной информации в стандартных системах электронного документооборота затруднен.

В результате:

- Около 50% проектных решений остаются фактически несогласованными службами заказчика из-за неструктурированной информации.
- Невозможно обеспечить работу всех подрядчиков с актуальными версиями проектных и технических решений.
- Существенное количество нестыковок между смежниками, выливающихся в переделы и дополнительные работы.

Для решения данных проблем требуется **цифровизация проектного менеджмента**. Для этого предлагается в первую очередь осуществить сбор информации из SAP по аналогичным практикам ПАО «Газпром нефть» с целью анализа и выявления лучших решений в осуществлении проекта.

Примечательно, что у компании AVEVA уже есть решение в этой области.

Стадия FEED – это концептуальная стадия проекта, на которой определяются, утверждаются и оцениваются альтернативные варианты выполнения проекта.

Примерно 80 % проектных затрат приходится на этот этап. Решения компании AVEVA позволяют найти для заказчика наиболее эффективное проектное решение в кратчайшие сроки и с минимальными затратами.

Успех проекта во многом зависит от того, какие идеи легли в основу базового проекта, а также от выбора проектного решения.

Построение точной концепции, выбор инновационных решений и применение имеющегося опыта способствуют успешному завершению базового проекта.

На этапе базового проекта также решаются такие вопросы, как контроль запуска и деятельности проекта, затраты на его обеспечение и вывод из эксплуатации. Это значительно сокращает стоимость проекта в целом.

Управление информацией

Проект проходит ряд последовательных циклов, во время которых разбираются различные варианты его реализации. Огромное количество сложных данных перерабатывается, повторно используется и совершенствуется в ходе этого процесса. Зачастую это

происходит в различных странах и часовых поясах. Существенно, что высококачественная информация для поддержки стадии FEED, включая данные из предыдущих проектов (там, где они применимы), обрабатывается и управляется наиболее эффективно, что обеспечивает быстрый и открытый доступ к этим данным. Решения AVEVA, поддерживающие стадию FEED, обеспечивают обработку и управляемость данных и делают эти данные доступными по всему миру [15].

Объектно-ориентированный подход к проектам

AVEVA имеет объектно-ориентированный подход к проекту, в основе которого лежит инжиниринговая база данных компонентов промышленного сооружения, включая связанные технические атрибуты, такие как схемы трубопроводов и контрольно-измерительных приборов (P&ID) и трехмерные компоновочные данные для этих объектов (рис. 7). Соответствие данных между дисциплинами, P&ID и трехмерной моделью при заключительном проектировании является существенным для более поздних проектных стадий. Архитектура

данных AVEVA гарантирует, что соответствие сохраняется и в выпущенных данных. Управление правами доступа к базе данных гарантирует, что все проектировщики используют только актуальные данные из других проектных дисциплин.

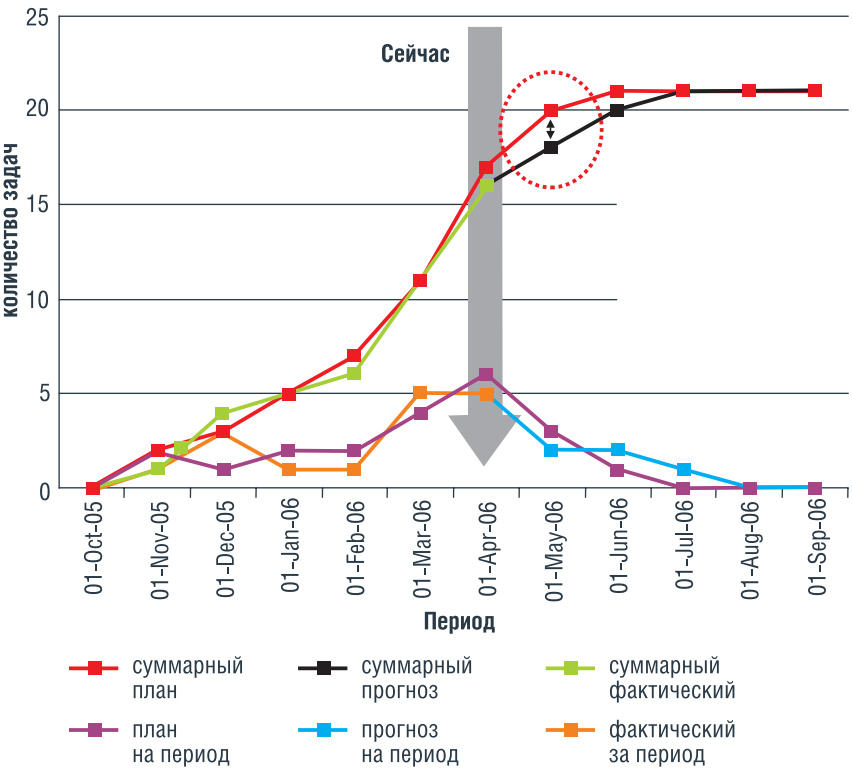
Решения AVEVA обеспечивают менеджерам проектов полный контроль продвижения проекта и гарантируют авторизованный доступ к данным проекта.

Полный контроль продвижения проекта

Все проектные данные доступны для использования с помощью функций управления проектом. Принцип работы с данными решений AVEVA основан на объектно-ориентированном подходе, что позволяет отслеживать данные на протяжении всего проектного цикла: в принципиальных технологических схемах трубопроводов и контрольно-измерительных приборов (P&ID), в трехмерных моделях и в системе управления материалами (VPRM) (рис. 8).

Таким образом, при минимальных усилиях решения AVEVA дают менеджерам проектов полный контроль продвижения проектов.

РИС. 8. Отчет о прогрессе в создании трубопроводов в P&ID и в 3D-модели по ходу выполнения проекта по отношению к общему количеству линий в проекте



Управление проектными данными

Управление проектом традиционно включало в себя сбор информации о проекте: на основе подробных отчетов производился анализ, который отнимал много времени и средств для проведения встреч с менеджерами и ведущими инженерами. Решения AVEVA позволяют руководству сосредоточиться на реальном управлении. Подробные данные, введенные ведомственными пользователями, автоматически сопоставляются и сводятся в отчет для руководителей в форме, удобной для просмотра, принятия решений и включения в ежемесячные отчеты.

Отчеты составляются на основе актуальных, проверенных данных, представленных в форме графиков тенденций, освещающих состояние проблемы в сравнении с целевыми (контрольными) матрицами. Это уникальное приложение охватывает материалы, документы, продвижение проекта, производительность и расходы.

Результатом является реализация более эффективного и активного управления, значительно

уменьшающего риски проекта при более низких затратах в человеко-часах.

На стадии детального проектирования решения AVEVA обеспечивают эффективную параллельную работу проектировщиков различных дисциплин.

Распределенное проектирование

На этой стадии проект, как правило, ведется одновременно большим количеством проектировщиков, таким образом, количество проектной информации резко возрастает. Зачастую проект ведется несколькими проектными организациями-субподрядчиками. Решения AVEVA позволяют управлять изменениями в проекте и руководить параллельной разработкой проекта, согласовывать и утверждать основные компоновочные решения, поддерживая при этом продвижение проекта. Несогласованность проектных данных — обычное явление при параллельных процессах проектирования. Решения AVEVA справляются с этой ситуацией, организуя параллельное проектирование как единый технологический процесс.

Целостность проектных данных

Благодаря централизованному хранению данных в пределах решений AVEVA, включающих данные по схемам трубопроводов и контрольно-измерительным приборам (P&IDs), данных проектирования процессов и сред, механических данных широкого профиля, достигается гарантированная целостность проектных данных. Кроме того, решения AVEVA обеспечивают эффективный поиск данных, встроенное управление изменениями и систему уведомлений об изменениях, автоматизированную контролируемую выдачу данных между различными проектными дисциплинами, а также сводную отчетность по всем дисциплинам. Целостность проектной модели решения AVEVA обеспечивает целостность компоновочной модели благодаря широкому функционалу для всех проектных дисциплин, что значительно снижает риск возникновения ошибок.

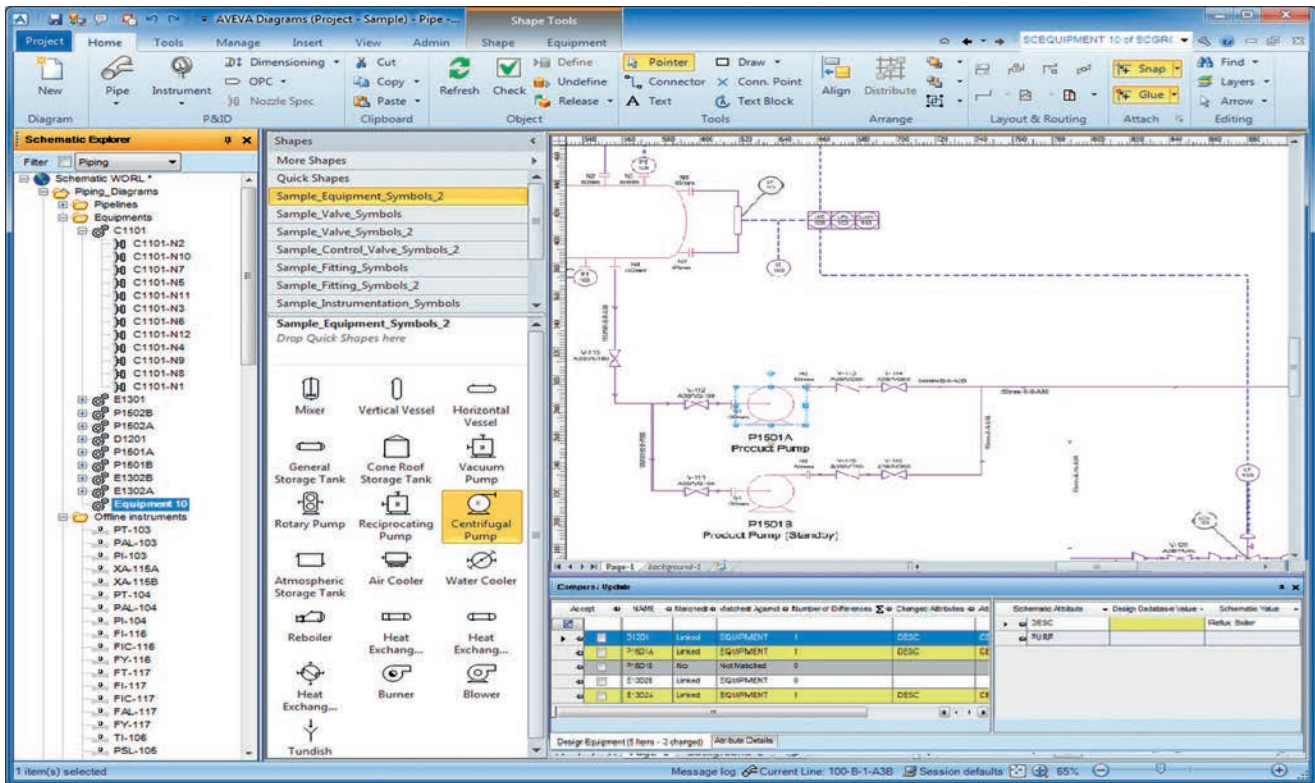
Управление изменениями в проекте

Своевременный выпуск проектной документации — ключевой шаг на пути к успешной реализации проекта. Решения AVEVA позволяют эффективно управлять процессом внесения изменений в проектную документацию на этапах выпуска, внесения замечаний и согласования, повторного выпуска. Такое управление проектной документацией гарантирует, что утвержденные ревизии выпущенной документации удовлетворяют требованиям к рабочему проекту и к детальному инжинирингу. Получение отчетов по проектным данным делает возможным быстрое выявление проблемных областей (например, довыпуск чертежей по отдельным дисциплинам), а также способствует активному принятию управленческих решений.

Выделение изменений

Контроль изменений проектных данных и выдача сообщений о них необходимы для успешного выполнения проекта. Решения компании AVEVA позволяют автоматически отслеживать и выделять все изменения в проектных данных, контролировать

РИС. 7. Схема P&ID, импортированная в AVEVA P&ID Manager



качество выводимых данных и связанные с ними уведомления об изменениях в 3D-модели.

Автоматизированный выпуск чертежей

После утверждения созданной 3D модели проекта, ее данные используются для получения рабочей документации, требуемой для строительства объекта. Выпуск рабочих чертежей, спецификаций и отчетов автоматизирован. Очень важным является тот факт, что при автоматическом выпуске чертежей трудозатраты (человек/час) по проекту значительно сокращаются.

Работа в распределенных проектах

ЕРС-подрядчики сегодня нуждаются в привлечении высококвалифицированных специалистов со всего мира. Это означает, что необходима технология, позволяющая вести «распределенное» проектирование. Технология распределенного онлайн-проектирования AVEVA Global не только устраняет погрешности, но также устанавливает контроль доступа к данным в зависимости от уровня ответственности каждого участника проекта, сохраняя при этом гибкость и позволяя добавлять и удалять участников по мере выполнения проекта.

Доставка материала в нужном количестве, к нужному месту, в нужное время – залог успешного выполнения проекта в целом. Решения AVEVA позволяют управлять материалами на протяжении всего жизненного цикла проекта: от первоначального решения технического отдела об использовании и закупке материала до монтажа. Таким образом уменьшается риск возникновения излишков и/или задержек поставок.

Определение и закупка требуемых материалов

Объективная оценка требуемого количества оборудования исходя из данных P&ID гарантирует, что все необходимое будет заказано и приобретено вовремя. При изменении проектных данных происходит подсвечивание изменений, если данные материалы участвуют в цепи поставок. На первоначальной стадии развития проекта можно

сравнить предварительную выборку материалов с текущей выборкой, что позволяет проконтролировать использование определенных материалов, приблизив их к требуемому итоговому количеству. В результате менеджеры отдела материально-технического снабжения сначала могут сделать предварительный заказ на материал, а затем внести в него изменения, чтобы убедиться, что они получают только то, что им действительно необходимо. Решения компании AVEVA облегчают контроль за материалами для всех областей, гарантируя целостность в ходе технологического проектирования (P&ID), детального 3D-проектирования, компоновки и закупки.

Контроль документов компаний-изготовителей

Контроль огромного объема сложной документации изготовителей того или иного оборудования может стать серьезной проблемой. Необходимо минимизировать количество документации (без ущерба для смысла), чтобы контролировать процесс рассмотрения и утверждения, а также поставки (на строительную площадку или клиенту).

Компания AVEVA обеспечивает решение всех этих задач и гарантирует своевременный выпуск документации, необходимый как для процесса проектирования, так и строительства.

Поставки

Особенность управления материалами также заключается в том, что необходимый материал можно заказать в системе ERP.

Управление материалами при строительстве

Срок поставки требуемых материалов устанавливается во время закупки. Решения компании AVEVA позволяют отслеживать поставку так, чтобы персонал строительной площадки всегда знал о наличии материала на складе или предполагаемой дате поставки. Ясная картина запланированных поставок позволяет менеджерам заранее выявлять проблемы и либо ускорить выполнение плана, либо изменять

его по мере необходимости. Это помогает оптимизировать процесс строительства. Именно на этом этапе можно максимально сократить лишние затраты: и претензии подрядчика, и избыток материалов могут быть сведены к минимуму.

Одной из идей является **интеграция в данную систему AR- и VR-технологий**. Сканирование работником сооружений для сопоставления полученной 3D-модели с моделью, которая находится в системе AVEVA.NET.

Кроме того, полученные итоговые 3D-модели отдельных зданий и сооружений и объектов в целом можно использовать как базу для **создания тренажеров для работников** с целью их ознакомления с производственным объектом вне опасных производственных факторов и условий.

Программные комплексы предиктивного анализа надежности производственного оборудования

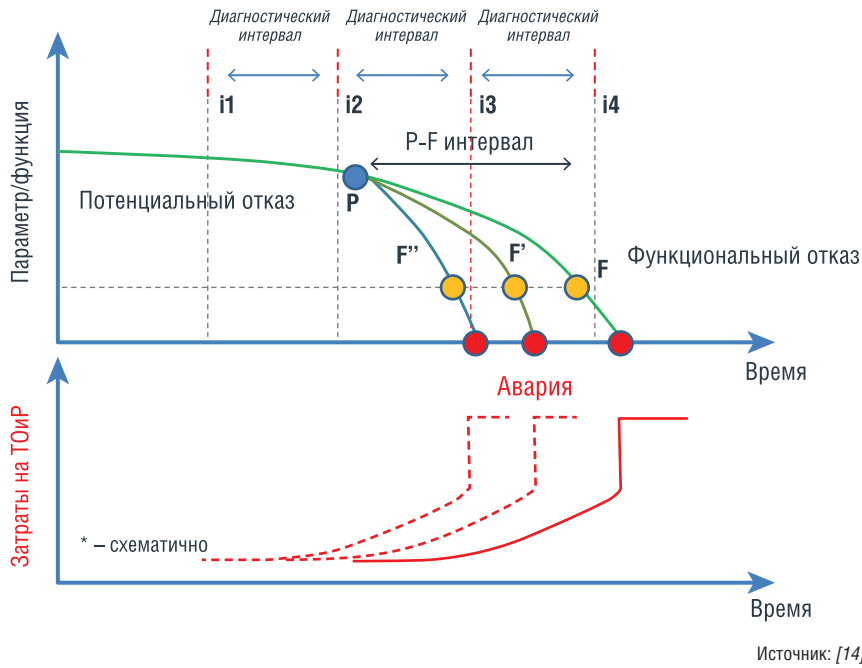
Программные комплексы зарубежного производства

По состоянию на сегодня ряд известных зарубежных компаний-разработчиков программного обеспечения для производственных предприятий нефтегазовой отрасли предлагают программное обеспечение для прогнозирования технического состояния производственного оборудования на основе «цифровых двойников». Такое программное обеспечение обладает широкой функциональностью и интегрировано с программными решениями корпоративного уровня (зачастую того же производителя).

Однако внедрение и использование ПО зарубежных производителей для отечественных компаний может быть потенциально нерентабельным из-за высокой стоимости лицензий и услуг зарубежных специалистов.

Помимо экономической стороны, использование зарубежного ПО крупными российскими компаниями ограничено мероприятиями по импортозамещению, определенными постановлениями правительства РФ, а также Федеральным законом

РИС. 9. Диаграмма деградации значений параметров оборудования при отказе



«О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» от 26.07.2017 № 187-ФЗ.

Подходы к созданию отечественного программного комплекса

В качестве альтернативы зарубежному ПО компания «ИнфТех» при поддержке Фонда содействия инновациям выполняет разработку программного комплекса предиктивного анализа производственного оборудования (ПК ПАНПО), который реализуется на собственной программной платформе промышленного интернета вещей (IIoT) ДатаПлат, и использует отечественные программные компоненты, свободные от прав зарубежных юридических лиц.

Данный программный комплекс реализует функции технического мониторинга, раннего диагностирования технического состояния объекта в режиме реального времени, а также прогнозирования технического состояния оборудования с использованием современных технологических решений и апробированных универсальных алгоритмов.

В основе реализации ПК ПАНПО лежит известный подход к техническому обслуживанию производственных активов, который обеспечивает раннее

обнаружение потенциального отказа оборудования (точка «Р» на диаграмме рис. 9) и прогнозирование функции деградации характеристик оборудования на так называемом Р-F-интервале, с определением и корректировкой в режиме реального времени остаточного ресурса до функционального отказа (точка «F» на диаграмме ниже).

Длина Р-F-интервала зависит от различных факторов, таких как интенсивность нагрузки на оборудование, вид отказа и т.д.

Диагностический интервал времени при прогнозировании отказа играет критическую роль. Так, например, в случае деградации характеристики узла с малым временем цикла развития отказа (точка F'') и при достаточно большом периоде диагностирования (i1, i2, i3) эффективность прогнозирования отказа может быть низкой, а уровень затрат на мероприятия по восстановлению/предотвращению отказа оборудования – высоким.

Таким образом, основными задачами ПК ПАНПО является раннее обнаружение момента потенциального отказа (точка «Р») путем анализа характеристик оборудования и технологических параметров в режиме реального времени и с максимальной точностью рассчитать (и корректировать в режиме реального времени) прогноз возникновения функционального отказа (точка «F»).

Это дает необходимый запас времени на планирование и выполнение работ по ремонту и техническому обслуживанию с минимальными затратами и простоями.

Основные методы диагностирования и прогнозирования в ПК ПАНПО

Известен ряд алгоритмов и методов, используемых для обнаружения отклонений от нормального функционирования производственного оборудования и выявления вероятных причин отказов.

Методы и алгоритмы интеллектуальной обработки данных и, соответственно, методы и алгоритмы диагностирования технического состояния промышленного оборудования активно развиваются и совершенствуются. Это позволяет постоянно улучшать качество диагностирования сложных технических систем.

Каждый из известных алгоритмов и методов имеет свои преимущества и недостатки, что ограничивает область их применения по отдельности.

В идее создания ПК ПАНПО лежит комплексная диагностика технического состояния промышленного оборудования с одновременным использованием следующих методов и алгоритмов:

- сравнение фактических и базовых характеристик,
- корреляционный анализ (режимное диагностирование),
- метод оценки многомерных состояний (MSET),
- T2-критерий (критерий Хотеллинга),
- SPRT (последовательный анализ Вальда),
- машинное обучение (нейронные сети),
- теория надежности машин и оборудования.

Прогнозирование технического состояния и надежности реализуется на основе следующих моделей:

- регрессионные модели (линейная, нелинейная, множественная регрессия),
- экспоненциальное сглаживание,
- нейронные сети.

РИС. 10. Общая архитектура интеграции



Диагностирование и прогнозирование технического состояния производственного оборудования на основании комплексного анализа результатов работы каждого из предлагаемых методов позволит:

- увеличить вероятность обнаружения неисправностей,
- обнаружить зарождающуюся неисправность на более ранней стадии,
- исключить возможность ложного обнаружения неисправности,
- более точно определить причины неисправности,
- более качественно (точно) прогнозировать развитие неисправности,
- анализировать состояние производственного оборудования в комплексе.

Перечисленные преимущества формируют качественно новый отечественный программный продукт, который может быть применен для раннего прогнозирования отказов производственного оборудования в нефтегазовой отрасли и других областях промышленности.

Интеграция

ПК ПАНПО может интегрироваться с внешними системами, такими как системы уровня АСУ ТП, SCADA, информационными системами управления производственными объектами и процессами, системами управления техническим обслуживанием и ремонтами оборудования, системами управления производственными

активами, ERP, системами информирования и т.д. (рис. 10).

Одним из важнейших направлений интеграции ПК ПАНПО являются системы управления ТОиР (CMMS)/управления производственными активами (EAM и APM).

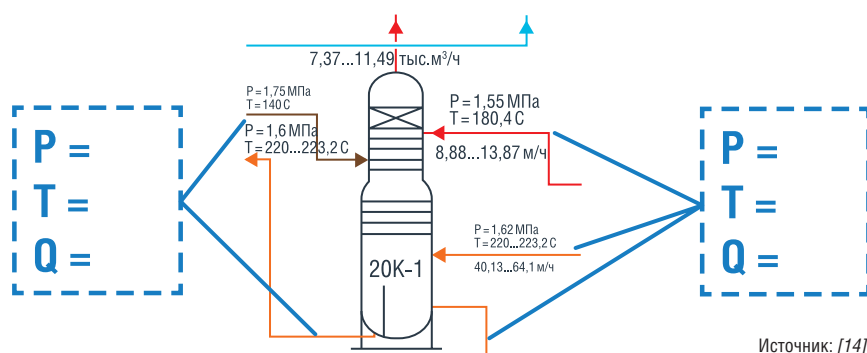
ПК ПАНПО предполагает двунаправленную интеграцию с такими системами, что позволит оптимизировать графики ремонтов с учетом результата диагностирования и прогноза технического состояния.

Эксплуатация уже введенных объектов

Основные принципы:

- Минимальное количество работников на производстве;
- Мониторинг и прогнозирование показателей количества и качества добытых, произведенных и транспортируемых продуктов;
- Мониторинг и прогнозирование технического состояния оборудования (рассмотрено выше);

РИС. 11. Пример интерфейса для одной установки



- Использование СУУ ТП (система усовершенствованного управления технологическими процессами) – надстройка над АСУ ТП;
- Собираение и систематизирование всей поступающей информации в БД, которая будет храниться на облачных хранилищах.

Мониторинг и прогнозирование показателей количества и качества добытых, произведенных и транспортируемых продуктов

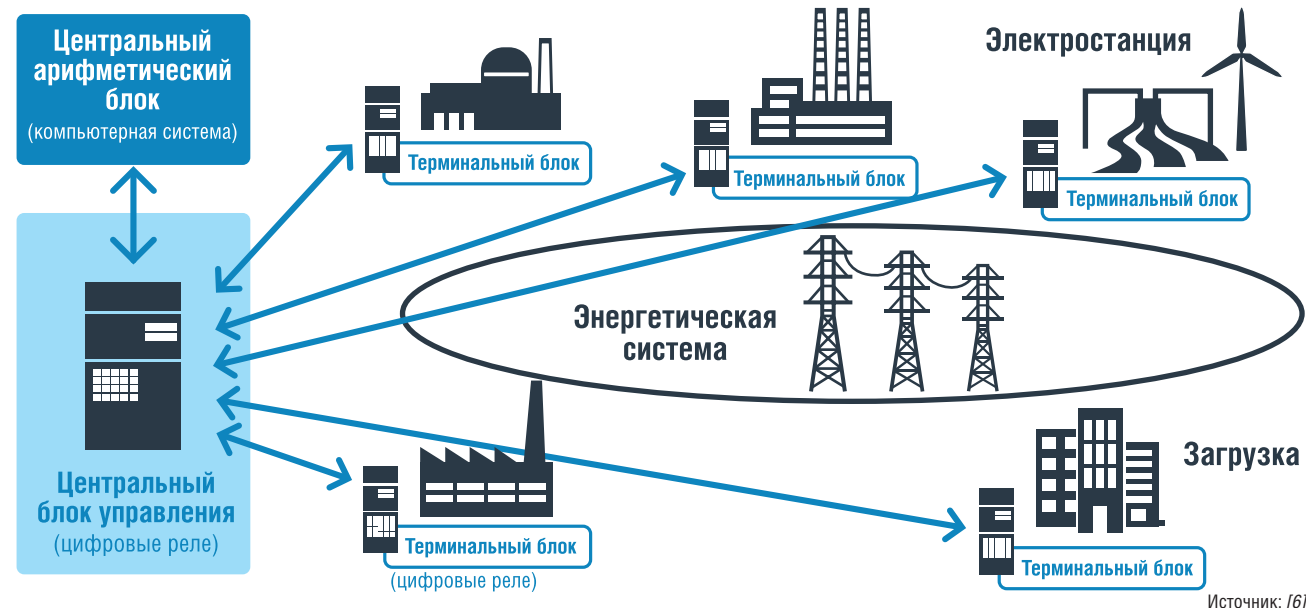
Мониторинг количества и качества продуктов будет производиться по следующим данным, указанным по приоритету сверху вниз:

- анализаторы;
- КИП;
- лабораторные испытания;
- информация из БД;
- значения, введенные пользователями вручную;
- оценки моделей.

За счет проведенного мониторинга полученных данных возможно прогнозирование показателей на основе авторегрессионных моделей, параллельно визуализировав их.

Интерфейс примерно может выглядеть следующим образом: на данной схеме рядом с объектами указываются численные показатели количества и качества продукта. При нажатии на них можно посмотреть данные по другим показателям для этого же объекта, привязанные к ним теги и визуализацию этих данных (2d-модель) (рис. 11).

РИС. 12. Испытания системы мониторинга ледовой вышки для морского бурения



Пример: Компания «Газпром нефть» разрабатывает и совершенствует систему, позволяющую контролировать и прогнозировать показатели качества нефтепродуктов и компонентов. В ближайшее время система будет тиражирована на платформе на платформе ZIIOT для Московского нефтеперерабатывающего завода.

Проблемы цифровизации в Арктике:

- 1) Проблема обеспечения кибербезопасности арктических нефтегазовых проектов (ненадежность беспроводных сетей к кибератакам, невозможность прокладки проводных сетей; нехватка сотрудников, обслуживающих системы).
- 2) Перебои в подаче электроэнергии (в арктических условиях возможны отключения электроэнергии из-за экстремально низких температур. Это, в свою очередь, приведет к выходу из строя всех цифровых систем).

Решением этой проблемы может стать использование интеллектуальных систем распределения электроэнергии, что позволит перенастроить топологию сети в зависимости от возможного возникновения аварии на линии и равномерно распределить нагрузку на линии электропередач. На сегодняшний день существует проект интеллектуальной энергосистемы, предназначенной для арктического

региона, который, помимо вышеперечисленных требований, позволяет повысить надежность системы электроснабжения за счет подключения резервной батареи в случае отказа. Однако использование этой технологии возможно только при наличии систем прогнозирования на основе «цифровых двойников», которые позволяли бы подключать аккумулятор незадолго до предстоящего отказа. ●

Литература

1. Скляр М.И. Штокмановское газоконденсатное месторождение: проблемы и перспективы освоения / М.И. Скляр // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2007. – Т. 3. – № 12 (21). – С. 47–54. – EDN IBVWTX.
2. Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа / Б.А. Никитин, Ю.А. Харченко, А.С. Оганов, Е.В. Богатырева. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2018. – 335 с. – ISBN 978-59196-1-9. – EDN NXXVPU.
3. Efimov Y. Vessel icing on the shokman FPSO / Y. Efimov, K. Kornishin // Society of Petroleum Engineers – Arctic Technology Conference 2012, Houston, TX, 03–05 декабря 2012 года. – Houston, TX, 2012. – P. 102-118. – DOI 10.4043/23718-ms. – EDN RGBGWH.
4. Основы морского нефтегазопромыслового дела: Том 1: Обустройство и эксплуатация морских нефтегазовых месторождений / Под ред. Д.А. Мирзоева. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – 272 с.
5. Правила классификации, постройки и оборудования морских плавучих нефтегазодобывающих комплексов. СПб.: Российский морской регистр судоходства, 2011. – 162 с.
6. Дмитриевский А.Н. Проблемы инновационного развития нефтегазового комплекса [Текст] / А.Н. Дмитриевский, Н.И. Комков, М.В. Кротова // МИР (Модернизация. Инновации. Развитие). – 2015. – Т. 6. № 3. – С. 62–77.
7. Харченко Ю.А. Турельные системы удержания платформ для месторождений замерзающих морей [Текст] / Ю.А. Харченко, Р.М. Тер-Саркисов, Е.А. Потысьев // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2016. – № 9. – С. 76–84.
8. Земенкова М.Ю. Методы снижения технологических и экологических рисков при транспорте и хранении углеводородов. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2019. – 397 с.
9. Рачевский Б.С. Технологии СПБ, СПГ и КПГ для газификации объектов региона // Транспорт на альтернативном топливе. – 2016. – № 43 (51). – С. 35–40.
10. Федорова, Е.Б. Развитие технологий крупнотоннажного производства СПГ // Транспорт на альтернативном топливе. – 2011. – № 3. – С. 70–74.
11. Родичкин И., Талипова А., Ткаченко М., Марков В. и др. Возможности и перспективы развития малотоннажного СПГ в России. Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, 2018. – 189 с.
12. Наумов А.К., Зубакин Г.К., Гудошников Ю.П., Бузин И.В., Скутин А.А. Льды и айсберги в районе Штокмановского газоконденсатного месторождения // Тр. РАО-03. – СПб.: 2003. С. 337–342.
13. Способ сжижения природного газа жидким воздухом в подводном сооружении/подводных условиях – Патент: Е 02 В 17/00 Е21В43/01 В63G8/22 Е02D29/09.
14. Ранняя диагностика и прогнозирование надежности промышленного оборудования на основе «цифрового двойника» / С.А. Жиликов, Е.М. Карасев, С.Б. Левочкин, Т.А. Плешивцева // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2021. – № 5 (113). – С. 60–66. – EDN NUPQX.
15. Koteleva, N. A simulator for educating the digital technologies skills in industry. Part one. dynamic simulation of technological processes / N. Koteleva, V. Kuznetsov, N. Vasilyeva // Applied Sciences (Switzerland). – 2021. – Vol. 11. – № 22. – DOI 10.3390/app112210885. – EDN NGJCVR.

KEYWORDS: Shokman gas condensate field, gas condensate field, field development, LNG, pipeline gas transportation, digitalization, industry 4.0.

ШТОКМАНОВСКОЕ ГКМ

Технико-технологические предложения по освоению месторождения силами отечественных научно-исследовательских и проектно-конструкторских институтов, промышленно-производственных заводов оборонной промышленности и машиностроения

Мирзоев Дилижан Аллахверди оглы
главный научный сотрудник КНТЦ освоения
морских нефтегазовых ресурсов
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Архипова Оксана Львовна
заместитель начальника лаборатории КНТЦ
освоения морских нефтегазовых ресурсов
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Лаптева Татьяна Ивановна
главный научный сотрудник КНТЦ
освоения морских нефтегазовых ресурсов
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»



В СООТВЕТСТВИИ С ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИЕЙ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ОСНОВНЫЕ ОБЪЕМЫ ПРИРОСТА ЗАПАСОВ, УВЕЛИЧЕНИЕ И СТАБИЛИЗАЦИЮ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ПЛАНИРУЕТСЯ ОСУЩЕСТВИТЬ ЗА СЧЕТ ЗАПАСОВ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА, ОБЛАДАЮЩЕГО УНИКАЛЬНЫМИ РЕСУРСАМИ НЕФТИ И ГАЗА. РАЗВИТИЕ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ШЕЛЬФЕ ЯВЛЯЕТСЯ ВАЖНЕЙШИМ ФАКТОРОМ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ И ГАРАНТИЕЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ СТРАНЫ. КАКИЕ ТЕХНИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ УЧЕНЫЕ?

IN ACCORDANCE WITH THE ENERGY STRATEGY OF THE RUSSIAN FEDERATION, THE MAIN VOLUMES OF RESERVES GROWTH, THE INCREASE AND STABILIZATION OF HYDROCARBON PRODUCTION ARE PLANNED TO BE CARRIED OUT AT THROUGH THE RESERVES OF THE CONTINENTAL SHELF, WHICH HAS UNIQUE OIL AND GAS RESOURCES. THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON PRODUCTION ON THE SHELF IS THE MOST IMPORTANT FACTOR IN THE DEVELOPMENT OF THE DOMESTIC OIL AND GAS INDUSTRY AND A GUARANTEE OF THE COUNTRY'S ENERGY SECURITY. WHAT TECHNICAL SOLUTIONS FOR THE DEVELOPMENT OF OFFSHORE FIELDS DO RUSSIAN SCIENTISTS OFFER?

Ключевые слова: шельфовые месторождения, Арктика, Штокмановское газоконденсатное месторождение, углеводородный потенциал, отечественные разработки.

Потенциальными претендентами на арктический шельф являются Россия, Норвегия, Исландия, Дания, Канада и США (рис.1). Из рисунка видно, что площадь 200-мильной экономической зоны РФ составляет значительную часть арктического шельфа. При этом Россия имеет возможность увеличить эту площадь еще на 1,2 млн км² на основании того, что российский континентальный шельф геологически связан хребтами Ломоносова и Менделеева, являющимися продолжением российского континента. Иными словами, как говорил адмирал Макаров: «Россия есть здание, фасад которого обращен к Ледовитому океану».

Вместе с тем, по оценкам экономической службы США, неразведанные ресурсы углеводородов

ФАКТЫ

3,94

трлн м³

составляют запасы
газа по категории C1
Штокмановского ГКМ

в Арктике по странам при
секторном разделении
распределяются следующим
образом [2].

Из рисунка 2 видно, что
доля ожидаемых запасов
углеводородного сырья
сосредоточена в российском
секторе Арктики, причем по
природному газу доля России
доходит до 70%, а по нефти – 41%.

Приведенная выше информация
показывает, что в первую очередь
Российская Федерация должна
разрабатывать концепцию

РИС. 1. Потенциальные претенденты на арктический шельф [1]

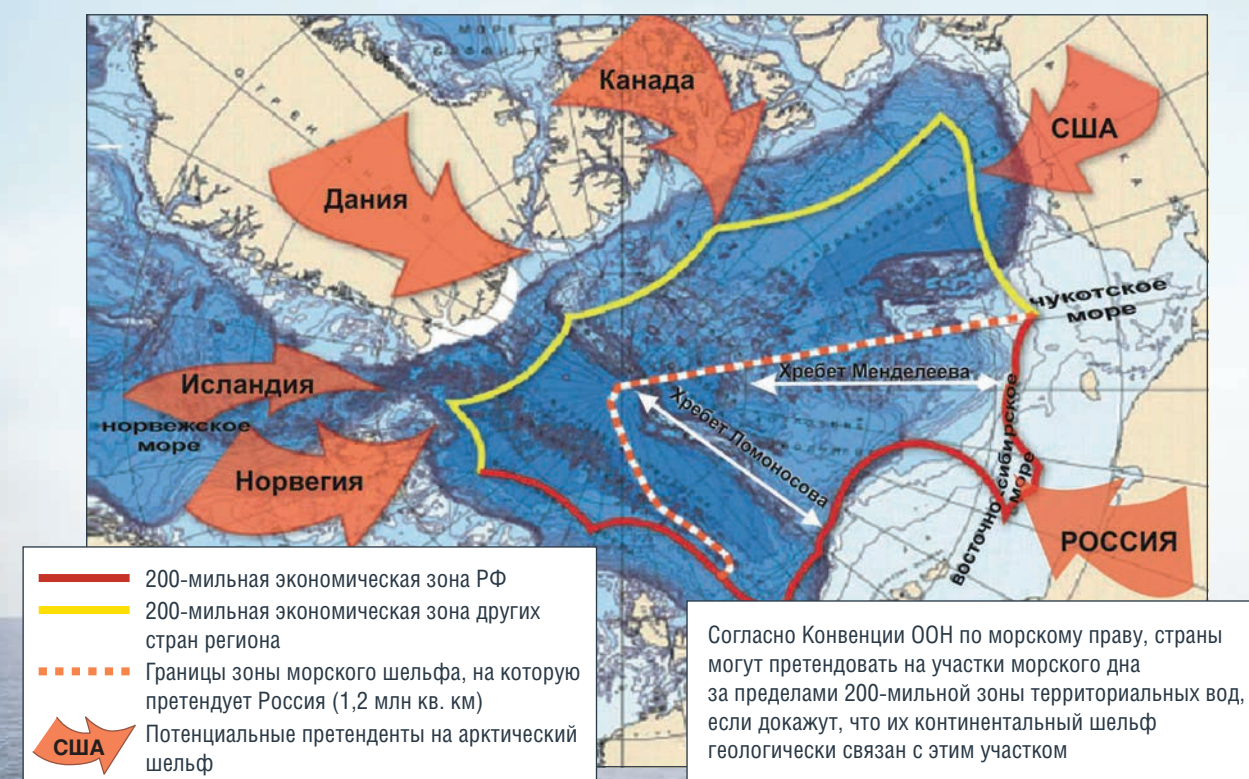
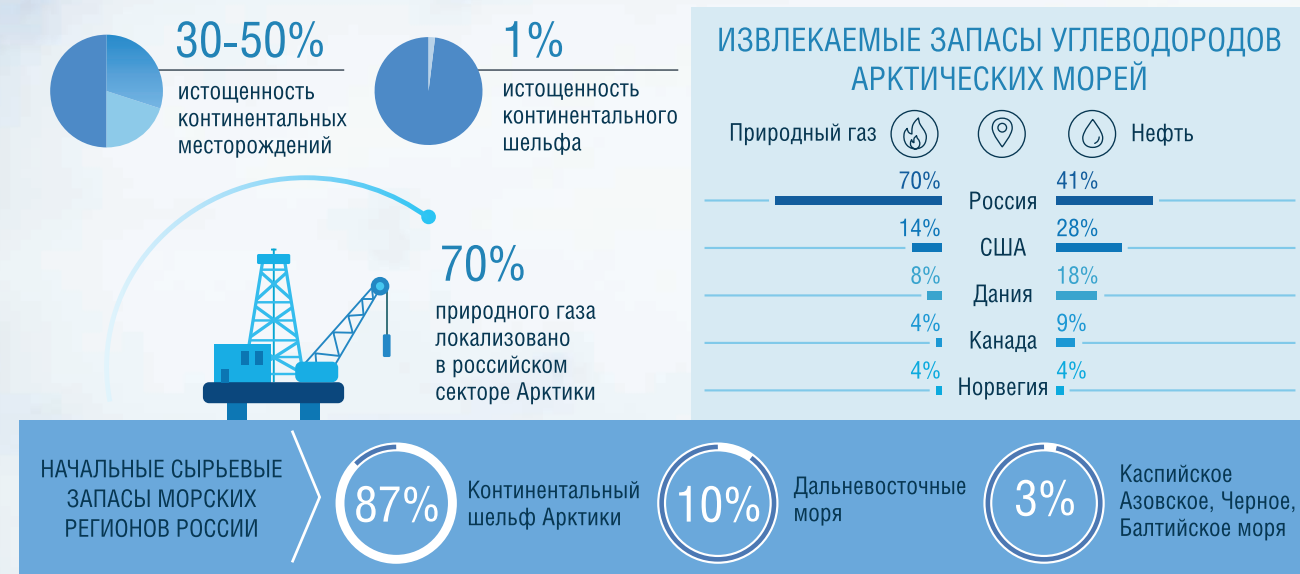


РИС. 2. Нефтегазовый потенциал континентального шельфа



освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа, основанную на создании инновационной передовой техники, технологий, сооружений и необходимого кадрового потенциала для условий шельфа Арктики.

Начальные суммарные ресурсы углеводородов континентального шельфа Российской Федерации по имеющимся оценкам [3] составляют около 136 млрд т у.т. Эти ресурсы между морями России распределяются следующим образом: арктические моря (Баренцево, Печорское, Карское, Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское) – более 87%, дальневосточные моря около 10%, а Каспийское, Азовское, Черное и Балтийское моря – около 3%. Следовательно, основные стратегически значимые ресурсы УВ сосредоточены на акваториях шельфа Арктики. Кроме того, эти арктические моря являются прибрежными морями Северного Ледовитого

ФАКТЫ

56,1

МЛН ТОНН

составляют запасы газового конденсата Штокмановского ГКМ

океана, вопросы разграничения которого в настоящее время еще окончательно не решены.

В связи с тем, что в данной работе речь будет идти в основном о проектах освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения, не будем комментировать научно-практические проблемы освоения других месторождений, открытых на акватории Баренцева и Карского морей.

Географическое расположение Штокмановского ГКМ приведено на рис. 3. Как известно, Штокмановское газоконденсатное месторождение по величине запасов (газ – 3,965 трлн м³, конденсат – 49,5 млн т) является уникальным, а в сочетании этого фактора с географическим положением и природно-климатическими условиями не имеет аналогов в мире. Данное месторождение в перспективе может стать системообразующим для морской газодобычи ПАО «Газпром». Запасы утверждены ГКЗ РФ по четырем продуктивным пластам Ю₀, Ю₁, Ю₂ и Ю₃ и приведены в табл. 1. Объем запасов и географическое положение предъявляет высокие требования к проекту освоения Штокмановского месторождения, а с учетом прогнозов длительного сохранения неблагоприятной геополитической обстановки обуславливает необходимость разработки технико-технологических решений, направленных на снижение степени участия зарубежных компаний.

ТАБЛИЦА 1. Запасы газа и конденсата Штокмановского ГКМ

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

Для освоения Штокмановского ГКМ с 1989 г. по настоящее время разработаны более ста научно-технических проектов различного уровня с участием нескольких десятков ведущих отечественных и зарубежных научных, конструкторских, проектных и производственных нефтегазовых компаний. Рассмотрены многочисленные варианты технологических схем разработки, схем обустройства с различными типами конструкций объектов обустройства, варианты транспортировки газа и конденсата к береговым технологическим объектам.

Для удобства анализа проектов освоения Штокмановского ГКМ сгруппируем их по трем периодам: 1989–1991, 1992–2007 и 2007–2013 годы.

Необходимо отметить, что структура Штокмановская (вероятность существования месторождения) была выявлена в 1981 году в результате комплексных морских геофизических исследований, проведенных трестом «Севморнефтегеофизика» с научно-исследовательского судна «Профессор Штокман», построенного в Финляндии в 1979 году. Владимир Борисович Штокман (10.03.1909–14.06.1968) доктор физико-математических наук, профессор, создатель школы отечественных физиков-океанологов в институте ИО РАН, в его честь было названо не только научно-исследовательское судно, но и уникальное по запасам газоконденсатное месторождение.

Площадь месторождения относится к III категории сложности, что обусловлено сложным геологическим строением разреза, расчлененным рельефом дна, а также многочисленными разрывными нарушениями мезозойских пород. В 1985 году структура была подготовлена к поисково-оценочному бурению. В 1988 году было начато строительство первой поисково-оценочной скважины проектной глубиной 4500 метров, которое завершено 27 июля 1988 г. на глубине 3153 метра. В результате ее испытания были открыты две залежи свободного газа с газовым конденсатом, и на Государственный баланс запасов по состоянию на 1 января 1989 г. впервые поставлены более 2,4 трлн м³ свободного газа промышленных категорий.

Сложности разработки проектов освоения Штокмановского ГКМ были связаны с наличием ледовой обстановки, возможностью появления айсбергов, ветра, волнения, большой глубины и значительной удаленности от берега.

В первой половине 90-х годов по заказу РАО «ГАЗПРОМ» совместно с зарубежными партнерами и ААНИИ (Арктический и антарктический научно-исследовательский институт) проводились комплексные экспедиционные исследования по изучению ледяного покрова и айсбергов в центральной и северной частях Баренцева моря.

ФАКТЫ

От 320

до 340 м

достигает глубина моря в районе Штокмановского ГКМ

В ходе экспедиций проводилось комплексное изучение характеристик ледяного покрова: температура, соленость и плотность льда, его физико-механические свойства, прочностные показатели, текстура и структура; производились отбор керна и определение морфометрических характеристик; фиксировалось перемещение дрейфующих ледовых образований.

Первый крупный проект «Технико-экономическое обоснование разработки Штокмановского ГКМ и создания на территории СССР совместного предприятия», основными участниками которого являлись: ПО «Арктикморнефтегазразведка»; ВНИПИшельф (СССР); Норск-Гидро (Норвегия), Вяртсилья, Несте, Иматран Вайма (Финляндия), «Коноко», Дюпон сервис (США). Функция оператора выполнялась со стороны СССР – ПО «Арктикморнефтегазразведка», а со стороны западных компаний – Норск-Гидро.

В результате анализа данных первого проекта можно отметить следующее:

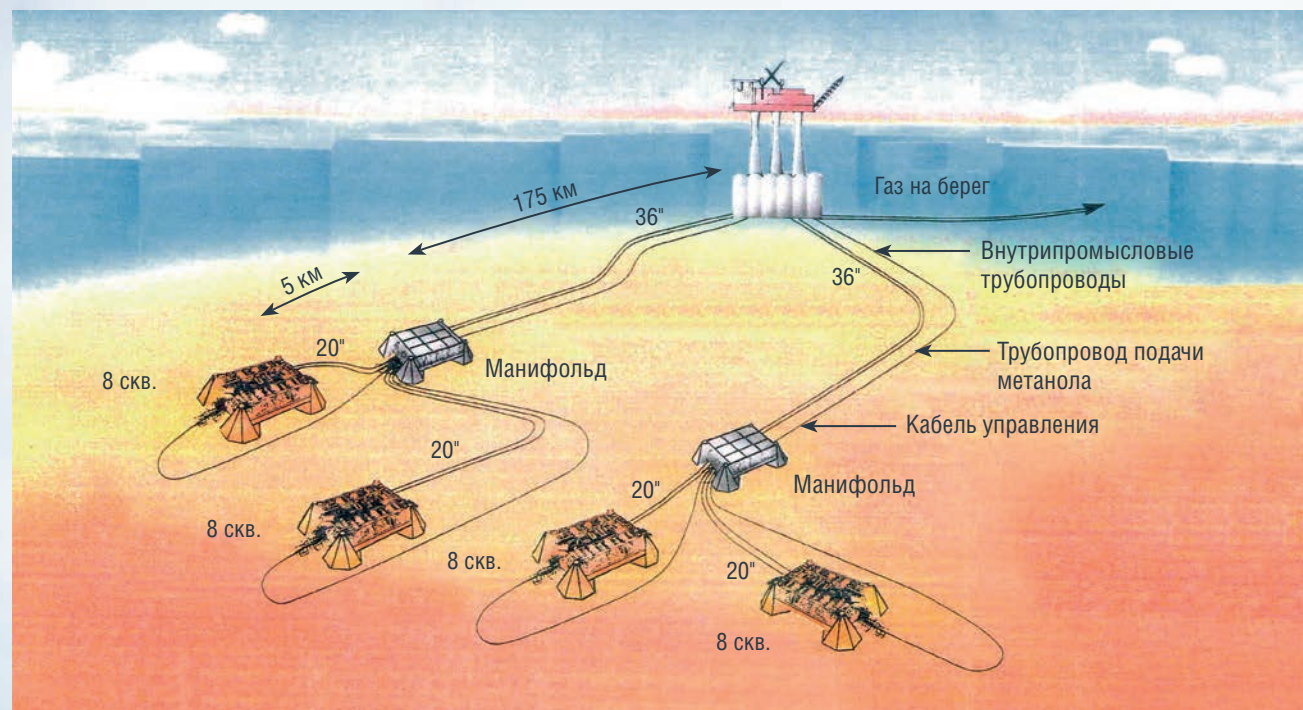
- в ТЭО был рассмотрен весь спектр технико-технологических решений и даны оценки их возможной реализуемости к началу 1992 года;
- были рассмотрены принципиальные решения по созданию подводных и надводных промыслов;
- оценены возможности различных типов конструкций объектов обустройства (железобетонные и металлические стационарные платформы, плавучие технологические платформы судового типа и др.);
- всевозможные методы транспортировки газа и конденсата (в однофазном, двухфазном и многофазном состоянии). С учетом мирового опыта в те годы были рекомендованы реализуемые решения;
- был рассмотрен и вариант использования промежуточной технологической платформы в районе Гусиной Банки (рис. 4).

Во всех последующих проектах до настоящего времени технико-технологические решения, рассмотренные в ТЭО с учетом

РИС. 3. Географическое расположение Штокмановского ГКМ



РИС. 4. Вариант освоения Штокмановского ГКМ с использованием промежуточной технологической платформы в районе Гусиной Банки [4]



развития науки и техники, а также изменения промышленно-производственных, экономических и геополитических ситуаций уточняются, корректируются и предлагаются соответствующие решения.

Проект был завершен в конце 1991 года и передан правительству СССР на экспертизу. В 1992 году реализация проекта была признана нецелесообразной.

Следующий этап (1992–2007 гг.) развития проектов освоения Штокмановского ГКМ связан с созданием компании ЗАО «Росшельф», началом деятельности которой по данному проекту являлся технико-экономический расчет (ТЭР) по обоснованию освоения Штокмановского ГКМ, выполненный в институте ВНИПИМорнефтегаз, при этом все технико-технологические решения были взяты из первой работы, а экономическая часть была откорректирована с учетом того, что месторождение будет освоено новым предприятием ЗАО «Росшельф», учредителями которого являлись ОАО «Газпром» и ряд организаций оборонной промышленности. Данная работа обосновала целесообразность организации ЗАО «Росшельф» и выдачу лицензии на разработку месторождения ШГКМ.

ЗАО «Росшельф» в качестве недропользователя в 1994 году было инициатором проекта «Технико-экономическое обоснование обустройства Штокмановского ГКМ», основными разработчиками являлись ВНИПИМорнефтегаз и Гипроспецгаз. В качестве самостоятельных объектов разработки рассматривались пласты Ю₀ и Ю₁, содержащие около 93 % общих запасов месторождения. Для расчетов принят уровень годовой добычи 52,5 млрд м³/год при начальных дебитах скважин по пласту Ю₀ – 2 млн м³/сут., по пласту Ю₁ – 1 млн м³/сут.,

ФАКТЫ

5-е место

занимает Штокмановское ГКМ среди месторождений мира по запасам газа

минимальное устьевое давление – 7,5 Мпа, % отбора газа от запасов за 25 лет эксплуатации: Ю₀ – 49,5–51,5 млн м³/сут., Ю₁ – 36,6–37,9 млн м³/сут.

В процессе обоснования оптимальной системы разработки Штокмановского ГКМ была рассмотрена группа вариантов, отличающихся проектным уровнем добычи газа, производительностью технологического оборудования, устанавливаемого на платформах, фондом добывающих скважин, предельным давлением на устье скважин, способом подготовки и транспорта УВ, соотношением скважин, заканчиваемых подводным и надводным способом, а также различные варианты конструкций морских нефтегазопромысловых инженерных сооружений и др.

Данное ТЭО прошло государственную экспертизу и было согласовано и одобрено.

В 1996 по 2001 годы был разработан бизнес-план освоения Штокмановского ГКМ с различными вариантами обустройства и освоения месторождения. Данный документ был разработан для проведения переговоров по Соглашению о разделе продукции (СРП), которые планировались на начало 2000 года.

В 1997 г. в основном западными партнерами («Коноко», «Норск-Гидро», «Несте» (ныне «Фортум») и «Тоталь») был разработан предварительный бизнес-план, который с участием ОАО «Газпром», ЗАО «Росшельф», ООО «ВНИИГАЗ», ДОО «Гипроспецгаз», ЦКБ ИТ «Рубин» был актуализирован и оформлен как завершенный документ.

В мае 2000 года Штокмановское ГКМ было включено в список объектов, освоение которых допускается в рамках закона РФ «Соглашениях о разделе продукции» (СРП).

В технологических схемах разработки месторождения рассматривались в четырех фазах годовым объемом добычи по 22,5 млрд м³/год.

Следующим этапом разработки проектов освоения Штокмановского ГКМ является разработка Обоснования инвестиций в проект освоения ШГКМ (ОИ) и корректировка проекта разработки, составленного в 2002 году. К 2007 году проект ОИ был завершен и направлен на прохождение федеральной и корпоративной экспертизы. Следует отметить, что реализация всех основных технико-технологических решений, предложенных в проекте ОИ были рассчитаны в основном на поставки российского производства. При разработке конструкции основного варианта платформы типа SPAR учитывали технологические возможности строительства завода Севмаш.

Завершающий этап проектов освоения месторождения ШГКМ начался в июле 2007 года, когда ОАО «Газпром» объявило о своем решении сформировать компанию специального назначения с французской компанией Total. В декабре 2007 года было принято решение включить в компанию специального назначения «Штокман Девелопмент АГ» (Shtokman Development AG) вновь сформированную StatoilHydro (1 октября 2007 года произошло слияние компаний Hydro и Statoil). При этом Газпром сохраняет в компании по освоению ШГКМ 51%-ную долю участия, Total – 25 %, а StatoilHydro – 24 %. В феврале 2008 года в Швейцарии была учреждена компания специального назначения «Штокман Девелопмент АГ» (Shtokman Development AG), отвечающая за организацию проектирования, финансирования и строительства объектов первой фазы освоения Штокмановского месторождения. Планировалось, что в течение 25 лет компания по освоению Штокмановского месторождения будет являться собственником объектов инфраструктуры проекта. По завершении первой фазы Total и StatoilHydro уступят свою долю Газпрому.

Для освоения второй и третьей фаз месторождения компанией ООО «Газпром добыча шельф» разрабатывался самостоятельно отдельный проект. Исполнителями проектов данного этапа проводился анализ мирового опыта освоения морских месторождений в наиболее схожих с условиями акватории района Штокмановского ГКМ. В качестве объектов обустройства рассматривались конструкции технологического судна (FPU и FPSO), системы внутрипромысловых трубопроводов, райзеров и якорей. Была принята концепция однофазного транспорта газа, исключающая любое количество жидкой фазы в транспортируемом потоке.

ФАКТЫ

71,1

млрд м³

газа в год составляет проектная мощность Штокмановского месторождения

Однофазный транспорт газа предполагал полную подготовку газа на технологической платформе судового типа. Газовый конденсат должен быть подготовлен (стабилизирован) для хранения на технологической платформе с последующей отгрузкой в танкер. Были учтены системы обеспечения безопасности морских объектов, включая вопросы промышленной и пожарной безопасности, спасения персонала, анализа риска, мероприятий ГОЧС. Составлен перечень мероприятий по выводу морских объектов из эксплуатации.

Для создания технологических основ был составлен и утвержден в 2013 году проект технологии разработки ШГКМ.

Без учета огромного количества замечаний и недостатков проектов компаний «Штокман Девелопмент АГ» и ООО «Газпром добыча шельф» следует отметить, что реализация данного этапа проектов более чем на 85 % была рассчитана на зарубежные поставки и участия. Следовательно, авторы считают необходимым отметить, что с учетом сегодняшней геополитической ситуации целесообразно вернуться к корректировке проекта «Обоснование инвестиций освоения Штокмановского ГКМ», выполненного в 2007 году, реализация которого была рассчитана в основном на российские научно-исследовательские институты, конструкторские бюро, проектные институты и промышленные заводы судостроения, а также варианты использования промежуточной технологической платформы на Гусиной Банке. ●

Литература

1. Мирзоев Ф.Д., Архипова О.Л. Стратегические направления развития подводной техники и технологии для добычи углеводородов на шельфе Арктики // SOCAR PROCEEDINGS-2014. – № 4. – С. 74–80.
2. Афонцев С. Перспективы деятельности зарубежных энергетических компаний в арктическом регионе / Российский совет по международным делам. 13.03.2012. URL: <http://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/analytics/perspektivy-deyatelnosti-zarubezhnykh-energeticheskikh-kompa/>.
3. Горягина А.С., Савинкова Л.Д. / Освоение шельфа России. Материалы Всероссийской научно-методической конференции / 2015 г. Оренбург.
4. ТЭО целесообразности разработки Штокмановского ГКМ о создании на территории СССР совместного предприятия «Арктическая Звезда». Том 6. М.: 1991 г.

KEYWORDS: transportation, storage, hydrogen, alternative energy sources.

КОВЫКТИНСКОЕ ГКМ

Литолого-петрофизическая характеристика и коллекторские свойства продуктивного парфеновского горизонта месторождения



ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

Бессонов Андрей Константинович
магистрант

Жилина Елена Николаевна
доцент, к.г.-м.н.

Геолого-географический факультет,
Национальный исследовательский Томский
государственный университет

В РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕНА ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПРОДУКТИВНОГО ПАРФЕНОВСКОГО ГОРИЗОНТА И ДАНА ОЦЕНКА ИХ КОЛЛЕКТОРСКИМ СВОЙСТВАМ. ИЗЛОЖЕНЫ ВЫЯВЛЕННЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ МЕЖДУ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИМИ ПАРАМЕТРАМИ И ЛИТОЛОГИЧЕСКИМ СОСТАВОМ ПОРОД, СФОРМИРОВАВШИХСЯ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕНЕТИЧЕСКИХ И ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ. ПОЛУЧЕННЫЕ ДАННЫЕ ПОЗВОЛЯЮТ БОЛЕЕ ТОЧНО ПОДОЙТИ К ОЦЕНКЕ КАЧЕСТВ КОЛЛЕКТОРОВ В ПРЕДЕЛАХ ИЗУЧАЕМОГО ГОРИЗОНТА

THE PAPER PRESENTS THE LITHOLOGICAL AND PETROPHYSICAL CHARACTERISTICS OF THE RESERVOIR ROCKS OF THE PRODUCTIVE PARFYONIAN HORIZON AND ASSESSES THEIR RESERVOIR PROPERTIES. THE REVEALED REGULARITIES BETWEEN PETROPHYSICAL PARAMETERS AND LITHOLOGICAL COMPOSITION OF ROCKS FORMED IN DIFFERENT GENETIC AND GEODYNAMIC CONDITIONS ARE PRESENTED. THE DATA OBTAINED ALLOW A MORE ACCURATE APPROACH TO ASSESSING THE QUALITY OF RESERVOIRS WITHIN THE HORIZON UNDER STUDY

Ключевые слова: венд, парфеновский горизонт, песчаники, литолого-петрофизическая характеристика, коллектор, коллекторские свойства.

Район исследования находится на востоке Иркутской области, в 350 км к северо-востоку от г. Иркутска, на территории Жигаловского и Казачинско-Ленского районов. Ковыктинское газоконденсатное месторождение расположено в пределах Лено-Ангарского плато, приуроченного к южной части Средне-Сибирского плоскогорья на Ангаро-Ленской ступени в пределах Ковыктинского выступа. Выступ выделен в восточной части ступени у границы с Предлатомским региональным прогибом [5]. Основные ресурсы углеводородного сырья на данной территории сосредоточены в комплексе вендских терригенных отложений. Литологически экранированная газоконденсатная залежь пластового типа выявлена в парфеновском горизонте [2].

Объект исследования – парфеновский продуктивный горизонт Ковыктинского газоконденсатного месторождения.

Актуальность данного исследования обусловлена тем, что Ковыктинское месторождение является уникальным газоконденсатным месторождением, оно довольно хорошо изучено глубоким бурением. Но вендские песчаные отложения (парфеновский продуктивный горизонт) являются сложнопостроенным коллектором. Неоднородность напрямую зависит от литолого-петрофизических характеристик, а также от разнородного влияния постседиментационных процессов.

Фактическим материалом для исследований являлся керн по четырем скважинам (Ковыктинская 69, Ковыктинская 71, Чиканская 11, Хандинская 4), который был любезно предоставлен авторам сотрудниками АО «СНИИГГиМС», г. Новосибирск: начальником отдела геологии Восточной Сибири канд. геол.-минерал. наук Ивановой Н.А. и ведущим инженером лаборатории петрофизических исследований Неверовым М.П.

Для определения петрографического состава пород парфеновского продуктивного горизонта Ковыктинского месторождения авторами было просмотрено 262,27 м, описано и сделаны фотографии 56 м кернового материала, обработана коллекция из 60 шлифов. По гранулометрическому составу песчаники в основном средне-мелкозернистые (рисунок 1), редко гравелистые (в подошвенной части горизонта). Размерность варьируется от мелкозернистых до крупнозернистых.

ФАКТЫ

1,8

трлн м³

составляют запасы
газа Ковыктинского
месторождения

По классификации В.Д. Шутова минеральный состав песчаников преимущественно кварцевый (рисунок 2), кремнекlastово-кварцевый, полевошпатово-кварцевый, реже мезомиктово-кварцевый, кварцево-гравуакковый и полевошпат-кварцево-гравуакковый [3].

Изучение аутигенных и эпигенетических процессов минералообразования в разрезах, в том числе в связи с поступлением рассеивающихся из залежей углеводородов в коллектор, показывает, что над залежами формируются преимущественно субвертикальные кольцевые зоны вторичного изменения пород [6]. Минералого-петрографическое изучение разрезов пород-коллекторов выявило в образцах широкий спектр вторичных преобразований, возникших

РИС. 1. Гранулометрический состав песчаников парфеновского горизонта



за счет процессов растворения под давлением, окварцевания, преобразования каолинитового цемента, образования аутигенного мусковита и др. Вышеперечисленные процессы являются типично катагенетическими. Помимо них, выявляются также процессы наложенного эпигенеза: карбонатизация, пиритизация, серицитизация и др. [6].

Из совокупности всех параметров, характеризующих коллекторские свойства, при прогнозе коллекторов обычно используют главные показатели: пористость и проницаемость, которые применяют практически во всех известных оценочных классификациях [4]. В основе оценки качества коллекторов была использована схема классификации коллекторов А.А.°Ханина [7]. Для выделения типов и классов коллекторов в пласте в целом объеме рассчитанных данных, были построены гистограммы распределения открытой пористости и абсолютной проницаемости, по которым стало видно, в каких пределах изменяются значения.

Для характеристики коллекторских свойств парфеновского горизонта авторами обработаны петрофизические данные по 140 цилиндрам (5 видов анализов) [1]. По всему горизонту, по данным исследованных образцов: максимальное значение K_p , %, по жидкости – 22,4 %, среднее значение – 6,7 %; максимальное значение ($K_{пр}$, мД) – 251,2 мД, что обусловлено трещиноватостью некоторых пород, среднее значение – 10,2 мД; объемная плотность $\delta_{п.нас.}$ изменяется от 2,25 г/см³ до 2,80 г/см³ и в среднем составляет 2,55 г/см³; объемная плотность $\delta_{п.сух.}$ изменяется от 2,09 г/см³ до 2,79 г/см³ и в среднем составляет 2,50 г/см³; минералогическая плотность (скелет породы) $\delta_{кмп}$ изменяется в пределах 2,57–3,01 г/см³ и в среднем равна 2,68 г/см³. По графику зависимости K_p от $K_{пр}$, построенному по данным исследованных образцов, проницаемость линейно зависит от пористости (рисунок 3).

При анализе зависимости коэффициентов пористости (K_p) от коэффициентов абсолютной газопроницаемости ($K_{пр}$) выявлена линейная зависимость проницаемости от пористости (рисунок 3).

При рассмотрении распределения показателей проницаемости в зависимости от фракционной принадлежности установлена корреляция при переходе от мелкозернистой к среднезернистой фракции. Оценка зависимостей коэффициентов пористости и проницаемости от вещественного состава пород наглядно показала, что в песчаниках парфеновского горизонта величина кварцевой составляющей незначительно увеличивает проницаемость, но никак не сказывается на показателях пористости исследуемых пород. Незначительное отрицательное воздействие на проницаемость оказывает содержание полевых шпатов, в то же время никак не влияя на пористость, по обломкам пород со слюдами наблюдается незначительная положительная зависимость по пористости и отрицательная по проницаемости. При анализе зависимостей K_p и $K_{пр}$ от минерального состава цементной составляющей наглядно видно, что показатели пористости и проницаемости при увеличении количества цемента в поровом пространстве значительно снижаются [1].

РИС. 2. Вещественный состав песчаников парфеновского горизонта по классификации В.Д. Шутова [8]



ФАКТЫ

65,7

МЛН ТОНН

составляют запасы
газового конденсата
Ковыктинского ГКМ

Для прослеживания парфеновского горизонта по площади авторами построен корреляционный профиль по линии скважин Ковыктинская 69 – Ковыктинская 71 – Чиканская 11 – Хандинская 4 (рисунок 4).

За линию выравнивания принята кровля чорской свиты (терригенные отложения) – подошва катангской свиты (карбонатные отложения). Анализируя изменения мощностей по площади, наблюдается увеличение мощности парфеновского горизонта с юго-запада на северо-восток:

РИС. 3. График зависимости коэффициентов пористости (K_p) от коэффициентов абсолютной газопроницаемости ($K_{пр}$)

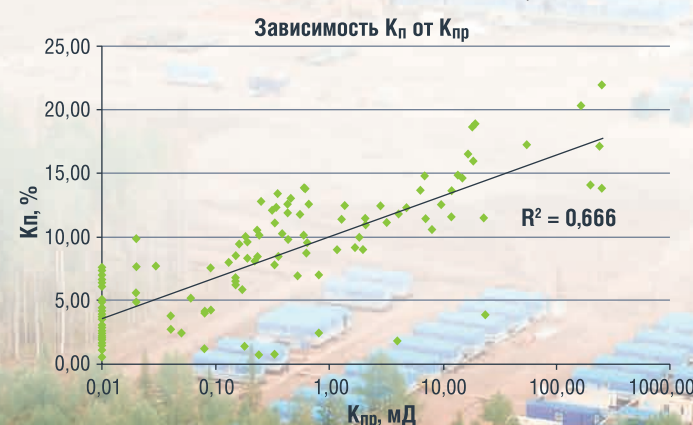
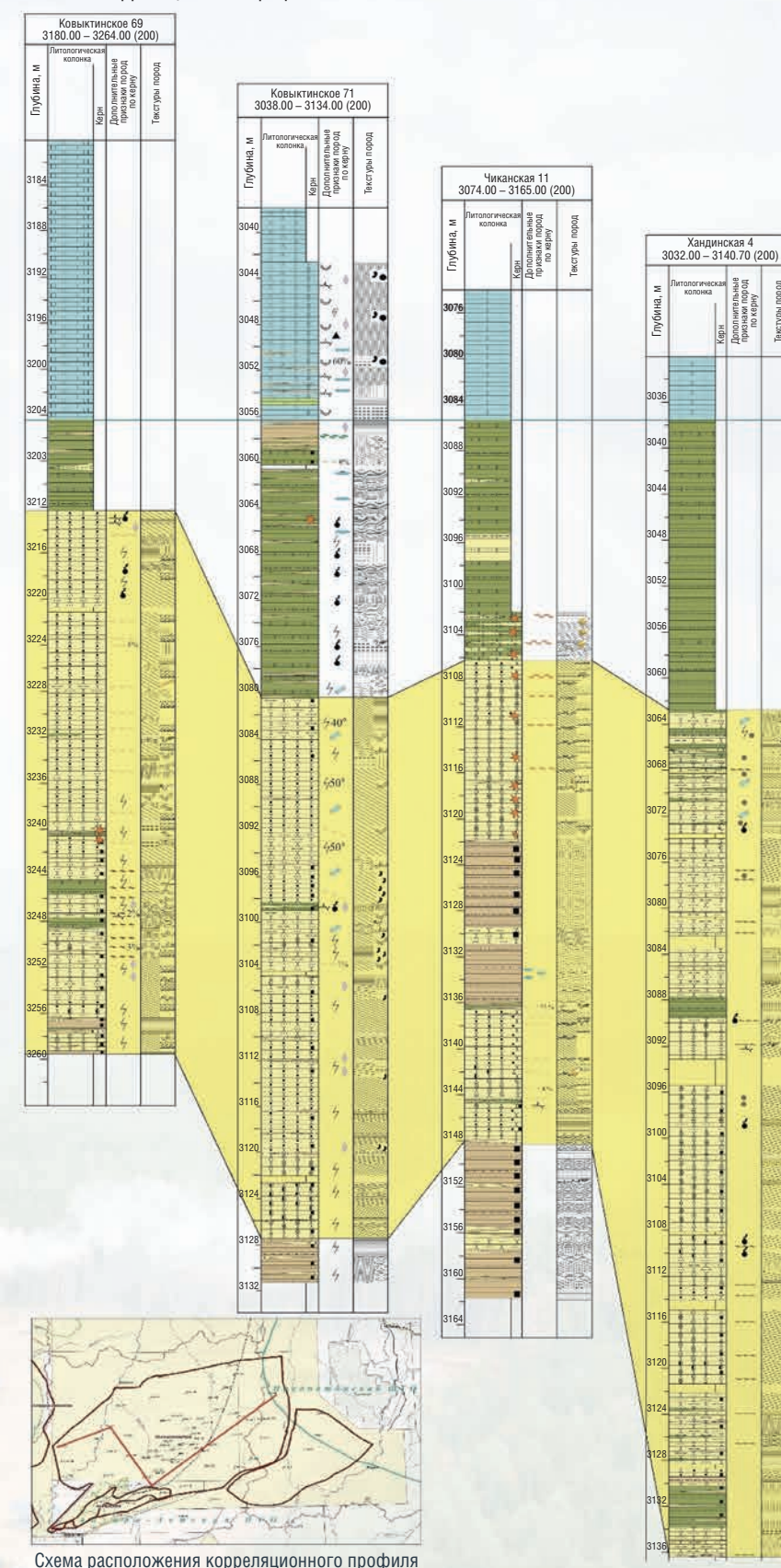


РИС. 4. Корреляционный профиль по линии скважин



По результатам исследований песчаники парфеновского горизонта обладают низкими коллекторскими свойствами и относятся к V классу коллекторов по классификации А.А.°Ханина, с признаками IV и реже III классов [7]. На коллекторские свойства исследуемых пород влияет размерность зерен, а также количество цемента в поровом пространстве. Снижение коэффициентов пористости и проницаемости исследуемых образцов прослеживалось при превышении пороговых значений содержания алевритовой фракции (более 30 %), а также глинистого (более 10 %), кварцевого (более 5 %) и карбонатного (более 7 %) цемента. Содержание сульфатного цемента, по полученным данным, почти не влияет на фильтрационно-емкостные свойства.

По построенному профилю наблюдается увеличение мощности парфеновского горизонта с юго-запада на северо-восток. ●

Литература

- Бессонов А.К., Жилина Е.Н. Коллекторские свойства продуктивного парфеновского горизонта Ковыктинского газоконденсатного месторождения (Иркутская область) // Азимут геонаук. Материалы Междисциплинарной молодежной научной конференции. Томск, 2022. С. 32 – 35.
- Гришин Н.П., Ларичев А.И. Изучить рифейские отложения Сибирской платформы, выполнить количественную оценку перспектив нефтегазоносности и определить направления геологоразведочных работ на нефть и газ / Отчет СНИИГТИМС. Новосибирск, 1991. – 300 с.
- Жилина Е.Н., Бессонов А.К. Геологическое строение и нефтегазоносность территории Ковыктинского газоконденсатного месторождения (Иркутская область) // Динамика и взаимодействие геосфер Земли. Материалы Всероссийской конференции с международным участием, посвященной 100-летию подготовки в Томском государственном университете специалистов в области наук о Земле. – Томск, 2021. – С. 172 – 173.
- Жилина Е.Н., Чернова О.С. Комплексный седиментологический подход к изучению сложнопостроенных природных резервуаров // Сборник статей одиннадцатой международной научно-практической конференции «Фундаментальные и прикладные исследования, разработка и применение высоких технологий в промышленности» под ред. А.П. Кудинова. Высокие технологии, образование, промышленность. – Т.4. – СПб.: Изд-во Политех. ун-та, 2011. – С. 272–278.
- Конторович А.Э., Гребенюк В.В., Запывалов Н.П. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири (Иркутский бассейн). – Вып. 8. Новосибирск: Научно-издательский центр ОИГТМ СО РАН, 1995. – 60 с.
- Устинова В.Н., Вылцан И.А., Жилина Е.Н., Мишенина Л.Н. Минеральные новообразования в нефтегазоносных разрезах и почвах в связи с разливами углеводородов // Уральский геологический журнал. – Екатеринбург, 1999. – С. 159 – 163.
- Ханин А.А. Породы коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра, 1969. – 366 с.
- Шутов В.Д. Классификация песчаников // Литология и полезные ископаемые. – 1967. – № 5. – С. 86 – 104.

KEYWORDS: Vendian, Parfyonian horizon, sandstones, lithological and petrophysical characteristics, reservoir, reservoir properties.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПРИРОДНОГО ГАЗА, залегающего в пластах в условиях высоких температур и давлений

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ТЕРМИЧЕСКИХ И КАЛОРИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СМЕСИ МЕТАНА С ВОДОЙ ПОЛИНОМИАЛЬНЫМ УРАВНЕНИЕМ СОСТОЯНИЯ – РАЗЛОЖЕНИЕМ ФАКТОРА СЖИМАЕМОСТИ В РЯДЫ ПО СТЕПЕНЯМ ПРИВЕДЕННЫХ ПЛОТНОСТИ И ТЕМПЕРАТУРЫ, ОПИСЫВАЮЩИМ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ p, ρ, T, x -ЗАВИСИМОСТИ СО СРЕДНЕЙ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТЬЮ 0,9 %

THE ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF CALCULATING THE THERMAL AND CALORIC PROPERTIES OF A MIXTURE OF METHANE WITH WATER BY A POLYNOMIAL EQUATION OF STATE BY THE EXPANSION OF THE COMPRESSIBILITY FACTOR INTO SERIES IN POWERS OF REDUCED DENSITY AND TEMPERATURE, DESCRIBING THE EXPERIMENTAL p, ρ, T, x DEPENDENCES WITH AN AVERAGE RELATIVE ERROR OF 0.9 %

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: температура, давление, пьезометр, фактор сжимаемости, растворимость, сверхкритический флюид, уравнение состояния.

Базаев Ахмед Рамазанович

главный научный сотрудник, лаборатория теплофизики и возобновляемой энергетики, д.т.н.

Базаев Эмиль Ахмедович

ведущий научный сотрудник, лаборатория теплофизики и возобновляемой энергетики, к.т.н.

Османова Баджиханум Камильевна

научный сотрудник, лаборатория теплофизики и возобновляемой энергетики, к.т.н.

Институт проблем геотермии и возобновляемой энергетики – филиал ОИВТ РАН

Абдурашидова Аида Айдемировна

старший преподаватель кафедры физики и методики преподавания института физико-математического и информационно-технологического образования Дагестанского государственного педагогического университета, к.т.н.

Природный газ в естественных условиях контактирует с краевой (подошвенной) и погребенной водой, поэтому он насыщен парами воды. При пластовых температурах, превосходящих 473,15 K, и средних давлениях содержание паров воды в газе становится очень большим, а при высоких давлениях значительно увеличивается растворимость газа в погребенной воде. Вследствие этого водяной пар, содержащийся в природном газе, может заметно изменять его объемные свойства, что необходимо учитывать при подсчете запасов и разработке глубокозалегающих газовых месторождений [1].

Для оценки запасов природного газа, залегающего в пластах в условиях высоких температур и давлений, а также выбора оптимального режима его добычи необходимо знание термодинамических свойств газа в зависимости не только от температуры и давления, но и от растворимости газа в воде и растворимости воды в газе (при высоких температурах).

В данной работе по экспериментальным данным $(p, \rho_m, T)_x = (p, V_m, T)_x$ -зависимостях модели природного газа (система метан – вода) по изотермам (523,15–653,15 K) [1–3] получено трехпараметрическое полиномиальное уравнение состояния в виде разложения фактора сжимаемости Z в ряды по степеням приведенной плотности $\omega = \rho/\rho_k$, приведенной температуры $\tau = T/T_k$ и состава x :

$$Z = p/RT\rho_m = 1 + \sum_{i=1}^m \sum_{j=0}^n \sum_{k=0}^s a_{ijk} \omega^i \cdot x^k / \tau^j, \text{ или } p = RT\rho_m \left[1 + \sum_{i=1}^m \sum_{j=0}^n \sum_{k=0}^s a_{ijk} \omega^i \times x^k / \tau^j \right], \quad (1)$$

описывающее экспериментальные значения давления газовой фазы системы метан – вода со средней относительной погрешностью 0,9 %.

Коэффициенты уравнения (таблица 1) определены по экспериментальным p, ρ, T, x -данным [1–3] усовершенствованным методом наименьших

УДК 622.279

ТАБЛИЦА 1. Коэффициенты уравнения

$a_{100} =$	233,6195	$a_{200} =$	-2188,5512	$a_{300} =$	-4307,4872	$a_{400} =$	-7114,6174
$a_{101} =$	-319,8775	$a_{201} =$	4533,8173	$a_{301} =$	-9800,4727	$a_{401} =$	66332,8382
$a_{102} =$	107,4696	$a_{202} =$	-2193,6842	$a_{302} =$	9690,6672	$a_{402} =$	-45222,6026
$a_{110} =$	-658,5281	$a_{210} =$	6313,9732	$a_{310} =$	12649,5818	$a_{410} =$	5583,3479
$a_{111} =$	806,9145	$a_{211} =$	-18643,3015	$a_{311} =$	106678,6315	$a_{411} =$	-372801,1868
$a_{112} =$	-245,6356	$a_{212} =$	9784,8308	$a_{312} =$	-76179,6546	$a_{412} =$	237691,7249
$a_{120} =$	623,6748	$a_{220} =$	-6220,2975	$a_{320} =$	-11323,8183	$a_{420} =$	7530,6125
$a_{121} =$	-794,1551	$a_{221} =$	27581,5107	$a_{321} =$	-219384,1941	$a_{421} =$	676740,9973
$a_{122} =$	246,1938	$a_{222} =$	-11722,4116	$a_{322} =$	102598,6291	$a_{422} =$	-307530,3086
$a_{130} =$	-200,4396	$a_{230} =$	2097,5559	$a_{330} =$	2971,2359	$a_{430} =$	-5972,4469
$a_{131} =$	323,1008	$a_{231} =$	-13461,4715	$a_{331} =$	122287,2965	$a_{431} =$	-369659,1821
$a_{132} =$	-85,2896	$a_{232} =$	2098,1503	$a_{332} =$	-15144,6490	$a_{432} =$	42405,9352

квадратов [4–6], предварительно согласовав функцию $p(\omega, \tau)_x$ и ее производные $(\partial p / \partial \omega)_{\tau, x}$, $(\partial p / \partial \tau)_{\omega, x}$, $(\partial^2 p / \partial \omega^2)_{\tau, x}$, $(\partial^2 p / \partial \tau^2)_{\omega, x}$ на границах областей действия уравнения [5, 7, 8].

Расчет термодинамических свойств

Из-за большого объема материала ниже приведены результаты расчета для смеси состава 0,5 мольные доли, а зависимость термодинамических свойств от концентрации для плотности смеси 30 кг/м³. Характер изменений основных термодинамических свойств смеси всех исследованных составов идентичен.

Коэффициент изотермической сжимаемости [9]:

$$K_T = -1/V(\partial V / \partial p)_T = 1/\rho(\partial p / \partial \rho)_T^{-1}. \quad (2)$$

Из (1) и (2) получаем:

$$K_T(\rho, T) = -\frac{1}{\rho} \left(RT \left(1 + \sum_{i=1}^m \sum_{j=0}^n a_{ij} \frac{T_{кр}^j \times \rho^i(i+1)}{\rho_{кр}^i \times T^j} \right) \right)^{-1}. \quad (3)$$

Как видно из рис. 1, величина K_T смеси падает с ростом плотности. С ростом концентрации величина K_T слабо растет до концентрации 0,6 мол. доли воды,

проходит минимум при значении 0,8 мол. доли воды и далее резко растет (рис. 2).

Коэффициент объемного термического расширения [9]:

$$\alpha = 1/V(\partial V / \partial T)_p = 1/\rho(\partial p / \partial T)_p(\partial p / \partial \rho)_T^{-1} \quad (4)$$

Совместное решение уравнения (1) и выражения (4) дает:

$$\alpha(\rho, T) = \frac{1}{\rho} \left(R\rho \left(1 + \sum_{i=1}^m \sum_{j=0}^n a_{ij} \frac{T_{кр}^j \times \rho^i(1-j)}{\rho_{кр}^i \times T^j} \right) \right) \left(RT \left(1 + \sum_{i=1}^m \sum_{j=0}^n a_{ij} \frac{T_{кр}^j \times \rho^i(i+1)}{\rho_{кр}^i \times T^j} \right) \right)^{-1} \quad (5)$$

Характер зависимости α смеси от плотности и температуры аналогичен характеру зависимости K_T (рис. 3).

Величина α практически не зависит от концентрации в пределах до $x = 0,8$ мол. доли воды, а при больших концентрациях растет (рис. 4).

Коэффициент давления [9]:

$$\beta = (\partial p / \partial T)_\rho. \quad (6)$$

РИС. 1. Изотермы K_T, ρ -зависимости смеси метан–вода состава $x = 0,5$ мол. доли

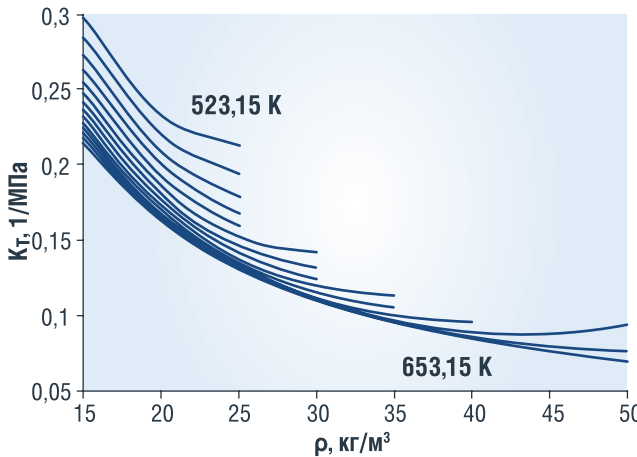


РИС. 2. Изотермы зависимости K_T смеси метан–вода от концентрации для $\rho = 30$ кг/м³

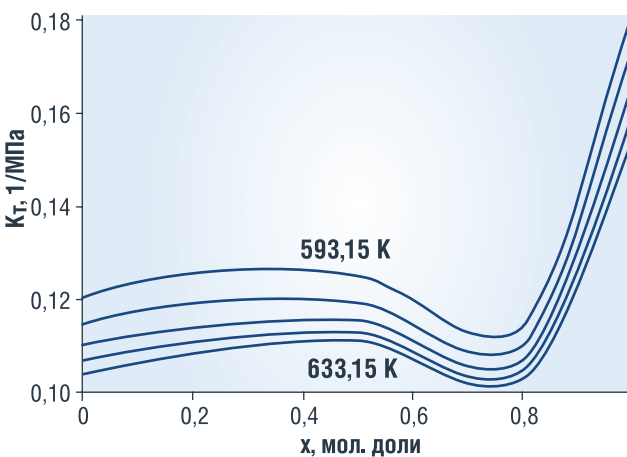


РИС. 3. Изотермы α, ρ -зависимости смеси метан–вода состава $x = 0,5$ мол. доли

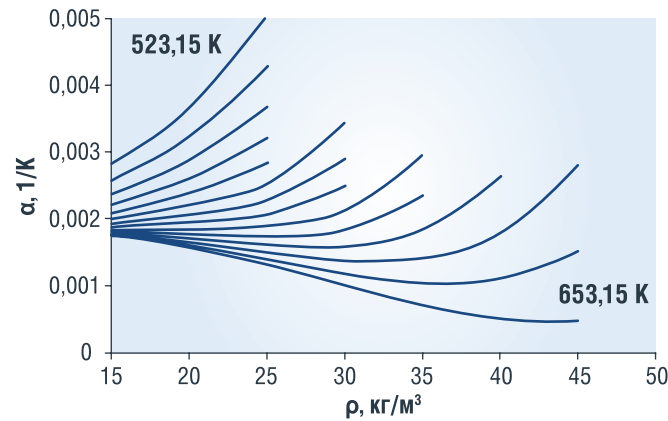


РИС. 5. Изотермы β, ρ -зависимости смеси метан–вода состава $x = 0,5$ мол. доли

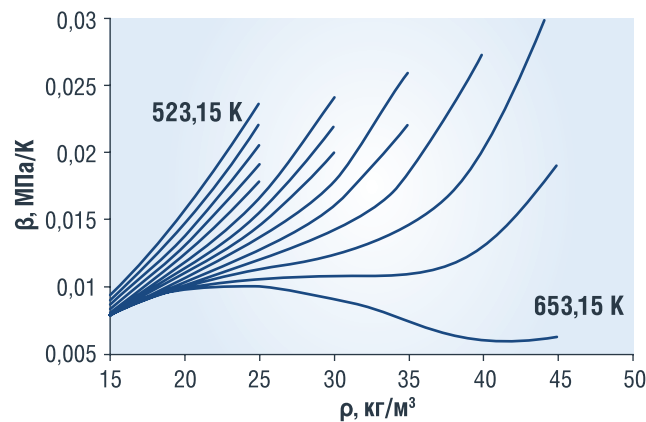
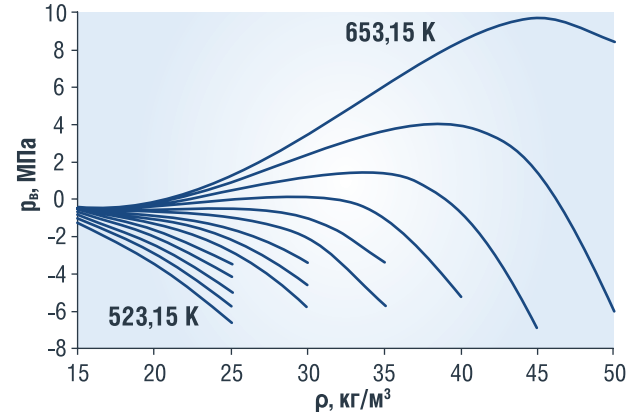


РИС. 7. Изотермы $p_{\text{в}}, \rho$ -зависимости смеси метан–вода состава $x = 0,5$ мол. доли



Из (1) и (6) получаем:

$$\beta(\rho, T) = R\rho \left(1 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=0}^{S_i} a_{ij} \frac{T_{\text{кр}}^j \times \rho^{i(1-j)}}{\rho_i^j \times T^j} \right), \quad (7)$$

С ростом плотности величина β смеси растет для всех изотерм кроме $T = 653,15$ K (рис. 5). С ростом концентрации воды величина β практически не меняется (рис. 6).

Внутреннее давление

Общее давление p в реальной системе зависит от интенсивности теплового движения молекул

РИС. 4. Изотермы зависимости α смеси метан–вода от концентрации для $\rho = 30$ кг/м³

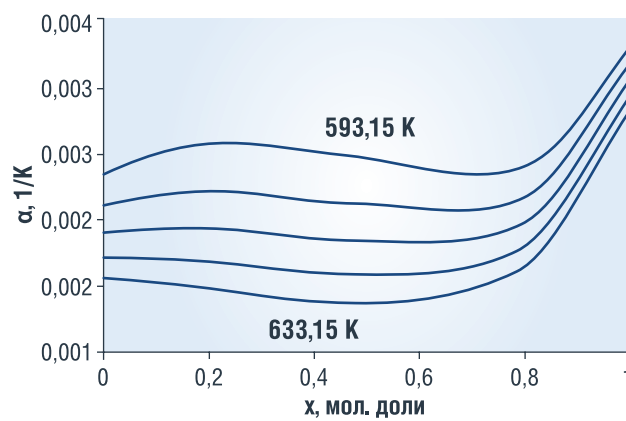


РИС. 6. Изотермы зависимости β смеси метан–вода от концентрации для $\rho = 30$ кг/м³

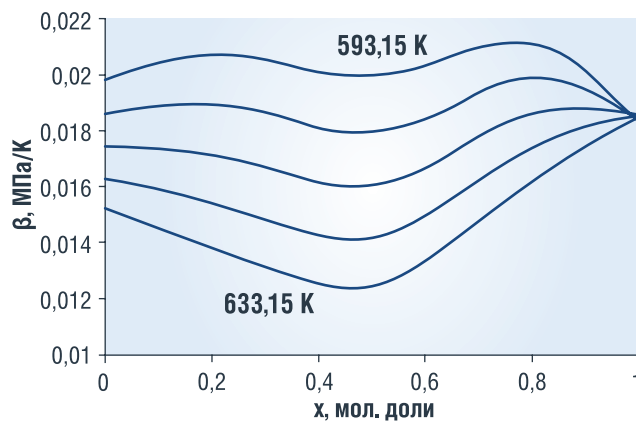
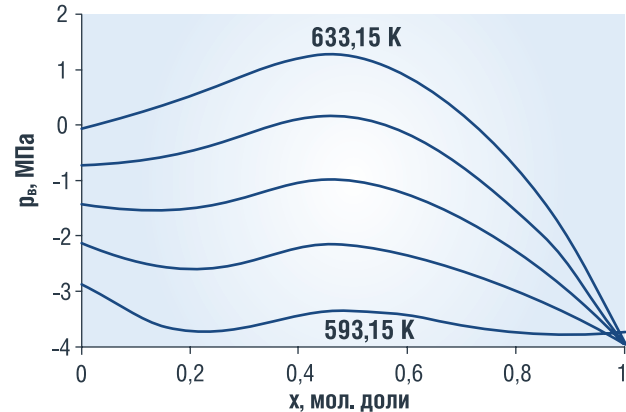


РИС. 8. Изотермы зависимости $p_{\text{в}}$ смеси метан–вода от концентрации для $\rho = 30$ кг/м³



$p_{\text{к}}$ (кинетическое давление) и межмолекулярного взаимодействия $p_{\text{в}}$ (внутреннее давление) [10, 11], т.е.

$$p_{\text{е}} = p - p_{\text{к}} \text{ или } p_{\text{е}} = p - T \left(\frac{p}{T} \right)_{\rho}. \quad (8)$$

Из (1) и (8) получаем:

$$p_{\text{е}}(\rho, T) = R \sum_{i=1}^m \sum_{j=0}^{n_i} a_{ij} \frac{T_{\text{кр}}^j \times \rho^{i+1-j}}{\rho_i^j \times T^{j-1}}. \quad (9)$$

Величина $p_{\text{в}}$ смеси убывает с ростом плотности (рис. 7), но для температур $T > 633,15$ K сначала наблюдается рост и убывает с ростом плотности. С ростом концентрации воды характер поведения $p_{\text{в}}$ смеси аналогичен величине β (рис. 8).

РИС. 9. Изотермы C_v, ρ -зависимости смеси метан–вода состава $x = 0,5$ мол. доли

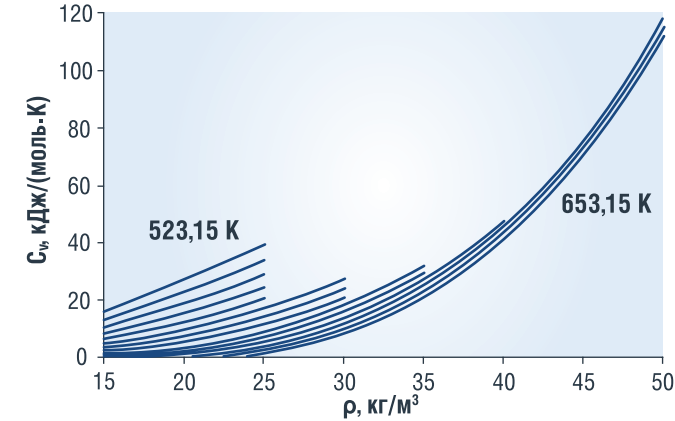


РИС. 11. Изотермы C_p, ρ -зависимости смеси метан–вода состава $x = 0,5$ мол. доли

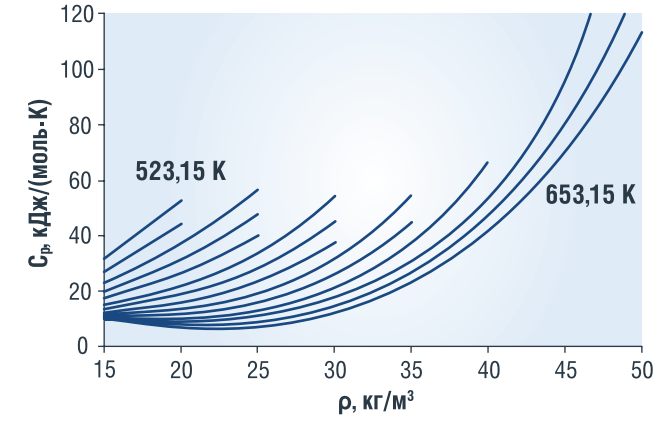


РИС. 10. Изотермы зависимости C_v смеси метан–вода от концентрации для $\rho = 30$ кг/м³

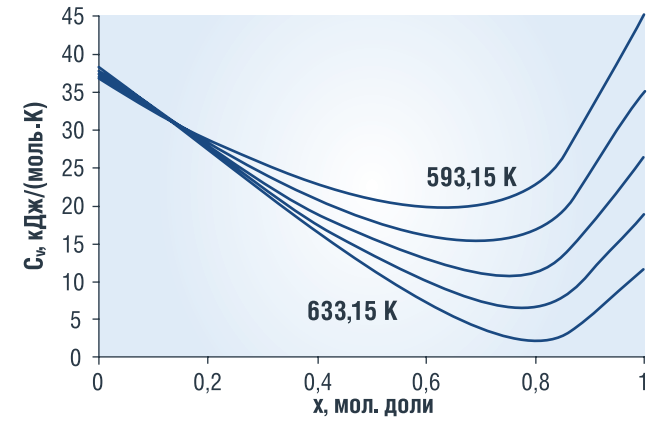
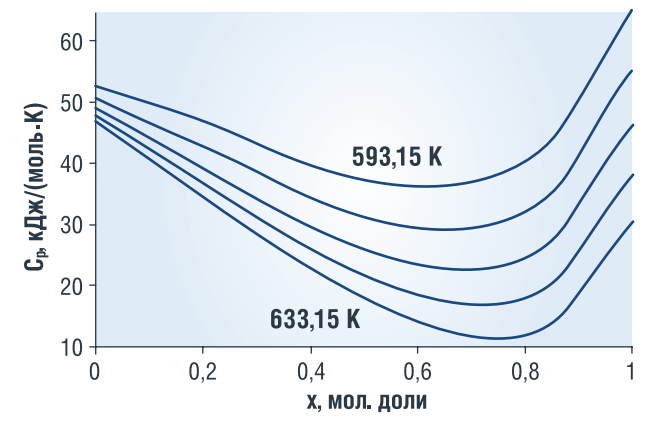


РИС. 12. Изотермы зависимости C_p смеси метан–вода от концентрации для $\rho = 30$ кг/м³



Величину внутреннего давления смеси $p_{\text{в}}$ можно выразить через коэффициенты изотермической сжимаемости (2) и объемного термического расширения (4):

$$p_{\text{в}} = p - (\alpha \times T / K_T). \quad (10)$$

Основные термодинамические свойства смесей можно рассчитать, как изменение их относительно идеально-газового состояния при давлении 0,1 МПа в диапазоне исследованных температур.

Изохорная теплоемкость

Для расчета изохорной теплоемкости смесей [9]

$$C_v - C_{v0} = - \int_{\rho_0}^{\rho} T \left(\frac{\partial^2 p}{\partial T^2} \right)_{\rho} \frac{d\rho}{\rho^2}, \quad (11)$$

необходимо знать ее значения в идеально-газовом состоянии C_{v0} . Для этого запишем выражение для изобарной теплоемкости смесей в идеально-газовом состоянии [12]:

$$C_{p0}(T, x) = (1 - x) \times C_{p0}^{\text{в}}(T) + x \times C_{p0}^{\text{с}}(T), \quad (12)$$

где $C_{p0}^{\text{в}}(T)$ и $C_{p0}^{\text{с}}(T)$ – изобарные теплоемкости в идеально-газовом состоянии воды и метана соответственно, определяемые эмпирическим уравнением [12]

$$C_{p0}^0(T) = A + BT + CT^2 + DT^3. \quad (13)$$

Значения коэффициентов уравнения (13) взяты из [12], приведены в таблице 3.

Следовательно, величина изохорной теплоемкости смесей в идеально-газовом состоянии равна:

$$C_{v0}(T, x) = C_{p0}(T, x) - R. \quad (14)$$

Из уравнения (1) с учетом (11) и (14), получим выражение для расчета величины изохорной теплоемкости смесей:

$$C_v(\rho, T) = R \sum_{i=1}^m \sum_{j=0}^{n_i} a_{ij} \frac{T_{\text{кр}}^j (1-j) j}{\rho_i^j \times T^{j \times i}} (\rho^i - \rho_0^i) + C_{v0}(T) x \quad (15)$$

Как видно из рис. 9, C_v при всех температурах плавно растет с ростом плотности, а в зависимости от концентрации воды (рис. 10) имеет минимум в диапазоне $x = 0,6 - 0,8$ мол. доли воды.

Изобарная теплоемкость

Характер зависимости изобарной теплоемкости смесей от температуры, плотности и состава, рассчитанной по выражению [9]

$$C_p = C_v + T \frac{(\partial p / \partial T)_{\rho}^2}{\rho^2 (\partial p / \partial \rho)_T}, \quad (16)$$

иллюстрируют рис. 12 и 13.

Изобарная теплоемкость смеси в зависимости от плотности имеет поведение аналогично изохорной (рис. 11), а концентрационная зависимость аналогична изохорной теплоемкости (рис. 12).

РИС. 13. Изотермы w, ρ -зависимости смеси метан–вода состава $x = 0,5$ мол. доли

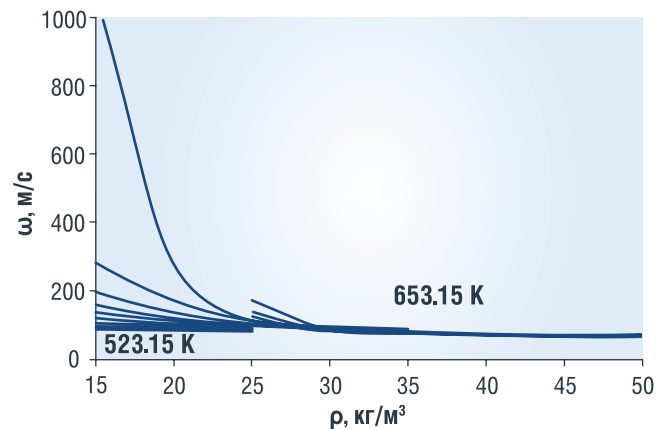
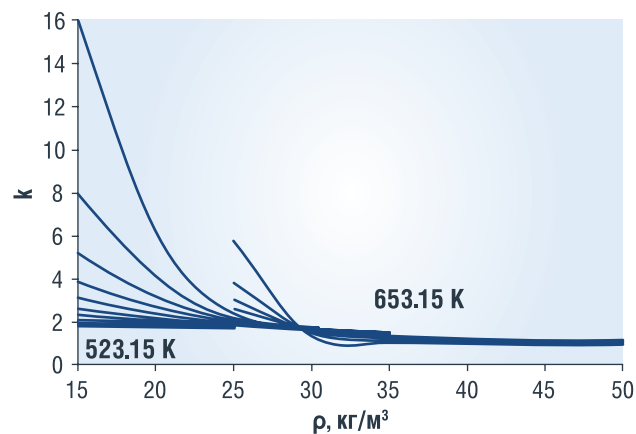


РИС. 15. Изотермы k, ρ -зависимости смеси метан–вода состава $x = 0,5$ мол. доли



Скорость звука

Данные о скорости распространения звука в смеси вместе с данными о ее плотности могут быть использованы для построения термодинамических энтропийных диаграмм, необходимых для расчета тепловых процессов, происходящих в экстракционных и энергетических установках.

Зависимость скорости распространения звука в среде от плотности и температуры определяется выражением [9]:

$$w^2(\rho, T) = \frac{c_p(\rho, T)}{c_v(\rho, T)} \left(\frac{\partial p}{\partial \rho} \right)_T. \quad (17)$$

Величина скорости звука w в смеси уменьшается с ростом плотности (рис. 13).

Концентрационная зависимость w имеет максимумы при $x = 0,8$ мол. доли воды, которые увеличиваются с ростом температуры (рис. 14).

Показатель адиабаты [8]:

$$k(\rho, T) = \frac{\rho}{p(\rho, T)} \frac{c_p(\rho, T)}{c_v(\rho, T)} \left(\frac{\partial p}{\partial \rho} \right)_T. \quad (18)$$

Показатель адиабаты k смеси имеет аналогичную зависимость от плотности и температуры и от концентрации, как и скорость звука w (рис. 15, 16).

РИС. 14. Изотермы зависимости w смеси метан–вода от концентрации для $\rho = 30$ кг/м³

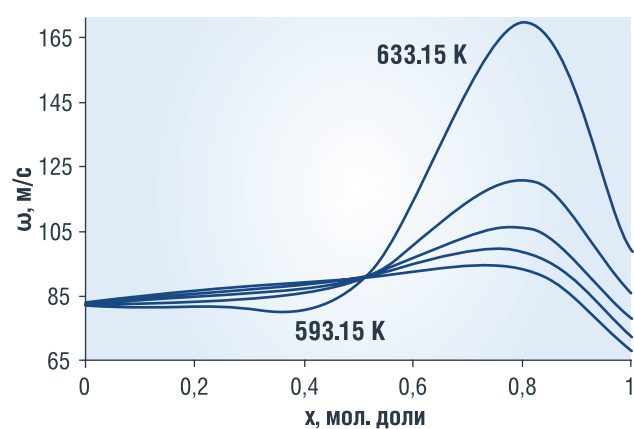
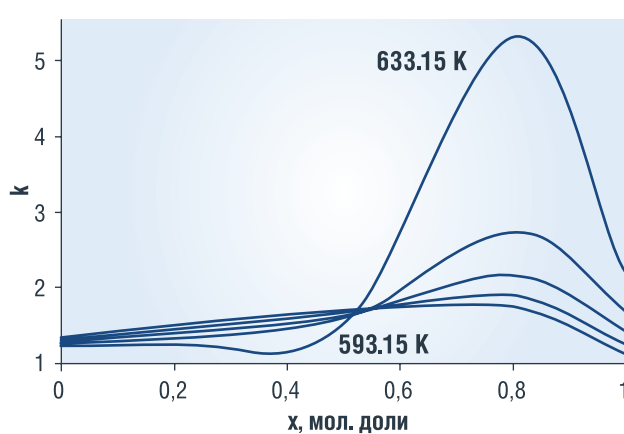


РИС. 16. Изотермы зависимости k смеси метан–вода от концентрации для $\rho = 30$ кг/м³



Энергия Гельмгольца

Выражение для расчета изменений энергии Гельмгольца чистого вещества относительно идеально-газового состояния [12]

$$F - F_0 = - \int_1^V \left(p - \frac{RT}{V} \right) dV - RT \ln \frac{V}{V_0} = \int_0^p \frac{(p - RT\rho)}{\rho^2} d\rho + RT \ln \frac{\rho}{\rho_0} \quad (19)$$

применимо и для смеси постоянного состава ($x = const$). Энергия Гельмгольца смеси в идеально-газовом состоянии равна

$$F_0(T) = H_0(T) - S_0(T)T - RT, \quad (20)$$

где зависимость энтальпии H_0 и энтропии S_0 от температуры определяется как:

$$H_0(T) = H_0(T_0) + \int_{T_0}^T C_{p_0}(T) dT, \quad (21)$$

$$S_0(T) = S_0(T_0) + \int_{T_0}^T \frac{C_{p_0}(T)}{T} dT. \quad (22)$$

ТАБЛИЦА 2. Значение энтальпии и энтропии в стандартном состоянии

вещество	Н0, Дж/моль. Т0=100 К	SO, Дж/(моль·К). Т=298 К
вода	3289	188,74
метан	3509	186,19

РИС. 17. Изотермы F, ρ -зависимости смеси метан–вода состава $x = 0,5$ мол. доли

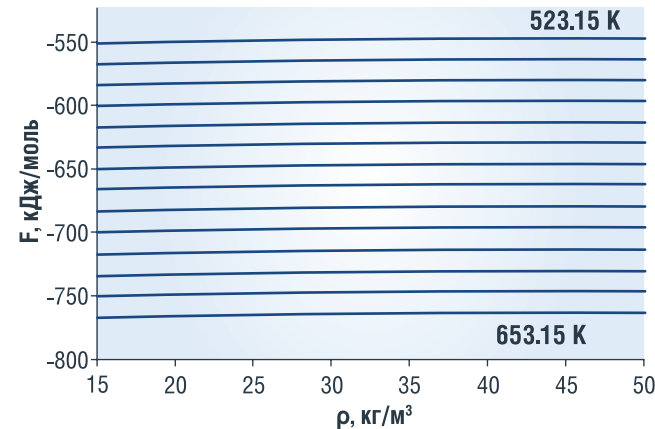
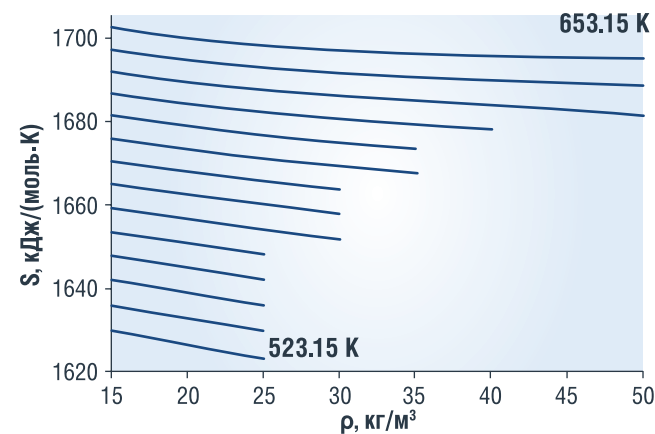


РИС. 19. Изотермы S, ρ -зависимости смеси метан–вода состава $x = 0,5$ мол. доли



В таблице 2 приведены взятые из работ [13, 14] значения энтальпии H_0 при температуре $T_0 = 100$ К и энтропии S_0 при температуре $T_0 = 298$ К для чистых веществ в идеально-газовом состоянии.

Из уравнения (1) с учетом (19)–(22) получаем выражение для расчета энергии Гельмгольца смеси постоянного состава ($x = const$) в зависимости от плотности и температуры:

$$F(\rho, T) = RT \sum_{i=1}^n \sum_{j=0}^{S_i} a_{ij} \frac{T_{кр}^j \times \rho^i}{\rho_{кр}^i \times T^j \times i} + RT \ln \frac{\rho}{\rho_0} + F_0(T). \quad (23)$$

Энергия Гельмгольца смеси метан–вода состава $x = 0,5$ мол. доли уменьшается с ростом температуры и незначительно растет с ростом плотности (рис. 18). С ростом концентрации воды величина энергии Гельмгольца увеличивается независимо от температуры (рис. 19).

Энтропия

Изменение энтропии смеси постоянного состава относительно идеально-газового состояния можно рассчитать по выражению [12]

$$S - S_0 = \int_1^V \left[\left(\frac{\partial p}{\partial T} \right)_V - \frac{R}{V} \right] dV + R \ln \frac{V}{V_0} = - \int_0^p \left[\left(\frac{\partial p}{\partial T} \right)_\rho - R\rho \right] \frac{d\rho}{\rho^2} - R \ln \frac{\rho}{\rho_0}. \quad (24)$$

РИС. 18. Изотермы зависимости F смеси метан–вода от концентрации для $\rho = 30$ кг/м³

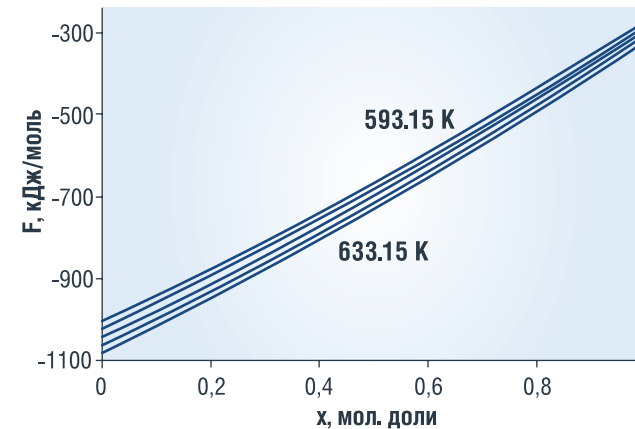
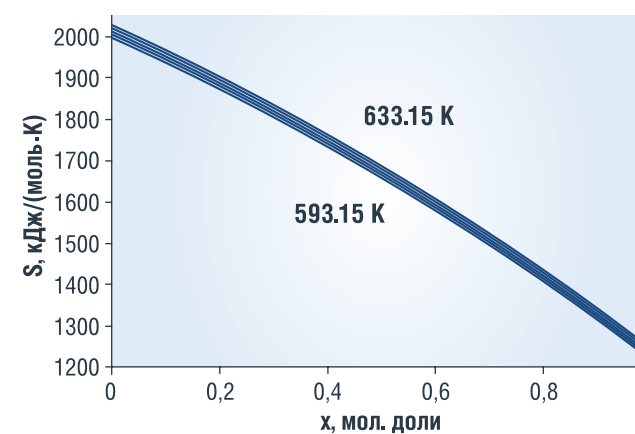


РИС. 20. Изотермы зависимости S смеси метан–вода от концентрации для $\rho = 30$ кг/м³



Из (1), (22) и (24) получаем:

$$S(\rho, T) = -R \left[\sum_{i=1}^n \sum_{j=0}^{S_i} a_{ij} \frac{T_{кр}^j \times \rho^i(1-j)}{\rho_{кр}^i \times T^j \times i} + \ln \frac{\rho}{\rho_0} \right] + S_0(T) \quad (25)$$

Энтропия смеси метан–вода состава $x = 0,5$ мол. доли убывает с ростом плотности и возрастает с ростом температуры (рис. 19).

Величина энтропии с ростом концентрации воды падает (рис. 20).

Энтальпия

На рис. 22 представлена зависимость энтальпии смеси вода–этанол состава $x = 0,5$ мол. доли от плотности и температуры, рассчитанная по выражению [12]

$$H(\rho, T) = F(\rho, T) + T \times S(\rho, T) + RT \times Z(\rho, T). \quad (26)$$

Как видно, величина энтальпии смеси с ростом плотности слабо убывает, а для температур выше 643,15 К немного растет (рис. 21). Характер концентрационной зависимости энтальпии иллюстрирует рис. 22.

Внутренняя энергия

Выражение для внутренней энергии смеси постоянного состава имеет вид:

$$U(\rho, T) = F(\rho, T) + T \times S(\rho, T). \quad (27)$$

РИС. 21. Изотермы H, ρ -зависимости смеси метан – вода состава $x = 0,5$ мол. доли

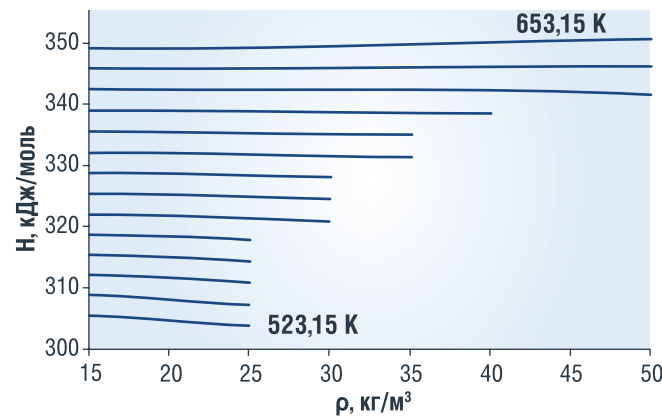


РИС. 23. Изотермы U, ρ -зависимости смеси метан – вода состава $x = 0,5$ мол. доли

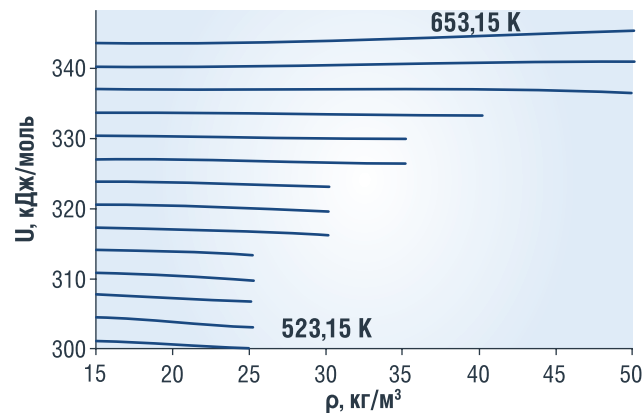
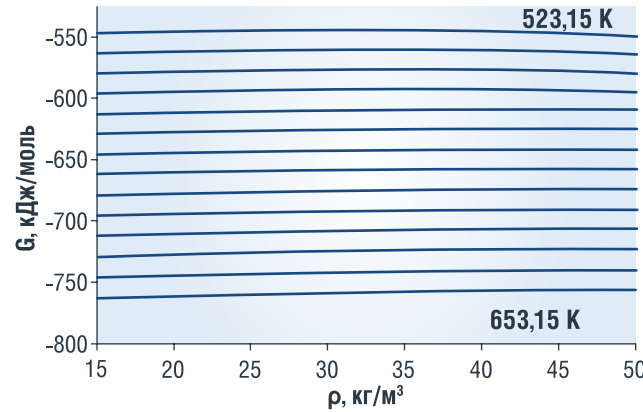


РИС. 25. Изотермы G, ρ -зависимости смеси метан – вода состава $x = 0,5$ мол. доли



Подставляя в (27) значения энергии Гельмгольца (23) и энтропии (25), рассчитаны значения внутренней энергии смесей. Зависимость величины U от плотности, температуры и состава смеси представлена на рис. 23 и 24.

Характер поведения внутренней энергии аналогичен поведению энтальпии (рис. 21 и 22).

Энергия Гиббса

Зная зависимость энтальпии и энтропии смеси постоянного состава от плотности и температуры, можно рассчитать энергию Гиббса.

РИС. 22. Изотермы зависимости H смеси метан – вода от концентрации для $\rho = 30$ кг/м³

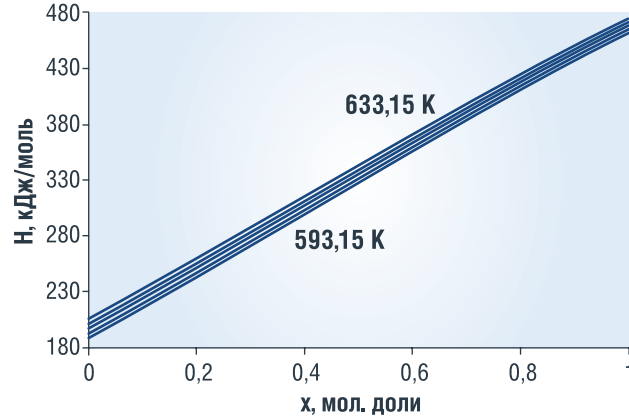


РИС. 24. Изотермы зависимости U смеси метан – вода от концентрации для $\rho = 30$ кг/м³

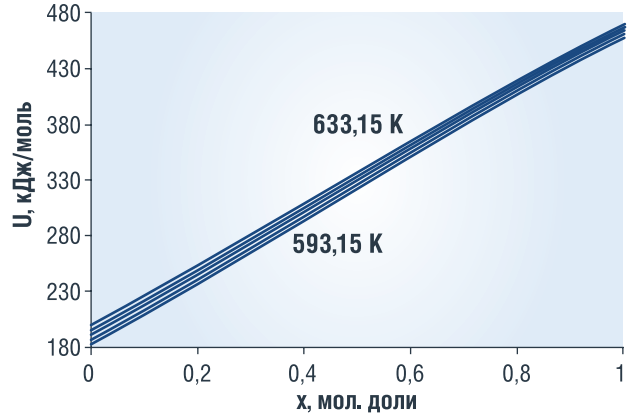
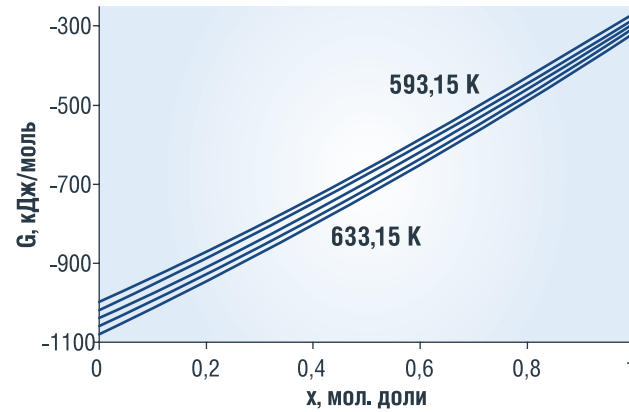


РИС. 26. Изотермы зависимости G смеси метан – вода от концентрации для $\rho = 30$ кг/м³



$$G(\rho, T) = H(\rho, T) - T \times S(\rho, T) \quad (28)$$

Зависимость энергии Гиббса от плотности, температуры и концентрации (рис. 25 и 26), аналогична зависимости энергии Гельмгольца (рис. 17 и 18).

Дифференциальный изотермический дроссельный эффект представляет собой уменьшение энтальпии смеси при медленном протекании ее под действием постоянного перепада давлений сквозь пористую перегородку без изменения температуры:

$$d^{из} = \left(\frac{\partial H}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{\rho} - \frac{T}{\rho^2} \left(\frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_\rho \left(\frac{\partial \rho}{\partial p} \right)_T^{-1} \quad (29)$$

РИС. 27. Изотермы $d^{из}, \rho$ -зависимости смеси метан – вода состава $x = 0,5$ мол. доли

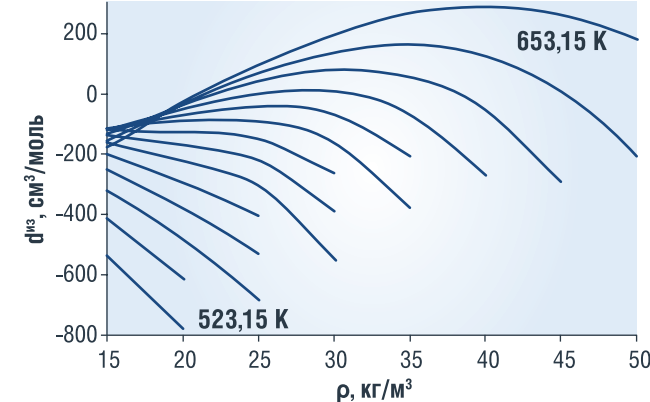
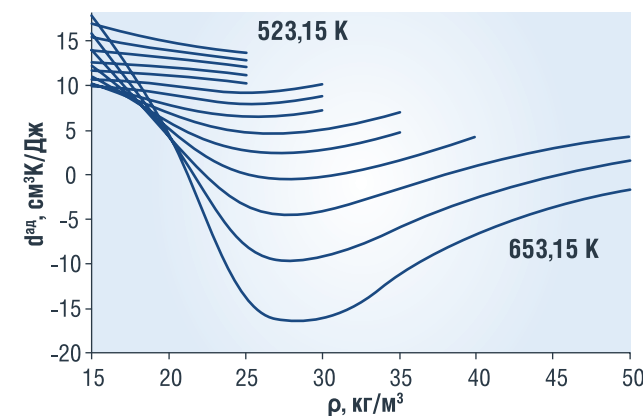


РИС. 29. Изотермы $d^{ад}, \rho, T$ -зависимости смеси метан – вода состава $x = 0,5$ мол. доли



Из (1) и (29) получаем:

$$d^{из}(\rho, T) = \frac{1}{\rho} - \frac{T}{\rho^2} \left(R \rho \left(1 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=0}^{S_i} a_{ij} \frac{T_k^j \cdot \rho^i (1-j)}{\rho_{kr}^j \cdot T^j} \right) \right) \left(RT \left(1 + \sum_{i=1}^m \sum_{j=0}^{n_i} a_{ij} \frac{T_{kr}^j \cdot \rho^i (i+1)}{\rho_{kr}^j \cdot T^j} \right) \right)^{-1} \quad (30)$$

Величина изотермического дроссельного эффекта с ростом плотности смеси вначале убывает (для $T < 613,15$ K), и для $T > 613,15$ K плавно растет, имеет максимумы в зависимости от температуры и с ростом плотности убывает (рис. 27). Величина $d^{из}$ от концентрации $x = 0,8$ мол. доли практически не зависит, а далее уменьшается с ростом концентрации (рис. 28).

Дифференциальный адиабатный дроссельный эффект – это изменение температуры смеси при медленном протекании ее под действием постоянного перепада давлений сквозь пористую перегородку без теплообмена с внешней средой:

$$d^{ад}(\rho, T) = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_H = - \frac{d^{из}(\rho, T)}{C_p(\rho, T)} \quad (31)$$

Адиабатический дроссельный эффект с ростом плотности и температуры убывает, имеет минимум при $\rho \sim 30$ кг/м³ и далее плавно растет (рис. 29). Концентрационная зависимость $d^{ад}$ имеет особенность в области $x \sim 0,9$ мол. доли воды (рис. 30). ●

РИС. 28. Изотермы зависимости $d^{из}$ смеси метан – вода от концентрации для $\rho = 30$ кг/м³

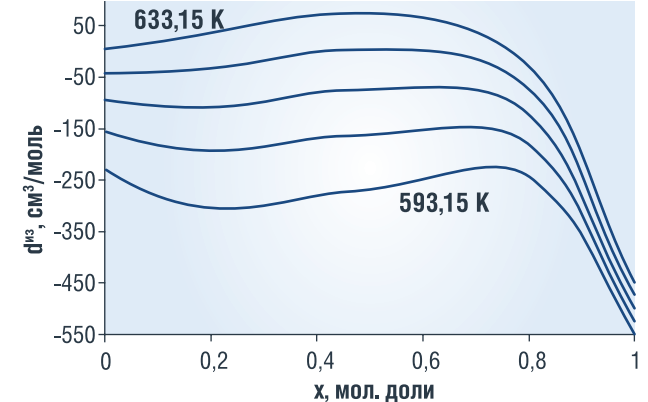
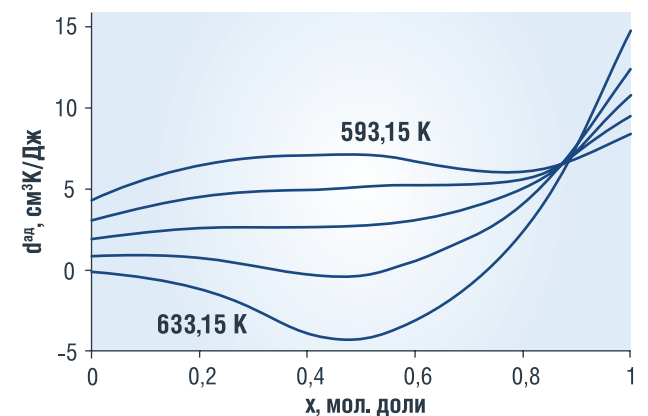


РИС. 30. Изотермы зависимости $d^{ад}$ смеси метан – вода от концентрации для $\rho = 30$ кг/м³



Литература

1. Базаев А.Р., Базаев Э.А. Объемные свойства природного газа, залегающего в пластах в условиях высоких температур и давлений // В сборн. «Вести газовой науки» 2018, № 5 (37), с. 30–37.
2. NIST Chemistry WebBook <http://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>
3. Александров А.А., Григорьев Б.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара: Справочник // ГСССД Р-776-98–М.: Издательство МЭИ. 1999. 168 с.
4. А.Р. Базаев, Б.К. Карабекова, А.А. Абдурашидова. СКФ. 2013. Т. 8. № 2. С. 11.
5. Сычев В.В., Вассерман А.А. и др. Термодинамические свойства азота. М.: Изд-во стандартов. 1977. 352 с.
6. Вукалович М.П., Алтуни В.В., Спиридонов Г.А. ТВТ. 1967. Т. 5. № 2. С. 265.
7. Александров А.А., Григорьев Б.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара. М.: Издательство МЭИ. 1999. 168 с.
8. Карабекова Б.К. Базаев А.Р. Уравнение состояния для водно-спиртовых растворов в широком диапазоне параметров // Актуальные проблемы освоения возобновляемых энергоресурсов. Материалы VI школы молодых ученых. Махачкала, 2013. С. 300–307.
9. Шпильрайн Э.Э., Кессельман П.М. Основы теории теплофизических свойств веществ. М.: Энергия. 1977. 248 с.
10. Мелвин-Хьюз Э.А. Физическая химия. М.: Изд-во иностр. лит. 1962. 1148 с.
11. Карцев В.Н., Родникова М.Н., Бартел Й., Штыков С.Н. ЖФХ. 2002. Т. 76. № 6. С. 1016.
12. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей / Пер. с англ. под. ред. Б.И. Соколова. Л.: Химия. 1982. 592 с.
13. Cooper J.R. International journal of Thermophysics. Vol. 3. 1982. № 1. P. 35.
14. Chao J., Hall K.R. International journal of Thermophysics. Vol. 7. 1986. № 2. P. 431.

KEYWORDS: temperature, pressure, piezometer, compressibility factor, solubility, supercritical fluid, equation of state.

РЕКОНСТРУКЦИЯ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ РАЗРЕЗА СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

по данным макроскопического описания керн в пределах Юганско-Колтогорской зоны

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНО ОПИСАНИЕ ФАЦИЙ, ВЫДЕЛЕННЫХ В ОТЛОЖЕНИЯХ ГРУППЫ ПЛАСТОВ Ю₂₋₄ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ. ПРОИЗВЕДЕНА ГРУППИРОВКА ЭТИХ ФАЦИЙ. ОПРЕДЕЛЕНЫ УСЛОВИЯ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ВО ВРЕМЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ. ПРОИЗВЕДЕН ИХНОФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ИССЛЕДУЕМЫХ ПОРОД

THIS ARTICLE DESCRIBES THE FACIES ISOLATED IN THE SEDIMENTS OF THE YU₂₋₄ FORMATION GROUP OF THE TYUMEN FORMATION. GROUPING OF THESE FACIES HAS BEEN MADE. THE CONDITIONS OF SEDIMENTATION DURING THE FORMATION OF DEPOSITS OF THE TYUMEN FORMATION ARE DETERMINED. AN ICHNOFACIAL ANALYSIS OF THE STUDIED ROCKS WAS PERFORMED

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: литологический состав, керн, фация, условия осадконакопления, ихнофациальный анализ, биотурбация, тюменская свита.

Лобынцева Юлия Александровна
студент

Хохлова Елена Владимировна
студент

Ширяев Артем Александрович
специалист кафедры геологии
и месторождений нефти и газа

Галинский Кирилл Александрович
старший преподаватель кафедры геологии
и месторождений нефти и газа

ФГБОУ ВО Тюменский Индустриальный
университет

УДК 551



Изучение петрографического состава отложений является основой для всех ключевых геолого-геофизических построений, и, соответственно, исследования керн имеют большую теоретическую и практическую ценность [1, 2]. Цель данного исследования – восстановить условия осадконакопления разреза среднеюрских отложений (пласты Ю₂₋₄) по данным макроскопического описания керн скважин на исследуемой территории.

с гравийными зернами, с исключительными тонкими линзовидно-слоистыми сериями алевроито-глинистой фракции.

Характерные текстуры: ряби течения, массивная, косая слоистость. Присущи углефицированные растительные остатки, углефицированная древесина в виде крупных обломков, фитодетритовые импульсы.

Присутствуют линзы и прослои сидерита [3].

Суть фациального анализа сводится к восстановлению физико-географических условий по составу отложений. Одним из основных методов познания прошлого является принцип актуализма

Задачами нашей работы является изучение литологического состава, структурно-текстурных особенностей пород тюменской свиты и определение условий осадконакопления во время формирования отложений тюменской свиты.

Суть фациального анализа сводится к восстановлению физико-географических условий по составу отложений. Одним из основных методов познания прошлого является принцип актуализма.

Среднеюрский нефтегазоносный комплекс представлен в 13 нефтегазоносных районах, в 8 из которых он является продуктивным. Территория Юганско-Колтогорской зоны занимает площадь 105,5 тыс. км², в административном отношении включает часть территории ХМАО-Югры, запад Томской области, северо-восток юга Тюменской области и незначительную территорию юго-востока ЯНАО. Исследование проводилось на основании отложений пластов Ю₂₋₄ по данным 49 скважин исследуемого района работ. Мощность отложений по керну в скважинах варьируется в пределах 1,16–56,71 м.

Континентальные обстановки осадконакопления

Фация – русловые отмели меандрирующих рек. Сложена песчаниками разнозернистыми

Группа фаций внешних речных пойм

Фация береговых валов. Выражена песчаниками светло-серыми по гранулометрическому составу от тонко- до мелкозернистых. Явные текстуры: массивная, косая слоистость, иногда крупная, слойчатость ряби течения (косая), деформации, как правило, крупные. Встречаются фрагментарно включения крупных углефицированных растительных остатков, обломков глинистых пород [3].

Отложения в виде песков разливов выражены песчаниками монокромными разного гранулометрического состава (средне-, мелкозернистыми до тонкозернистых) и алевроито-глинистой фракцией. Для этих образований свойственны: мелкая косая слойчатость ряби течения, восходящая рябь течений, реже косая, массивная, флазерная, линзовидно-волнисто-слоистая. В кровле отмечаются растительные корни, обломки углефицированной древесины. Встречаются зерна сидерита, линзы и включения пирита [3].

Группа фаций внутренних речных пойм

Участки пойм, временно заливаемые, характеризуются различным переслаиванием

песчаников тонкозернистых до мелкозернистых с алевролитоглинистой фракцией, с прослоями глинистых пород – аргиллитов, иногда углистых и углей. Текстурные признаки: волнисто-слоистая, линзовидно-слоистая, ряби течения, деформации, массивная. Встречаются трещины усыхания и синерезиса. Единичная, редко слабая биотурбация – ихнофация *Skolithos*, *Scoyenia*. Встречаются включения зерен сидерита и пирита [3].

Фация – заболоченная пойма. Выражена углями, аргиллитами углистыми, аргиллитами, реже алевролитами глинистыми. Текстуры: массивная, деформации, реже линзовидно-слоистая [3].

Прибрежно-морские обстановки осадконакопления

Фация верхней предфронтальной зоны пляжа. Данные отложения представляют собой песчаники по гранулометрическому составу средне-мелкозернистые, иногда до тонкозернистых. Для них свойственна массивная текстура, слоистость субгоризонтальная, пологонаклонная, косая бугорчатая, волнистая. Иногда обнаруживаются раковины двустворчатых моллюсков небольшого размера, единичные ходы *Skolithos* [3].

Образования средней предфронтальной зоны пляжа выражены песчаниками различной гранулометрии: от тонкозернистых алевроитистых до среднезернистых. Породы характеризуются массивными текстурами, флазерной и субгоризонтальной слоистостью, выявляются серии с бугорчатой косой слоистостью и волновой рябью. Биотурбация слабой и средней степени, в основном представлена ходами ихнофагии *Skolithos* и *Cruziana* [3].

Нижняя предфронтальная часть пляжа образована песчаниками тонко-мелкозернистыми с явно заметной примесью алевро-глинистых фракций.

Для этих отложений характерна бугорчатая косая слойчатость, обнаруживаются прослои с пологонаклонной слоистостью. Биотурбация достаточно интенсивная, диагностирована ходами ихнофаций *Skolithos* и *Cruziana*. Отмечается обилие остатков морских организмов [3].

Группа фаций вдольбереговых баров и барьерных островов

Бар вдольбереговой. Исследуемые отложения представлены следующими литотипами: песчаники тонкозернистые, сменяющиеся алевролитом глинистым с прослоями тонкозернистого песчаника. Диагностированы такие текстуры, как: массивная, пологонаклонная, субгоризонтальная, косая. Также обнаруживаются горизонтальная и бугорчатая косая слоистость. В прослоях алевролита отмечаются трещины синерезиса. В кровельной части отмечаются углефицированные растительные остатки. Встречается большое количество линз пиритизации и сидеритизации [3].

Дельтовый комплекс фаций. Группа – морской край дельты

При исследовании керна, отнесенного к фации приливо-отливного канала макроскопически описаны песчаники, гранулометрически от средне-мелкозернистых до тонкозернистых. По проведенному текстурному анализу керна выделяются: массивная, наклонная слоистость, волнистая слоистость, ряби течения. Биотурбация слабой степени интенсивности представлена ходами *Palaeophycus*, *Teichichnus* [3].

При анализе отложений, приуроченных физико-географически к условиям **приливо-отливной отмели**, обнаружены ритмичное переслаивание глинистого алевролита и тонкозернистого песчаника, волнисто-слоистого, линзовидного. Характерны волновая рябь, двойные глинистые слои. Биотурбации представлены ходами *Thalassinoides*, *Planolites*, *Scolicia*, *Arenicolite*, *Teichichnus*, *Skolithos*, *Palaeophycus*, *Diplocraterion* [3].

Дельта. Подводная часть

Проксимальный конус выноса дельты охарактеризован мелкозернистыми песчаниками с фрагментарными прослоями глинистой составляющей. Текстуры пород образованы бугорчатой косой слоистостью, мелкой, в том числе косой слойчатостью ряби (волновой). Биотурбации плохо выражены и характеризуются ихнофациями *Cruziana* и *Skolithos*. Встречаются обломки углефицированной древесины, частично пиритизированной, углефицированные растительные остатки [3].

Фация среднего конуса выноса дельты. Отложения фации представлены переслаиванием серий песчаника тонкозернистого и алевролита глинистого, иногда аргиллита.

Слоистость, образованная штормами, преобладает в песчаных пачках, также встречается волновая рябь, текстуры деформации и биотурбации. В песчаных прослоях единичные крупные ходы *Skolithos*. Присутствуют трещины синерезиса, обломки раковин двустворчатых моллюсков, прослои и линзы сидеритизации, включения пирита [3].

Фация дистального конуса выноса дельты. Переслаивание алевролитов глинистых, песчаников и аргиллитов.

Текстуры: мелкая косая слойчатость волновой ряби, бугорчатая косая слоистость, градиционная слоистость. Редки текстуры линзовидной слоистости и деформационные.

Биотурбации: *Cruziana*.

Выявлено наличие трещин синерезиса. По слою – углефицированная древесина, имеющая различный размер и раковинный детрит.

В результате резкой смены условий осадконакопления в керновом материале были выделены маломощные прослои (~ 1–2 м), так называемые

остаточные (трансгрессивные) слои. Они выделяются по керновому материалу в пределах отложений пахомовской пачки пласта Ю₂⁰ в 17 скважинах. Отложения трансгрессивных слоев представлены либо песчаниками от крупнозернистых до мелкозернистых, либо алевролитами песчаными до глинистых, реже аргиллитами. Отложения характеризуются плохой сортировкой. Отмечаются прослои карбонатизации. Для пород характерна интенсивная биотурбация крупными ходами *Diplocraterion*, *Skolithos*, *Thalassinoides*, *Palaeophycus*, *Planolites*, *Cylindrichnus* *Skolithos*, *Chondrites*. Включения зерен пирита, конкреции, линзы и прослои сидеритизации, включения зерен глауконита.

Таким образом, нами были восстановлены условия осадконакопления разреза среднеюрских отложений (пласты Ю₂₋₄) по данным макроскопического описания керна скважин на исследуемой территории. Осадконакопление происходило преимущественно в континентальных условиях. Также произведена группировка фаций, в породах тюменской свиты проведен ихнофациальный анализ.

Нами была построена палеогеографическая карта формирования отложений разреза среднеюрского нефтегазоносного комплекса в пределах Юганско-Колтогорской зоны.

Результаты данной работы могут быть полезны при прогнозировании и поисках промышленных скоплений углеводородов. ●

Литература

1. Карогодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. М.: «Недра», 1980, 242 с.
2. Закономерности изменения фильтрационно-емкостных свойств осадочных пород в типовых разрезах Западной Сибири / под ред. Ирбэ Н.А. / ЗапСибВНИИгеофизика, 1986, 309 с.
3. Чернова О.С. «Обстановки седиментации терригенных природных резервуаров», уч. пособие, г. Тюмень, изд-во ТюмГНГУ, 2010 г., 110 с.

KEYWORDS: lithological composition, core, facies, sedimentation conditions, ichnofacial analysis, bioturbation, Tyumen formation.

ЭНЕРГАЗ ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА



Дожимные и вакуумные компрессорные станции



Системы комплексной газоподготовки



Блочные пункты подготовки газа



Теплообменное оборудование



Проектирование и производство



Доставка и монтаж



Наладка, испытания, обучение персонала



Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energas.ru www.energas.ru



Экспресс-анализатор для опасных жидкостей

СОТРУДНИКИ ИННОВАЦИОННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ СПБГУ «СПИНУС» РАЗРАБАТЫВАЮТ ПРОМЫШЛЕННЫЙ ОБРАЗЕЦ ПРИБОРА, ПОЗВОЛЯЮЩЕГО, НЕ ВСКРЫВАЯ УПАКОВКИ, ОПРЕДЕЛЯТЬ ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ЖИДКОСТИ ВНУТРИ. Работа анализатора основана на принципе ядерного магнитного резонанса. Ученым удалось разработать устройство, способное в зашумленном электромагнитными помехами и искаженном магнитном поле Земли получать качественный сигнал от ядер водород- и фторсодержащих жидкостей. Датчик прибора окружают стенки из немагнитных металлов, уменьшающие электромагнитные помехи. Внутри находится катушка индуктивности, в которую помещается образец исследуемого вещества. На него воздействуют сильным магнитным полем, затем – слабым радиопульсом. В итоге ядра вещества излучают радиосигнал, который с помощью компьютера преобразуется в спектр, по которому можно определять, какая жидкость находится внутри упаковки, не открывая ее.



Нефтепродукты из пластикового мусора

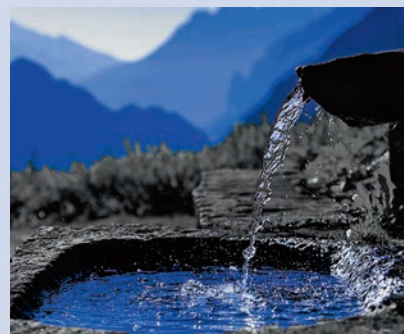
УЧЕНЫЕ ИЗ КРАСНОЯРСКОГО НАУЧНОГО ЦЕНТРА СО РАН И РЯДА УНИВЕРСИТЕТОВ КРАСНОЯРСКА ВЫДЕЛИЛИ УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ ИЗ ПЛАСТИКОВОГО МУСОРА. Новый способ основывается на газифицированном «сжигании» полимера, после которого остается синтетический газ и немного золы. Полученные нефтепродукты можно использовать как топливо или сырье в нефтехимических процессах. Нагревание заставляет полимеры разрушаться до соединений с более короткой молекулярной цепью. Это свойство помогло ученым разложить полимеры низкотемпературным сжиганием в буроугольном газе, что привело к переработке полимеров в углеводородное сырье. Вместо «сожженного пластика» на выходе получили различные виды углеводородов. В ходе реакции образовывался синтез-газ и газойлевый конденсат. Первый можно использовать в качестве топлива для производства электроэнергии, пара или водорода. Второй – в процессах нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности, в т.ч. для изготовления первичных полимеров.



Многоразовые очистители воды от пермских химиков

ОДНА ИЗ ВАЖНЫХ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ – ЗАГРЯЗНЕНИЕ СТОЧНЫХ ВОД ФЕНОЛОМ.

Он образуется в результате работы нефтеперерабатывающих и коксохимических предприятий.



Для очищения применяют, в том числе, фильтры на основе активных углей. Бактерицидные свойства фенола не позволяют направлять загрязненную воду на биологические очистные сооружения. Исследователи Пермского Политеха предложили технологию восстановления свойств активных углей, насыщенных фенолом, с целью их многократного использования, с помощью специально выделенной культуры микроорганизмов, которые они адаптировали к фенолу. Ученые выбрали условия, при которых бактерии сохраняют жизнеспособность в питательной среде в присутствии загрязнителя. Поглотительная способность активных углей после биохимической обработки достигала первоначального значения, а в некоторых случаях даже превышала его.



Торф для восстановления почвы

КОМПОНЕНТЫ ТОРФА МОГУТ ПЕРЕРАБАТЫВАТЬ ОРГАНИЧЕСКИЕ ЭКОТОКСИКАНТЫ И ИОНЫ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ В ПОЧВЕ. Экологи Пермского Политеха разработали гуминовый препарат на его основе, определив наиболее эффективный состав. Разработка позволит восстановить почву от разливов нефтепродуктов и других опасных веществ. В составе торфа есть гуминовые соединения, обладающие способностью разрушать органические экотоксиканты и ионы тяжелых металлов нефти в почве. Они поглощают загрязнители и «превращают» их в гумус. Ученые установили, что для создания препаратов наиболее эффективно использовать образцы низинного торфа высокой степени разложения. В них они выявили самое высокое содержание гуминовых веществ.



Поверхности камер сгорания для гелеобразных топлив от ученых ТПУ

УЧЕНЫЕ ТПУ РАЗРАБОТАЛИ НОВЫЕ ТИПЫ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА ДЛЯ СЖИГАНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ГЕЛЕОБРАЗНЫХ ТОПЛИВ.

Время задержки зажигания уменьшено на 30 %, а сами поверхности имеют сверхвысокую стойкость к осаждению продуктов горения, что позволит улучшить работу двигателей и камер сгорания. В дальнейшем научный коллектив намерен получить композитные материалы с керамической матрицей Cu/SiC, характеризующиеся свойствами, необходимыми для работы передовых цифровых технологий.

Новые материалы для высокоточных детекторов

УЧЕНЫЕ СГУ РАЗРАБОТАЛИ НОВЫЕ МОДЕЛИ ДВУМЕРНЫХ ГИБРИДНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ВЫСОКОТОЧНЫХ ДЕТЕКТОРОВ УФ-ИЗЛУЧЕНИЯ ДЛИТЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ.



Эти детекторы могут использоваться для анализа биологических и химических веществ, мониторинга окружающей среды и др. Сегодня для конструирования электронных устройств с заданными характеристиками применяется сочетание 2D-материалов атомарной толщины с различным типом проводимости в виде ван-дер-ваальсовых гетероструктур – гибридных материалов, состоящих из чередующихся слоев различных кристаллов. Ученые СГУ исследовали возможность реализации контакта металл-полупроводник на базе новых конфигураций ван-дер-Ваальсовых гетероструктур, образованных 2D-монослоем борофена с металлической проводимостью в сочетании с графеноподобными полупроводниковыми монослоями нитридом галлия (GaN) и оксидом цинка (ZnO). Они построили атомные модели новых ван-дер-Ваальсовых гетероструктур и спрогнозировали их свойства. Предложенные конфигурации термодинамически стабильны и обладают высокой электропроводностью, а также демонстрируют хорошую устойчивость значений тока к изменению температуры при малых напряжениях. На их основе могут быть разработаны новые типы полевых вертикальных транзисторов с барьером Шоттки и высокоточные детекторы УФ-излучения.

ОСУШИТЕЛЬ ГАЗА. БЛОК ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.3. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа



Блоки осушки для очистки и осушки природного газа

Блоки осушки природного газа (БОПГ) предназначены для очистки и осушки природного газа, подаваемого в газоиспользующее оборудование, в том числе и в компрессорные установки автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС).

БОПГ (блок осушки природного газа) предварительно очищает газ от механических примесей и капельной влаги, затем осушает его с помощью адсорбента, находящегося в адсорберах.

Конструкция

Схема блока осушки состоит из двух адсорберов. Первый адсорбер поглощает влагу из природного

газа в поверхность адсорбента, в то время как другой находится в процессе регенерации (десорбции), адсорбция и десорбция проходят поочередно. В результате, данное оборудование может непрерывно выпускать чистый и сухой природный газ.

Регенерация адсорбента осуществляется в закрытом контуре, тем самым снижается потребление газа на регенерацию до минимального уровня. Переключение режима осуществляется системой автоматического управления (CAU) по мере насыщения адсорбента влагой.

Эта система обеспечивает работу блока в автоматическом либо в полуавтоматическом режиме, предусмотрена возможность ее

подключения к CAU АГНКС или к CAU высшего уровня.

Блоки осушки природного газа рассчитаны на работу с газом, имеющим 100% влажность при температуре газа +10°C.

Параметры товарного газа после блока в соответствии с ГОСТ27577-2000.

БОПГ рассчитаны на пропускную способность до 2300 нм³/ч при рабочем давлении до 1,2 МПа (12 кгс/см²), выполнены в блочном исполнении, что позволяет осуществить их быстрый монтаж на месте.

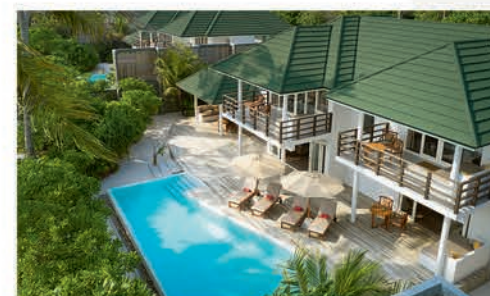
По требованию заказчика может быть поставлено оборудование, рассчитанное на другую производительность. ●



Siyam World – остров возможностей, меняющий традиционное представление об отдыхе на Мальдивах

- Siyam Water World – самый большой плавучий надувной аквапарк в Индийском океане
 - Единственный остров на Мальдивах с собственной конюшней-ранчо размером более чем 15 000 м²
 - Более дюжины баров и ресторанов, среди которых каждый гурман найдет свой любимый
 - Отель работает на плане питания WOW!All Inclusive!
- В пакет входят 4 ресторана и 4 бара, неограниченный ассортимент безалкогольных и алкогольных напитков и, помимо питания, большой список активностей: от аквааэробики до вечеринки у бассейна
- Детский клуб Kidz World на острове – это отдельный мир детского рая и веселья!
 - 19 категорий для проживания: 8 видов вилл на воде, 10 на земле, включая абсолютно невероятные 7 категорий резиденций из коллекции Beach House
 - Коллекция Beach House – это потрясающие резиденции, которые имеют собственные привилегии: завтрак на вилле, эксклюзивный доступ в японский ресторан, бар и многое другое. Это островной отдых по системе «все включено», который предлагает множество вариантов, начиная от ресторанов, развлечений и спа

Siyam World – природный остров площадью 54 гектара, один из крупнейших курортов на Мальдивах, созданный самой природой и сохранивший 6-километровый домашний риф и его обитателей нетронутыми



ПЛАСТИНЧАТЫЙ ВАКУУМНЫЙ НАСОС

- Оборудование и инструмент в НГК
- Нефтепромысловое оборудование
- Прочее



Пластинчатый вакуумный насос относится к насосам роторного типа, который сжимает откачиваемую воздушную смесь посредством изменения объема рабочей камеры.

Конструкция пластинчатого насосного оборудования зависит от типа вакуумного насоса, который бывает масляным и безмасляным. Масляный пластинчато-роторный насос дополнительно снабжен системой для смазки и узлами для очистки воздуха.

Устройство

- Литой корпус с крышкой.
- Электрический привод с редуктором.

- Вал с насаженным на него ротором.
- Система смазки (для масляных насосов).
- Система очистки воздуха (для масляных насосов).
- Газобалластное устройство.

Корпус насоса имеет форму цилиндра, внутри которого происходит процесс сжатия. На корпусе и крышке находятся впускное и выпускное отверстия, снабженные специальными клапанами.

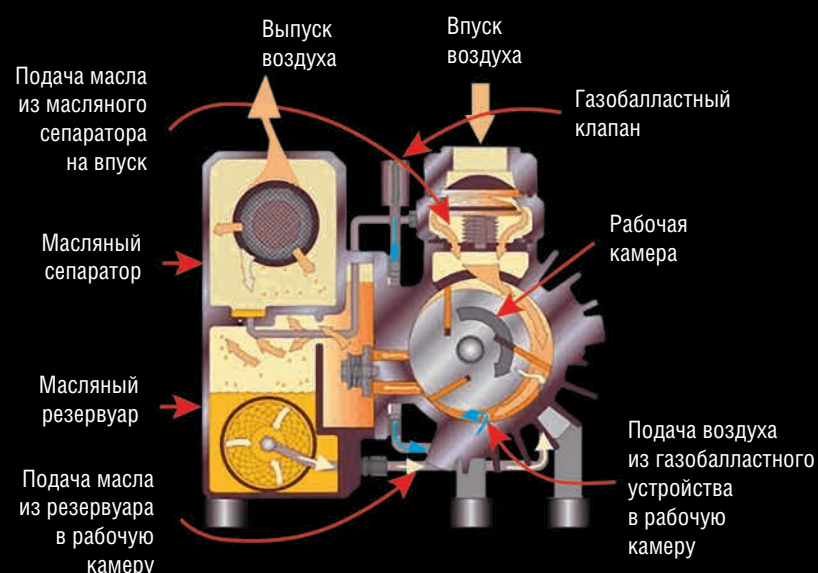
Ротор неподвижно закреплен на валу, смещенного относительно центра корпуса.

Вал соединен с двигателем, который приводит в действие весь механизм. На роторе имеются пазы с пружинами и пластинами. Пластины размещены под определенным углом, сжимая пружины в пазах. При увеличении расстояния между ротором и корпусом, пружина выталкивает лопасть, чтобы сохранялась герметичность рабочей полости.

Лопастей ротора изготавливаются из стали или из графита, все зависит от типа насоса: графитовые пластины применяются в сухих насосах, а металлические – в масляных.

Масло в рабочую камеру масляных насосов подается через систему смазки. Для очистки воздуха предусмотрен специальный масляный сепаратор – резервуар, в котором оседают масляные пары. Дальше отфильтрованное масло снова попадает в систему смазки и используется повторно. Это позволяет экономно расходовать смазочный материал.

Насос снабжен приборами измерения и контроля давления, фильтрами для очистки входящего воздуха и уплотнителями.



Российская
Энергетическая
Неделя 2022

РОСКОНГРЕСС
Пространство доверия



12-14 октября
Москва,
ЦВЗ «Манеж»



rusenergyweek.com



Посетители выставки
Нефтегаз-2022



И. Тимонин, Д. Юрченко



Посетители выставки Нефтегаз-2022



Стенд компании Прософт Системы
на выставке Нефтегаз-2022



Участники конференции
Газомоторное топливо-2022



Стенд компании Элемер
на выставке Нефтегаз-2022



Участники выставки
Нефтегаз-2022



Р. Барштанюк



П. Сарафанников



Д. Корниенко



Участники выставки
Нефтегаз-2022



Участники выставки
Нефтегаз-2022



Участники СПГ Конгресса-2022



Спикеры конференции
Газомоторное топливо-2022



Стенд компании Механотроника
на выставке Нефтегаз-2022



Посетители выставки Нефтегаз-2022



Участники конференции
Газомоторное топливо-2022



Участники СПГ Конгресса-2022



Стенд компании Аналитприбор
на выставке Нефтегаз-2022



Стенд компании Ризур на
выставке Нефтегаз-2022



Стенд компании Авиатрон
на выставке Нефтегаз-2022



Участники выставки
Нефтегаз-2022



И. Сечин

Чтобы не допустить разрастания кризиса на всю мировую экономику, важно обеспечить координацию между регуляторами и поставщиками



Д. Трюдо

Мы не очень многое можем сделать (для Европы – ред.) в краткосрочной перспективе, чтобы помочь с приближающимися зимними трудностями



А. Силуанов

США и их сателлиты проводят политику изоляции России от международного сообщества



М. Орешкин

Стремления наших европейских коллег понятны, они хотят получать газ и за него не платить



Д. Мантуров

Неработающее предприятие – это неуплата налогов и деградация самого производства



Р. Христов

Ситуация с Газпромом не видится в розовом свете. Но, очевидно, что нам придется обратиться к ним



М. Моравецкий

Уголь для печей мы поставляли в последние годы из России



А. Козлов

25 % территории нашей страны находится под законодательной защитой



И. Шувалов

Мы были готовы к проведению расчетов без использования системы SWIFT



ПРОЕКТ ГРУПП

управляющая компания

ИНЖИНИРИНГ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ



Комплексные инженерные изыскания



Проектирование площадных и магистральных объектов



Проектирование систем безопасности



Инжиниринг и строительно-монтажные работы



Разработка проектов газоснабжения



project-group.ru



Москва | Южно-Сахалинск | Воронеж



DOMIINO

P R E M I U M

ВЫБРАТЬ
КВАРТИРУ



РАССРОЧКА 0%

НА 2 ГОДА

СТАРТ ПРОДАЖ
(812) 210 18 88



СПБ, УЛ. БЕЛООСТРОВСКАЯ, УЧ. 28

ЭТАЛОН

ЗАСТРОЙЩИК ООО "СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК "ЭТАЛОН". ЖК DOMIINO PREMIUM (ДОМИНО ПРЕМИУМ): Г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, МОЛАНСКОЕ, БЕЛООСТРОВСКАЯ УЛ., ЗЕМЕЛЬНЫЙ УЧ. 28. БЕСПРОЦЕНТНАЯ РАССРОЧКА ПРЕДОСТАВЛЯЕТСЯ ЗАСТРОЙЩИКОМ И ДЕЙСТВУЕТ ДО ВВЕДЕНИЯ ОБЪЕКТА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ. ПРОЕКТНЫЕ ДЕКЛАРАЦИИ НА [HTTPS://НАШ.ДОМ.РФ](https://наш.дом.рф). ПОДРОБНАЯ ИНФОРМАЦИЯ ОБ АКЦИИ, СРОКАХ, ПРАВИЛАХ ЕЕ ПРОВЕДЕНИЯ НА САЙТЕ: [ETALONGROUP.RU/SPB/](https://etalongroup.ru/spb/). АО "ГК "ЭТАЛОН" - ЭКСКЛЮЗИВНЫЙ ПАРТНЕР ПО ПОИСКУ И ПРИВЛЕЧЕНИЮ КЛИЕНТОВ.