ХРАНЕНИЕ ГИБРИДНОГО ВОДОРОДА НА ПХГ

МОНИТОРИНГ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТИРОВКИ

ЭКСПОРТ СПГ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

4 [136] 2023

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД В ОСВОЕНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



Входит в перечень ВАК (К1)

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ



ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, В Т.Ч. ГОРИЗОНТАЛЬНОЕ



ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН



РАЗРАБОТКА И СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ПОДБОР РЕЦЕПТУР



ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН

УСЛУГИ ПО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ СОПРОВОЖДЕНИЮ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

ГЕОГРАФИЯ



ФИЛИАЛЫ

Нефтеюганский филиал:
+7 (3463) 313-331

Томский филиал:
+7 (3822) 90-95-96

Ямальский филиал:
+7 (3494) 23-99-99

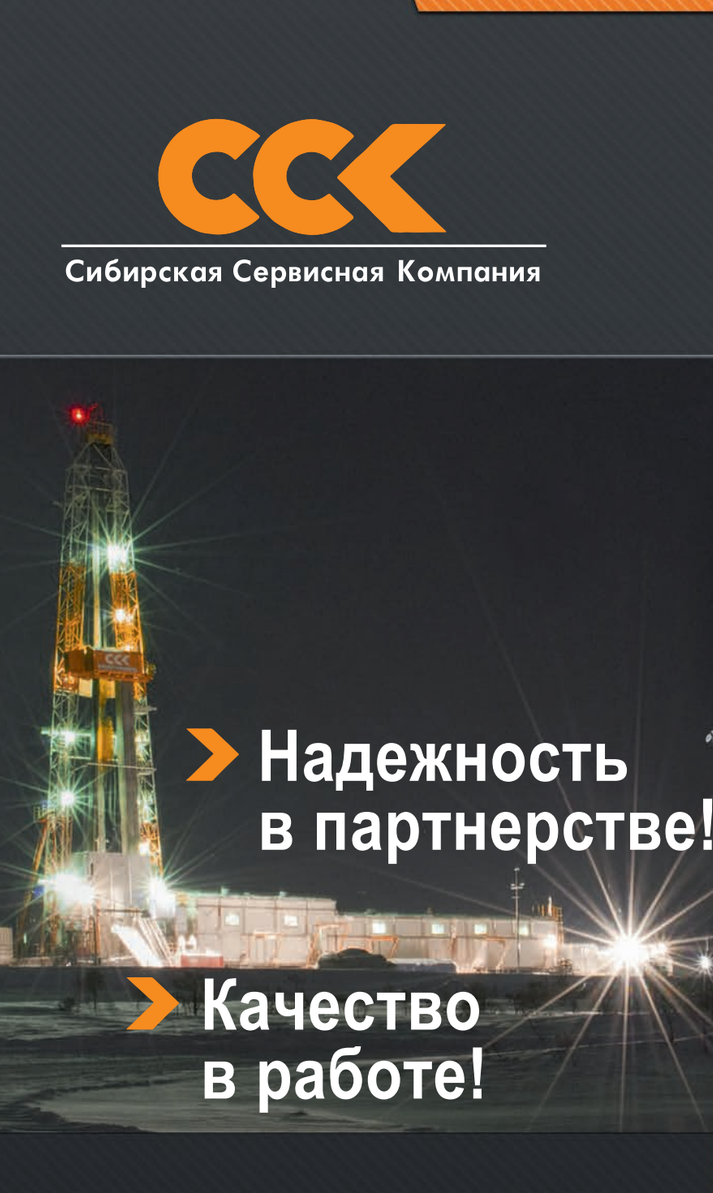
Управление цементирования скважин:
+7 (3463) 313-334

ССК-Технологии:
+7 (3463) 313-336

Ремонт скважин:
+7 (3463) 313-340

ПАРТНЕРЫ

РОСНЕФТЬ · ГАЗПРОМ НЕФТЬ · ЛУКОЙЛ · НОВАТЭК · Компания РуссНефть · TATNEFT · Салым Петролеум · Нефтиса Нефтяная компания · Imperial Energy (группа компаний ONGC Videsh Ltd) · ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ · АЛРОСА · ННК · АРКТИКГАЗ





ССК
Сибирская Сервисная Компания

Надежность в партнерстве!

Качество в работе!

Уверенность в будущем!

РЕКЛАМА

Тел./факс:
+7 (495) 225-75-95

АО «Сибирская Сервисная Компания»
Адрес (исполнительный аппарат):
125284, г. Москва, Ленинградский пр-т, д. 31а, стр. 1, эт. 9
e-mail: cck@sibserv.com

www.sibserv.com

AGORA

ООО ЗАВОД КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ "АГОРА"

СОЗДАВАЯ СИЛУ ДЛЯ БУДУЩЕГО



ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

- Педотвращение и тушение подземных пожаров в шахтах
- Создание безопасной среды при работе с жидкими углеводородами
- Бурение, освоение и ремонт нефтяных и газовых скважин
- Участие в колтюбинговых операция
- Испытание и ремонт трубопроводов

СЕРВИСНЫЙ ЦЕНТР В ХМАО-ЮГРА

628407, Россия, ХМАО-Югра,
г. Сургут, ул. Промышленная, 15
+ 7 (346) 251 11 88

ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ОФИС

350059, Россия, г. Краснодар,
ул. Уральская, д. 104
+ 7 (861) 205 13 19

РЕКЛАМА

ООО ЗАВОД КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ "АГОРА"

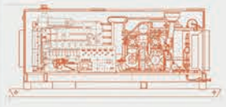
AGORA

КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ СЕРИИ ПМКС

Компрессорные станции серии ПМКС применяются при бурении, освоении, ремонте и эксплуатации газовых и нефтяных скважин. Серия ПМКС включает в себя модели станций для сжатия различных газов (агрессивных, взрывоопасных), в том числе с применением дожимных компрессоров собственного производства, а также модели воздушных и азотных компрессорных станций высокого, среднего, низкого давления, являющихся мобильным и автономным источником сжатого газа (азота) с использованием технологии мембранного газоразделения. Станции данного типа могут быть использованы для пожаротушения. Для работы в условиях низких температур оборудование поставляется в "северном исполнении". Для обеспечения мобильности оборудования также предусмотрено несколько вариантов исполнения установок:



На грузовом автошасси «КАМАЗ», «УРАЛ», «ИВЕКО» и т.д. требуемой проходимсоти



В блочно-модульном исполнении, в контейнере, оборудованном салазками для транспортировки посредством буксировки



В блочно-модульном исполнении, в контейнере



Смонтирована на прицепе

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА МОДЕЛЕЙ

МОДЕЛЬ, ИСПОЛНЕНИЕ	ПРОИЗВ., М³/ЧАС	ДАВЛЕНИЕ ИЗБ., МПА	КОНЦЕНТРАЦИЯ ИгС	МОЩНОСТЬ, Л.С.	ГАБАРИТЫ Д Х Ш Х В	ВЕС, КГ (НЕ БОЛЕЕ)
ПМКС-300/10С	300	10	90/95	360	10000 x 2500 x 3900	21000
ПМКС-300/22С	300	22	90/95	360	10000 x 2500 x 3900	21000
ПМКС-600/10С	600	10	90/95	520	10000 x 2500 x 3900	27500
ПМКС-1500/20	1500	20	90/95	515	10000 x 2500 x 3900	16000
ПМКС-600/25С	600	25	90/95	520	10000 x 2500 x 3900	28000
ПМКС-300/10Д	300	10	90/95	360	6100 x 2500 x 3000	24000
ПМКС-300/22Д	300	22	90/95	360	6100 x 2500 x 3000	11300
ПМКС-600/10Д	600	10	90/95	520	6100 x 2500 x 3000	14200
ПМКС-600/25Д	600	25	90/95	520	6100 x 2500 x 3000	14700

СОДЕРЖАНИЕ

Единая методика государственной оценки запасов

ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

22

Предотвращение осложнений при бурении и эксплуатации скважин

ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

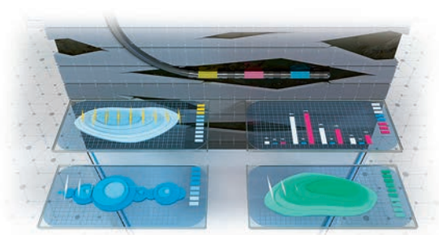
40

УЭЛН как трибодинамическая система: методы исследования



46

Мониторинг профиля притока горизонтальных скважин: практические примеры повышения эффективности выработки запасов



52

Эпохи НГК 6

РОССИЯ *Главное*

Зимбабвийские доллары, кенийские шиллинги, иранские риалы – чем пополнится российская казна? 8

Правительство расширяет перечень месторождений для экспорта СПГ 10

События 12

Первой строчкой 14

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Система для морских трехмерных сейсмоакустических наблюдений 16

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Единая методика государственной оценки запасов 22

НЕФТЕСЕРВИС

Максимальные показатели в условиях нестабильности: «НафтаГаз» объявляет 2023 годом эффективности 28

Механизированная добыча нефти 32

В Томском филиале ССК выбрали лучшие бригады буровиков и вышкомонтажников 38

Предотвращение осложнений при бурении и эксплуатации скважин 40

УЭЛН как трибодинамическая система: методы исследования 46

Мониторинг профиля притока горизонтальных скважин: практические примеры повышения эффективности выработки запасов 52

Возможности экспорта дальневосточного СПГ в страны АТР



58

Состояние и перспекитвы малотоннажного производства СПГ в России



66

ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

Хранение гибридного водорода на ПХГ

76

Определение плотности зарядов для дефектов типа «трещина»



86

Новости науки 56

РЫНОК

Возможности экспорта дальневосточного СПГ в страны АТР 58

Состояние и перспекитвы малотоннажного производства СПГ в России 66

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Хранение гибридного водорода на ПХГ 76

Методы мониторинга объектов транспортировки 80

Определение плотности зарядов для дефектов типа «трещина» 86

ШЕЛЬФ

Системный подход в освоении морских нефтегазовых месторождений Арктического шельфа 90

ЭКОНОМИКА

Проблемы экономико-информационной оценки эффективности разработки месторождений в инвестиционных проектах 96

Россия в заголовках 100

MODUS VIVENDI

Перезагрузка для топ-менеджеров в Подмосковье 102

Вечер Чайковского – ужин-концерт в Гранд Отеле Европа 104

Календарь событий 105

Хронограф 106

Нефтегаз Life 108

Классификатор 110

Цитаты 112

ЭПОХИ НГК

282 года назад

В 1741 году профессор Иоганн Амман делает прямую перегонку нефти и дает заключение: «...можно оную в лампадах вместо светильни употреблять, ежели самые тонкие и легкие ее частицы через дистилляцию отделять, то оная почти таковая будет, какова бывает простая персидская нефть».

200 лет назад

В 1823 году в районе села Акки-Юрт крепостные крестьяне братья Дубинины строят однокубовую нефтеперегонную установку периодического действия. Она создается по подобию печи для производства скипидара. Из 40 ведер нефти получалось 16 ведер неочищенного керосинового дистиллята.

145 лет назад

В 1878 году на Бакинских нефтепромыслах построен первый нефтепровод в России, его протяженность составила 9 км, диаметр – 76 мм.

116 лет назад

В 1907 году в Сент-Луи (США) открыта первая автозаправочная станция.

113 лет назад

В 1910 году из 1082 городов Российской империи уличное освещение имели 886, электрическое было в 74, а газовое – в 35 городах.

111 лет назад

В 1912 году Ротшильды продают все свои российские нефтяные активы «Royal Dutch Shell».

105 лет назад

В 1918 году В.И. Ленин подписал декреты о национализации нефтяной промышленности страны и об учреждении Главного нефтяного комитета при отделе топлива ВСНХ.

90 лет назад

В 1933 году администрация президента Франклина Рузвельта ввела систему квот на добычу нефти для штатов, целью которой было ограничение добычи в Восточном Техасе.

87 лет назад

В 1936 году начинается строительство столичного крекинг-завода, позже переименованного в Московский НПЗ.

72 года назад

В 1951 году открыто первое нефтяное месторождение в Болгарии – Тюленево.

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Анатолий Чижевский
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Анастасия Гончаренко
Анастасия Хасанова
Анна Шевченко

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко
Галина Зуева
Виктория Мыларщикова
Евгений Короленко
pr@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 778-41-01

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Лозгачев

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

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

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

Подписной индекс Урал Пресс 013265

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, предоставленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

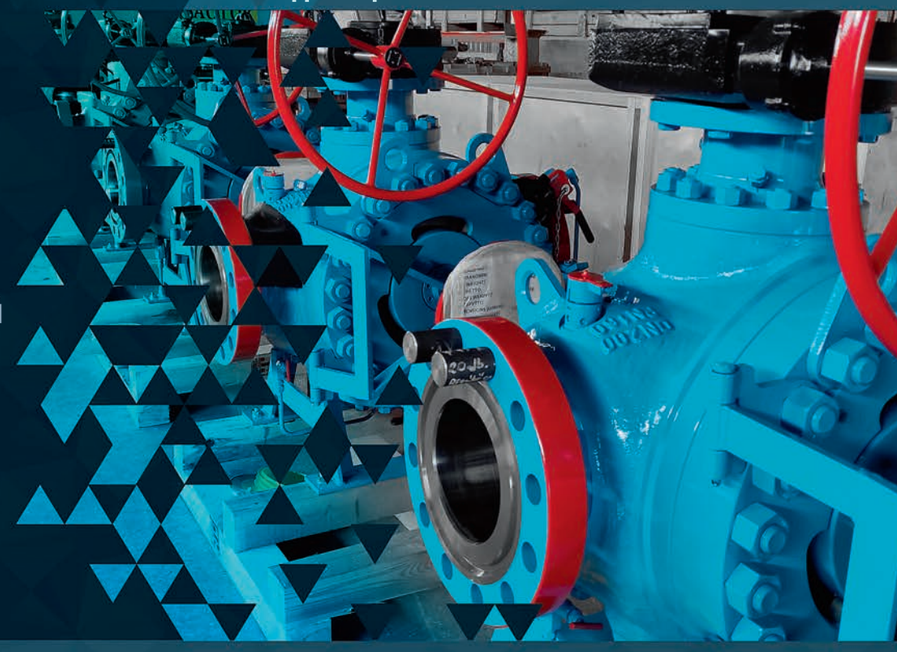
Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004

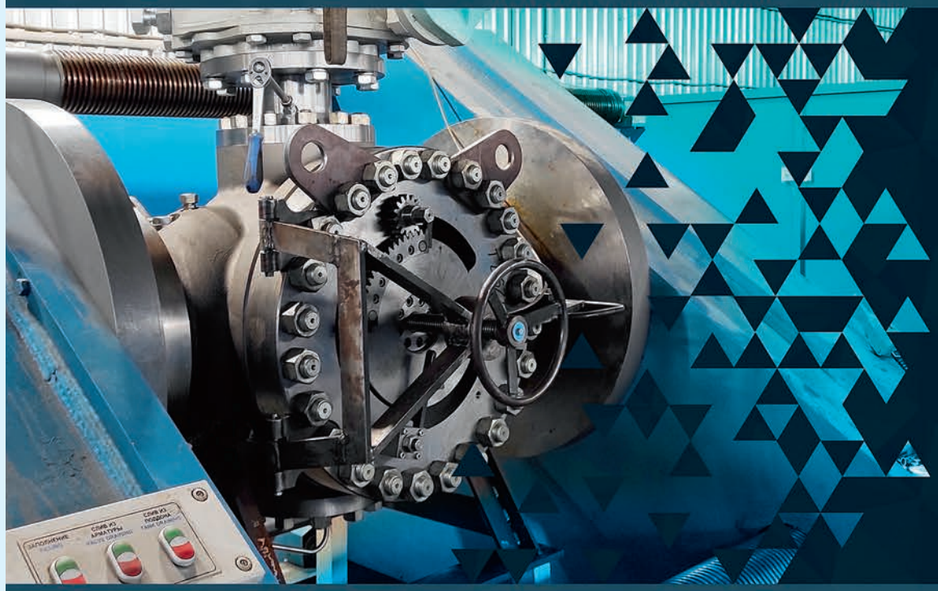
Высококачественное оборудование для предприятий нефтяной и газовой отраслей промышленности

ЗСПА
ЗАВОД СПЕЦИАЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ АРМАТУРЫ

- Краны
- ЗСПА Орбит
- Трехходовой кран
- Задвижки



ООО «ЗСПА» – российское предприятие, ориентированное на производство оборудования для добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья



- Затворы
- Клапаны
- Обратные клапаны

г. Москва, Научный проезд, дом 8, строение 1, пом. XIX, оф. 551

+7 (499) 750-06-23

office@зспа.рф

www.зспа.рф

РЕКЛАМА

200 млн %

составила инфляция в Зимбабве в 2009 году

65 тыс. т

СПГ продал Китай TotalEnergies за юани

150 млрд

долларов составил товарооборот Китая и Бразилии в 2021 году

190 млрд

долларов составил товарооборот России и Китая в 2022 году

ЗИМБАБВИЙСКИЕ ДОЛЛАРЫ, КЕНИЙСКИЕ ШИЛЛИНГИ, ИРАНСКИЕ РИАЛЫ – ЧЕМ ПОПОЛНИТСЯ РОССИЙСКАЯ КАЗНА?

Анна Павлихина



С тех пор, как у России не заладилось с Западом и ее интересы обратились на Восток, в странах последнего наметился ряд неожиданных тенденций. В плодородном полумесяце, который, как мы привыкли думать, находится в состоянии перманентного режима боевых действий, давние противостояния сменяются сближением, очень похожим на новые альянсы.

Так, Иран и Ирак договорились о сотрудничестве в сфере безопасности, а Сирия и Саудовская Аравия после десятилетнего разрыва возвращают дипмиссии. Ранее при посредничестве Китая Саудовская Аравия и Иран договорились возобновить отношения.

Еще одним проявлением дружбы Востока против Запада стало пополнение ШОС. В марте эта организация приняла в свои ряды нового члена – Саудовскую Аравию. Консолидация арабского мира, а также сближение с Азией подстегнули давно начавшийся, но вялотекущий процесс перехода этих стран на национальные валюты в международных торговых сделках. Многолетние попытки уйти от доллара лишь эпизодически увенчивались успехом, и это не удивительно, учитывая, что «авторитет» этих валют ничем не подкреплен, а гарантии стабильности некоторых из них и вовсе не существуют.

Для иллюстрации подойдет пример Зимбабве. Недавно страна заявила о своем желании расплачиваться за российскую нефть собственной валютой – зимбабвийскими долларами. О решении российской стороны нам пока не известно, но представляется, что эта попытка дедоллоризациии будет осложнена чрезмерной неустойчивостью предлагаемой валюты: в прошлом году инфляция в Зимбабве составила 243 %. И это не рекордный результат, в 2009 г. правительство страны хотело прекратить выпуск денег, т.к. их просто не успевали печатать из-за инфляции в 200 млн %.

Другой африканской стране, Кении, впервые в своей истории удалось закупить партию нефти у Саудовской Аравии за кенийские шиллинги, а не за американские доллары. Куда Саудовская Аравия денет эти шиллинги непонятно, сделка выглядит скорее как гуманитарная помощь Кении с целью подлить США ложку дегтя в баррель меда. Саудиты знают свой вес в поддержании долларового равновесия и понимают, что уход от доллара существенно повлияет на его котировки.

Совсем иная картина с юанем, роль которого в международной валютной системе неуклонно растет. Его охотно включают в золотовалютные резервы и активно используют на мировом финансовом рынке.

В декабре прошлого года Си Цзиньпин заявил, что Китай будет «в полной мере использовать» Шанхайскую биржу в качестве платформы расчетов в юанях при торговле углеводородами. В конце марта китайская CNOOC через Шанхайскую биржу впервые продала 65 тыс. т СПГ, поставленных из ОАЭ европейскому трейдеру TotalEnergies за юани.

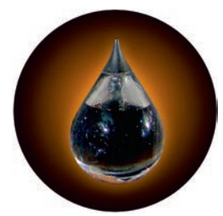
Тогда же Китай заключил соглашение с Бразилией о создании клиринговой палаты и использовании юаня в качестве валюты при совершении торговых операций. Только в прошлом году их было совершено на 150 млрд долларов.

Юань активно используется в российско-китайском товарообороте: две трети торговых сделок РФ и КНР заключаются в рублях и юанях. В прошлом году товарооборот двух стран составил 190 млрд долларов.

На расчет в национальных валютах переходят и другие страны БРИКС. Эксперты полагают, что на августовском саммите представители пяти стран обсудят создание единой валюты, которая, по их мнению, будет цифровой. Но это вопрос отдаленной перспективы, временно (или не временно) на эту роль может быть номинирован юань.

Переход к национальным валютам происходит на фоне разгорающегося банковского кризиса и волатильности цен на нефть, но мир знал и до этого многие кризисы, что не выступало поводом отвернуться от доллара. Теперь все по-другому.

Процесс, начавшийся дискретными попытками, носившими скорее оттенок эксперимента, превращается в тенденцию, не свойственную глобализирующемуся миру. Торговые отношения всегда тяготели к унифицированию средств оплаты. Большую часть истории эту роль выполняло золото. Потом его заменил доллар. Но, в отличие от золотых монет, чеканящихся в каждом монетном дворе, доллары печатают только в одной стране, что меняет всю картину, делая эту валюту не единой, а монопольной. Сегодня процесс перехода на национальные валюты имеет как сторонников, так и противников. Аргументы и тех и других продиктованы скорее политическими соображениями, чем экономической целесообразностью. Но разве большая экономика когда-то была отделена от большой политики? ●



ПРАВИТЕЛЬСТВО РАСШИРЯЕТ ПЕРЕЧЕНЬ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДЛЯ ЭКСПОРТА СПГ

Елена Алифирова

Правительство РФ решило расширить географию месторождений, с которых разрешен экспорт сжиженного природного газа. В перечень предложено добавить перспективные участки недр, расположенные на значительном удалении от Единой системы газоснабжения, к которым экономически нецелесообразно подводить трубопроводные магистрали. К ним относятся северные территории Красноярского края и ЯНАО, где сосредоточены большие запасы природного газа – около 3 трлн м^3. Это позволит нарастить объемы производства СПГ до 100 млн т в год в ближайшие 7 лет, а также увеличить его экспорт.

Сейчас обсуждается проект федерального закона о внесении изменений в статьи 2 и 3 ФЗ об экспорте газа, которым предусматривается предоставление исключительного права на экспорт СПГ пользователям участков недр на суше, полностью или частично расположенных севернее 67 параллели. Предполагается, что такая мера позволит монетизировать крупные запасы газа, расположенные на территориях, удаленных от ЕСГ и создать условия для увеличения производства и экспорта СПГ с перспективных проектов. Выведение из-под действия закона об экспорте газа операций по СПГ-бункеровке позволит стимулировать использование сжиженного газа в качестве бункерного топлива, которое является более экологичным для морского и речного судоходства.

Сегодня правом на экспорт СПГ обладают «Газпром», «Газпром экспорт», «Роснефть», дочки «НОВАТЭКа», а также «Газпром газонефтепродукт холдинг» с прицелом на будущие СПГ-проекты «Газпрома». На практике экспорт СПГ из России осуществляется с крупнотоннажных СПГ-заводов «Ямал СПГ» и «Сахалин-2», а также со среднетоннажных заводов «Криогаз-Высоцк» и КСПГ Портовая.

Рейтинги Neftegaz.RU

Министр энергетики Саудовской Аравии А.А. бен Сальман Аль Сауд заявил, что Саудовская Аравия не станет продавать нефть странам, установившим потолок цен на ее поставки. Антикартельный законопроект NOPEC в разных версиях пытаются принять уже почти 20 лет, но пока безуспешно

К чему приведет принятие антикартельного законопроекта NOPEC?

36%
Мировой энергетический рынок не готов безоговорочно подстраиваться под запросы потребителей, это приведет к дисбалансу между спросом и предложением, стагнации нефтяной отрасли и мировому экономическому кризису

5%
Создание альянса покупателей в противовес ОПЕК позволит регулировать мировые цены на нефть

29%
Законопроект NOPEC не будет принят, своим заявлением министр энергетики обозначил позицию Саудовской Аравии на случай, если в отношении Китая будут введены санкции, ограничивающие поставки в эту страну

30%
Д. Байден поддерживает нефтяные компании США, которые выступают против законопроекта NOPEC, а заявление саудовского министра – это попытка поддержать нефтяные котировки

На мартовской встрече в Москве главы России и Китая обсудили ряд вопросов, лежащих в основе экономических взаимоотношений двух стран. В какой сфере открываются наиболее широкие перспективы сотрудничества и какой из затронутых вопросов наиболее важен?

Какой аспект торгово-экономического взаимодействия России и Китая наиболее важен на данном этапе?

31%
Россия – ключевой поставщик газа в Китай, поэтому наиболее важным аспектом взаимодействия следует считать строительство МГП Сила Сибири-2

36%
Вопросы расширения поставок нефти, ведь за первые три месяца 2023 г. Россия была основным поставщиком этого сырья в Китай

7%
Мирный атом – энергия будущего, поэтому строительство 7-го и 8-го энергоблоков Тяньваньской АЭС и блоков 3 и 4 АЭС Сюйдапу – наиболее перспективны

26%
Совместное развитие Северного морского пути, т.к. это основной маршрут товарообмена между Россией и Китаем



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

На Песцовом месторождении запустили УСК

На севере Германии Saudi Aramco и Linde Engineering построят завод, где будет применена новая технология производства низкоуглеродного водорода. Новшеством является использование особого катализатора, который будет использоваться в процессе крекинга аммиака

На территории Песцового НГКМ введена в эксплуатацию установка стабилизации конденсата производительностью 700 тыс. т в год. На УСК получают широкие фракции легких углеводородов и стабильный газовый конденсат. ШФЛУ направляется в магистральный конденсатопровод Ямбург – Уренгой для дальнейшей доставки на завод в Новом Уренгое. Стабильный конденсат поступает в МНП Заполярье-Пурпе. Новый объект стал частью производственного комплекса для разработки нефтяной оторочки Песцового месторождения, который также включает центральный пункт сбора нефти и компрессорную станцию с установкой подготовки газа. Производственный комплекс обеспечивает уровень полезного использования ПНГ не ниже 95 %.

В Минфине назвали компании, попадающие под разовый сбор

Ставка единоразового взноса бизнеса в федеральный бюджет России будет определена после сдачи компаниями деклараций по налогу на прибыль. Решающую роль играет сумма, которая будет собираться, и ставка, а также будет учитываться прирост налоговой базы 2021–2022 гг. к 2018–2019 гг. Поступление платежей по однократному сбору ожидается в конце 2023 г. Под уплату взноса подпадают все компании, имеющие прирост, кроме предприятий нефтегазовой, угольной отрасли, сектора МСП и компаний с чистой доналоговой прибылью за 2021–2022 гг. менее 1 млрд руб. Исключения из разового сбора сделаны для нефтегазового сектора и малого бизнеса. В ноябре 2022 г. на нефтяную отрасль была увеличена налоговая нагрузка на период 2023–2025 гг.

Можно бурить на Аляске и запрещено в Северном Ледовитом океане

Администрация США одобрила проект по бурению нефтяных скважин на Аляске. Речь идет о месторождении Willow oil, которое будет разрабатывать компания ConocoPhillips на территории Национального нефтяного резерва. Компания ожидает, что на этом месторождении будет в ближайшие 30 лет добыто более 576 млн барр. нефти. В рамках проекта ConocoPhillips пробурит скважины на трех участках месторождения, это минимальный объем, делающий его экономически целесообразным.

В разработке еще двух участков компании было отказано, в т.ч. ближайшего к прибрежному водно-болотному угодью, известному как о. Тешекпук. Через два дня после одобрения проекта по разрешению бурения президент США Д. Байден принял решение заблокировать будущие договоры по аренде территорий для добычи нефти и газа в федеральных водах Северного Ледовитого океана, что является частью масштабного плана по защите 16 млн акров земли и воды на Аляске. Ограничения распространяются на будущие договоры и не помешают проекту Willow oil.

Россия и Китай наладили прямое контейнерное грузовое железнодорожное сообщение. Товарный состав был отправлен с железнодорожной станции Мафан в районе г. Пекина утром 16 марта, пункт назначения – Москва. Номенклатура перевозимой продукции: строительные материалы, бытовые электроприборы и одежда

Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз приступил к проведению 3D-сейсморазведки на Воргенском лицензионном участке недр. Развитие Воргенского кластера – следующий этап освоения Отдаленной группы месторождений, реализация которого позволит поддерживать уровень добычи и загруженность инфраструктуры начиная с 2025 г.

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

В Германии к востоку от острова Рюген начались разведывательные работы по проекту строительства двух последних из пяти запланированных терминалов для приема СПГ. К 2030 г. Германия рассчитывает импортировать 76,5 млрд м³ газа в год за счет поставок СПГ, что составит примерно 80 % от общего объема газа, потребленного страной в 2021 г.

На СПГ-терминале Elbehafen LNG осуществили разгрузку СУГ через FSRU. Elbehafen LNG в Брунсбюттеле станет третьим СПГ-терминалом на базе FSRU в Германии

В США запустили установку по производству чистого водорода на АЭС

На АЭС Найн-Майл-Пойнт в США запустили первую демонстрационную установку по производству водорода мощностью 1 МВт. Для разработки проекта Министерство энергетики США выделило 5,8 млн долл. Система генерации водорода осуществляется при помощи контейнерной протонообменной мембраны, которая использует безуглеродную энергию для разделения атомов водорода и кислорода в воде, производя 560 кг водорода в день. Этого хватает для охлаждения АЭС. Ранее водород на электростанцию доставлялся грузовиками. Компания Constellation, которая разработала систему, заявила, что планирует использовать произведенный водород для процессов охлаждения на других объектах компании и инвестировать 900 млн долл. до 2025 г. в коммерческое производство чистого водорода с использованием атомной энергии.

Equinor открыла новое шельфовое месторождение

Норвежская нефтегазовая компания Equinor разведала новое месторождение углеводородов на континентальном шельфе в Северном море, получившее название Хайзенберг. Его запасы составляют 24–84 млн барр. в нефтяном эквиваленте, причем нефти намного больше, чем газа. Для точного определения объемов в 2024 г. планируют пробурить разведочную скважину. Месторождение можно подключить к существующей инфраструктуре месторождения Тролль, что позволяет быстро поставить на рынок нефть по низкой цене и с низким уровнем выбросов CO_2. Сейчас королевство – один из ключевых экспортеров нефти и газа в Европу.

Россия за два месяца 2023 года поставила в Китай 15,68 млн тонн нефти, обогнав Саудовскую Аравию и став крупнейшим поставщиком. Импортеры скупали российскую нефть, продаваемую с большим дисконтом, превысив показатель аналогичного периода 2022 года на 23,8 %. В прошлом году Россия была вторым крупнейшим поставщиком в Китай, экспортировав 86,2 млн тонн нефти

Австралия запустила коммерческое производство водорода на проекте HESC

Фонд зеленых инноваций правительства Японии предоставит 220 млрд японских иен на закупку сжиженного водорода с предприятия, расположенного в порту Гастингс, который является частью проекта HESC. Цепочка поставок водорода будет состоять из нескольких этапов: добыча бурого угля на шахте Loy Yang (Австралия), измельчение и газификация угля, выделение водорода посредством воздействия пара. Газообразный водород будет перевозиться в цистернах высокого давления, а затем сжижаться при температуре -253 °C и транспортироваться в порт Кобе на японском острове Хонсю. Участниками проекта HESC являются ряд австралийских и японских компаний, включая Kawasaki Heavy Industries, Electric Power Development Co и AGL Energy. После запуска на полную мощность будет производиться 225 тыс. т водорода в год.

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Более 300 млн руб.

инвестирует Томскнефтехим в модернизацию производства полиэтилена

Выпуск продукции намерены повысить до **3,5 тыс. т в год**

В 2 раза

выросла чистая прибыль НОВАТЭКа по РСБУ в 2022 году, составив **640,36 млрд руб.**

245 млрд долл.

направит Австралия на строительство атомного флота

Оборонный бюджет страны увеличится с **2,11** до **2,6 %** ВВП

На 4,4 %

выросли контейнерные перевозки по сети РЖД с начала года

В январе–феврале 2023 г. масса перевезенных грузов достигла **1,123 млн TEU**

540 млрд руб.

составила выручка Росэнергоатома в 2022 г., увеличившись на **2,4 %**

50 млрд руб.

были направлены на ГРР и поиск новых месторождений в Якутии в 2022 г.

286 млн евро

составляет стоимость российских активов Nokian Tyres, которые она продаст Татнефти

За 10 месяцев Индия купила у Азербайджана нефти на более чем **$495 млн**

На 22 %

Славнефть увеличила добычу нефти в 2022 г.,

в эксплуатацию было введено **235 новых** добывающих скважин

На 4 %

российские АЭС перевыполнили задание ФАС за первые **3 месяца** 2023 года

На 42,8 %

в денежном выражении вырос экспорт российской нефти и топлива в 2022 г.

На 11,7 %

ЕС планирует сократить энергопотребление к 2030 г.

Финальное энергопотребление должно составлять **763 млн т** в нефтяном эквиваленте

Около 40 млрд м³

планирует экспортировать Турция по газовому хабу

В 3,3 раза, до € 208 млрд,

выросли расходы ЕС на покупку газа в 2022 г.

Расходы на покупку американского СПГ выросли в **7 раз**, составив **€ 48,4 млрд**

На 72,2 %

упала чистая прибыль Газпрома по РСБУ за 2022 г., составив **747,25 млрд руб.**

9,8 млрд руб.

направит завод Азот в Кемеровской области на модернизацию и создание новых производств

28 млрд руб.

вложат Россети в создание инфраструктуры для Ковыктинского месторождения:

строительство **500 км** ЛЭП и реконструкция подстанции Усть-Кут

На 69,5 %

увеличилась чистая прибыль Татнефти по РСБУ в 2022 г., составив **241 млрд руб.**

20 тыс. т нефти

Казахстан планирует поставить в Германию по МНП Дружба в апреле

По итогам 2023 г. – **300 тыс. т** нефти

70 долл. за барр.

составляет уровень цены нефти, на котором рассчитан новый госбюджет Ирака

СИСТЕМА ДЛЯ МОРСКИХ ТРЕХМЕРНЫХ СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ



Гайнанов Валерий Гарифьянович
профессор кафедры сейсмометрии и геоакустики геологического факультета МГУ, д.т.н.



Бирюков Евгений Алексеевич
генеральный директор научной компании ООО «СПЛИТ»



Токарев Михаил Юрьевич
ведущий научный сотрудник кафедры сейсмометрии и геоакустики геологического факультета МГУ, к.т.н.

Понимаскин Алексей Игоревич
главный геофизик ООО «Центр Анализа Сейсмических Данных МГУ»

Маев Петр Андреевич
начальник полевого отдела научной компании ООО «Сплит»

УДК 550.8

ПРИ ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЯХ НА АКВАТОРИЯХ ВАЖНО ИМЕТЬ ДЕТАЛЬНОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ О СТРОЕНИИ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА. В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ ДЛЯ ЭТОГО НАЧАЛИ ПРИМЕНЯТЬ ТРЕХМЕРНЫЕ СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКИЕ НАБЛЮДЕНИЯ. АВТОРЫ ИЗЛАГАЮТ СВОЙ ВЗГЛЯД НА КОНСТРУИРОВАНИЕ ТАКИХ СИСТЕМ, РАСЧЕТ ИХ ПАРАМЕТРОВ И ОЦЕНКУ ВОЗМОЖНОСТЕЙ. ПРЕДСТАВЛЕНЫ ПРИМЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАРУБЕЖНЫХ И РАЗРАБОТАННЫХ АВТОРАМИ СИСТЕМ

FOR ENGINEERING SURVEY DETAILED INFORMATION ON THE UPPER PARTS OF GEOLOGICAL BASEMENT IS VERY IMPOTENT. NOWADAYS MARINE 3D VERY HIGH RESOLUTION SEISMIC SURVEY SYSTEMS SEEM PERSPECTIVE FOR ACQUIRING THIS INFORMATION. AUTHORS DESCRIBE THEIR VIEW FOR DESIGNING OF SUCH SYSTEMS, CALCULATION OF THEIR PARAMETERS AND ESTIMATION OF THEIR CAPABILITIES. THEY PRESENT SOME EXAMPLES OF DATA ACQUIRED AS BY SUCH FOREIGN SYSTEMS AS BY THEIR OWN SYSTEM

Ключевые слова: *трехмерная сейсморазведка, инженерные изыскания на акваториях, ультравысокоразрешающая сейсморазведка, морские трехмерные сейсмоакустические наблюдения.*

Трехмерные наблюдения в нефтегазовой сейсморазведке начали применяться еще в 80-е годы прошлого столетия, и сейчас они стали уже обычным, широко используемым методом. Около 20 лет назад начались попытки использования подобной методики и для изучения самой верхней части разреза для инженерных и других целей. Однако простое копирование технологий в десятикратно мелкие масштабы, в особенности при морских наблюдениях, оказалось невозможным. Поэтому за этот период было предложено и опробовано множество способов морских трехмерных сейсмоакустических наблюдений (Гайнанов и др., 2017), которые, несмотря на отдельные успешные результаты, до производственного применения не дошли, за исключением проекта P-Cable 3D (https://ncs-subsea.com) (рис. 1, 2, 3).



Современные системы для морских трехмерных сейсмоакустических наблюдений

Проект P-Cable 3D начал развиваться еще с 2000-х годов, сначала как научно-исследовательская разработка, которая потом завоевала и коммерческий успех (Шматков, 2014).

Успех системы P-Cable обусловлен тем, что в ее разработке участвовали сразу несколько известных компаний: твердотельные косы – производства «Geometrics», пневматический источник – производства «Sercel». Да и сама конструкция P-Cable оказалась очень удачной во многих отношениях. В настоящее время она принадлежит компании Ocean Floor Geophysics (OFG), которая приобрела проект в партнерстве с PGS в марте 2022 года (https://www.oceanfloorgeophysics.com).

Следует заметить, что, хотя на сайте компании технология P-Cable называется ультравысокоразрешающей, применение пневматического источника ограничивает спектр сигнала частотой 250 Гц, что по принятой ныне

РИСУНОК 1. Система наблюдений P-Cable 3D (вид сверху и вид сзади)

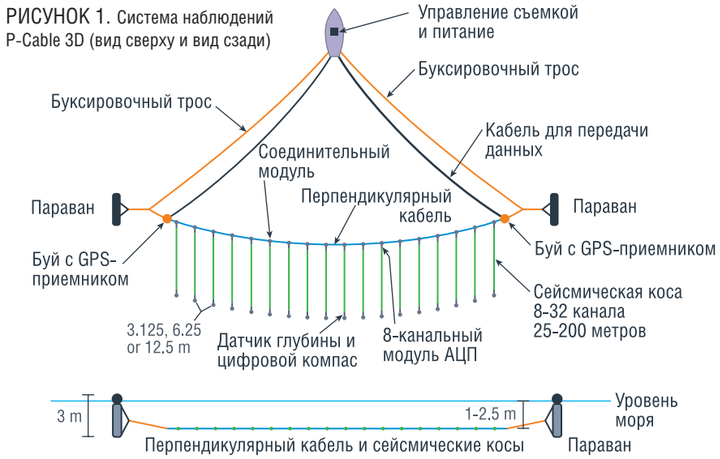


РИСУНОК 2. Сравнение временных разрезов обычной высокоразрешающей 3D-сейсморазведки и ультравысокоразрешающей P-Cable UHR3D

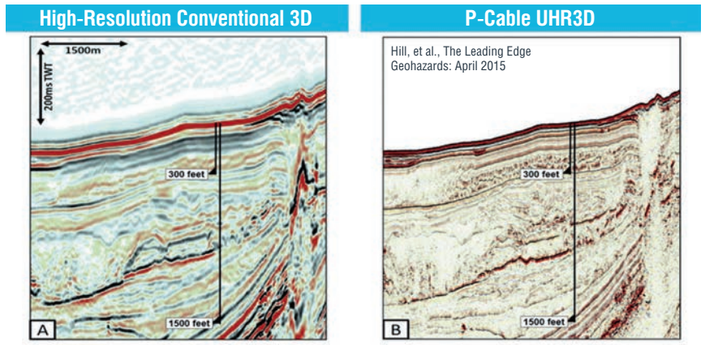


РИСУНОК 3. Сравнение временных разрезов и частотных спектров сигналов обычной 3D, высокоразрешающей 3D-сейсморазведки и ультравысокоразрешающей P-Cable UHR3D (https://ncs-subsea.com)

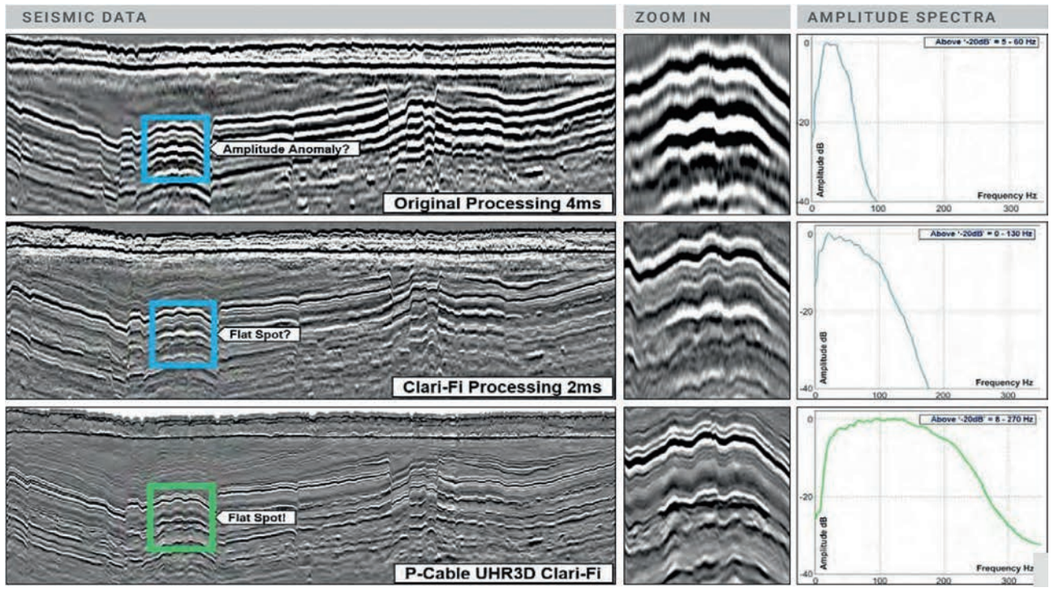


РИСУНОК 4. Расположение забортных устройств GeomarineSurveySystems (вид сбоку)

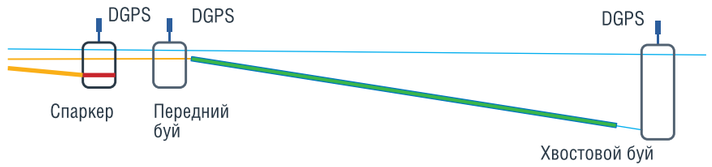


РИСУНОК 5. Системы наблюдений 3D GeomarineSurveySystems, слева – вид сверху, справа – пример сейсмоакустического куба. Сейсмоакустические косы показаны зеленым, а рамы электроискровых источников – оранжевым цветом (https://ww2.geosys.nl)

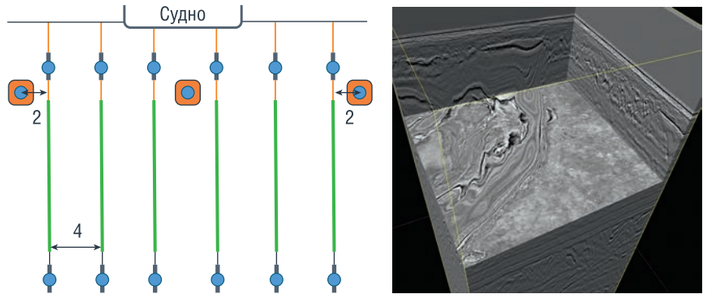
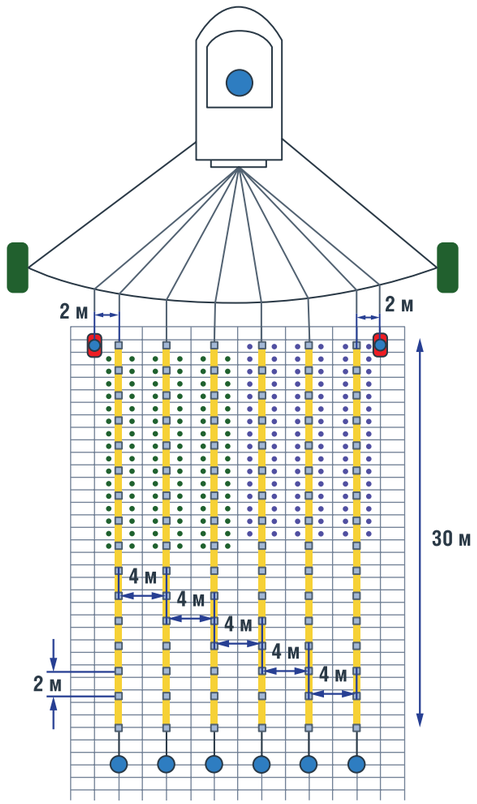
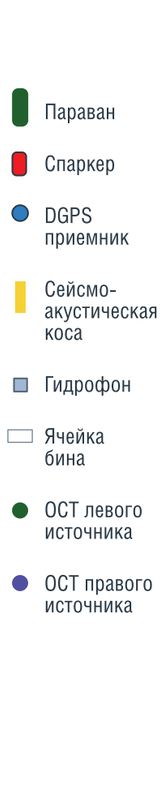


РИСУНОК 6. Схема морских трехмерных сейсмоакустических наблюдений: два источника (левый и правый) выделены красным цветом, 6 шестнадцатиканальных кос выделены желтым цветом. Показаны точки отражения (ОСТ) при возбуждении волн левым источником (зеленые точки) и правым источником (фиолетовые точки)





на Западе классификации (Thomas Y. et al, 2012l) ставит ее между высокоразрешающей и сверхвысокоразрешающей сейсморазведкой Тем не менее отметим высочайшее качество демонстрируемых материалов и то, что технология применялась уже во многих коммерческих проектах.

Однако нужно отметить высокую стоимость системы и некоторую громоздкость для малоглубинных исследований. Поэтому в качестве прототипов нам больше подходит разработка компании GeomarineSurveySystems (https://ww2.geosys.nl) (рис. 4, 5).

В системе используются 6 буксируемых кос и три источника. Оборудование буксируется с кормы и с двух поворотных выстрелов, расположенных по бортам судна (рис. 4, 5). Косы буксируются на одинаковом удалении от среза кормы и расстоянии 4 м друг от друга, закреплены они так, что глубина от начала к концу косы постепенно возрастает (рис. 4). Две рамы электроискровых излучателей буксируются по краям приемной расстановки на расстоянии 2 м от крайних кос, третий источник буксируется по центру расстановки.

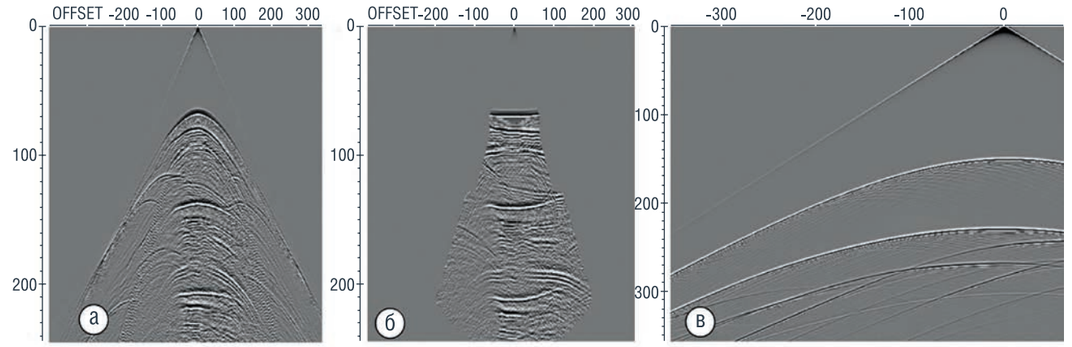
Возбуждение акустического сигнала производится тремя одинаковыми электроискровыми источниками в режиме Flip-Flap-Flop. Количество электродов, общая энергия и шаг ПВ подбираются в зависимости от требуемой глубинности и разрешающей способности.

Приведенный на рис. 5 сейсмоакустический куб получен при наблюдениях системой из 6 кос (24 канала каждая) и трех источников (спаркер, 200 разрядных электродов). На полученном кубе размер бинов по горизонтали равен 50 см и вертикальное разрешение 15–20 см.

Проектирование системы морских трехмерных сейсмоакустических наблюдений

На основании детального анализа конструктивных особенностей и рабочих параметров рассмотренных выше систем мы выбрали в качестве

РИСУНОК 7. Сейсмограммы ОПВ



а – для мелководной модели, б – для мелководной модели после мьютинга, в – для глубоководной модели

прототипа систему компании GeomarineSurveySystems (https://ww2.geosys.nl), позаимствовав некоторые успешные конструктивные особенности и системы P-Cable 3D. В результате мы сконструировали следующую систему для морских трехмерных сейсмоакустических наблюдений (рис. 6).

Далее, исходя из требований к сейсмическим материалам для инженерных изысканий и конструктивных особенностей выбранной конфигурации системы наблюдений, мы провели соответствующие расчеты и моделирование волнового поля.

Проектирование систем наблюдения 3D предусматривает определение следующих базовых параметров: размер бина, кратность наблюдений, максимальное и минимальное удаление, шаг наблюдений, как по оси x, так и по оси y.

Определение размеров бина основывается на следующих условиях (Cordsen A., 2000):

1. Ссоответствие протяженности сторон бина размерам изучаемого объекта. Исходя из требования, что три трассы должны пересекать разведоваемый объект, выбираем размеры бина

$$Sx, y \le Rx, y/3,$$

где Rx, y – линейные размеры изучаемого объекта, в нашем случае 1–3 м.

1. Оптимальное суммирование целевых отраженных волн на базе бина. При наличии в разрезе наклонных целевых границ раздела сложение отраженных волн с нулевыми выносами на стороне бина будет происходить с временными задержками. Их значения по осям X и У определяются простым соотношением:

$$\Delta Tx, y = \frac{\sin \theta x,y * Sx,y}{V},$$

где θ x, y – угол наклона отражающей границы по осям X и У;

S x, y – протяженность бина вдоль соответствующей оси;

V – средняя скорость распространения волн над наиболее глубоким целевым горизонтом.

Достаточно строгая оценка дает размеры бина не более 1 м.

Далее оценивались значения минимального и максимального удаления.

Поскольку наша технология трехмерных наблюдений разрабатывалась для высокочастотной сейсмоакустики на мелководных акваториях, то минимальное удаление должно быть не более 10 м.

Величина максимального удаления при грубой оценке укладывается в промежуток от 0,8 Hmax до 1,5 Hmax, где Hmax – глубина наиболее погруженного целевого горизонта. Однако следование таким размерам привело бы к неоправданному увеличению размеров системы трехмерных наблюдений. Поэтому мы предусмотрели возможность проведения одновременных двухмерных наблюдений с дополнительной косой большой длины специально для определения скоростных характеристик среды и при проектировании 3D-системы не стремимся увеличивать размеры системы до упомянутых выше.

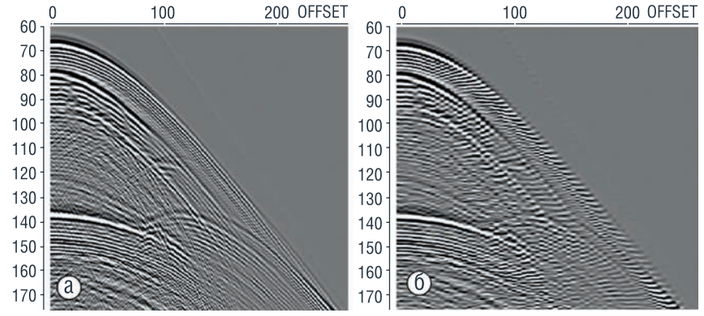
Моделирование

Для более обоснованной оценки минимального и максимального удалений, шага наблюдений нами было проведено 2D-моделирование с использованием двух моделей, одной мелководной, типичной для Белого моря, и другой, относительно глубоководной, на базе разреза в Восточно-Сибирском море.

Расчитывалось волновое поле в различные моменты времени и сейсмограммы ОПВ, на которых можно увидеть, что для мелководной модели слияние прямой и отраженной волн происходит на удалении 250 м (рис. 7, а). Однако применение мьютинга при вводе кинематических поправок (20 %) ограничивает интервалы полезной записи для донного отражения – 60 м, для первой границы – 105 м, а для нижней – 160 м (рис. 7, б). Для глубоководной модели слияние волн не происходит даже на удалениях более 400 м (рис. 7, в), однако для высокоразрешающей сейсмоакустической системы такие удаления вообще недостижимы.

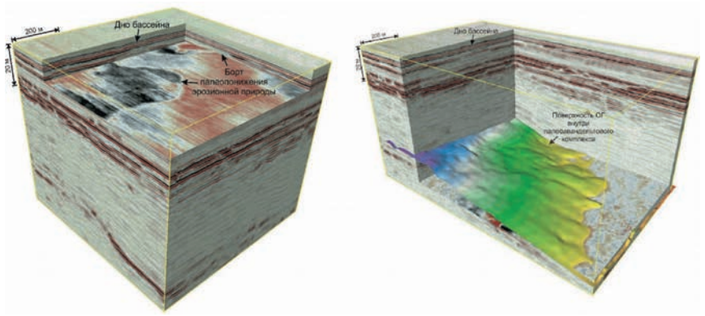
С помощью моделирования выбирался также оптимальный шаг между приемниками в косе. Например, для мелководной модели расчитывались сейсмограммы ОПВ при различном шаге наблюдений – от 1 до 5 м.

РИСУНОК 8. Модельные сейсмограммы



а – при шаге наблюдений 1 м; б – при шаге 4 м

РИСУНОК 9. Пример сейсмического куба, полученный с разработанной системой



Если при шаге наблюдений от 1 до 3 м корреляция фаз волн вполне надежная, то при шаге 4 м проявляется пространственный алиасинг и корреляция фаз волн становится затруднительной (рис. 8).

На рис. 9, 10 приводятся некоторые результаты испытания системы, показывающие возможность получения трехмерных высокоразрешающих сейсмоакустических данных высокого качества.

Достоинства трехмерных систем наблюдений заключаются не только в получении трехмерных изображений исследуемых отложений, но и в том, что трехмерная миграция часто позволяет существенно увеличить разрешенность изображения как по вертикали, так и по горизонтали, избавляя сейсмические изображения от ложных структур типа дифракционных гипербол и боковых отражений (рис. 10).

Заключение

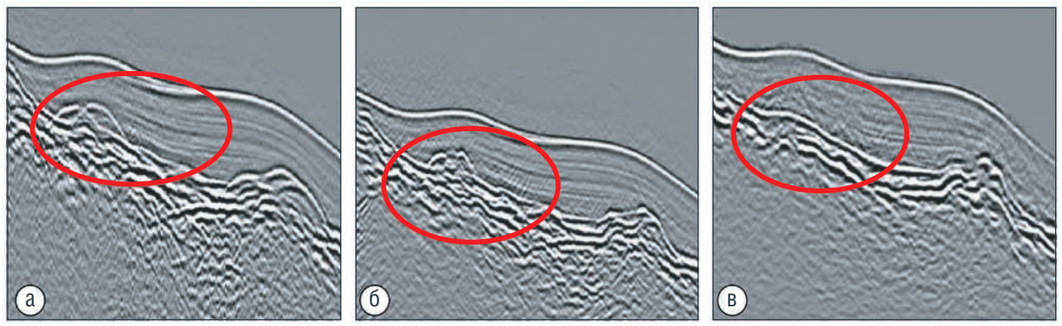
Разработана система для морских трехмерных сейсмоакустических наблюдений, позволяющая получить объемные изображения верхней части геологической среды с детальностью около 1 м. Параметры системы обоснованы теоретическими расчетами и моделированием волновой картины. Система опробована при проведении исследований в инженерно-геологических целях в нескольких регионах и показала возможность получения достаточно качественных результатов. ●

Литература

1. *Гайнанов В.Г., Верхняцкий А.А., Токарев М.Ю., Шматков А.А. Трехмерные сейсмоакустические наблюдения на акваториях: обзор современных технологий // Деловой журнал Neftegaz. RU. 2017. № 1, с. 56–68.*
2. *Шматков А.А. Разработка методики трехмерных сейсмоакустических наблюдений на мелководных акваториях. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. 2014, 135 с.*
3. *Cordsen A., Galbraith M., Peirce J. Planning Land 3D Seismic Surveys. 2000. P. 214.*
4. *Thomas Y., Marsset B., Westbrook G.K., Grall C.et al. Contribution of high-resolution 3D seismic near-seafloor imaging to reservoir-scale studies: application to the active North Anatolian Fault, Sea of Marmara. Near Surface Geophysics. 2012. 10, 291–301.*
5. *https://ncs-subsea.com/media/ofg-acquires-ncs/*
6. *https://www.oceanfloorgeophysics.com/*
7. *https://ww2.geosys.nl/.*

KEYWORDS: *3D seismic, marine engineering survey, very high resolution seismic, ultra-high resolution 3D seismic.*

РИСУНОК 10. Фрагмент сейсмоакустического разреза, полученный с разработанной системой



а) исходный разрез ОГТ; б) разрез после 2D-миграции; в) разрез после 3D-миграции.
Ложная структура внутри обведенного красным цветом фрагмента полностью исчезла только после 3D-миграции



ЕДИНАЯ МЕТОДИКА ГОСУДАРСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ

организация научных исследований газовых гидратов, постановка на учет и вовлечение в промышленную разработку

ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

УДК 622.324

РАСТУЩЕЕ НАСЕЛЕНИЕ ПЛАНЕТЫ УВЕЛИЧИВАЕТ ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ, НО ОБЕСПЕЧИТЬ ЭТОТ ПРОЦЕСС СЛОЖНО ТОЛЬКО ЗА СЧЕТ ИЗВЕСТНЫХ НАУКЕ ИСКОПАЕМЫХ ТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА. В ТО ЖЕ ВРЕМЯ, ПРИРОДНЫЕ ГАЗЫ ОБЛАДАЮТ ПРАКТИЧЕСКИ НЕИСЧЕРПАЕМЫМИ РЕЗЕРВАМИ В ВИДЕ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ, КОТОРЫЕ ДАЖЕ В РАМКАХ СОВРЕМЕННОЙ ТАКСОНОМИИ ОТНОСЯТСЯ К «ЗЕЛЕНОЙ» ЭНЕРГЕТИКЕ. ЭТО ЗАСТАВЛЯЕТ ЗАДУМАТЬСЯ О БОЛЕЕ ФУНДАМЕНТАЛЬНОМ ИЗУЧЕНИИ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ЕДИНЫХ МЕТОДОВ КЛАССИФИКАЦИИ И ПОСТАНОВКИ НА УЧЕТ В ГОСУДАРСТВЕННОМ БАЛАНСЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. АВТОРЫ СТАТЬИ РАССМАТРИВАЮТ НЕСКОЛЬКО ПОДХОДОВ К УЧЕТУ РЕСУРСОВ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ. ДЕТАЛЬНО ИССЛЕДУЕТСЯ ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДА АНАЛОГИЙ И ОБЪЕМНОГО МЕТОДА ДЛЯ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ГАЗОВЫХ ГИДРАТАХ. В ХОДЕ ИССЛЕДОВАНИЙ АВТОРАМИ БЫЛО ВЫЯВЛЕНО, ЧТО ОБЪЕМНЫЙ МЕТОД ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ НАИБОЛЕЕ ПОДХОДЯЩИХ ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО ПРИМЕНЕНИЯ В РАЗРАБОТКЕ МЕТОДИКИ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ. В СТАТЬЕ ПРЕДЛОЖЕНА ФОРМУЛА ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ. РЕЗУЛЬТАТЫ ЯВЛЯЮТСЯ ВАЖНЫМИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ДАЛЬНЕЙШИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ХОДЕ НАТУРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ЛАБОРАТОРИЯХ ГОРНОГО УНИВЕРСИТЕТА И МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

THE GROWTH OF THE WORLD'S POPULATION INCREASES ENERGY CONSUMPTION, BUT IT IS DIFFICULT TO ENSURE THIS PROCESS USING ONLY TRADITIONAL OIL AND GAS RESERVES KNOWN TO SCIENCE. AT THE SAME TIME, NATURAL GASES, AMONG WHICH METHANE-CONTAINING ONES WILL PLAY A SPECIAL PART FOR MANY YEARS, HAVE ALMOST INEXHAUSTIBLE SUPPLIES IN THE FORM OF GAS HYDRATES, WHICH ESSENTIALLY RELATE TO "GREEN" ENERGY EVEN WITHIN THE FRAMEWORK OF MODERN TAXONOMY. THESE CIRCUMSTANCES MAKE US THINK ABOUT MORE FUNDAMENTAL STUDY OF GAS HYDRATES, NOT ONLY BECAUSE THIS ALLOWS TO MORE DEEPLY UNDERSTAND THE PROPERTIES OF METHANE AND ITS PHASE TRANSITIONS WITH A SOLUTION OF MORE DEVELOPMENT PROBLEMS, BUT PRIMARILY FOR THE DEVELOPMENT OF COMMON METHODS OF HYDROCARBON RAW MATERIALS CLASSIFICATION AND REGISTRATION WITH THE STATE REGISTER. THE POSSIBILITY OF USING THE ANALOGY AND VOLUMETRIC METHODS FOR CALCULATING THE NATURAL GAS RESERVES IN GAS HYDRATES IS STUDIED IN DETAIL. DURING THE RESEARCH, IT WAS REVEALED THAT THE VOLUMETRIC METHOD IS ONE OF THE MOST RELEVANT FOR FURTHER USE IN THE DEVELOPMENT OF CALCULATING RESERVES METHODOLOGY. THE WORK PROPOSES A FORMULA FOR RESERVES CALCULATING. THE RESULTS ARE IMPORTANT FOR CONDUCTING FURTHER RESEARCH DURING FIELD STUDIES IN THE LABORATORIES OF THE MINING UNIVERSITY AND MATHEMATICAL MODELING

Ключевые слова: *газовые гидраты, методы подсчета запасов, месторождение, природный газ.*

Самсонов Роман Олегович
профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, д.т.н.

Прунчак Максим Петрович
кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, специальность «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Ардзинба Камила Геннадьевна
кафедра бурения скважин, специальность «Бурение нефтяных и газовых скважин на шельфе»

Нефтегазовый факультет, Санкт-Петербургский горный университет



Значение углеводородных ресурсов и нефтегазового комплекса в настоящее время сложно переоценить [1]. Традиционные ископаемые ресурсы энергии на Земле, такие как уголь, нефть, газ, ограничены и распределены весьма неравномерно. В связи с этим возникает необходимость изучать более сложные технологии добычи ресурсов энергии [2, 3].

По статистическим данным British Petroleum за 2021 г., на конец 2020 г. общемировые доказанные запасы природного газа составили 188,1 трлн м^3 [4], но, несмотря на это, в соответствии с низкоуглеродными тенденциями развития энергетики он позиционируется как менее привлекательный для использования.

Авторы по всему миру проводят свои исследования по изучению инновационных технологий по добыче газа [5], включая газовые гидраты, рассматривая бурение, крепление скважин и отбор керна при разведке газовых гидратов [6–8], борьбу с газовыми гидратами [9], перспективы нефтегазоносности определенных регионов России, включая газогидратоносность [10–13], добычу природного газа из гидратов [14–17].

Природный газ из нетрадиционных источников, одним из которых являются газовые гидраты, имеет более высокие экологические характеристики, что крайне важно для остановки углеродного воздействия на нашу планету, которое рассматривают авторы в своих трудах [18–20]. Также гидраты обладают более удобным расположением, не говоря уже о более значительных объемах. Поэтому с научной точки зрения уже сейчас необходимо изучать газовые гидраты как существенный ресурс и распространенное явление, оказывающее влияние на современную и перспективную разработку углеводородного сырья. Данная работа направлена на разработку методики оценки запасов газовых гидратов, приемлемую для государственного учета и администрирования.

Одним из нетрадиционных источников углеводородного сырья являются угольные пласты, для которых также ведутся работы по разработке методики подсчета запасов [21].

Методы

Многочисленные исследования российских и зарубежных авторов подтверждают гигантский размер ресурсов газовых гидратов, превышающих запасы традиционного природного газа в десятки раз [22]. Так как в настоящее время отсутствует единый подход к оценке как ресурсов, так и запасов, авторы взяли за основу карту распространения на территории Российской Федерации нетрадиционных и трудноизвлекаемых ресурсов газа, в свое время разработанную «Газпром ВНИИГАЗ», показывающую масштаб распространения месторождений газовых гидратов в нашей стране (рисунок 1) [23].

В настоящее время учеными и студентами Санкт-Петербургского горного университета совместно с учеными кафедры геологии и геомеханики МГУ, создавшими отечественный программно-аналитический комплекс «MyGeomap», ведется разработка онлайн-карты как публичного информационного ресурса, который соберет всю доступную открытую

РИСУНОК 1. Распространение в России трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов газа [23]

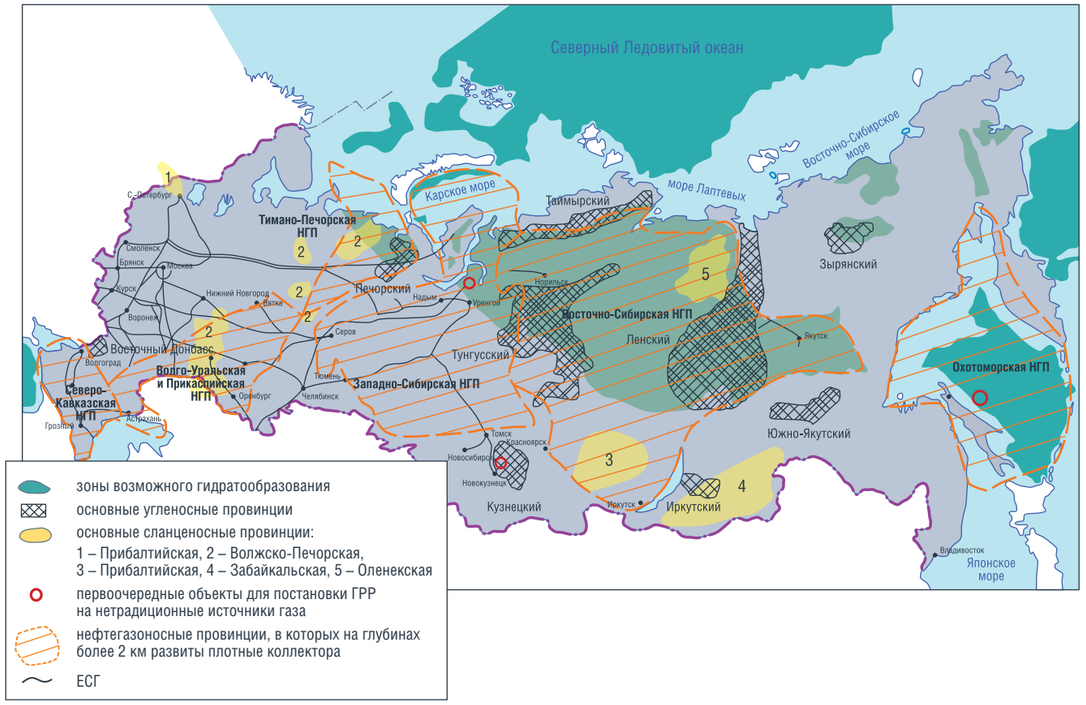
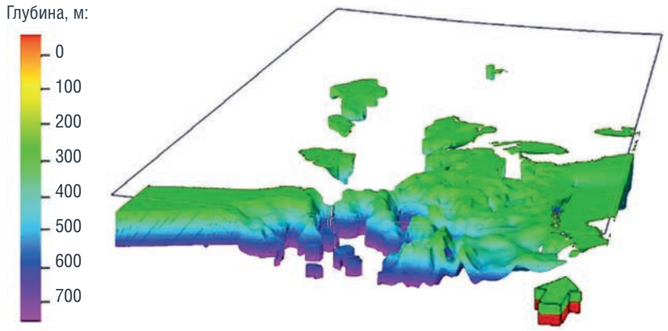


РИСУНОК 2. 3D-модель тибейсалинской свиты в пределах ЗСГГ [25]



информацию по газовым гидратам России, а затем и мира. Кроме того, в проекте используется отечественный программный комплекс «НашаГис» компании «СибГеопроект», что позволит снабдить карту не только географическими координатами, но и геологической информацией и природно-климатическими характеристиками, которые позволят не только использовать ее в образовательных целях, но и исследовательских.

Российскими учеными Якушевым В.С., Макогон Ю.Ф., внесшими существенный вклад в газогидратные исследования, предложены подходы к разработке методики подсчета запасов природного газа в газогидратных месторождениях. В своем докладе на Международном газовом форуме Якушев В.С. прилагает подсчет запасов природного газа с помощью 3D-модели тибейсалинской свиты в пределах ЗСГГ (зоны стабильности газовых гидратов) [24, 25].

Расчетные параметры для определения ресурсного потенциала надсеноманского гидратоносного коллектора палеогенового возраста на Севере Западной Сибири:

1. Средняя газоносная мощность (h) – 50 м (верхняя часть тибейсалинской свиты);
2. Общая площадь – 217 тыс. км^2, газоносная площадь – 21,7 тыс. км^2 (10%);
3. Средняя глубина залегания кровли газоносной толщи – 400 м (давление 4 МПа);
4. Тип породы – песок с 7%-ной примесью каолина;
5. Плотность – 1700 кг/м^3;
6. Влажность – 15% (масс);
7. Пористость – 39%;
8. Степень заполнения пор водой – 0,59;
9. Гидратосодержание (0,7 от степени заполнения пор водой) – 16% от объема породы, 0,16 м^3/м^3;
10. Удельное газосодержание за счет гидратов с удельным газосодержанием 160 м^3/м^3, Н – 26,3 м^3/м^3;
11. Удельное газосодержание за счет открытой пористости (16% объема породы, давление 4 МПа), G – 6,4 м^3/м^3.

После расчетов модели получены следующие данные: Объем свободного газа при давлении 4 МПа (средняя глубина залегания – 400 м) – 6944 млрд м^3. Объем газа, заключенного в гидратах (удельное газосодержание гидрата 160 м^3/м^3) – 28 535 млрд м^3. Итого: 35,5 трлн м^3.

Подсчет в модели возможен, но для утверждения подсчета запасов в ГКЗ необходимо проводить разведку горизонта по утвержденным методикам. Для гидратосодержащих пластов их нет. Нужно разрабатывать и утверждать, но нет ни специалистов, ни аппаратуры.

Для утверждения методик необходимо создавать полигоны как за рубежом, где можно отрабатывать на конкретных скважинах геофизические методы исследования, методы воздействия, после чего уже использовать методы подсчета запасов, которые рассматриваются в статье.

Для решения вышеуказанных проблем авторы предлагают признать на государственном уровне жизненную необходимость развития отечественных технологий поиска, разведки и разработки нетрадиционных ресурсов газа (угольного, сланцевого, газогидратного, водорастворенного) и внести соответствующие поправки в законодательство, позволяющие обеспечить:

- Бесплатную выдачу лицензий на поиск и разведку нетрадиционных запасов газа в связанном виде (угольного, сланцевого, газогидратного, водорастворенного) для всех желающих с известными ограничениями по экологии и с учетом социально-экономического развития регионов.
- Льготное кредитование проведения поисково-разведочных работ на нетрадиционные ресурсы газа.
- Получение преимущественного права на оформление лицензии на добычу определенного вида нетрадиционных газовых ресурсов физическими и юридическими лицами, добившимися в ходе испытаний скважин положительных результатов.

Для подсчета объема газа в гидратном состоянии существует формула [22]:

$$V_G = \frac{22400 \cdot V_H \cdot p_H}{M_H},$$

где V_H – объем гидрата, м^3;
p_H – плотность гидрата, г/см^3;
M_H – молекулярная масса гидрата, г.

Объем газа в гидратном состоянии в залежи составляет:

$$Q_H = V \cdot m \cdot S_W \cdot S_H \cdot V_H \cdot \omega,$$

где ω – коэффициент реагирования, равный количеству объемов газа (при нормальных условиях), содержащихся в одном объеме воды при их переходе в гидратное состояние; V – объем залежи, м^3; m – пористость вмещающей породы; S_W – суммарное содержание поровой воды в залежи; S_H – часть поровой воды, перешедшей в залежи в гидратное состояние.

Научные изыскания авторов были недостаточны для создания единой методики оценки ресурсов, поэтому необходимо заглянуть глубже и проанализировать уже существующие методы подсчета запасов традиционных углеводородов, такие как способ аналогий, объемный метод, метод материального баланса, метод изучения показателей эксплуатации.

Метод аналогий

Метод аналогий основан на определении запасов газа на основе опыта исследования и разработки схожих по геологическому строению и характеристикам залежей.
В этом заключается главная сложность применения метода на практике – отсутствие большой базы исследований строения и параметров газогидратных залежей, а также их разработки.

На сегодняшний день представляется возможным использование данных исследований месторождений:

- Маллик, Канада [26],
- Южно-Китайского моря [29–31],
- Нанкайского желоба [32, 33],
- Мессояхи [35],
- других, исследуемых и/или разрабатываемых в данный момент [27, 28].

Однако использовать метод следует с осторожностью и основываясь на современных классификациях гидратных залежей.

Вместе с тем следует разрабатывать новые и адаптировать существующие классификации для более полного и корректного описания строения гидратных залежей, особенностей геологических структур гидратных пластов и условий их формирования.

Объемный метод

Данный метод основан на определении объема пор продуктивного пласта, занятого полезным ископаемым. Этот объем определяется на основе геометрических характеристик пласта, данных бурения, ГРР, ГИС и пр. на протяжении всего периода разработки месторождения (залежи) [36].

Подсчет запасов объемным методом проводят в следующей последовательности:

- определение размеров залежи газовых гидратов;
- определение объема пород-коллекторов, содержащих углеводороды;
- определение средней насыщенности коллекторов углеводородами;
- приведение объема углеводородов к стандартным условиям.

Определение нижней границы газогидратов является важной задачей для определения корректного количества заключенного в остальной части залежи свободного газа, а также для применения грамотной системы разработки [37].

По существу, объективное выявление каждого из перечисленных факторов представляется проблемой, которая нередко усложняется недостаточностью и низким качеством фактических данных. Особенно это актуально для месторождений газовых гидратов, исследование которых представляет собой большую сложность ввиду особенностей строения гидратов и гидратоносных пластов.

Процесс изучения залежи идет непрерывно с момента ее открытия до завершения разработки. Тем самым первоначально созданные представления о строении залежей в виде статических моделей постоянно совершенствуются, а иногда и в корне меняются.

Объемный метод можно использовать для подсчета запасов газа в газогидратных залежах, введя некоторые поправки в классическую формулу подсчета запасов газовых залежей. Предлагается следующий вид уравнения:

$$V_г = Fhm \cdot (\Gamma_{г/н} (KC_1 \cdot \Gamma_{KC1} + KC_2 \cdot \Gamma_{KC2}) + S_{св.газ}) \alpha,$$

где **F**, **h** и **m** – средняя площадь залежи, эффективная толщина и пористость соответственно;
$\Gamma_{г/н}$ – начальная газогидратонасыщенность пласта;
KC_1 – объемное содержание гидратов структуры КС-I;
KC_2 – объемное содержание гидратов структуры КС-II;
Γ_{KC1} – содержание газа в гидратах структуры КС-I;
Γ_{KC2} – содержание газа в гидратах структуры КС-II;
$S_{св.газ}$ – начальное объемное содержание свободного газа в порах;
α – поправка, учитывающая разность свойств газа в пластовых и поверхностных условиях и неидеальность газа.

Данная формула учитывает сложный состав гидрата – наличие в гидратах структур КС-I и КС-II и содержание в каждой из них определенного количества газа. Другие структуры в формуле не рассматриваются, так как известно, что они не встречаются (или почти не встречаются) в природе, поэтому их содержанием в первом приближении можно пренебречь.

Начальная газогидратонасыщенность $\Gamma_{г/н}$ зависит от типа залежи по классификации В.С. Якушева, а также по фазовому состоянию насыщающих пласт флюидов (классификация по В.П. Цареву, В.А. Ненахову, С.Е. Агалакову, А.Ф. Безносикову). В таблице представлены различные случаи определения начальной газогидратонасыщенности в зависимости от фазового состояния флюидов, содержащихся в газогидратном пласте.

Наличие льда будет обусловлено условиями формирования залежи и ее термобарическими условиями в совокупности с термобарическими условиями образования льда. Так, лед будет содержаться в порах залежи, сформированной в зоне мерзлоты.

Вид и значение поправочного коэффициента α следует определять на основе данных

ТАБЛИЦА 1. Начальная газогидратонасыщенность в зависимости от фазового состояния насыщающих газогидратный пласт флюидов [составлено авторами]

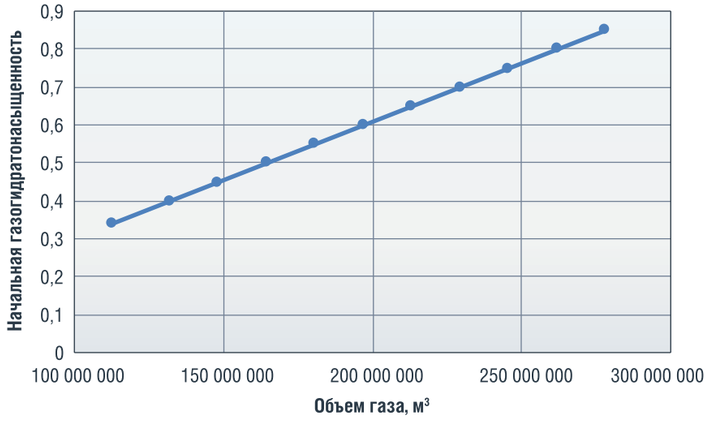
Газогидратные	Газ-газогидратные	Водо-газ-газогидратные	Лед-газогидратные	Лед-газ-газогидратные	Лед-водо-газогидратные	Лед-водо-газ-газогидратные	Водо-газогидратные
$\Gamma_{г/н}$	$1-S_{св.газ}$	$1-S_{св.газ}-S_в$	$1-S_л$	$1-S_{св.газ}-S_л$	$1-S_л-S_в$	$1-S_л-S_в-S_{св.газ}$	$1-S_в$

$S_в$ – начальная водонасыщенность; $S_л$ – начальная льдонасыщенность

ТАБЛИЦА 2. Расчет запасов природного газа на месторождении X [составлено авторами]

Параметр	Значение
Площадь, м^2	3 000 000
Эффективная толщина,м	4,7
Начальная газогидратонасыщенность	0,34
Содержание КС-I	0,63
Содержание КС-II	0,37
Содержание газа в КС-I	164,2
Содержание газа в КС-II	159,7
Содержание свободного газа	0,66
Поправка	0,75
Пористость	0,19
Объем газа	**112 361 077,6**

РИСУНОК 3. Зависимость запасов газа от начальной газогидратонасыщенности [составлено авторами]



геологоразведки, химического анализа компонентов, содержащихся в пласте, и прочих исследований, направленных на изучение параметров пласта, с целью увеличения точности подсчета запасов и достоверности результатов применения метода.

Также представляется невозможным использование подобного коэффициента, применяемого для подсчета запасов газа газовых месторождений, так как снижение пластового давления газогидратной залежи на данный момент трудно предсказать. На данный момент неясны зависимости значений параметров газогидратного пласта при его разработке в процессе самой разработки залежи.

В связи с этим классический вид поправки, учитывающий давления и температуру залежи, а также неидеальность газа, не представляется возможным использовать.

Обсуждение результатов

Рассмотрим практический пример расчета запасов природного газа на месторождении X объемным методом (таблица 2).

Получаем, что на столь небольшом участке, площадью размером 1200 м на 2500 м, содержащем залежь газовых гидратов, располагается 0,11 млрд м^3 природного газа.

Построим графики зависимости объема газа при различной начальной газогидратонасыщенности:

Исходя из графика, имеем, что запасов газа будет тем больше, чем больше начальная газогидратонасыщенность, причем зависимость имеет линейный характер.

Заключение

- С каждым годом потребление энергии растет, но традиционные запасы нефти и газа не увеличиваются. В связи с этим необходимо изучение нетрадиционных источников нефти и газа, одним из которых являются газовые гидраты.
- Запасы природного газа в газовых гидратах превышают их размер в свободном виде в десятки раз.
- Проведен анализ работ отечественных авторов по вопросу подсчета запасов газа, в частности работы Якушева, а также Макогона.
- Для подтверждения методики необходимо проводить исследования на полигонах, как это делается за рубежом, на которых можно отрабатывать на конкретных скважинах геофизические методы исследования, методы воздействия, после чего можно будет использовать методы подсчета запасов, которые рассматриваются в статье.
- Научные изыскания авторов были недостаточны для создания единой методики оценки ресурсов, поэтому необходимо заглянуть глубже и проанализировать уже существующие методы подсчета запасов традиционных углеводородов, такие как способ аналогий и объемный метод.
- Метод аналогий невозможно применять с уверенностью ввиду недостатка промысловых данных о газогидратных месторождениях и особенностях их разработки.
- Объемный метод требует проведения детальных исследований газогидратных залежей, которые осложнены особенностями термобарических условий существования гидратов, а также схожестью их физических свойств, на основе которых гидраты определяются при ГРР.
- Объемный метод требует совершенствования и адаптации к газогидратным залежам, учета вариативности содержания газа в различных структурах и свойствах, сосуществующих свободного и гидратного газа в пластовых условиях.
- В настоящей работе была выведена практическая формула для дальнейшего применения при подсчете запасов природного газа в газовых гидратах.
- Основная проблема создания единой методики – отсутствие стандартного, утвержденной ГКЗ методики комплекса геолого-геофизических исследований на скважинах, по которой можно было бы определять газо- и гидратонасыщенность того или иного горизонта после чего считать запасы. Для появления такого комплекса нужно сооружать полигон на реальном месторождении и отрабатывать этот комплекс. После этого можно будет утверждать методические рекомендации и утверждать в ГКЗ. К сожалению, эта ситуация аналогична проблеме с постановкой на баланс метана угольных месторождений. Для работы по создаваемым методикам нужны специалисты. Их нужно готовить в университетах на примерах освоения конкретных месторождений, которых тоже нет. Есть только зарубежные экспериментальные полигоны, доступ к которым ограничен разработчиками.
- Построена зависимость запасов природного газа от начальной газо-гидратонасыщенность запасов газа будет тем больше, чем больше начальная газогидратонасыщенность, причем зависимость имеет линейный характер.

Авторы выражают благодарность за помощь в подготовке статьи Якушеву Владимиру Станиславовичу д.г.-м.н., профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина.

Литература

1. *Dvoynikov, M. V., & Leusheva , E. L. Modern trends in hydrocarbon resources development // (2022) Journal of Mining Institute, 258, 879–880. Retrieved from https://pmi.spmi.ru/index.php/pmi/article/view/16101.*
2. *Dvoynikov, M. V., Sidorkin, D. I., Yurtaev, S. L., Grokhotov, E. I., & Ulyanov, D. S. Drilling of deep and ultra-deep wells for prospecting and exploration of new raw mineral fields // (2022) Journal of Mining Institute, 258, 945–955. https://doi.org/10.31897/PMI.2022.55.*
3. *Mardashov, D. V., Bondarenko A. V., & Raupov, I. R. Technique for calculating technological parameters of non-Newtonian liquids injection into oil well during workover // (2022) Journal of Mining Institute, 258, 881–894. https://doi.org/10.31897/PMI.2022.16.*
4. *BP. Statistical Review of World Energy 2021 [Электронный ресурс]. URL: https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf (дата обращения: 15.10.2022).*
5. *Dmitrieva, D., & Romasheva, N. Sustainable development of oil and gas potential of the arctic and its shelf zone: The role of innovations // (2020) Journal of Marine Science and Engineering, 8(12), 1–18. doi:10.3390/jmse8121003.*
6. *Н.И. Николаев, Лю Тяньлэ Современные технологии бурения и крепления скважин при разведке газовых гидратов // (2016) Записки Горного института. Том 218. С. 206.*
7. *Yang Guokuna, Liu Tianlea, Aleksandravih Blinov Pavel, Wang Yazhouc, Feng Yingtaod, Wen Dayangd, Fang Changlianga Temperature regulation effect of low melting point phase change microcapsules for cement slurry in nature gas hydrate-bearing sediments // Energy. 253. 2022. DOI: 10.1016/j.energy.2022.124115.*
8. *Yang, G.; Liu, T.; Zhu, H.; Zhang, Z.; Feng, Y.; Leusheva, E.; Morenov, V. Heat Control Effect of Phase Change Microcapsules upon Cement Slurry Applied to Hydrate Bearing Sediment. Energies 2022, 15, 4197. https://doi.org/10.3390/ en15124197.*
9. *Zaporozhets, E. P., & Shostak, N. A. (2019). Efficiency estimation of the single- and multi component anti-hydrate reagents. Journal of Mining Institute, 238, 423–429. doi:10.31897/PMI.2019.4.423.*
10. *Egorov, A.S.; Prischepa, O.M.; Nefedov, Y.V.; Kontorovich, V.A.; Vinokurov, I.Y. Deep Structure, Tectonics and Petroleum Potential of the Western Sector of the Russian Arctic // (2021) J. Mar. Sci. Eng., 9, 258. https://doi.org/10.3390/jmse9030258.*
11. *Matveeva, T.V.; Semenova, A.A.; Shchur, N.A.; Logvina, E.A.; Nazarova, O.V. Prospects of gas hydrate presence in the Chukotka Sea // (2017) Journal of Mining Institute, 226, 387–396.*
12. *Litvinenko, V.S. Hydrocarbon potential of the Ural–African transcontinental oil and gas belt // (2017) J. Pet. Explor. Prod. Technol, 7, 1–9.*
13. *Archegov V.B., Nefedov Y.V. Strategy for oil and gas prospecting in assessing the fuel and energy potential of the shelf of the Arctic seas of Russia // (2015) Journal of Mining Institute, T. 212, pp. 6–14. ISSN: 0135-350.*
14. *Е.П. Запорожец, Н.А. Шостак Теоретические аспекты кинетики газовых гидратов // (2014) Записки Горного института. Том 210. С. 11.*
15. *Rashid Shaibu, Chico Sambo, Boyun Guo, Anireju Dudun An assessment of methane gas production from natural gas hysrates: Challenges, technology and market outlook // (2021) Advances in Geo-Energy Research, Vol. 5, № 3, p. 318–332. DOI:10.46690/ager.2021.03.07.*
16. *Cui, Y., Lu, C., Wu, M., Peng, Y., Yao, Y., Luo, W. Review of exploration and production technology of natural gas hydrate // (2018) Advances in Geo-Energy Research, 2 (1), pp. 53–62. DOI: 10.26804/ager.2018.01.05.*
17. *Prunceac, M. Methods and technologies for the development and operation of gas hydrate deposits // (2022) Philosophy of Science: Scientific reviews prepared as part of the international scientific and educational program, St. Petersburg, May 16–19 – St. Petersburg: St. Petersburg Mining University, pp. 311–322. EDN HZPIAI.*
18. *Smirnyakov, V.V., Smirnyakova, V.V., Pekarchuk, D.S., & Orlov, F. A. (2019). Analysis of methane and dust explosions in modern coal mines in russia // (2019) International Journal of Civil Engineering and Technology, 10(2), 1917–1929.*
19. *Strizhenok, A.V., & Korelskiy, D.S. Estimation and reduction of methane emissions at the scheduled and repair outages of gas-compressor units // (2019) Journal of Ecological Engineering, 20(1), 46–51. doi:10.12911/22998993/93943.*
20. *Ivanov, A.V., & Strizhenok, A.V. Ecological and economic justification of the possibility of utilization of weathering gases from gas condensate enterprises on the basis of heat generation // (2019) ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, 14 (22), 3877–3885.*
21. *Storonskii, N.M., Khryukin, V.T., Shvachko, E.V., Kiril'chenko, A.V., Mitronov, D.V., & Sizikov, D.A. Methods for calculation of methane reserves in coal seams as independent mineral resource // (2010) Journal of Mining Institute, 185, pp. 199–204.*
22. *Makogon Y.F. Natural gas hydrates: distribution, formation models, resources // (2003) Ros. Chem. Journal, XLVII, № 3, P. 70–79.*
23. *Якушев В.С., Перлова Е.В., Истомин В.А., Кузьминов В.А., Соловьев Н.Н., Салина Л.С., Махонина Н.А., Леонов С.А. Ресурсы и перспективы освоения нетрадиционных источников газа в России // (2007) М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 152 с.*
24. *Yakushev V.S., Adzynova F.A., Gryaznova I.V., Voronova V.V. Signs of the presence of a regionally gas-bearing horizon of a new type in the north of the western Siberia // (2014) Oil industry. № 11. P. 100–101.*
25. *Yakushev V.S. Potential gas resources of the On-Senon Tibeysalin Formation at the largest fields of the north of western Siberia: transition from a geological problem to production solutions // (2022) Scientific journal of the Russian Gas Society. № 2 (34). P. 32–39.*
26. *Lei, Hongwua; Yang, Zhenjunb; Xia, Yinglic, Xia Y.; Yuan, Yilong Prospects of gas production from the vertically heterogeneous hydrate reservoirs through depressurization in the Mallik site of Canada // (2022) Energy Reports 8, P. 2273–2287. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.01.170.*
27. *Li, Jin-fa; Ye, Jian-liang; Qin, Xu-wen; Qiu, Hai-jun; Wu, Neng-you; Lu, Hai-long; Xie, Wen-wei; Lu, Jing-an; Peng, Fei; Xu, Zhen-qiang; Lu, Cheng; Kuang, Zeng-gui; Wei, Jian-gong; Liang, Qian-yong; Lu, Hong-feng; Kou, Bei-bei The first offshore natural gas hydrate production test in South China Sea // (2018) China Geology, 1(1), P. 5–16. DOI: 10.31035/cg2018003.*
28. *Ruppe L.C., Dickens G.R., Castellini D.G., et al. Heat and salt inhibition of gas hydrate formation in the northern Gulf of Mexico // (2005) Geophysical Research Letters, 32(4), P. 944–956. DOI: 10.1029/2004GL021909.*
29. *Shen, P., Sun, Z., Luo, Y., Li, X., Xiao, C. Improving gas production of hydrate deposits by increasing reservoir permeability nearby production well in the South China Sea // (2022) Energy Reports, 8, P. 4416–4429. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.03.129.*
30. *Sun, Jiaxin; Zhang, Ling; Ning, Fulong; Lei, Hongwu; Liu, Tianle; Hu, Gaowei; Lu, Hailong; Lu, Jingan; Liu, Changling; Jiang, Guosheng; Liang, Jinqiang; Wu, Nengyou Production potential and stability of hydrate-bearing sediments at the site GMGS3-W19 in the South China Sea: A preliminary feasibility study // (2017) Marine and Petroleum Geology, (86), P. 447–473. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2017.05.037.*
31. *Ye, J., Wei, J., Liang, J., Lu, J., Lu, H., Zhang, W., all the participants of GMGS5 Complex gas hydrate system in a gas chimney, South China Sea // (2019) Marine and Petroleum Geology, 104, pp. 29–39. DOI:10.1016/j.marpetgeo.2019.03.023.*
32. *Yamamoto K. Overview and introduction: pressure core-sampling and analysis in the 2012–2013 MH21 offshore test of gas production from methane hydrate in teh eastern Nankai Trough // (2015) Mar Petrol Geol, 14, pp. 1–34. 827. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2015.02.024.*
33. *Yamamoto, K., Wang, X.-X., Tamaki, M., Suzuki, K.The second offshore production of methane hydrate in the Nankai Trough and gas production behavior from a heterogeneous methane hydrate reservoir // (2019) RSC Advances, 832 9 (45), pp. 25987–26013. DOI: 10.1039/c9ra00755e.*
34. *Макогон Ю.Ф., Омельченко Р.Ю. Мессояха – газогидратная залежь, роль и значение // (2012) Геология и полезные ископаемые Мирового океана, № 3. С. 5–20. ISSN 1999–7566.*
35. *Popov I.P. New technologies in oil and gas geology and the place of development of deposits // (2022) St. Petersburg: Lan, 2022. – 312 p. ISBN: 978-5-507-44828-9.*
36. *Nagornaya I.A., Gavrilov S.S., Mosesyan A.A. et al. Determination of the lower border of natural hydrate distribution in the gas deposits for the calculation of the gas reserves on the example of Messoyakha field // (2018) Nedropolzovanie, 5(75). – P. 134–141. ISSN: 1998-4685.*

KEYWORDS: *gas hydrates, methods of calculating reserves, deposit, natural gas.*



Назаралиев Ислам Замирович
генеральный директор «НафтаГаз», к.э.н.

МАКСИМАЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ В УСЛОВИЯХ НЕСТАБИЛЬНОСТИ:

«НафтаГаз» объявляет 2023 годом эффективности

УДК 622.7-9

В УСЛОВИЯХ ОТСУТСТВИЯ ДОСТУПА К ЕВРОПЕЙСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ И ТЕХНОЛОГИЯМ РОССИЙСКИЙ НЕФТЕСЕРВИС ПРОДОЛЖАЕТ СТАВИТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ РЕКОРДЫ И ЗАВОЕВЫВАТЬ ПРИЗНАНИЕ ЗАКАЗЧИКОВ. О ГЛОБАЛЬНЫХ ПЕРЕМЕНАХ В ОТРАСЛИ И МЕТОДАХ РАБОТЫ В НОВЫХ УСЛОВИЯХ РАССКАЗАЛ ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР КОМПАНИИ «НАФТАГАЗ» ИСЛАМ НАЗАРАЛИЕВ

LACK OF ACCESSIBILITY OF EUROPEAN EQUIPMENT AND TECHNOLOGIES, RUSSIAN OILFIELD SERVICES CONTINUE TO SET PRODUCTION RECORDS AND WIN CUSTOMER'S TRUST. ISLAM NAZARALIEV, GENERAL DIRECTOR OF NAFTAGAZ, SPOKE ABOUT GLOBAL CHANGES IN THE INDUSTRY AND METHODS OF WORK IN THE NEW CONDITIONS

Ключевые слова: *нефтесервис, санкции, производственные показатели, увеличение проходки, модернизация оборудования.*

Ислам Замирович, 2022 год был для бизнеса крайне непростым. С какими результатами его завершил «НафтаГаз»?

– Если коротко, то с максимальными производственными показателями со дня основания компании. Хотя год был и непростым, как и все последнее трехлетие, которое обозначило критичность импортозамещения и повышение качества работы. Мы улучшили многие собственные рекорды: почти миллион метров проходки, что на 45% больше прошлого периода, пробурили более 200 скважин, большинство из которых сложные с несколькими «горизонтами», наняли сотни новых специалистов. Работа эта была оценена по достоинству, мы получили от нашего партнера ПАО «Газпром нефть» звание – лучший подрядчик по бурению в номинации «Надежное партнерство» за 2022 год.

Как глобальные перемены, происходящие в нефтегазовой отрасли, повлияли на нефтесервисный рынок в России и «НафтаГаз» в частности?

– Поначалу казалось, что влияние санкций и уход иностранных коллег может критически отразиться на нефтесервисе России. Интеллектуальное, цифровое, сложное роторное горизонтальное бурение во многих аспектах зависело от западных технологий, специалистов, когда случился очередной виток санкционного противостояния, это, безусловно, затронуло всех: кого-то в меньшей, а кого-то в большей степени. «НафтаГаз» не испытывает серьезных трудностей в связи с изменившейся конъюнктурой. Производственная программа бурения на этот и последующие три года количественно сверстана.

> В 2022 г. компания побила собственные рекорды: почти миллион метров проходки, что **на 45%** больше прошлого периода, **более 200 скважин**, большинство из которых сложные с несколькими «горизонтами», сотни новых специалистов



Работаем в режиме наращивания объемов и качества работ. За 2022 г. инвестиционная программа увеличилась почти в три раза, объемы бурения в полтора, привлекли более 800 новых специалистов. Мы последовательно вкладываем средства в модернизацию оборудования и программного обеспечения с опорой на российские компании, по некоторому типу оборудования привлекаем и китайских партнеров.

Санкции, если не будут приняты необходимые меры, в перспективе могут, наверное, существеннее повлиять на отрасль. Но они несут в себе как риски, так и возможности для российского сервиса.

Столкнулись с другими проблемами. В первую очередь это нехватка кадров, особенно с оттоком иностранных буровых бригад из Западной Сибири. Сказывается недостаток профильных учебных заведений, в особенности средних специальных учебных заведений. Возросшие требования со стороны заказчиков к стажу и возрасту персонала на объектах работ также осложняет процесс формирования и слаживания коллективов буровых бригад. Со своей стороны, для решения этой проблемы мы планируем активизировать взаимодействие с профильными ВУЗами и ССУЗами, в том числе рассмотрим механизмы целевого набора, инициирования новых курсов дополнительного профессионального образования с привлечением широкого круга ведущих специалистов. Минэнерго России совместно с Минобрнауки России сейчас проводят работу по выявлению дефицита кадров в нефтегазовой отрасли и формированию запроса к действующей системе профильного обучения. Параллельно мы развиваем и внутренний образовательный потенциал в УЦ «Нафтагаз-Развитие».

> Центр «Нафтагаз-Развитие» переезжает в новое здание, где будет установлено профессиональное учебное оборудование: тренажер, имитирующий процесс строительства скважин, и полигон для работы на высоте в комплекте с VR-тренажером и виртуальным классом

Планируется ли в 2023 году расширение образовательных программ в Учебном центре «Нафтагаз-Развитие»?

– Технологические процессы усложняются, оцифровываются и роль профессионализма, владения современными навыками только растет. Взяв под контроль качество обучения собственного персонала, мы формируем будущее нашей компании, ее роль и отраслевой вклад. Тут главное не «корочки», а реальный эффект, и, проводя внутреннее обучение и аттестацию, мы добиваемся конкретного результата для решения наших задач.

«Нафтагаз-Развитие» успешно прошло аккредитацию в качестве официального провайдера ПАО «Газпром нефть» в рамках пилотного проекта «Партнеры» и получил допуск на преподавание по ряду программ. Добавлю, что сейчас центр переезжает в новое здание с профессиональным учебным оборудованием, где будет установлен тренажер, полностью имитирующий процесс строительства скважин, и полигон для работы на высоте в комплекте с VR-тренажером и виртуальным классом.

В этом году Учебный центр должен выйти на новый уровень предоставления услуг по обучению не только

коллектива «НафтаГаз», но и других партнерских предприятий. Мы планируем обучить в два раза больше специалистов. Тем более, что уже реализована онлайн-платформа для дистанционного обучения. Хотелось бы стать центром притяжения для молодых отраслевых специалистов с целью улучшения их профессиональных компетенций.

> С применением оборудования автобурения и осцилляции построено **180 скважин**. Суммарный экономический эффект для заказчиков составил **более 500 млн рублей**, общая механическая скорость увеличилась **на 25%**

Буровые бригады «НафтаГаз» ежегодно фиксируют технологические рекорды. Каким образом удается не сбавлять темпы?

– XXI век революционно изменил понимание развития как глобальных экономических процессов, так и конкретных предприятий, поставив на первое место людские ресурсы. Ушедший год это подтверждал многократно. Да, успехи и рекорды есть и будут. Но и проблемы тоже. «НафтаГаз» не обошла стороной и «болезнь роста», большей частью по причине так называемого «человеческого фактора». Конечно, наш коллектив, несмотря на всю турбулентность, справился со всеми вызовами, но с целью исключения всех выявленных за последнее время проблем, 2023 год в «НафтаГазе» объявлен годом эффективности. Вложение в специалистов, в обучение и развитие компетенций, в корпоративную социальную поддержку, в обеспечение производственной безопасности – важнейший наш приоритет.

Ваша компания уделяет значительное внимание модернизации парка буровых установок. В текущем году данный тренд будет продолжен?

– Да, в текущем и в последующих годах. Модернизация – постоянный процесс. Если сейчас средний возраст оборудования составляет двенадцать лет, то в ближайшие три года мы планируем сократить его до пяти . Это необходимо, если хочешь оставаться в числе отраслевых лидеров, решать современные задачи. Скажем, в 2021 году наша инвестиционная программа составляла миллиард рублей, в прошлом же году вложения выросли до 3,7 млрд. Помимо регулярной модернизации станков с увеличением грузоподъемности, мы постоянно вводим в эксплуатацию новые мощности. Так, в 2022 году выведены на объекты две 320-тонные установки ZJ-50/320, приобретена 400-тонная машина производства «Уралмаш», флагман нашего парка – БУ 6000/400. И тренд этот, безусловно, будет продолжен.

Комплекс «Цифровая Буровая», разработанный специалистами «НафтаГаз», можно назвать главной разработкой компании ушедшего года? Каковы его главные задачи?

– В прошлом году мы уже внедрили Комплекс на всех буровых нашей компании. Цифровизация в бурении – это уже не пилотный проект, а повседневный инструмент участников процесса строительства скважины: недропользователя, бурового подрядчика и специалистов сопутствующих сервисов. Технологии помогают в решении задач для оптимизации затрат при добыче природных ресурсов, минимизации влияния персонала на эффективность бизнес-процессов. С 2021 года мы развиваем собственную цифровую платформу в части визуализации, хранения и анализа данных по бурению, а также обеспечению контроля с целью предупреждения скважинных инцидентов. Для решения этих задач создано специализированное предприятие «Цифровое Бурение», в котором уже трудятся 70 высококлассных специалистов.

С применением оборудования автобурения и осцилляции уже построено 180 скважин. Суммарный экономический эффект для заказчиков составил более 500 млн рублей, общая механическая скорость увеличилась на 25%. Мы установили комплексы на все свои буровые и предлагаем эту услугу рынку.

Проект в системном функционале «НафтаГаз», рассчитываем на серьезные результаты в 2023 г.

Какие цели ставит перед собой «НафтаГаз» на 2023 год? На какие направления деятельности будете делать основную ставку?

– 2023 год в «НафтаГаз» объявлен годом эффективности с акцентом на качество работы наших специалистов и совершенствование ИТ-систем компании. Для создания общего информационного поля и автоматизации кадровых и иных процессов в прошлом году все сотрудники компании получили доступ к интранет-порталу – «корпуслугам». 2022 год выявил ряд нюансов в Единой системе управления производственной безопасностью, будем корректировать, уделив особое внимание развитию компетенций сотрудников службы.

Продолжаем активно работать с производителями буровых установок над созданием концепта новой буровой установки с большей производительностью и максимальным уровнем автоматизации процессов.

Уделим приоритетное внимание созданию комфортных условий проживания, чтобы персонал больше времени отдавал вопросам повышения эффективности и не был обременен текучкой. В планах совместно с «коллегами по цеху» работа над улучшением имиджа буровой профессии.

В этом году запускаем программу «Корпоративное Здоровье» – внедрение профилактической составляющей в систему организации медпомощи и формирование комплексного подхода к сохранению здоровья наших сотрудников.

Все это вместе позволит укрепить профессиональную, эффективную и надежную семью «НафтаГаз», преодолеть любые препятствия и брать новые высоты.

Keywords: *oilfield services, sanctions, production indicators, increased penetration, modernization of equipment.*

НАФТАГАЗ

РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

22-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

24–27.04.2023

Подробности на сайте www.neftegaz-expo.ru



Реклама 12+

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ · МИНПРОМТОРГ РОССИИ · ТПП РФ · РСПП · Российское Газовое Общество · СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ · ЭКСПОЦЕНТР

ТатПром Холдинг
ГРУППА КОМПАНИЙ

Слушаем. Анализируем. Создаем.

ГК «ТатПром-Холдинг», 121087, Россия, г. Москва, ул. Барклая, д. 6, стр. 3, тел.: +7 495 116-63-69

ТатПром Холдинг
ГРУППА КОМПАНИЙ

БОЛЕЕ **20** ЛЕТ
ОПЫТ РАБОТ

Более **3000**
скважино-операций
в год

Более **1000**
человек работает
в компании

Более **150**
НИОКР
в год

Наличие стенда
V0
для испытаний в соответствии
с ГОСТ ИСО 14310-2014 и
INTI.M.100.4-2021

Совместно с заказчиком
реализуем комплексные проекты
по заканчиванию скажин для решения
актуальных задач.

РЕКЛАМА

ГК «ТатПром-Холдинг», 121087, Россия, г. Москва, ул. Барклая, д. 6, стр. 3, тел.: +7 495 116-63-69



МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ:

новые вызовы – новые решения

УДК 622.276

ВЕСНОЙ ЭТОГО ГОДА ЭКСПЕРТНЫЙ СОВЕТ ПО МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ЦЕНТР ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ СОЮЗА НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ ПРОВЕЛИ УЖЕ СТАВШУЮ ТРАДИЦИОННОЙ МЕЖДУНАРОДНУЮ ПРАКТИЧЕСКУЮ КОНФЕРЕНЦИЮ «МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ». О ЧЕМ ГОВОРИЛИ СПЕЦИАЛИСТЫ ОТРАСЛИ НА ЮБИЛЕЙНОЙ 20-Й КОНФЕРЕНЦИИ И КАКИЕ ВОПРОСЫ ОБСУЖДАЛИ НА СОВЕЩАНИИ ЭКСПЕРТНОГО СОВЕТА?

THIS SPRING, THE EXPERT COUNCIL ON ARTIFICIAL LIFT AND THE CENTER FOR PROFESSIONAL DEVELOPMENT, WITH THE SUPPORT OF THE UNION OF OIL AND GAS PRODUCERS OF RUSSIA, HELD THE TRADITIONAL INTERNATIONAL PRACTICAL CONFERENCE "ARTIFICIAL LIFT". WHAT DID INDUSTRY EXPERTS TALK ABOUT AND WHAT ISSUES DID THEY DISCUSS DURING THE EXPERT COUNCIL?

Ключевые слова: *добыча нефти, фонд скважин, эксплуатация нефтегазовых месторождений, оборудование, дебит скважин.*



Камалетдинов Рустам Сагарярович

председатель Экспертного совета по механизированной добыче нефти, к.т.н.

В рамках выступления автор рассказал об основных показателях механизированного фонда скважин и сервисе в 2022 г. Добыча нефти в России (без газового конденсата) за 2022 г. составила 482,146 млн тонн нефти, увеличение за год на 6,010 млн тонн или 1,3% (см. рис. 1).

За последние 14 лет средний дебит жидкости увеличился на 3,19 т/сут, средний дебит нефти снизился 1,27 т/сут, обводнение выросло на 2,6%.

Фонд скважин, дающих продукцию, по России на 01.01.2023 составил 158 785 скв. (+2%), дающий фонд УЭЛН увеличился до 110 857 скв. (+3%), фонд ШГН увеличился до 42 276 скв. (+0,7%) (см. рис. 2). По нефтяным компаниям (см. рис. 3) дающий фонд скважин на начало 2023 г. распределился следующим образом: «Роснефть» 47 683 скв. (30%); «ЛУКОЙЛ» 29 374 (18%); «Сургутнефтегаз» 24 940 (16%), «Татнефть» 20 223 (13%); «Газпром нефть» 8625 (5%); «Независимая нефтегазовая компания» 7226 (5%), «Славнефть» 3566 (2%), «РуссНефть» 1811 (1%).

Неработающий фонд по нефтяным компаниям на 1.01.2023: «Сургутнефтегаз» 1359 скв. (5,2% от эксплуатационного фонда (ЭФ));

ТАБЛИЦА 1. Динамика неработающего фонда скважин по России

	01.01.2020	01.01.2021	01.01.2022	01.01.2023
Количество скв.	25484	42220	27578	27658
% от ЭФ	14,1	23,6	15,1	14,8

«Независимая нефтегазовая компания» 492 скв. (6,4%); «Газпром нефть» 765 скв. (8,1%); «ЛУКОЙЛ» 3728 скв. (11,3%); «Роснефть» 7333 скв. (17,1%); «Татнефть» 5525 скв. (21,5%); «РуссНефть» 564 скв. (23,7%).

МРП нефтяного фонда скважин за последние 12 лет увеличился по России с 653 до 907 суток – на 39%, МРП фонда УЭЛН увеличился с 646 до 918 – на 42%; МРП фонда ШГН увеличился с 657 до 867 суток – на 32% (при этом за 2022 г. допущено снижение на 78 сут) (см. таблицу 2). В 2022 г. допущено снижение МРП фонда скважин в компаниях «Сургутнефтегаз», «Татнефть».

МРП фонда УЭЛН на 1 января 2023 г. по нефтяным компаниям: «Сургутнефтегаз» – 1305 суток; «Башнефть» – 1010; «Славнефть» – 990; «Роснефть» – 933; «РуссНефть» – 825; «ЛУКОЙЛ» – 801; «Газпром нефть» – 767; «ННК» – 748; «Татнефть» – 653.

МРП фонда ШГН на 1 января 2023 г. по нефтяным компаниям: «ННК» – 1651 сутки; «Роснефть» – 1288; «Башнефть» – 1151; «РуссНефть» – 1085; «ЛУКОЙЛ» – 813; «Татнефть» – 772; «Сургутнефтегаз» – 531, «Газпром нефть» – 153.

Сервис УЭЛН (работающий фонд) по России за последние 12 лет вырос с 76 083 скв. до 110 857 скв., внешний сервис на начало текущего года составил 62 320 скв. (56%) против 61 950 скв. (58%) на 01.01.2022. Собственный сервис на начало текущего года составил 48 537 скв. (44%) против 45 615 скв. (42%) на 01.01.2022. За последний год снизился обслуживаемый фонд скважин по компаниям «Борец», «Римера», «Новомет», увеличился по компаниям «Алмаз», «Ойлпамп Сервис», «Крафтпамп», «Новые технологии», остался на прежнем уровне по компании SLB, «Система Сервис».

Если оценить фонд скважин по сервисникам за последние 12 лет, то картина следующая: в начале 2011 г. сервисные подразделения компаний «Борец», «Римера», «Новомет» обслуживали 60% скважин, находящихся на внешнем сервисе. Сейчас тройка лидеров – это «Новые технологии», «Ойлпамп Сервис», «Система Сервис», 50% фонда.

Заводы-изготовители, сервисные компании в очередной раз оказались в эпицентре «идеального шторма». Повышение цен на материалы

РИСУНОК 1. Добыча нефти в России

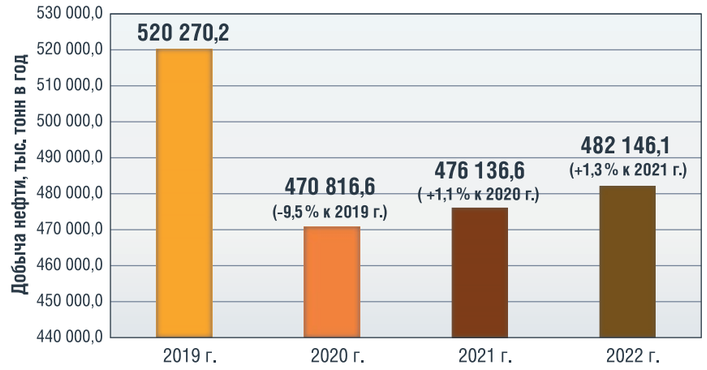


РИСУНОК 2. Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию по России

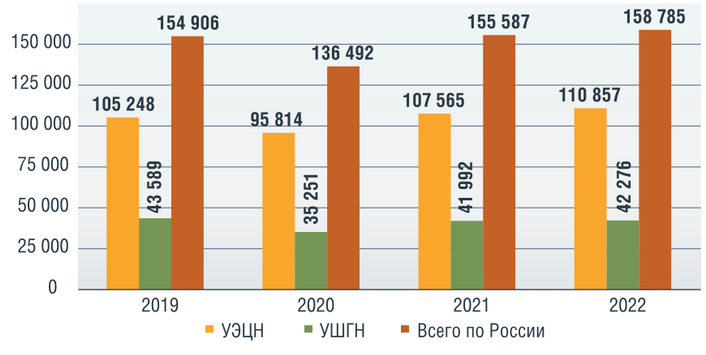
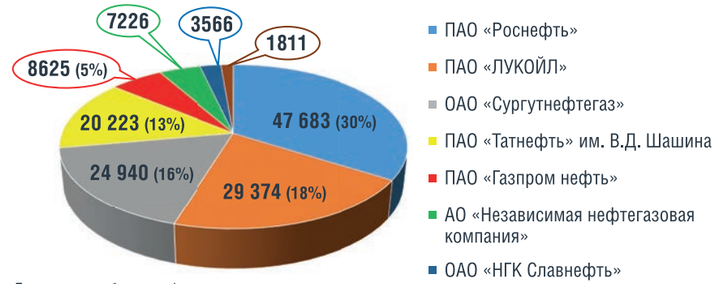


РИСУНОК 3. Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию по крупным нефтяным компаниям на 1.01.2023 г.



Примечание: в скобках возле фонда скважин, дающих продукцию по нефтяным компаниям указаны проценты относительно всего фонда нефтяных скважин России, дающих продукцию на 01.01.2023 г.

и комплектующие; необходимость выстраивания новых логистических цепочек, поиска замены европейских импортных поставок и переориентирования на другие рынки; требования нефтяных компаний на сохранение расценок; трудности при работе на зарубежном рынке и другие проблемы и далее будут приводить к перераспределению фонда скважин среди сервисных компаний. Кто выживет? Узнаем через несколько лет.

Н.Н. Андреева, заведующая кафедрой РГУ им. Губкина, д.т.н., модератор Экспертной группы по развитию промышленных полигонов Минпромторга, вице-президент Союза нефтегазопромышленников России в своем докладе «Полигоны как инструмент технологического развития нефтяной отрасли» привела информацию о проведенных испытаниях новых видов оборудования и технологий, затратах на НИОКР в крупных

ТАБЛИЦА 2. Межремонтный период работы скважин всего нефтяного фонда по крупным российским компаниям, сутки

Компании	2010	2015	2020	2021	2022
ПАО «ЛУКОЙЛ»	595	606	691	736	812
ПАО «Роснефть»	533	726	875	940	974
ПАО «Газпром нефть»	526	791	1353	718	751
ПАО «Сургутнефтегаз»	806	1008	1132	1336	1239
ОАО «ТНК-ВР Холдинг»	801	–	–	–	–
ПАО «Татнефть»	1041	1074	904	925	724
ПАО АНК «Башнефть»	634	880	1080	1100	1108
ПАО «НГК «Славнефть»	517	629	884	867	994
ПАО НК «РуссНефть»	436	348	702	685	845
АО «ННК»	–	–	758	699	761

российских нефтяных компаниях. В докладе отмечается, что в последние годы информации со стороны компаний в открытом доступе стало значительно меньше. На сайтах профильных министерств информация о выпуске новой техники и оборудования не обновлялась с конца 2019 г.

Приоритеты деятельности нефтяных компаний (2022): разведка, бурение и строительство скважин, цифровая трансформация, развитие цифровой платформы для управления компанией, энергосбережение и повышение энергетической эффективности, углеродная нейтральность, сокращение выброса парниковых газов, производство, транспорт и использование СПГ, добыча ТРИЗ и высоковязких нефтей, решение экологических проблем и др. Наталья Николаевна привела пирамиду метрологического обеспечения номенклатуры испытаний нефтегазового оборудования – «Научно-исследовательские работы» – «Исследования в лабораторных условиях (для технологий)» – «Испытания на стендах (для оборудования)» – «Испытание на полигонах», а также функционал испытания на стенде (соответствие ТУ, стандартам, первичное представление о КПД, моделирование смесей, защита от осложнений, первичное подтверждение эффективности программного обеспечения) и испытаний на промысле (ОПИ любой продолжительности, определение энергетической эффективности и КПД, работа в осложненных условиях, окончательная поверка программного обеспечения, расчет совокупной стоимости владения).

Были определены цели создания испытательной инфраструктуры полигонов общего доступа:

- Задание широкого диапазона режимов и условий эксплуатации;
- Отработка типовой программы совместных ОПИ, с которой согласны все участники проекта;
- Обеспечение доступа независимых экспертов;
- Формирование системы удаленного мониторинга;
- Проведение метрологической экспертизы программного обеспечения различных поставщиков.

Была приведена концепция тестовых скважин, позволяющая обеспечить создание системы признания, указано на необходимость их закрепления в техническом проекте разработки.

Наталья Николаевна охарактеризовала текущую ситуацию по развитию промышленных полигонов, обратив особое внимание на необходимость нормативно-правового регулирования – внесение изменений в «Закон о промышленной политике», «Закон о недрах» и др., а также высказала мнение о необходимости серьезной корректировки деятельности АНО «ИНТИ».

С докладом «Основные итоги работы механизированного фонда в ГК АО «Зарубежнефть»» выступили А.Л. Тистол, руководитель направления управления добычи АО «Зарубежнефть» и И.П. Саломов, руководитель направления управления добычи АО «Зарубежнефть». Представители компании привели динамику фонда скважин, основные производственные показатели, осложненный фонд в разрезе дочерних обществ. Ключевые показатели за 2022 г.: МРП 1685 сут, совершенствование системы «АРМ Технолога», сокращение операционных затрат в СП «Андижанпетро», значительный прирост (+78 т/сут) в ООО «СК«Русвьетпетро» за счет внедрения компоновки ОРЭ. Приказом по компании ежегодно утверждается «Программа повышения эффективности механизированной добычи в Группе компаний АО «Зарубежнефть»». Были приведены примеры внедрения новых видов оборудования и технологий: компоновка УЭЦН с хвостовиком и двумя капиллярными трубопроводами; фильтр модульный гравитационный пескосепарирующий ФМГ-01. КТ; УЭЦН на газлифтном фонде; установка плунжерная с погружным линейным приводом; гидропривод; тиражирование ИС «АРМ Технолога» и др. Были представлены ключевые фокусы направления механизированной добычи компании – повышение энергоэффективности УЭЦН; повышение эксплуатации малодебитного фонда (влияние эмульсий, борьба с пескопроявлением) и осложненного фонда (борьба с АСПО); повышение МРП УЭЦН. Представители компании проинформировали о деятельности Центра оперативного мониторинга, действующего с 2020 г., который позволяет провести автоматический расчет суточной добычи, прогноз показателей поступления и откачки продукции, формирование производственной отчетности, сетевых графиков, мониторинг объектов генерации, мониторинг целостности оборудования, мониторинг промышленной безопасности и др. Данный Центр охватывает 15 добывающих активов, эксплуатирующих 39 месторождений нефти и газа в 8 странах на трех континентах.

Доклад «Вызовы в области эксплуатации механизированного фонда скважин» представил П.С. Музычук, руководитель направления центра компетенций по технологиям добычи ООО «Газпромнефть НТЦ». Павел Стефанович проинформировал о текущих вызовах – недостаточный КПД серийного УЭЦН, отсутствие альтернативы УЭЦН, «ручной контроль». Возможные проектные решения: высокооборотные УЭЦН; роторно-вихревые ступени; высоковольтное электрооборудование; разработка новых дизайнов рабочих органов; использование новых видов материалов рабочих органов; объемные высоконапорные насосные установки; объемно-роторные установки; пластинчатые насосы; IT-системы по диагностике и автокорректировке режима работы и др. Было сказано о цифровой трансформации функции «Добыча», цель программы – повышение эффективности процессов добычи за счет создания цифровых инструментов управления базовыми технологическими и бизнес-процессами, в ней участвуют 17 проектов. Для реализации сбора необходимых параметров по работе погружного оборудования с оптимальной дискретизацией необходимо модернизировать существующую систему передачи данных, размещать сервера для сбора и аналитики данных в непосредственной близости к исполнительным механизмам.

Автоматическое управление УЭЦН в рамках третьего вызова возможно за счет: формирования инфраструктуры в ступенчатую иерархию; распределения собирающих и обрабатывающих мощностей по ступеням; обеспечения on-line потока информации; поэтапной передачи функций управления системе; вовлечения в систему сервисных служб; перехода технологической службы в роль экспертного менеджмент-звена; перехода на безлюдные технологии.

Также приведены «новые» вызовы, которые особенно проявились в последнее время: компетенции услуг (решение – детализация требований услуг, ремонта и обслуживания оборудования, дополнительная мотивация сервисного персонала); новые технологии (решение – новые схемы цепочки «НИОКР – ОПИ – тираж», стимулирование действующих поставщиков услуг); качество оборудования.

С докладом «Актуальные задачи при эксплуатации механизированного фонда на Юрских и Ачимовских объектах ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» выступил А.В. Прокудин, начальник отдела добычи нефти и газа ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ПАО «ЛУКОЙЛ».

В нем Алексей Вячеславович привел основные производственные показатели общества 130 нефтегазовых активов: накопленная добыча нефти, отбор от НИЗ, динамика добычи жидкости, нефти, динамика фонда скважин, наработка на отказ, структура фонда скважин по группам объектов разработки и др. В настоящий момент Ачимовская и Юрская группы составляют 27% фонда скважин, причем в периодическом режиме эксплуатируется 58% скважин. Анализ отказов, не отработавших гарантийный срок (без ГТМ), продемонстрировал наиболее высокий показатель удельного количества отказов на 100 скважин по пластам «Юра» – 6,2 и пласту «Ачимовка» – 3,1. Основные причины отказов – засорение, коррозия НКТ, коррозия погружного кабеля.

Были представлены результаты внедрения новых видов оборудования: установка плунжерная с линейным двигателем и др. и обозначены актуальные задачи – подбор индивидуального средства измерения дебита жидкости для скважин, эксплуатирующихся в периодическом режиме, с контролем обводненности в режиме реального времени; поиск оптимальных решений в части защиты оборудования от осложняющих факторов (солеотложение, коррозия, мехпримеси); поиск альтернативы эксплуатации ЭЦН в режиме КПР и АПВ и т.д.

С докладами выступили специалисты ПАО «Сургутнефтегаз», ООО «Зарубежнефть-добыча Харьяга», ООО «РН-БашНИПИнефть», ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» и других ведущих компаний отрасли, а также ученые отраслевых вузов.



Были определены победители в номинациях «Лучший доклад» (В. Ткачева «РН-БашНИПИнефть», А. Тистол «Зарубежнефть», И. Саломов «Зарубежнефть», А. Прокудин «ЛУКОЙЛ») и «Активный участник» (М. Троянуца «Сургутнефтегаз»).

Во второй день конференции состоялась выездная сессия в Инновационном центре «Сколково». В капсуле № 1 Технопарка «Сколково» состоялась презентация директора по операционной работе О. Перцовского и руководителя направления добычи нефти и газа Кластера энергоэффективных технологий фонда «Сколково» Р. Агишева. Также были проведены питч-сессии стартапов нефтегазовой тематики:

- ООО «ГМТех» Р. Габдуллин,
- ООО «Илмасоник-Наука» Ю. Салтыков,
- ООО «Перфобур» Р. Шубенок.

Далее состоялась экскурсия по Технопарку «Сколково», посещение Сколковского института науки и технологии (Сколтех), Международной гимназии «Сколково», Международного Московского Медицинского Кластера, офисных центров Matrex и Гиперкуб, НИОКР-центров ключевых партнеров «Сколково», Московской Школы Управления.

Совещание Экспертного совета

В рамках конференции было проведено 24 совещание Экспертного совета по механизированной добыче нефти с повесткой дня:

1. Экспертному совету по механизированной добыче нефти – 15 лет! Докладчик Р.С. Камалетдинов.

2. Технические и судебные экспертизы при расследовании отказов скважинного оборудования. Докладчик В.Н. Ивановский.
3. Электрические аспекты сложных запусков УЭЛН. Докладчик Е.А. Кибирев.

В рамках выступления автор рассказал о деятельности Экспертного совета.

Экспертный совет по механизированной добыче нефти (ЭСМД) – некоммерческая общественная организация, созданная в июне 2008 г., в настоящий момент в него входит 28 представителей всех крупных российских нефтяных компаний, заводов-производителей, сервисных компаний, научных учреждений. Деятельность Экспертного совета регулируется Уставом и освещается на сайте ЭС www.pump-sovet.com.

Миссия Экспертного совета – коллегиальное обсуждение и принятие совместных решений по проблемам эксплуатации, производства и сервисного обслуживания оборудования для добычи нефти.

Основные направления деятельности:

1. Формирование нормативных документов

Экспертным советом по заказу ПАО «Газпромнефть» был разработан и приказом Росстандарта введен в действие с 01.07.2016 национальный стандарт ГОСТ Р 56830-2015 «Нефтяная и газовая промышленность. Установки скважинных электроприводных лопастных насосов. Общие технические требования». Подготовлено и утверждено Изменение 1 ГОСТ Р 56830-2015 (приказ Росстандарта № 481-ст от 10 августа 2018 г.).

При активном участии членов ЭС разработан и утвержден ГОСТ Р 56624-2015 «Энергетическая эффективность. Погружные лопастные насосы и электродвигатели для добычи нефти. Классы энергоэффективности». В 2018–2019 гг. была проведена серьезная работа по пересмотру ГОСТ Р 56624-2015 и приказом Росстандарта №1397-ст от 25 декабря 2020 г. был утвержден национальный стандарт ГОСТ Р 56624-2020 «Энергетическая эффективность. Скважинные электроприводные лопастные насосы и электродвигатели для добычи нефти. Индикаторы энергетической эффективности».



7 совещание Экспертного совета – январь 2010 г.

В 2018 г. сформирована рабочая группа Экспертного совета по переработке ГОСТ Р 51777-2001 «Кабели для установок погружных электроприводных насосов. Общие технические требования» с участием представителей ВНИИКП, нефтяных компаний, кабельных заводов. Проведено несколько совещаний во ВНИИКП, в сентябре 2019 г. подготовлена первая редакция ГОСТ, однако далее ВНИИКП не начал процедуру утверждения в Росстандарте. В июне прошлого данный переработанный стандарт передан в АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив» (АНО «ИНТИ»), где прошел рассмотрение и был утвержден (СТО ИНТИ S.100.27-2022 «Кабели для установок скважинных электроприводных насосов для добычи нефти»).

Подготовлены Рекомендации Экспертного совета «О порядке организации и проведения опытно-промышленных испытаний новых видов технологий и оборудования для добычи нефти» (утверждены 08.10.2013); «Расчет межремонтного периода работы скважин. Расчет наработки на отказ. Расчет средней наработки установок до отказа» (утверждены 24.12.2015); «Расчет совокупной стоимости владения установки электроприводного лопастного насоса» (утверждены 13.12.2016); «О порядке испытаний скважинных электроприводных лопастных насосов на горизонтальных стендах» (утверждены 14.12.2021); «Справочник. Механизированная добыча нефти. Термины, определения и сокращения» (утверждены 01.06.2022).

2. Организация семинаров, конференций

Начиная с 2009 г. Экспертный совет был организатором 42 конференций и семинаров на темы:

- «Механизированная добыча нефти» (ежегодная);
- «Эксплуатация осложненного фонда скважин»;
- «Повышение энергоэффективности добычи нефти»;
- «Системы мониторинга и управления для механизированного фонда скважин»;
- «Повышение эффективности сбора и подготовка нефти и газа»;
- «Сервис механизированного фонда скважин»;
- «Повышение эффективной эксплуатация малодебитного фонда скважин».

3. Коллегиальное обсуждение проблем, обмен опытом, презентации новых видов технологий и оборудования на совещаниях ЭСМД

Всего было проведено 23 совещания Экспертного совета, 11 заседаний Правления Экспертного совета, 7 совещаний рабочих групп Экспертного совета по стандартизации.

Основные обсуждаемые вопросы:

- Повышение квалификации инженеров-нефтяников, введение новых специальностей (специализаций) по эксплуатации и ремонту нефтепромыслового оборудования в высших и средних специальных учебных заведениях;
- Применяемые в нефтяных компаниях Методики расчета наработки на отказ, выработка единых критериев оценки работы мехфонда скважин;
- Классификация осложненного фонда скважин, необходимость внесения дополнительных параметров, соотнесение с обозначением оборудования;
- Технические требования (ТТ) нефтяных компаний к компонентам УЭЛН, их отличие, необходимость разработки единых ТТ;
- Концепции разделов, подразделов Стандарта «Установки скважинных электроприводных лопастных насосов. Общие технические требования»;
- Оценка эффективности внедрения новых видов оборудования и технологий;
- Критерии энергоэффективности процессов и оборудования для добычи и подготовки нефти и газа;
- Концепция Руководящего документа о порядке проведения работ на коррозионном фонде скважин;
- Сертификация в ОАО «ОКБ БН КОННАС» определенных видов погружного оборудования для добычи нефти;
- Возможность использования налоговых льгот за использование энергоэффективного оборудования (Постановление Правительства РФ № 308 от 16 апреля 2012 г.);
- Импортозамещение оборудования для механизированной добычи нефти;
- Актуализация перечня объектов и технологий высокой энергетической эффективности (Постановление Правительства РФ № 600 от 17.06.2015 «Об утверждении перечня объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности»);
- Внесение изменений (по кодам оборудования установок скважинных электроприводных насосов) в классификаторы ОКОФ ОК 013-214 и ОК 034-2014;
- Внедрение новых видов технологий и оборудования для добычи нефти. Организация опытно-промышленных испытаний на месторождениях. Развитие и создание промышленных полигонов;
- Инновации в нефтяной отрасли.

Таким образом, удалось обозначить, обсудить и принять решения по основным проблемным вопросам в области механизированной добычи нефти в течении последних 15 лет.

Налажено взаимодействие с кластером энергоэффективных технологий фонда «Сколково», венчурными фондами, акселераторами, технопарками, Экспертной группой по развитию промышленных полигонов Минпромторга РФ, ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства», Союзом нефтегазопромышленников России, Комитетом по энергетической стратегии и развитию ТЭК Торгово-промышленной палаты РФ и др.

По итогам работы конференции был сформирован Протокол № 24 и подготовлены предложения для доклада вице-президента Союза нефтегазопромышленников Н.Н. Андреевой, которые она озвучила на XV съезде Союза нефтегазопромышленников 30 марта. Также данные предложения переданы в Комитет по энергетической стратегии и развитию ТЭК Торгово-промышленной палаты РФ для обсуждения на отраслевом уровне.

Экспертный совет по механизированной добыче нефти готов к расширению своей деятельности, организации рассмотрения и принятия решений по проблемным вопросам в области эксплуатации, производства и сервисного обслуживания оборудования для добычи нефти. ●

Keywords: *oil production, well stock, operation of oil and gas fields, equipment, well flow rate.*

Протокол № 24 расширенного совещания Экспертного совета по механизированной добыче нефти совместно с участниками 20-й Международной практической конференции «Механизированная добыча нефти-2023»:

1. Считать достигнутыми основные цели конференции – обмен опытом внедрения новаций, обучение современным подходам в области эксплуатации механизированного фонда, обсуждение новых направлений сокращения затрат на добычу нефти.

2. Поддержать предложение о разработке методологии универсальных подходов к испытаниям и инспекциям производства промышленной продукции, техническим аудитам поставщиков, подтверждению эффективности технических и технологических решений производителей (в том числе, импортозамещающей продукции).

3. Считать наиболее актуальными на сегодняшний день следующие задачи в области механизированной добычи нефти:

- Повышение информированности о проводимых в нефтяных компаниях опытно-промысловых испытаниях новых видов оборудования и технологий;
- Развитие инструментов открытых инноваций (создание венчурных фондов с участием нефтяных компаний; создание корпоративных венчурных фондов; проведение конкурсов, акселераторов, хакатонов по нефтегазовой тематике и др.);
- Создание новых форм сотрудничества нефтяных компаний и заводов-изготовителей для организации разработки новых видов оборудования, в том числе УЭЛН с повышенным КПД и расширенной рабочей областью, малодебитных насосов и др.;
- Повышение качества нефтесервисных услуг, качества оборудования для добычи, транспортировки и подготовки нефти и газа;
- Повышение автоматизации работы УЭЛН.

4. Экспертному совету по механизированной добыче нефти дополнить раздел «Инновации» сайта Экспертного совета информацией о резидентах фонда «Сколково» (нефтегазовая тематика). Ответственный Р.С. Камалетдинов. Срок – апрель 2023 г.

5. Принять в Экспертный совет по механизированной добыче нефти Н.П. Сарапулова (руководитель по разработке продукта, проект «Реновация» ООО «Газпромнефть НТЦ»).

6. Членам Экспертного совета по механизированной добыче нефти подать предложения по тематике и формату конференций, планируемых к проведению в 2024 г. Срок – до 1 июня 2023 г.

В ТОМСКОМ ФИЛИАЛЕ ССК ВЫБРАЛИ ЛУЧШИЕ БРИГАДЫ

буровиков и вышкомонтажников

УДК 622.24



В СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ ПОДВЕЛИ ГОДОВЫЕ ИТОГИ РАБОТЫ БУРОВЫХ БРИГАД. ЛУЧШИЕ ИЗ ЛУЧШИХ ПОЛУЧИЛИ ПОЧЕТНЫЕ НАГРАДЫ И ДЕНЕЖНЫЕ ПРЕМИИ

THE SIBERIAN SERVICE COMPANY SUMMED UP THE ANNUAL RESULTS OF DRILLING CREWS WORK. THE BEST OF THE BEST RECEIVED HONORARY AND CASH AWARDS

Ключевые слова: *нефтесервис, буровая бригада, промышленная безопасность, производственные показатели, производительность труда.*

Юлия Соболева

АО «Сибирская Сервисная Компания»

Во всех подразделениях Сибирской Сервисной Компании традиционно проводят производственные соревнования на определение лучших бригад по итогам года. Критерии оценки довольно строгие. При определении победителей учитывается соблюдение требований охраны труда, промышленной, пожарной и экологической безопасности, производственные показатели, а также отсутствие нарушений трудовой дисциплины в бригаде. Стимулом для дальнейшего профессионального роста и заслуженной наградой становится денежная премия и благодарность от руководства. По итогам года лучшей буровой бригадой Сибирской Сервисной Компании по Томскому филиалу была признана бригада мастера Сергея Владимировича.



«За минувший год командой-победителем на мобильной буровой установке МБУ ZJ-40 было построено 7 наклонно-направленных эксплуатационных скважин общей проходкой 12 783 метра, – рассказал **начальник СБР и ИС Томского филиала АО «ССК» Олег Иванович**. – *Бригада сработанная, образовалась еще в 2012 году. Основной состав ее продолжает работать по сей день. Мастер буровой у рабочего персонала пользуется авторитетом, что позволяет поддерживать в бригаде высокую культуру производства. Это напрямую влияет на выполнение поставленных задач: чистота и порядок на буровой, исправное буровое оборудование, уменьшение непроизводительного времени на ремонты, отсутствие экологических нарушений и штрафных санкций от заказчика. Вспомогательные отделы и службы офиса компании, видя бережное отношение буровой бригады к оборудованию, в первую очередь пытаются помочь данной бригаде в обеспечении: оборудованием, ЗИП и МТР для опережающих ремонтов и замены вышедшего из строя оборудования. Так поддерживается темп работы, начатый буровой бригадой. Отдельно хочу отметить, что все монтажи командой-победителем произведены с ускорением, что позволило с опережением начинать и заканчивать бурение скважин».*

«Наша бригада – маленькая семья. Мы работаем и живем по определенным законам, в основе которых сплоченность и доверие. Чем более сплоченная команда, тем проще и лучше работать. У всех есть свои обязанности, мы их неукоснительно соблюдаем, – рассказал **мастер буровой Томского филиала АО «ССК» Сергей Владимирович**. – *Для нас было приятно и неожиданно узнать о победе в производственном соревновании на определение лучших бригад. Важно, что это еще подкрепляется материальным вознаграждением. Мы рады быть лучшими и стараемся делать нашу работу качественно».*

Первое место среди вышкомонтажных бригад Сибирской Сервисной Компании уже не первый год подряд занимает команда Юрия Николаевича. Сам производитель работ цеха вышкомонтажных работ работает в нефтегазовой отрасли 33 года, из них – 21 год в АО «ССК». Не раз был отмечен корпоративными и отраслевыми наградами. Есть в его копилке и Благодарность Министерства энергетики РФ.

«Стабильность – признак мастерства, – улыбается **производитель работ цеха вышкомонтажных работ Юрий Николаевич**. – Нет никакого секрета, кроме простого желания хорошо делать свою работу. Конечно, труд вышкомонтажников непростой. Мы – как первопроходцы – первыми заезжаем на неподготовленные территории, готовим места расположения оборудования и сооружений, выполняем строительные, слесарные, плотницкие работы, обустраиваем поселки. Самое важное в нашем деле – это терпение, а еще трудолюбие, порядочность, скромность. Работа наша похожа на муравейник, мы как единая система, где каждый крутится, вертится, вносит свой вклад в общее дело». ●

Keywords: *oilfield service, drilling crew, industrial safety, production indicators, labor productivity.*

Нацеленность на общий результат – отличительная черта специалистов Сибирской Сервисной Компании. АО «ССК» качественно и в полном объеме реализует задачи заказчиков, именно благодаря профессионализму работников, современному оборудованию и собственным технологическим разработкам. Партнеры доверяют ССК самые сложные и ответственные объекты.

АО «ССК» входит в тройку обладателей премии «Лучший работодатель среди буровых компаний», организованной Информационно-консалтинговым агентством «Первый Буровой Портал» и является лидером в номинации «Поддержка трудовых династий»

Сибирская Сервисная Компания

АО «Сибирская Сервисная Компания»
sibserv.com
Томский филиал АО «ССК»
634050, Томск, переулок Совпартшкольный, 2.
Телефон **8 (3822) 90-95-96**
Email: **tf@tf.sibserv.com**



ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

в многолетнемерзлых породах, включающих газовые гидраты

ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ

УДК 622.24

В СТАТЬЕ ОПИСАНЫ ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ, СОДЕРЖАЩИХ ГАЗОГИДРАТНЫЕ ВКЛЮЧЕНИЯ. ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА, ПОЗВОЛЯЮЩЕГО ИМИТИРОВАТЬ ЗАКАЧКУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ ПРИ БУРЕНИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН, ВЫЯВЛЕНЫ НАИБОЛЕЕ ЗНАЧИМЫЕ ПАРАМЕТРЫ БУРОВОГО РАСТВОРА, ОКАЗЫВАЮЩИЕ ВЛИЯНИЕ НА ТЕМПЕРАТУРНОЕ ПОЛЕ ОКОЛОСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА

THIS PAPER DESCRIBES THE COMPLICATIONS OF DRILLING WELLS IN PERMAFROST ROCKS CONTAINING GAS HYDRATE INCLUSIONS. THE RESULTS OF A COMPUTATIONAL EXPERIMENT THAT ALLOWS SIMULATING THE INJECTION OF PROCESS FLUID DURING DRILLING OF GAS WELLS ARE PRESENTED, THE MOST SIGNIFICANT PARAMETERS OF THE DRILLING FLUID THAT AFFECT THE TEMPERATURE FIELD OF THE BOREHOLE SPACE ARE IDENTIFIED

Ключевые слова: *бурение скважин, гидраты природного газа, газопроявления, осложнения при бурении и эксплуатации скважин, гидратовмещающие породы.*

Романова Наталья Александровна
доцент кафедры, автоматизации технологических процессов и производств, к.т.н., Санкт-Петербургский горный университет

Гизатуллин Руслан Рамилевич
аспирант кафедры бурения скважин, Санкт-Петербургский горный университет

Двойников Михаил Владимирович
заведующий кафедрой бурения скважин, д.т.н., профессор, Санкт-Петербургский горный университет

Никитин Виктор Викторович
ПАО «Газпром»

Буслаев Георгий Викторович
доцент кафедры бурения скважин, к.т.н., Санкт-Петербургский горный университет

Анализ возможных сценариев развития мировой экономики показывает, что роль углеводородов, особенно природного газа, будет оставаться значительной как минимум в течение следующих 30 лет [2, 5, 14].

Подавляющее большинство крупнейших месторождений газа в России, такие как Уренгойское, Чаяндинское, Бованенковское, Медвежье, Южно-Русское, Заполярное и др., расположено в зоне распространения многолетнемерзлых пород (ММП).

Специфика размещения нефтегазовых объектов в зонах распространения ММП заключается в наличии неустойчивых грунтов, подверженных сезонному оттаиванию, промерзанию и пучению [15]. При строительстве скважин, ствол которых пересекает толщу ММП с газовыми гидратами, ситуация осложняется проблемами, связанными с обеспечением устойчивости стенок на этапах бурения, крепления и эксплуатации скважины [25]. Кроме того, в арктической части Мирового океана сосредоточены значительные запасы углеводородов, как в жидком состоянии, так и в форме газа и газовых гидратов. С одной стороны, газовые гидраты являются крупнейшим потенциальным ресурсом экологически чистой энергии, в котором могут быть заинтересованы многие страны, в том числе Россия, Канада, Япония, Индия, США и другие.

Разведанные ресурсы природного газа в гидратном состоянии отличаются, согласно разным источникам, на несколько порядков и варьируются от 10^{13} до 10^{18} м^3 [12, 26, 33]. Но даже по самым скромным оценкам запасы газа в гидратной форме превышают известные запасы газа в традиционном агрегатном состоянии вместе взятые. Интерес к добыче природного газа из гидратов объясняется еще и тем, что, как правило, глубина их залегания невелика: в среднем от 80–200 метров (для реликтовых гидратов) [27, 32] до 1200 метров (зона стабильности газовых гидратов) [20]. В разное время предпринимались попытки внедрения технологий добычи гидратов, например в 1971 году было разведано месторождение Маллик в дельте реки Маккензи, а позднее, в 2001 году инициировано строительство трех исследовательских скважин Маллик (двух наблюдательных и одной эксплуатационной) в рамках проекта, финансируемого пятью странами (Канада, Индия, Япония, США и Германия) [1, 4, 10, 11].

С другой стороны, наличие гидратовмещающих толщ представляет угрозу при освоении традиционных ископаемых. Для формирования клатратных структур необходимо соблюдение ряда условий, в первую очередь это термобарические условия в зоне возможного залегания гидратов (высокие давления и низкие температуры способствуют образованию и наоборот), наличие влаги в породе и постоянный приток свободного метана [35]. Продуктивные пласты месторождений, например Ботуобинского, Химакинского и Талахского горизонтов, имеют достаточно низкие температуры и высокие давления, а значит, находятся в зоне гидратообразования на кривой равновесия. На таких месторождениях, как Чаяндинское, Верхневилючанское, Тас-Юряхское, имеется высокая вероятность встречи с осложнениями, связанными с гидратообразованием, а также гидратовмещающими породами [24]. Бурение газовых скважин при проходке таких участков провоцирует нарушение термодинамического равновесия, повышение температуры околоскважинного пространства и, как следствие, неконтролируемое выделение газа и таяние льда [24, 30, 31, 34]. Часто такие ситуации несут угрозу для возникновения газопроявлений, обвала колонны и иных аварийных ситуаций [21, 22]. Иногда газопроявления прекращаются самостоятельно, это связано со значительным эндотермическим эффектом диссоциации гидратов, который может привести к обратной ситуации: промерзанию призабойной зоны, консервации гидратов, кавернообразованию. Последнее способствует поглощению бурового раствора и нарушению технологии цементирования на этапе строительства скважины. Промерзание зоны вокруг скважины, кроме того, несет в себе угрозу образования техногенных гидратов [28]. Таким образом, как ни парадоксально, но процесс разложения клатратных структур, в случае если объемы газовыделения будут достаточно большими и при наличии свободной воды в пласте в результате таяния льда, может привести к противоположной, на первый взгляд, проблеме.

Известно множество публикаций, авторы которых сходятся в том, что большая часть каналообразований происходит в период затвердевания цементного камня [17, 18, 29]. Образование трещин и иных дефектов обусловлено многими причинами, среди которых недостаточно полное вытеснение бурового раствора тампонажным, суффозионные процессы и термобарические условия некоторых продуктивных пластов, особенно аномально высокие давления флюида. Последнее особенно часто выражено при строительстве газовых и газоконденсатных скважин [29]. Таким образом, время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) является наиболее опасным с точки зрения вероятности образования каналов в цементном камне в будущем.

По данным авторов [18], если в период гидратации цемента, то есть до превращения тампонажного раствора в камень, не нарушена структура его порового пространства, то такой камень впоследствии является практически непроницаемым для пластового флюида, что означает, что если в дальнейшем имеют место заколонные газопроявления, то в период ОЗЦ в поровом пространстве застывающего цемента по тем или иным причинам образовались каналы и трещины. В связи с этим при прохождении участков, содержащих газогидратные вкрапления, необходимо уделять особенное внимание укреплению ствола скважины во избежание обрушения пород и проблем, связанных с некачественным цементированием при строительстве скважин. К негерметичности межколонного пространства могут приводить различные механические, физико-химические процессы, возникающие в процессе строительства скважин, их испытании и эксплуатации.

Нарушения структуры цементного камня могут быть спровоцированы резкими перепадами температуры при многократных остановках добычи углеводородного сырья положительной температуры. При постоянных изменениях температуры околоскважинного пространства происходят циклические расширения и усадки цементного камня, что также может стать причиной образования каналов и раскрытия трещин в цементном кольце и последующей негерметичности межколонного пространства.

Учитывая вышеизложенное, следует работать в нескольких направлениях: предотвращение осложнений, вызванных разложением залегающих в породе гидратов, совершенствование буровых и тампонажных жидкостей и качественное цементирование скважин в зоне вечной мерзлоты и гидратообразования. Над этими проблемами работают, в том числе, и ученые Научного центра «Арктика» Санкт-Петербургского горного университета на базе современных лабораторных, аппаратных и программных комплексов.

При бурении скважин в зоне залегания гидратов и риске растепления околоскважинной зоны пласта особенно важное значение имеют такие режимные параметры бурения, как скорость проходки, скорость закачки бурового раствора, его температура, структурно-реологические и другие свойства.

На кафедре технологии и техники бурения в Санкт-Петербургском горном университете ведутся исследования, направленные на совершенствование параметров технологических жидкостей, используемых при бурении [7, 8, 13, 16] и строительстве скважин [6, 9].

Моделирование влияния закачки технологической жидкости на температурное поле пласта вокруг скважины

В данной статье приведены результаты вычислительного эксперимента, позволяющего имитировать процесс закачки буровой жидкости в пласт. Вычисления проводились в пакете COMSOL Multiphysics с использованием данных Чаяндинского газоконденсатного месторождения.

При разработке модели авторами были приняты следующие допущения.

- Порода околоскважинного пространства принимается за сплошную среду. Это допущение аргументировано тем фактом, что отложения Чаяндинского месторождения являются хотя и высокопористыми, но обладают низкой проницаемостью [19]. При относительно небольшом гидростатическом давлении, которое создает столб бурового раствора, породу можно принять как практически непроницаемую для него. В этих условиях можно полагать передачу тепла за счет конвекции настолько незначительной, что теплопроводность обоснована в качестве единственного значимого способа передачи тепла.
- Принято, что свойства породы постоянны в радиальном направлении от центра скважины. При проведении моделирования предполагается, что температура бурового раствора будет меняться в пределах от 273 до 310 К, следовательно, температура породы также будет меняться в небольших пределах, поэтому изменениями свойств породы в зависимости от температуры авторы пренебрегли для упрощения модели. Значения теплофизических свойств породы в эксперименте до подачи бурового раствора задавались при 265 К, а после подачи бурового раствора при температуре 295 К. Температура жидкости, колонны и породы в момент начала моделирования принимаются постоянными в радиальном направлении от оси скважины.
- Геометрическая модель представляет собой соосные тела вращения: буровая колонна, скважина, околоскважинное пространство.

Вычисления базируются на уравнении теплопроводности Фурье:

$$dq = -\lambda \frac{dt}{dn} dF d\tau, \quad (1)$$

где dq – количество теплоты; λ – коэффициент теплопроводности, Вт/м·К; dt – температурный градиент; dF – градиент площади поверхности; $d\tau$ – градиент времени.

В расчетах учитывается теплопроводность как в жидкости, так и в твердой фазе, при этом принимается, что в модели пористой среды порозность равна нулю для твердого тела и порозность равна единице для жидкого тела.

Результаты вычислительного эксперимента

Закон Фурье будет записываться так:

$$q = -k_{med} \nabla T, \quad (2)$$

где T – температура, К,

k_{med} выражается как

$$k_{med} = \theta_p k_p + (1 - \theta_p) k + k_{disp} \quad (3)$$

и представляет собой усредненную теплопроводность между теплопроводностями жидкой k (Вт/м·К) и твердой фаз k_p (Вт/м·К) согласно массовым долям с учетом фильтрующейся жидкости через пористую среду через так называемый коэффициент термодисперсии, методика расчета которого подробно представлена в [3].

В формуле (3) θ_p есть доля твердой фазы в рассматриваемом объеме, соответственно, $1 - \theta_p$ – есть доля жидкой фазы.

С учетом объемной теплоемкости $(\rho C_p)_{med}$ общее уравнение для всей среды запишем в виде:

$$(\rho C_p)_{med} \frac{\partial T}{\partial t} + \rho C_p u \nabla T + \nabla q = Q + Q_{vd}. \quad (4)$$

В уравнении (4) ρ и ρ_p – плотность жидкости и твердой фазы соответственно, кг/м³; C_p и C_{pp} – теплоемкость жидкости и твердой фазы при постоянном давлении, Дж/кг·К; u – скорость жидкости в порах твердой фазы, м/с, q – тепловой поток, Вт/м², Q и Q_{vd} – соответственно источник или поглотитель тепла и тепло, выделяемое при вязком трении Вт/м³. Q_{vd} несоизмеримо мало по сравнению с другими тепловыми потоками и может быть принято равным нулю.

В данном уравнении не учитывается коэффициент объемного расширения α ввиду его малого значения.

Модель для передачи тепла в жидкой фазе представлена формулой (7), если $\theta_p = 0$.

Формула для расчета передачи тепла в породе представлена ниже:

$$\begin{cases} k_{med} = \theta_p k_p + (1 - \theta_p) k + k_{disp} \\ q = -k_{med} \nabla T \\ (\rho C_p)_{med} = \theta_p \rho_p C_{pp} + (1 - \theta_p) \rho C_p \\ (\rho C_p)_{med} \dfrac{\partial T}{\partial t} + \rho C_p u \nabla T + \nabla q = Q + Q_{vd} \end{cases} \quad (5)$$

Модель передачи тепла в металле трубы:

$$\begin{cases} q = -k \nabla T \\ \rho C_p \dfrac{\partial T}{\partial t} + \rho C_p u \nabla T + \nabla q = Q + Q_{ted} \end{cases} \quad (6)$$

$$\begin{cases} q = -k \nabla T \\ \rho C_p \dfrac{\partial T}{\partial t} + \rho C_p u \nabla T + \nabla q = Q + Q_{vd} \end{cases} \quad (7)$$

После проведения расчета анализируется распределение температуры в разные моменты времени.

Результаты моделирования

Пример исходных данных для инициализации вычислительного эксперимента приведен в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Значения физических параметров модели, принимаемых за постоянную величину (составлено авторами)

Наименование параметра	Значение параметра
Начальная температура породы, °К	265
Плотность бурового раствора, кг/м³	1050–1150
Плотность твердого вещества, кг/м³	2200–2300
Коэффициент температуропроводности вмещающей породы, а·10⁶ м²/с	1,23
Коэффициент теплопроводности вмещающей породы, Вт/м·К	2,55
Коэффициент льдистости породы	0,4
Начальная температура бурового раствора	273
Температура бурового раствора, °К	310
Коэффициент теплопроводности льда, Вт/м·К	2,33

На рисунке 1 приведено распределение температуры вмещающей породы до подачи жидкости, на рисунке 2 показано изменение температуры пласта вокруг скважины через 4 часа от момента начала ввода технологической жидкости:

РИСУНОК 1. Температурное поле околоскважинного пространства до закачки технологической жидкости (составлено авторами)

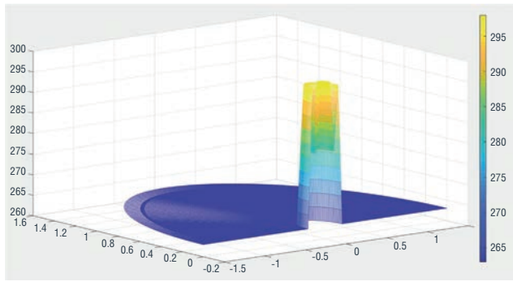
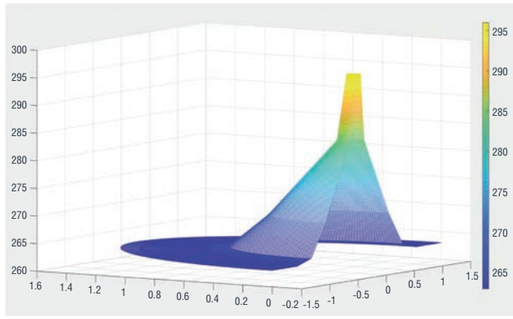


РИСУНОК 2. Температурное поле околоскважинного пространства после закачки технологической жидкости (составлено авторами)



Для решения задачи повышения безопасности эксплуатации газовой скважины и устранения негерметичности межколонного приведен опыт устранения негерметичности межколонного пространства на примере скважины Р-49 Губкинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), сведения о которой приведены в таблице 2.

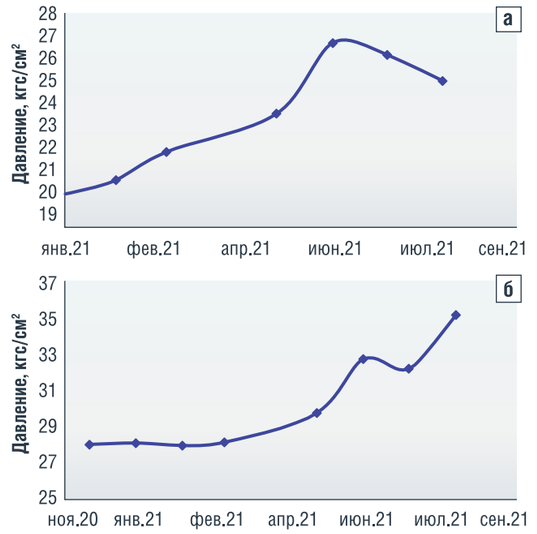
ТАБЛИЦА 2. Конструкция скважины Р-49 Губкинского нефтегазоконденсатного месторождения (составлено авторами)

Назначение скважины	Разведочная
Кондуктор	Ø 324, 0 – 361 м
Техническая колонна	Ø 219, 0 – 1115 м
Эксплуатационная колонна	Ø 146, 0 – 3009 м
Интервал перфорации	745 – 755 м

На ГКМ проводится ежемесячный контроль давления в межколонном пространстве скважин. Согласно п. 424 документа «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» межколонное пространство считается герметичным, если в течение 30 минут давление опрессовки снизилось не более чем на 0,5 МПа.

Из рисунка 3 (а, б) видно, что в период с января по июль 2021 года давление в межколонном пространстве непрерывно росло, что говорит о нарушении герметичности межколонного пространства скважины.

РИСУНОК 3. Результаты измерений межколонного давления в скважине Р-49 (составлено авторами)



а – для диаметра обсадной колонны 324×219 мм;
б – для диаметра обсадной колонны 219×146 мм

Для устранения негерметичности межколонного пространства был выбран кольматационный метод: закачка герметизирующего раствора в межколонное пространство скважины через шиберную задвижку межколонного отвода (рисунок 4).

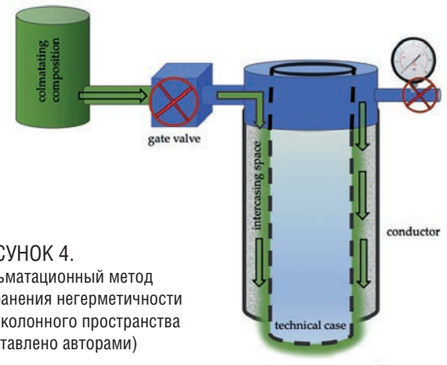


РИСУНОК 4. Кольматационный метод устранения негерметичности межколонного пространства (составлено авторами)

В качестве экспериментальных образцов для оценки кольматирующей способности были выбраны добавки полимеров в жидкое стекло: крахмал, полиакриламид и кремнийорганический полимер.

Учитывая реологические характеристики составов, физико-химические особенности: высокая вязкость состава и низкое сопротивление при движении в сужающихся трещинах и каналах межколонного пространства, был выбран состав на основе водонабухающего полимера – полиакриламида.

Техническим результатом применения предлагаемого метода и кольматирующего состава является решение проблемы нарушения герметичности межколонного пространства скважин при эксплуатации газовых скважин, что обеспечивает соблюдение требований документа «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности и охраны окружающей среды».

Выводы

На основании имитационного моделирования можно сделать вывод, что при прочих равных условиях превалирующее значение имеют такие параметры бурового раствора, как скорость его закачки и температура. Расход и температура технологической жидкости оказывают влияние на скорость распространения тепла в околоскважинной зоне, при этом радиус распространения тепла меняется, но в пределах 0,4 метра. За счет несоизмеримости объемов бурового раствора и пространства вокруг скважины, тепловое воздействие бурового раствора нивелируется благодаря большому массиву мерзлой породы.

Рекомендуемый расход технологической жидкости должен лежать в интервале 0,30–0,45 м³/с, а его температура не должна превышать 20 °С. Одновременно с этим необходимо помнить о повышенной вероятности застывания бурового раствора в условиях многолетней мерзлоты, а также вследствие локального снижения температуры в результате эндотермической диссоциации газовых гидратов.

Применение технологических параметров позволит существенно снизить риски возникновения осложнений, связанных с газопроявлениями при проходке гидратовмещающих толщ в процессе бурения скважин, однако не устранит полностью проблему диссоциации гидратов при техногенном вмешательстве.

Как говорилось ранее, газопроявления при бурении косвенно влияют на качество цементирования скважин. Как в случае со скважиной Р-49, нарушение технологии на этапе строительства скважины приводит к негерметичности межколонного пространства в дальнейшем. Следует отметить, что скважина Р-49 является разведочной, в эксплуатационных скважинах проблема стоит еще более остро вследствие колебания температур в результате эксплуатации.

В связи с этим для устранения негерметичности предлагается кольматационный метод. ●

Литература

1. *Boswell, R., Schoderbek, D., Collett, T.S., Ohtsuki, et al., 2017. Thel nik Sikumi field experiment, Alaska North Slope: design, operations, and implicationsfor CO_2-CH_4 exchange in gas hydrate reservoirs. Energy Fuels 31, 140–153.*
2. *Global Energy Trends – 2021 Edition. Available online: https://www.enerdata.net/publications/reports-presentations/world-energy-trends.html (accessed on 09 March 2023).*
3. *Hsu, C. T., & Cheng, P. (1990). Thermal dispersion in a porous medium. International Journal of Heat and Mass Transfer, 33(8), 1587–1597.*
4. *Hunter, R., Collett, T., Boswell, R., Anderson, B., Digert, S., Pospisil, G., Baker, R.,Weeks, L., 2011. Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic TestWell, Alaska North Slope: overview of scientific and technical program. Journal of Marine and Petroleum Geology 28 (2), 295–310*
5. *IEA. Global Energy Review 2021. Available online: https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021 (accessed on 09 March 2023).*
6. *Islamov, S.R. Research risk factors in monitoring well drilling – A case study using machine learning methods / S.R. Islamov, A.S. Grigoriev, I.I. Beloglazov, S.A. Savchenkov and etc. // Symmetry. – 2021. – V. 7. – PP. 1–19. https://doi.org/10.3390/sym13071293.*
7. *Leusheva E.L. Influence of the solid phase's fractional composition on the filtration characteristics of the drilling mud ije transactions / E.L. Leusheva, V.A. Morenov // B: Applications. – 2019. – № 5. – PP. 794–798. http://ije.ir/Vol32/No5/B/abstract-3093.html*
8. *Leusheva E.L. Research of Bare-Free Drilling Fluids (Исследование безбаритных буровых растворов) / E.L. Leusheva, N.T. Alikhanov // Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering. – 2021. – V 3. – PP. 123–130. https://ered.pstu.ru/index.php/geo/article/view/1756.*
9. *Liu, T. Influence of Polymer Reagents in the Drilling Fluids on the Efficiency of Deviated and Horizontal Wells Drilling / T. Liu, E. Leusheva, V. Morenov, L. Li and etc. // Energies. – 2020. –V. 13. – P. 4704. https://doi.org/10.3390/en13184704.*
10. *Majorowicz, J.; Osadetz, K.; Safanda, J. Models of Talik, Permafrost and Gas Hydrate Histories – Beaufort Mackenzie Basin, Canada. Energies 2015, 8, 6738–6764.*
11. *Majorowicz, J.A., Hannigan, P.K. Natural Gas Hydrates in the Offshore Beaufort – Mackenzie Basin – Study of a Feasible Energy Source II. Natural Resources Research 9, 201–214 (2000). https://doi.org/10.1023/A:1010179301059.*
12. *Makogon, Y.F., Holditch, S.A., Makogon T.Y. Russian field illustrates gas hydrate production. Oil&Gas Journal, Feb.7, 2005, vol. 103.5, pp. 43–47.*
13. *Nikolaev, N.I. Low-density cement compositions for well cementing under abnormally low reservoir pressure conditions / N.I. Nikolaev, E.L. Leusheva // Journal of Mining Institute. – 2019. – 236. – PP. 194. https://doi.org/10.31897/pmi.2019.2.194.*
14. *Romasheva, N.; Dmitrieva, D. Energy Resources Exploitation in the Russian Arctic: Challenges and Prospects for the Sustainable Development of the Ecosystem. Energies 2021, 14, 8300. https://doi.org/10.3390/en14248300.*
15. *Shammazov, I.A.; Batyrov, A.M.; Sidorkin, D.I.; Van Nguyen, T. Study of the Effect of Cutting Frozen Soils on the Supports of Above-Ground Trunk Pipelines. Appl. Sci. 2023, 13, 3139. https://doi.org/10.3390/app13053139.*
16. *Tabatabaee Moradi, S.S. Development of spacer fluids and cement slurries compositions for lining of wells at high temperatures / Tabatabaee Moradi S.S., N.I. Nikolaev, T.N. Nikolaeva // Journal of Mining Institute. – 2020. – V. 242. – P. 174. https://doi.org/10.31897/pmi.2020.2.174.*
17. *Ахметов, А.А. Повышение эффективности и экологической безопасности эксплуатации и капитального ремонта газовых скважин: автореферат дис. доктора технических наук: 25.00.15, 25.00.*
18. *Бекетов Сергей Борисович, Евик Виктор Николаевич, Суковицын Владимир Александрович Особенности формирования каналов техногенных перетоков газа в заколонных пространствах скважин // ГИАБ. 2003. № 9. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-formirovaniya-kanalov-tehnogennyh-peretokov-gaza-v-zakolonnyh-prostranstvah-skvazhin (дата обращения: 28.05.2022).*
19. *В.С. Жуков, Ю.О. Кузьмин (2021) Экспериментальная оценка коэффициентов сжимаемости трещин и межзерновых пор коллектора нефти и газа. Записки Горного института. Том 251. С. 658–666. DOI: 10.31897/PMI.2021.5.5.*
20. *Васильева З.А. Моделирование процессов тепломассопереноса в системе «пласт – скважина – горные породы» с учетом фазовых превращений газовых гидратов, диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук, 2021.*
21. *Васильева З.А. Предупреждение осложнений при бурении на основе анализа фазового состояния пород в призабойной зоне // Мат.VI межд. конф. «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям» / под ред. Хавкина А.Я. 2018. С. 241–246.*
22. *Васильева З.А. Техногенные выбросы углеводородов при вскрытии мерзлых и газогидратосодержащих пластов / З.А. Васильева, А.В. Родичкин// Актуальные проблемы нефти и газ. Вып. 4 (23). – 2018.*
23. *Васильева З.А., Джафаров Д.С. Режимы диссоциации газовых гидратов, сосуществующих с газом и водой в природных пластах // Газовая промышленность. 2010. № 12. – С. 24–26.*
24. *Васильева З.А., Ефимов С.И., Якушев В.С. Прогнозирование теплового взаимодействия нефтегазодобывающих скважин и многолетнемерзлых пород, содержащих метастабильные газогидраты Криосфера Земли. 2016. Т. 20. № 1. С. 65–69.*
25. *Воробьев А.Е., Малюков В.П. В 75 Газовые гидраты. Технологии воздействия на нетрадиционные углеводороды: Учеб. пособие. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: РУДН, 2009. – 289 с.: ил.*
26. *Истомин В.А., Якушев В.С., Квон В.Г., Махонина Н.А., Чувилин Е.М. Эффект самоконсервации газовых гидратов – Газовая промышленность, спецвыпуск «Газовые гидраты», 2006, с. 36–46.*
27. *Истомин В.А., Якушев В.С., Квон В.Г., Долгаев С.И., Чувилин Е.М. Направления современных исследований газовых гидратов // Газохимия. – 2009. Том:1. – № 5. С. 56–63.*
28. *Курбанов Я.М., Черемисина Н.А. Анализ технических решений по предотвращению поступления пластовых флюидов в заколонное пространство скважины в период ожидания затвердевания цемента. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019;(5):64-71. https://doi.org/10.31660/0445-0108-2019-5-64-71.*
29. *Мандель А.Я. Совершенствование профилактики осложнений при бурении скважин на шельфе северных морей. Автореферат дис. кандидата технических наук: 25.00.15 / Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т. – Уфа, 2002. – 24 с.*
30. *Нор А.В. Научное обоснование и развитие технико-технологических решений по предупреждению внезапных выбросов газа при бурении направленных скважин в криолитозоне: автореферат дис. кандидата технических наук: 25.00.15 / Нор Алексей Вячеславович; Ухтин. гос. техн. ун-т. – Ухта, 2008. – 25 с.*
31. *Федосеев С.М. Реликтовые газовые гидраты криолитозоны // ГИАБ. 2006. № 1. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/reliktovye-gazovye-gidraty-kriolitozony (дата обращения: 02.03.2023).*
32. *Чистяков, В.К. Геотехнологические опасности при поисках, разведке и эксплуатации месторождений природных газовых гидратов // Геол. и полезн. ископаемые Миров. океана. – 2008. – № 3. – С. 103–112. – Библиогр.: 14 назв.*
33. *Якуцени В.П. Газогидраты – нетрадиционное газовое сырье, их образование, свойства, распространение и геологические ресурсы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8, № 4.*
34. *Якушев В.С. Формирование скоплений природного газа и газовых гидратов в криолитозоне: автореф. дис. д-ра геол.-минерал. наук / НИИ природных газов и газовых технологий. – М., 2009. – 47 с. – Библиогр.: с.41–47.*

Keywords: *wells drilling, natural gas hydrates, gas occurrences, gas appearance complications during drilling and operation of wells, hydrate-containing rocks.*

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ТМС ГРУПП

Муфты для обсадных и насосно-компрессорных труб НКТ

Муфтовое соединение труб обеспечивает

- Проходимость колонн в стволах скважин сложного профиля
- Прочность и герметичность при всех видах нагрузок
- Износостойкость и ремонтопригодность соединительного узла





Муфты предназначены для соединения обсадных труб, используемых при строительстве нефтяных и газовых скважин. Изготавливаются по ГОСТ 632-80 с резьбами ОТТМ и ОТТГ, а также BUTTRESS по ТУ 14-3Р-29-2000.

Специальное предложение для обсадных труб с премиальными соединениями ТМС-(ОТВ 6,5, СРВ1, СРВ2) по ТУ 1327-009-20970456-2015, ТУ 13 0814-100-78691656-2015.

Высокопрочные, высокогерметичные резьбовые соединения нашего производства гарантируют надёжность и безаварийность работы вашего трубопровода.

Муфты НКТ предназначены для соединения насосно-компрессорных труб в единую магистраль для транспортировки жидкостей в нефтяных скважинах.

В кратчайшее время мы готовы поставить всю номенклатуру муфт по:

- ГОСТ 633-80 муфты для гладких насосно-компрессорных труб
- ГОСТ 633-80 муфты для насосно-компрессорных труб с высаженными наружу концами
- ГОСТ 31446-2017 муфты для насосно-компрессорных труб

Преимущества

- Изготовление муфт с премиальными резьбами собственной разработки
- Изготовление муфт по дополнительным требованиям Заказчика
- Изготовление муфт с различными вариантами покрытий: порошковое, фосфатирование, термодиффузионное цинкование
- Изготовление муфт с любой группой прочности по ГОСТ 632-80, ГОСТ 633-80, ГОСТ 31446-2017 (аналог API Spec 5CT)

РЕКЛАМА

8-800-250-79-39 tmcg@tmcg.ru www.тмс-групп.рф



УЭЛН как трибодинамическая система: методы исследования

В ДАННОЙ СТАТЬЕ УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ВПЕРВЫЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ КАК ТРИБОДИНАМИЧЕСКАЯ СИСТЕМА. ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИКИ С УЧЕТОМ ИЗНОСА СОПРЯЖЕНИЙ ПОЗВОЛИЛИ ВЫДЕЛИТЬ ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ВРАЩЕНИЯ ВАЛА: СИНХРОННУЮ И АСИНХРОННУЮ ПРЕЦЕССИЮ, КОТОРЫМ СООТВЕТСТВУЮТ ОПРЕДЕЛЕННЫЕ ФОРМЫ ИЗНОСА СОПРЯЖЕНИЙ. РАЗРАБОТАНА МЕТОДОЛОГИЯ РАСЧЕТА ИЗНОСОСТОЙКОСТИ НАСОСА, ПОЛУЧЕНЫ КРИТЕРИИ ПОДОБИЯ ДИНАМИКИ НАТУРЫ И МОДЕЛИ, НА ОСНОВАНИИ КОТОРЫХ РАЗРАБОТАН СТЕНД, ИМЕЮЩИЙ ШИРОКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ ТРЕНИЯ И ИЗНАШИВАНИЯ СТУПЕНИ, УСЛОВИЙ ВОЗНИКНОВЕНИЯ РЕЗОНАНСА, ИЗМЕРЕНИЯ ОСЕВОЙ СИЛЫ И ТРАЕКТОРИИ ВАЛА. ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ СТУПЕНЕЙ И ПРОМЕЖУТОЧНЫХ ПОДШИПНИКОВ, ЗАВИСИМОСТИ СКОРОСТИ ИЗНАШИВАНИЯ ОТ КОНЦЕНТРАЦИИ АБРАЗИВА

IN THIS PAPER, ESP IS CONSIDERED FOR THE FIRST TIME AS A TRIBODYNAMIC SYSTEM. NUMERICAL MODELING OF DYNAMICS TAKING INTO ACCOUNT THE WEAR OF THE INTERFACES ALLOWED US TO IDENTIFY THE MAIN TYPES OF SHAFT ROTATION: SYNCHRONOUS AND ASYNCHRONOUS PRECESSION, WHICH CORRESPOND TO THE CERTAIN FORMS OF WEAR OF THE INTERFACES. A METHODOLOGY FOR CALCULATING THE WEAR RESISTANCE OF THE PUMP HAS BEEN DEVELOPED, CRITERIA FOR SIMILARITY OF THE DYNAMICS OF NATURE AND MODEL HAVE BEEN OBTAINED, ON THE BASIS OF WHICH A STAND HAS BEEN DEVELOPED THAT HAS EXTENSIVE POSSIBILITIES FOR STUDYING THE FRICTION AND WEAR OF THE STAGE, THE CONDITIONS FOR THE OCCURRENCE OF RESONANCE, THE MEASUREMENT OF AXIAL FORCE AND THE TRAJECTORY OF THE SHAFT. THE RESULTS OF TESTING OF STAGES AND INTERMEDIATE BEARINGS, THE DEPENDENCE OF THE WEAR RATE ON THE CONCENTRATION OF ABRASIVE ARE PRESENTED

Ключевые слова: *установка электроцентробежного насоса (УЭЦН), трибодинамическая система, эрозионное изнашивание, порошковые материалы, испытания материалов на износ, абразивные частицы.*

УДК 622.276.53.054.23:621.67-83



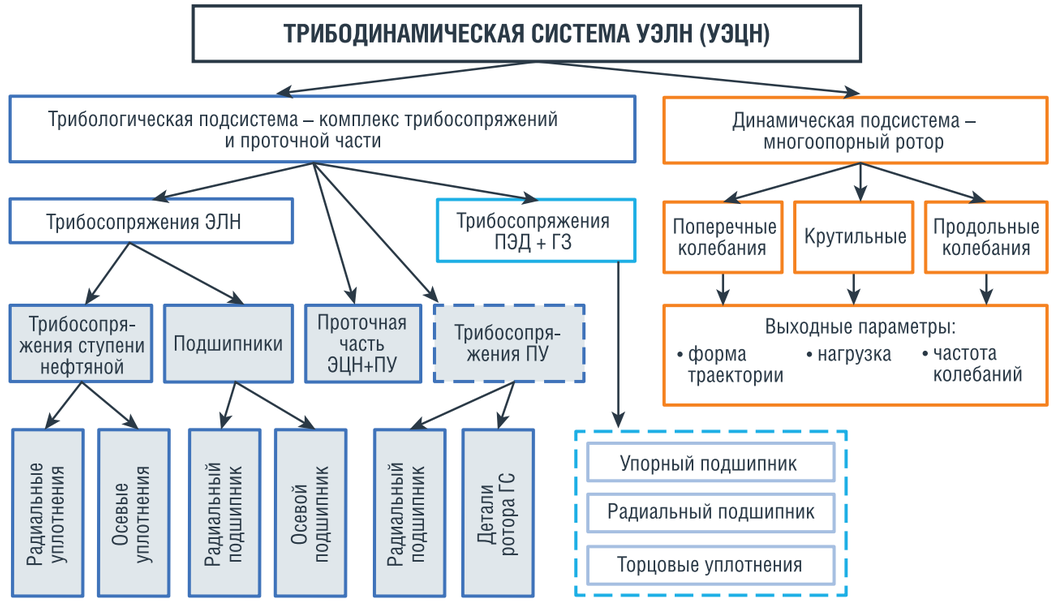
Смирнов Николай Иванович

ведущий научный сотрудник Института машиноведения РАН им. А.А.Благонравова, лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники, к.т.н.

УЭЛН (УЭЦН) как механическая система относится к машинам роторного типа, работа которых сопровождается вибрацией, возникающей вследствие многих причин, наиболее важной из которых является износ трибосопряжений, которые в насосе занимают до 90% его длины. Главной отличительной особенностью погружных центробежных насосов является нехарактерное для обычных роторных машин отношение длины к диаметру – оно в сотни раз выше, чем у подавляющего большинства центробежных насосов, что обуславливает принципиальные особенности трибологических и вибрационных процессов, которые необходимо рассматривать совместно.

Учитывая взаимосвязанность этих процессов, можно условно рассматривать УЭЛН (УЭЦН) как трибодинамическую систему, состоящую из двух подсистем: трибологической подсистемы и динамической подсистемы, непосредственным

РИСУНОК 1. Декомпозиция трибодинамической системы



ЭЛН – электролопастной насос; ПУ – предвключенные устройства; ПЭД – погружной электродвигатель; ГС – газосепаратор; ГЗ – гидрозащита; СН – ступень нефтяная; штриховая линия – замкнутый масляный объем

образом связанных между собой. Увеличение зазоров в радиальных сопряжениях вследствие износа, а также асимметричный износ проточной части рабочих колес приводит к увеличению динамики и деградации напорно-расходной характеристики в процессе работы. С другой стороны, вибрация, обусловленная нестационарными процессами, влияет на нагруженность сопряжений, их износ, скорость изнашивания. Изгиб вала вследствие износа радиальных сопряжений вызывает изменение взаимного положения деталей осевых сопряжений и, соответственно, их износ или задир. Скручивание вала под действием нестационарного крутящего момента, вызванного изменением силы трения сопряжений при их износе, вызывает крутильные колебания и дополнительное нагружение радиальных сопряжений.

Традиционные подходы к обеспечению надежности и ресурса погружного оборудования основаны на изучении отдельных аспектов надежности, трибологических испытаниях отдельных деталей и материалов, без взаимосвязи трибологических и динамических процессов [1].

Декомпозиция трибодинамической системы позволяет выделить классы подобных по условиям функционирования трибологических объектов, к которым должны быть разработаны отдельные методы и средства исследования, рис. 1.

Наибольший интерес представляют детали и узлы трибологической подсистемы, работающие в условиях пластовой жидкости, содержащей абразивные частицы и коррозионно-активные элементы (затемнены на рис. 1), в значительной степени определяющие ресурс насоса в целом.

Моделирование трибодинамической системы

Численное моделирование трибодинамической системы в пакете MSC/NASTRAN позволило получить основные закономерности изменения динамики вследствие износа радиальных сопряжений. В качестве объекта моделирования выбрана установка 5-50 из двух секций и участок НКТ длиной 17 м. Принимаем простейшую модель износа контактирующих поверхностей радиального сопряжения:

$$\frac{dh(t)}{dt} = k_F F_{tan}(t) \Leftrightarrow \frac{dd(t)}{dt} = k_F F_{tan}(t),$$

где: h – величина износа радиального сопряжения, t – время, F_{tan} – сила трения в контакте трибосопряжения.

В соответствие с этой моделью предполагается, что износ контактирующих поверхностей зависит от изменения радиальной силы в контакте. При организации вычислений для фиксированных значений зазоров итерациями определяется стационарная конфигурация динамической системы. Процесс установления является фиктивным, так как рассматривается вращение с номинальной угловой скоростью без переходного процесса разгона всей установки:

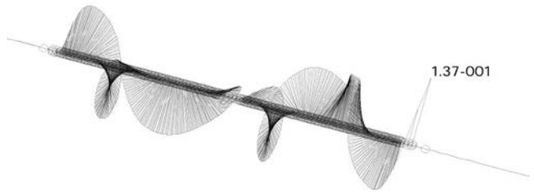
$$t = t^J \ \{d^J{}_i, F^J{}_{radi}, \dots | i = 1, \dots, 384, J = 0,1, \dots\},$$

где i – количество радиальных сопряжений в двух секциях, J – номер итерации.

На рис. 2 для примера изображена ось валов обеих секций насоса при начальном равномерном распределении зазоров:

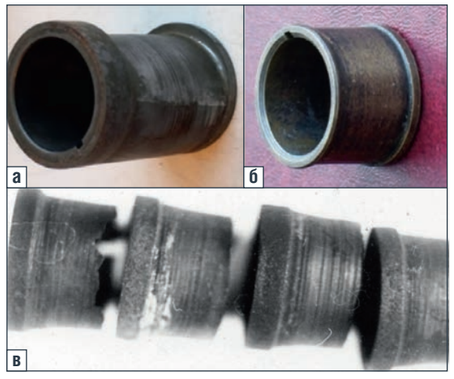
$$t = t^0 \ \ \{d^0{}_i \equiv 0.1[\text{мм}], F^0{}_{radi}, \dots | i = 1, \dots, 384\}.$$

РИСУНОК 2. Стационарная конфигурация оси вала насоса для обеих секций



Для расчета интенсивности (скорости) изнашивания радиальных трибосопряжений необходимо исследовать все возможные формы траекторий вала. Расчет системы при равномерном распределении дисбалансов по углу и по длине вала показал, что реализуется асинхронная прецессия вала. Если предположить, что дисбалансы равномерно распределены по длине вала в одной плоскости, и принять уровень конструкционного демпфирования равным 5% от критического уровня для всех мод собственных колебаний конструкции, то реализуется синхронная прецессия вала. Подтверждением прецессионных типов вращения вала на практике может служить форма износа втулок радиальных сопряжений, рис. 3.

РИСУНОК 3. Форма износа втулок радиальных сопряжений при различных траекториях вала



а – синхронная прецессия; б – асинхронная прецессия;
в – асинхронная прецессия изогнутого вала

Наличие низкочастотных прецессионных движений может существенно осложнить динамику всей системы, так как в районе 10 Герц имеется достаточно плотный собственный спектр. Выполняется соотношение $\Omega_{\text{прецессии}} \approx \omega_{\text{вращения}}/5$. В то же время вся конструкция сильно задемпфирована и находится в закритической области работы.

Методология расчета износостойкости и проектирования испытательного оборудования

Износостойкость насосной секции определяется преимущественно износостойкостью ступеней и промежуточных подшипников и характеризуется скоростью изнашивания, среднюю величину которой можно представить в виде мультипликативной зависимости от скорости изнашивания ступеней $V_{ст_i}$ конструкционно-технологических, эксплуатационных и динамических факторов:

$$\overline{V_{нс}} = A\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{n} V_{ст_i}\cdot k_{a_i}\cdot k_{дин}\cdot k_к, \qquad (1)$$

где: A – коэффициент согласия;

$V_{ст_i}$ – скорость изнашивания ступени;

k_{a_i} – коэффициент влияния абразива по длине секции;

$k_{дин}$ – динамический фактор, характеризующий изменение динамики вследствие износа, другие факторы, например кривизну скважины;

$k_к$ – конструкционный фактор;

N – количество ступеней в секции.

Динамический коэффициент $k_{дин} = f(h)$ характеризует форму изгиба вала при вращении, возникающие при этом нагрузки в трибосопряжениях и, соответственно, распределение износа h по длине секции. Теоретически эта зависимость имеет вид

$$h(x) = a + \sum_m^n \left(a_m \cos\frac{\pi n l}{L} + a_m \sin\frac{\pi n l}{L}\right),$$

где n – порядковый номер ступени;

l – высота ступени;

L – длина полуволны основной гармоники колебаний или расстояние между подшипниками, $x = \pi n l$.

Однако реальное распределение износа по длине секции необходимо получать из экспериментов.

Коэффициент $k_к$ характеризует конструкционные особенности секции, влияющие на износостойкость трибоэлементов (тип и расстановка промежуточных подшипников и т.п.).

Скорость изнашивания ступеней является основным фактором, влияющим на износостойкость секции, а разработка корректных методов исследования их трибологических характеристик – важной задачей. В первую очередь необходимо обеспечить подобие динамических и трибологических процессов модели и натуры.

Секция является сложным объектом для моделирования с использованием теории подобия, т.к. нельзя получить полное геометрическое подобие модели из-за большого отношения длины к диаметру. Поэтому целесообразно применить аффинное подобие натуры и модели. Такой вид подобия состоит в том, что масштабы подобия принимаются разными для разных координат. Если обозначить координаты точек на натурном объекте $x_н$, $y_н$, $z_н$, а на модели – $x_м$, $y_м$, $z_м$, то условия аффинного подобия:

$$x_н = a x_м;\ \ y_н = b y_м;$$

$$z_н = c z_м;\ \ (a = b \neq c).$$

Рассмотрим поперечные колебания ротора насоса в общем виде, в координатах XYZ, описываемые известными дифференциальными уравнениями [2].

Имеем для изгиба в направлении оси 0x:

$$\frac{\partial Q_x}{\partial s} = \bar{m}\frac{\partial^2 x}{\partial t^2};$$

$$EI\frac{\partial^3 x}{\partial s^3} + Q_x = \bar{m}r^2\frac{\partial}{\partial s}\left(\frac{\partial^2 x}{\partial t^2}\right) + 2\bar{m}r^2\omega\frac{\partial}{\partial s}\left(\frac{\partial y}{\partial t}\right).$$

Дифференцируя второе уравнение по s и исключая из обоих уравнений Q_x, получим

$$EI\frac{\partial^4 x}{\partial s^4} - \bar{m}r^2\left(\frac{\partial^4 x}{\partial s^2\,\partial t^2} - 2\omega\frac{\partial^3 y}{\partial s^2\,\partial t}\right) + \bar{m}\frac{\partial^2 x}{\partial t^2} = 0.$$

Для изгиба в направлении оси Oy соответственно уравнение:

$$EI\frac{\partial^4 y}{\partial s^4} - \bar{m}r^2\left(\frac{\partial^4 y}{\partial s^2\,\partial t^2} - 2\omega\frac{\partial^3 x}{\partial s^2\,\partial t}\right) + \bar{m}\frac{\partial^2 y}{\partial t^2} = 0.$$

В сокращенной записи имеем уравнение изгиба вращающегося вала для двух плоскостей:

$$EIx^{IV} - \bar{m}r^2\left(\ddot{x}'' + 2\omega\dot{y}''\right) + \bar{m}\ddot{x} = 0;$$

$$EIy^{IV} - \bar{m}r^2\left(\ddot{y}'' - 2\omega\dot{x}''\right) + \bar{m}\ddot{y} = 0.$$

В формулах штрих обозначает производную по s, а точка – производную по t. Умножив затем второе уравнение на $i = \sqrt{-1}$ и сложив с первым, а также введя обозначение $z = x + iy$, получим одно комплексное уравнение:

$$EIz^{IV} - \bar{m}r^2\left(\ddot{z}'' - 2i\omega\dot{z}''\right) + \bar{m}\ddot{z} = 0. \qquad (1)$$

Для получения условий подобия в однородное уравнение (1) введем безразмерные отношения

$$I/I^0;\ m/m^0;\ a/a^0,$$

а также $z/c = \tilde{z}$.

РИСУНОК 4. Кинематическая схема испытательного узла стенда

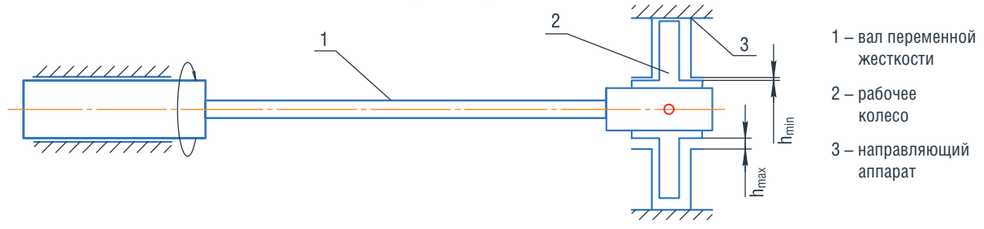
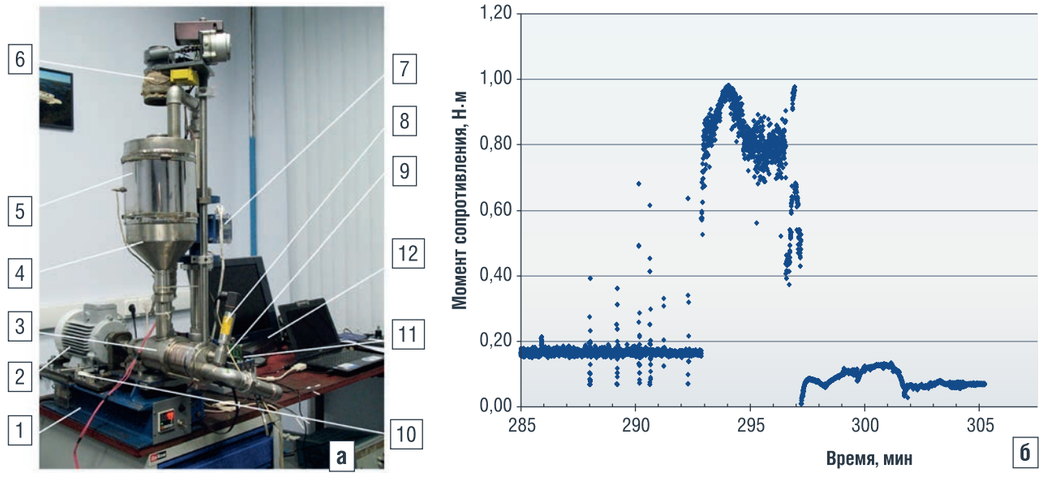


РИСУНОК 5. а – общий вид испытательного стенда; б – график изменения момента при резонансе



1 – основание, 2 – электропривод, 3 – испытательный узел, 4 – емкость-смеситель, 5 – нагревательный элемент, 6 – дозатор абразива, 7 – расходомер, 8 – датчик давления, 9 – датчик момента, 10 – датчик момента, 11 – система сбора данных, 12 – персональный компьютер

Здесь I^0, m^0, a^0 соответственно момент инерции сечения, погонная масса, момент инерции массы в произвольно выбранном сечении ротора. А также c – зазор в подшипнике.

Дифференцируем далее по безразмерным длине $\xi/L = \tilde{\xi}$ и времени $\tau\omega = \tilde{\tau}$, где L – длина ротора, ω – частота вращения, приводим уравнение (1) к виду:

$$(EI^0/L^4 m^0\omega^2)\left[(I/I^0)\tilde{z}''\right]'' -$$

$$-(m^0/m^0\,L^2)\times[(a/a^0)\ddot{z} - 2i(a/a^0)\dot{z}]'' +$$

$$+(m/m^0\,\ddot{z}) = 0.$$

Таким образом, подобие динамических прогибов натуры и модели соблюдается при условии равенства критериев подобия:

$$\pi_1 = \frac{a^0}{m^0 L^2} = idem,$$

$$\pi_2 = EI^0/L^4\,m^0\omega^0 = idem.$$

Равенство симплексов

$$I/I^0 = idem,\ m/m^0 = idem,\ a/a^0 = idem$$

выполняется и равно единице при условии испытаний натуральных образцов деталей, что экономически выгодно, т.к. их размеры выбранных типоразмеров позволяют это сделать на специальных стендах.

Испытательное оборудование

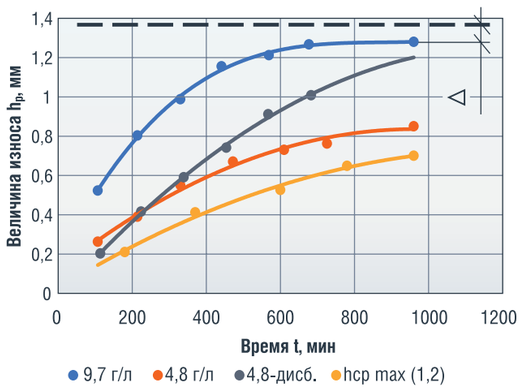
На основе полученных результатов были разработаны стенды для испытаний ступеней, в которых соблюдаются критерии подобия, рис. 4. Основной элемент стенда – вал переменной жесткости 1, у которого соотношение между собственной частотой изгибных колебаний вала с рабочим колесом 2 и частотой вращения задается в зависимости от цели эксперимента. Величина жесткости вала в данном случае определяется диаметром и выбирается в соответствии с заданным режимом вращения. При вращении вал изгибается относительно исходного положения под действием центробежных сил. В плоскости максимального изгиба и минимального зазора h_{min} происходит контакт поверхностей ступицы РК и отверстия НА. В месте контакта при определенных условиях возникает износ сопряженных поверхностей: односторонний – у ступицы РК и равномерный по окружности – у НА при синхронной прецессии или равномерный обеих поверхностей – при асинхронной прецессии.

Разработанный на этой теоретической основе стенд [3] обладает широкими возможностями по исследованию трения и износа ступеней и подшипников при прецессионном вращении вала, условий возникновения резонанса рабочего колеса, измерению осевой силы и траектории вала (рис. 5), и не имеет аналогов в отечественной и зарубежной практике. Описанные результаты невозможно получить при испытаниях ступеней в составе насосных сборок по выше приведенным критериям подобия.

Результаты экспериментальных исследований

Ступень как трибологическая подсистема состоит из трех трибологических объектов: радиальных, осевых трибосопряжений и проточной части, которые подвержены абразивному и эрозионному изнашиванию. Особенности эрозионного изнашивания проточной части подробно освещены в работе [4].

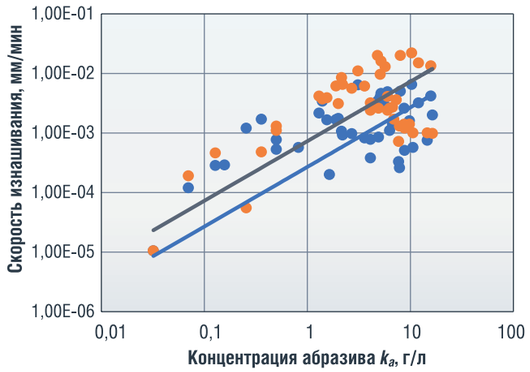
РИСУНОК 6. Кинетика изнашивания радиального сопряжения ступени 5-44 при различной концентрации абразива: 9,7 г/л; 4,8 г/л; 1,2 г/л и 4,8 г/л с дисбалансом



Процесс изнашивания радиальных сопряжений ступеней, которые функционально являются уплотнениями, происходит по сложному закону с ограничением перемещения. В отличие от большинства радиальных сопряжений в данном случае абразивный износ ограничен предельным отклонением вала, опирающегося на подшипники. Исследование кинетики изнашивания проводили на ступени 5-44 из материала ПК10Х11Н8Д20 в течение нескольких циклов по 120 мин каждый в воде с концентрацией кварцевого песка 9,7; 4,8; 1,2 г/л и размерностью F100 без концевого подшипника. Один опыт провели с искусственным дисбалансом рабочего колеса.

Изнашивание радиального сопряжения происходит с постоянно уменьшающейся скоростью до предельного состояния, когда между ступицей РК и отверстием НА сформируется зазор Δ, величина которого станет больше максимального размера абразивных частиц. Дальнейшее перемещение вала с РК в радиальном направлении будет невозможным из-за жесткости вала. После этого возможно лишь эрозионное изнашивание сопряжения. Из графика видно, что наступление этого момента зависит от концентрации абразива. Дисбаланс РК ускоряет процесс изнашивания.

РИСУНОК 7. Зависимость скорости изнашивания сопряжений ступени от концентрации абразива



Многочисленные опыты со ступенями из порошковых сталей и чугунов в широком диапазоне концентрации кварцевого песка в жидкости, рис. 7, позволили получить зависимость скорости изнашивания радиальных сопряжений V_p от концентрации абразива в жидкости, которую можно описать линейной функцией $V_p = 0{,}0003\ k_a$.

Для условий эксплуатации с содержанием кварцевого песка 100 мг/л в жидкости величина износа радиальных сопряжений ступени за 360 суток имеет величину 15,5 мм, т.е. за пределами разумного. Для такой концентрации кварцевого песка рекомендуется использовать высокоизносостойкие насосы, например, «пакетная сборка». Эти результаты показывают, что такие показатели, как «процент механических примесей», не имеют практического значения для оценки износостойкости.

Имеет значение содержание кварцевого песка (или продуктов разрушения проппанта) в пластовой жидкости. Нахождение в пластовой жидкости самого проппанта может привести к отложению его в каналах ступени или вызвать повышенный эрозионный износ, привести к заклиниванию, но существенно повлиять на скорость изнашивания радиальных сопряжений может лишь при больших зазорах в сопряжениях.

Промежуточные подшипники предназначены для снижения износа сопряжений ступени. Для исследования влияния абразива на скорость изнашивания проведены опыты с подшипниками WC-Co различных компаний, в том числе и зарубежных в составе сборки НА+РК+НА. Сборка выполняла функцию насоса, обеспечивающего заданные условия по подаче.

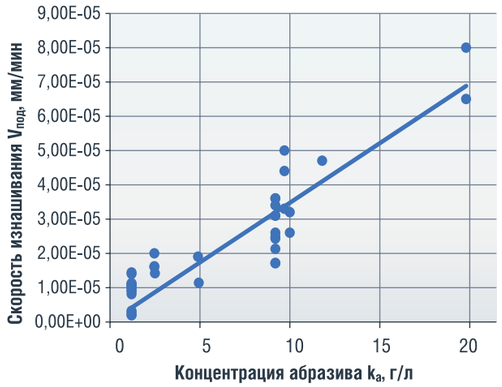
Условия опытов:

абразив – кварцевый песок размером менее 315 мкм и концентрацией 1,2…19,8 г/л;

частота вращения – 3000 об/мин, ступень 5-50.

Как показали результаты испытаний 150 подшипников, рис. 8, скорость изнашивания можно описать линейной функцией $V_{под} = 3 \cdot 10^{-6}\ k_a$ с $R^2 = 0{,}9301$. Используя эту зависимость, можно рассчитать скорость изнашивания подшипника реальной секции. Так, при концентрации кварцевого песка в жидкости 100 мг/л, что является высоким значением на практике, величина износа подшипника через 360 суток составит величину 0,155 мм. Также получено, что скорость изнашивания подшипника с парой трения, например «40Х13 – бронза», более чем на порядок больше.

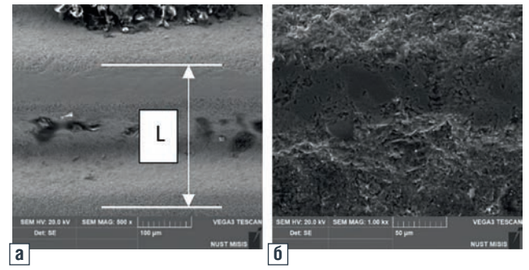
РИСУНОК 8. График изменения скорости изнашивания подшипников от концентрации абразива



Опыты, проведенные с подшипниками в течение 1700 мин с концентрацией 10 г/л кварцевого песка размерностью F100 и поэтапным измерением величины износа, позволяют описать кинетическую кривую h линейной функцией $h = (2…3)10^{-5}\,t$, где t – время в мин. Эту зависимость можно использовать до значений износа <1 мм.

Выявлено также, что скорость изнашивания подшипников несколько увеличивается в коррозионно-активной среде, при увеличении частоты вращения до 6000 об/мин. Не замечено существенного изменения скорости изнашивания от подачи насоса. Хотя влияние этих факторов надо рассматривать применительно к каждому виду условий.

РИСУНОК 9. Изношенная поверхность: а – WC-Co, б – SiC



Наблюдается определенная разница поверхности изнашивания материалов подшипника: WC-Co и SiC, рис. 9. На поверхности твердого сплава формируется резьбообразный профиль – равновесная шероховатость с шагом L, у карбида кремния – хрупкое разрушение.

Предельное состояние наступит раньше у SiC вследствие хрупкого разрушения при воздействии абразивных частиц.

Пару трения SiC – рэлит нецелесообразно использовать в коррозионно-активных средах по причине возникновения трещин на поверхности.

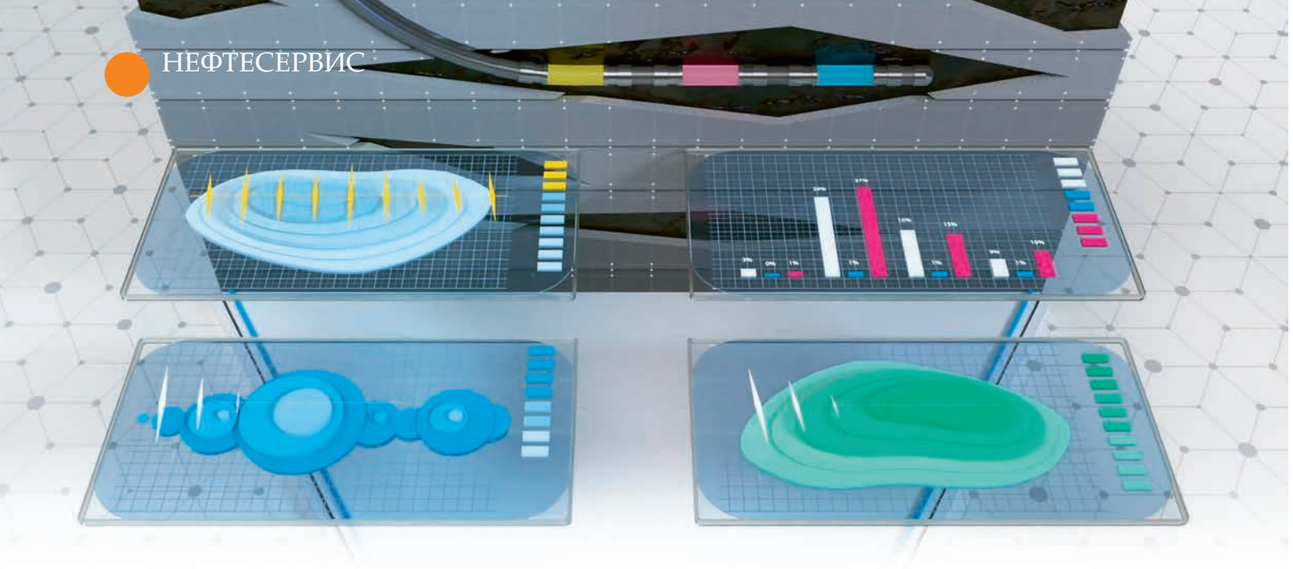
Выводы:

- Численным моделированием показано, что при определенных условиях в насосе реализуется прецессия вала – синхронная или асинхронная, которая однозначно связана с формой износа радиальных сопряжений.
- Разработаны критерии подобия динамики модели и натуры, на основании которых разработан стенд для исследования изнашивания сопряжений ступени.
- Зависимость скорости изнашивания сопряжений и подшипников от концентрации абразива имеет линейный характер. Их скорости изнашивания отличаются более чем на порядок.

Литература

1. *Patil A., Adolfo D., Chen Yi, Steck D., Bai C., Chen Y., Morrison G., Mechanical Reliability of Electrical Submersible Pumps. WWW.CFTN.CN Vol.60, 2018, No.5, s. 69–77 DOI: 10.16492/j.fjjs.2018.05.0010.*
2. *Диметберг Ф.М. Изгибные колебания вращающихся валов / Ф.М. Диметберг – М.: Изд-во Акад. наук СССР, 1959. – 247 с.*
3. *Пат. 2371694 Российская Федерация, МПК G 01M 13/00 Стенд для исследования износа рабочей ступени центробежного насоса / Смирнов Н.И., Смирнов Н.Н., Свидерский С.В., Горланов С.Ф.; опубл. 27.10.2009. Бюл. № 30.*
4. *Смирнов Н.И. Исследование эрозионной стойкости материалов УЭЦН / Neftegaz.RU, № 7, 2017. с. 48–55.*

KEYWORDS: *tribodynamic system, electrical submersible pump (ESP), erosive wear, powder materials, testing of materials for wear, abrasive particles.*



МОНИТОРИНГ ПРОФИЛЯ ПРИТОКА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН:

практические примеры повышения эффективности выработки запасов

СОЗДАНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ УХУДШАЮЩЕЙСЯ СТРУКТУРЫ ЗАПАСОВ ТРЕБУЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН, ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМ РАЗРАБОТКИ, ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ, ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И Т.Д. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ?

IN THE CONDITIONS OF THE DETERIORATING STRUCTURE OF RESERVES, IN ORDER TO CREATE AN EFFECTIVE SYSTEM FOR THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON FIELDS, IT IS REQUIRED TO USE INNOVATIVE TECHNOLOGICAL SOLUTIONS IN THE FIELD OF WELL CONSTRUCTION, DESIGN OF DEVELOPMENT SYSTEMS, GEOLOGICAL AND HYDRODYNAMIC MODELING, ENHANCED OIL RECOVERY, ETC. WHAT SOLUTIONS DO RUSSIAN COMPANIES OFFER?

УДК 550.8; 622.276

Ключевые слова: *мониторинг притока, горизонтальная скважина, гидроразрыв пласта, повышение нефтеотдачи, разработка месторождений.*



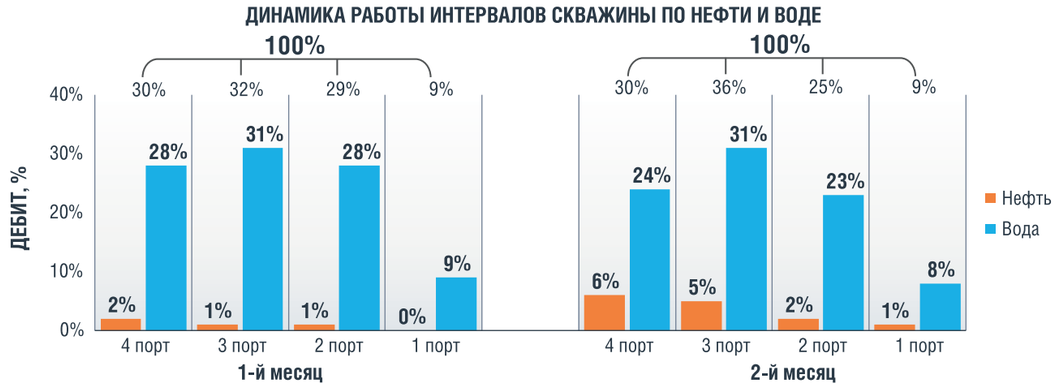
Евгений Малявко
технический директор ООО «ГеоСплит»

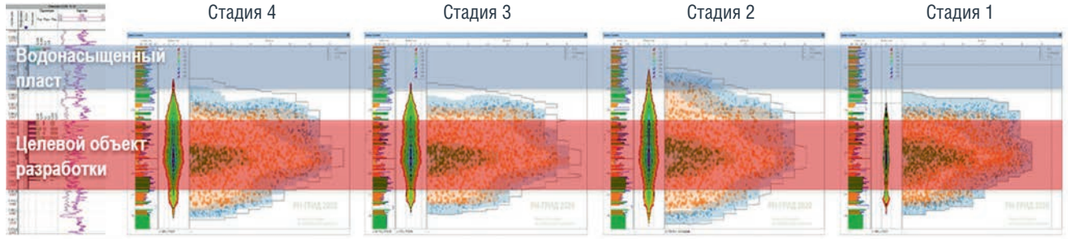
О современных подходах в геолого-промысловом мониторинге

Практически все месторождения, относящиеся к категории ТРИЗ или характеризующиеся сложными геологическими, инфраструктурными или природными условиями, в настоящее время разрабатываются с применением высокотехнологичных горизонтальных или многозабойных скважин. Для обеспечения устойчивой добычи и достижения проектных показателей разработки, в первую очередь в условиях слабой геологической изученности и высокой неопределенности, необходимо создание системы мониторинга за работой скважин и оперативного принятия геолого-промысловых решений. Основой их принятия, как правило, является информация, ценность которой заключается в ее надежности, качестве и количестве.

Технология динамического маркерного мониторинга профиля и состава притока является одним из «диагностических инструментов», позволяющих осуществлять непрерывный долгосрочный мониторинг за работой горизонтальных и многозабойных добывающих скважин любого уровня сложности без внутрискважинных операций и остановки добычи.

РИСУНОК 1. Данные динамического маркерного мониторинга профиля и состава притока горизонтальной скважины с 4-стадийным ГРП после вывода на режим, скомплексированные на редизайн ГРП





Не только новые знания, но и экономический эффект

За последние 5 лет применение технологий долгосрочного мониторинга притока в проектах исследований скважин с горизонтальным окончанием уже дало синергетический эффект, выражающийся не только в получении новых знаний об объектах исследований [1–4], но и значимых технико-экономических эффектов [5, 6].

Например, установлены и систематизированы факторы, определяющие «природу» профиля притока горизонтальных стволов:

- Проектно-технические (ориентация и проходка ствола, дизайн ГРП и др.);
- Геологические (неоднородность ФЕС, строение коллектора);
- Гидродинамические (отражают процессы внутрискважинной гидравлики и подземной гидродинамики при реализации системы разработки месторождения);
- Кольматационные (группа факторов, связанная с механическим засорением ствола скважины и ПЗП).

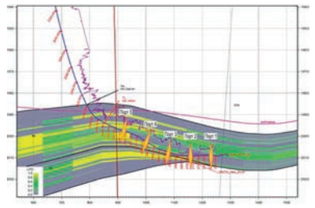
Данные диагностики с применением маркированного полимернопокрытого пропанта GEOSPLIT позволили оперативно скорректировать стратегию проектирования МГРП на будущих скважинах и предотвратить снижение проектных показателей добычи

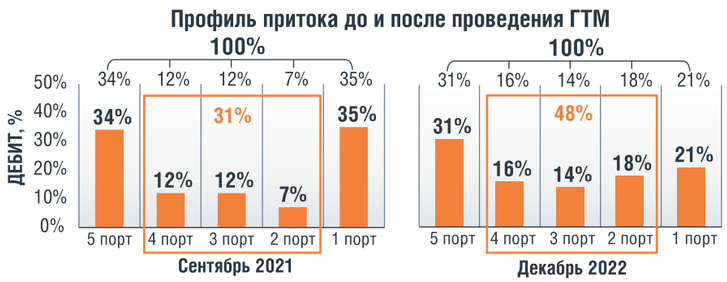
Отмечено, что влияние вышеуказанных факторов меняется с течением времени, как следствие, происходит динамическое перераспределение профиля притока по горизонтальному стволу.

Полученная информация используется для решения множества геолого-промысловых и оптимизационных задач, таких как:

- Определение оптимальной ориентации ГС относительно регионального стресса, плотности сетки скважин и расстояния между горизонтальными стволами;
- Поиск оптимальной длины ГС;
- Повышение эффективности проектирования МГРП (количество стадий, тоннаж пропанта, требуемая геометрия трещин);
- Контроль за динамикой выработки запасов по горизонтальному стволу, продуктивности и обводнения;
- Локализация остаточных запасов и повышение нефтеотдачи.

РИСУНОК 2. Повышение продуктивности горизонтальной скважины с 5-стадийным ГРП за счет проведения ГТМ на основе данных динамического маркерного мониторинга





Практические примеры повышения эффективности выработки запасов

Рассмотрим результаты нескольких проектов исследований горизонтальных скважин с МГРП, реализованных в 2022 году с применением технологии маркерной диагностики.

В одном из проектов исследований горизонтальной скважины с 4-стадийным ГРП применена закачка маркированного полимернопокрытого пропанта GEOSPLIT. Объект разработки характеризовался сложным геологическим строением клиновидной формы, низкой проницаемостью, высокой расчлененностью и глинистостью, наличием обширной водонефтяной зоны с хаотичным водонасыщением.

Результаты проведенных исследований по мониторингу профиля и состава притока показали высокую долю поступления воды в портах № 2–4 (рисунок 1).

Данные маркерной диагностики были скомплексированы на результаты моделирования по фактическим полевым отчетам МГРП (редизайн в симуляторе ГРП), а также физико-химического анализа водной фазы. По результатам комплексирования установлено, что в портах № 2–4 произошел вероятный прорыв трещин ГРП через глинистую перемычку в вышележащий водоносный горизонт. Полученная информация позволила оперативно скорректировать стратегию проектирования МГРП на будущих скважинах и предотвратить недостижение проектных показателей добычи нефти на данном участке месторождения.

Другой пример мониторинга субгоризонтальной скважины с 5-стадийным ГРП связан с быстрым падением продуктивности и неравномерной выработкой запасов вдоль продуктивного ствола, что также является довольно типичной промысловой проблемой. По данным динамического маркерного мониторинга был определен профиль притока по портам ГРП и динамика его изменения. Установлено, что порты № 2–4 имели наибольшее падение коэффициента продуктивности и недостаточную выработку запасов.

На основе полученной информации геологической службой недропользователя было принято решение о разбуривании фрак-портов № 2–4 и проведении селективной кислотной обработки призабойной зоны на ГНКТ. По результатам выполненных работ суммарный приток из портов № 2–4 увеличен с 31 до 48 %. Был получен общий прирост добычи нефти 5,1 т/сут в течение 4 месяцев после проведения ГТМ, эффект продолжается по настоящее время (рисунок 2).

Выводы

Представленные примеры показывают лишь малую часть накопленных успешных практик применения данных долгосрочного мониторинга добывающих скважин с горизонтальным окончанием.

Необходимо отметить, что важнейшим фактором получения значимого эффекта от применения технологии является не только сам факт наличия массива достоверной диагностической информации, но и качество ее использования в цепочке принятия геолого-промысловых решений. Многочисленный опыт выполненных работ показывает, что скоординированность геологических служб недропользователя и сервисного подрядчика, проактивность, восприимчивость к инновационным изменениям и гибкому мышлению непременно позволяют повысить эффективность использования получаемых данных и расширить круг решаемых задач. ●

Литература

1. *А.И. Ипатов, Е.А. Малявко. Что происходит с профилями притока горизонтальных скважин после освоения. – Нефтегазовая вертикаль, 2022, № 6, с. 88–97.*
2. *Исследование оптимального расположения горизонтальных скважин с МГРП относительно регионального стресса с применением технологии динамического маркерного мониторинга / Д.А. Шестаков, И.Г. Бадртдинов, М.М. Галиев, Е.А. Малявко, О.А. Горбоконенко, Н.С. Титовский, Д.А. Лысова. – Нефтегазовая вертикаль, 2021, № 21–22, с. 86–96.*
3. *Геолого-промысловое обоснование регулирования разработки Южно-Выинтойского месторождения на основе динамического маркерного мониторинга горизонтальных скважин / М.Р. Дулкарнаев, А.Ю. Каташов, К.Н. Овчинников, Е.А. Малявко, А.В. Буянов, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов, А.В. Чибисов, Д.Ю. Чудинова. – Нефть. Газ. Новации, 2020, № 10, с. 58–63.*
4. *Маркерный мониторинг профиля и состава притока в горизонтальных скважинах Средне-Назымского месторождения как эффективный инструмент получения информации в условиях ТРИЗ / В.Б. Карпов, А.А. Рязанов, Н.В. Паршин, К.Н. Овчинников, В.А. Лисс, Е.А. Малявко. – Недропользование XXI век, 2019, № 6 (декабрь), с. 54–63.*
5. *О технологии маркерного мониторинга горизонтальных скважин / М. Дулкарнаев, А. Гурьянов, А. Каташов, К. Овчинников, В. Лисс, Е. Малявко. – Нефтегазовая вертикаль, 2020, № 9–10 (май), с. 99–103.*
6. *Big Data в проектах разработки месторождений / А. Гурьянов, А. Каташов, К. Овчинников, К. Сапрыкина, И. Новиков, Е. Малявко, В. Киселёв. SPE-196862-RU, Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 22–24 октября, 2019, Москва, Россия.*

KEYWORDS: *inflow monitoring, horizontal well, hydraulic fracturing, enhanced oil recovery, field development.*

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:
в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
www.oilandgasforum.ru
25–27 апреля 2023

22-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
НЕФТЕГАЗ-2023
www.neftegaz-expo.ru
24–27 апреля 2023

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

12+
Реклама

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
РЭА МИНЭНЕРГО РОССИИ
ТПП РФ
Российское Газовое Общество
РСПП
СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ
ЭКСПОЦЕНТР



Спин-волновой логический элемент
представили российские физики

ФИЗИКИ ИЗ МФТИ И РОССИЙСКОГО КВАНТОВОГО ЦЕНТРА РАЗРАБОТАЛИ ЛОГИЧЕСКИЙ ЭЛЕМЕНТ, ОСНОВАННЫЙ НА ВЗАИМОДЕЙСТВИИ СПИНОВЫХ ВОЛН, ВОЗБУЖДАЕМЫХ ЛАЗЕРНЫМИ ИМПУЛЬСАМИ. Главной целью работы ученых было создание логического элемента на основе интерференции спиновых волн. Для этого ученые взяли оптически прозрачный магнитный материал – пленку железо-иттриевого граната, в которой возбуждали спиновые волны сверхбыстрыми фемтосекундными лазерными импульсами. Они позволяют возбуждать спиновые волны без нагрева и потери дополнительной энергии в желаемой точке на образце. Оказалось, что, управляя поляризацией излучения и изменяя условия для интерференции, можно добиться работы логических элементов, где входной информацией служат параметры лазерных импульсов, а выходной – амплитуда спиновой волны в заданной точке пространства. Ученым удалось построить модель для описания эксперимента, которая подтвердила экспериментально полученные результаты и позволила определить подходы для создания других типов логических элементов на основе спиновых волн.

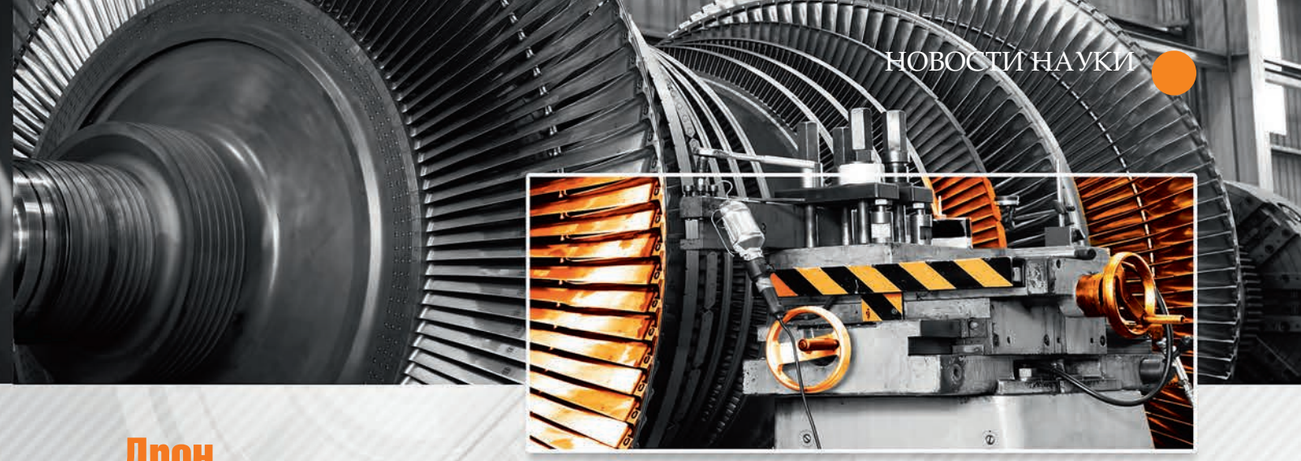
Ученые Московского Политеха усовершенствовали техническое зрение

УЧЕНЫМ МОСКОВСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА УДАЛОСЬ ВЫЯВИТЬ ЗАВИСИМОСТИ МЕЖДУ ВНУТРЕННИМИ ПАРАМЕТРАМИ СИСТЕМЫ И ТОЧНОСТЬЮ РАСЧЕТА РАССТОЯНИЯ ДО ОБЪЕКТА. В результате исследований они подтвердили, что автоматизированную калибровку можно осуществить при помощи введенного калибровочного коэффициента. В своей работе они использовали метод бинокулярного зрения на основе триангуляции, который является более эффективным и точным, чем другие применяемые сегодня методы.

Техническое зрение позволяет «очеловечивать» автоматические системы, такие как автомобили, квадрокоптеры, складские погрузчики, производственные манипуляторы и др. Интересно, что исследование было проведено на довольно старых и недорогих камерах, которые обычно дают низкую точность, но благодаря использованию специальных методов точность удалось повысить даже на этом оборудовании.

ПО по управлению кустом скважины
от российских ученых

ЗАПАСЫ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОСТЕПЕННО ИСТОЩАЮТСЯ, А ДОБЫЧА НЕФТИ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ТРЕБУЮТ ВСЕ БОЛЬШИХ ЗАТРАТ. Это делает актуальным внедрение цифровых систем, способствующих оптимизации энергопотребления и увеличению времени между отказами оборудования.
Ученые Пермского Политеха разработали модель, включающую периферийное оборудование и оптимизирующую работу всех скважин с учетом их взаимовлияния друг на друга. Автоматизированная система управления обеспечивает мониторинг и контроль параметров работы нефтяной скважины, а также вспомогательного технологического оборудования. Она состоит из трех уровней. Работа всех модулей заключается в анализе параметров работы скважины, численном моделировании производственных процессов и определении оптимального режима работы скважины. Самые важные и многочисленные процессы происходят на верхнем уровне, поэтому его было решено разделить на четыре модуля: «Осложнения», «Оптимизация потребления электроэнергии», «Обеспечение дебита скважины», «Прогнозирование отклонений в работе оборудования». Также данная часть может работать в двух режимах: рекомендательном и автоматическом. В первом случае результаты анализа работы скважины и предложения по проведению работ будут носить рекомендательный характер, а в другом система будет брать работу на себя.



Дрон
для поиска утечек на трубопроводах

СТУДЕНТЫ ИЗ РЯЗАНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО РАДИОТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА ИМ. В.Ф. УТКИНА (РГРТУ) СОЗДАЛИ ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ДРОН, который будет искать утечки на газопроводах и теплотрассах с помощью инфракрасного излучения. Разработка сочетает технологии БПЛА, искусственного интеллекта и графического анализа. Сам дрон – это гексакоптер, т.е. система из шести моторов. Такая конструкция увеличивает массу и уменьшает скорость аппарата по сравнению с четырехмоторными дронами, но увеличит качество стабилизации в воздухе, что позволит вести работы в плохих погодных условиях.

Аппарат будет оснащен системой геолокации и ПО, благодаря чему сможет перемещаться вдоль теплотрасс и газопроводов и снимать изображения при помощи тепловизионной матрицы в инфракрасном излучении. Полученные кадры будут записываться на внешнее устройство памяти, а затем отправляться в программу с искусственным интеллектом для распознавания утечек. Система передвижения при помощи привязок к координатам сообщит о проблемном участке трубы или теплотрассы. Дрон будет оснащен системой GPS-трекинга, а в перспективе – отечественными GNSS-системами с точностью трекинга до 2 см. Помимо тепловизионной матрицы, устройство получит сервоприводы – поворотные устройства для наведения на потенциальные места утечек. Проект также включает в себя разработку ПО для анализа полученных изображений.

Роботам-помощникам
добавили мобильности

УЧЕНЫЕ ИНСТИТУТА РАДИОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ И УПРАВЛЕНИЯ ЮФУ РАЗРАБОТАЛИ НОВЫЙ МЕТОД СИНТЕЗА НЕЛИНЕЙНЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ АВТОРОБОТАМИ, который обеспечивает более устойчивое движение универсального робота по сложной траектории с заданной скоростью. По мнению исследователей, наиболее широко распространенными являются наземные мобильные роботы, которые двигаются по сложным траекториям, поэтому их конструкция должна допускать движения с различной скоростью и сложными поворотами. Этими возможностями обладают четырехколесные роботы автомобильного типа, являющиеся нелинейными объектами управления. Линейные системы управления не учитывают ряд тонкостей, которыми обладают реальные объекты управления. Задача была решена с применением дискретно-непрерывной квазилинейной модели, полученной численным методом. Предполагается, что этот подход может применяться для автороботов различного назначения со сложными дифференцируемыми нелинейностями, которые оснащены системой измерения скорости, углов поворота, координат текущего положения и должны двигаться по заданной траектории.

Антиобрастающее покрытие
для шельфового оборудования

ХИМИКИ ДВО РАН РАЗРАБОТАЛИ ПРОТИВООБРАСТАЮЩЕЕ АНТИКОРРОЗИОННОЕ ПОКРЫТИЕ ДЛЯ СУДОВ И ОБОРУДОВАНИЯ, ЗАДЕЙСТВОВАННОГО ПРИ РАБОТЕ НА ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ. Биообрастание усиливает процессы коррозии конструкционных материалов и приводит к досрочному выведению оборудования из эксплуатации. Самыми распространенными являются покрытия с соединениями меди. Но их применение привело к тому, что в водную среду ежегодно выделяется более 5 тонн соединений тяжелых металлов.

Ученые выделили природные соединения с антиобрастающей активностью из морских водорослей, губок, асцидий, кораллов. Микроорганизмы представляют собой ценный и легко возобновляемый источник природных антиобрастающих соединений. Бактериальный штамм Pseudoalteromonas piscicida, выделенный из микрофлоры, ассоциированной с двустворчатым моллюском Modiolus, показал высокую антимикробную и антиобрастающую активность. Продукты, производимые им, были использованы в качестве природного биоцида.



ВОЗМОЖНОСТИ ЭКСПОРТА ДАЛЬНЕВОСТОЧНОГО СПГ в страны АТР

УДК 339.564

В СТАТЬЕ АНАЛИЗИРУЮТСЯ ФОРМЫ ТОРГОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ РОССИИ И КИТАЯ В СФЕРЕ ДОБЫЧИ, ПРОИЗВОДСТВА И ЭКСПОРТА-ИМПОРТА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА (СПГ), А ТАКЖЕ ОСВОЕНИЯ РЕСУРСОВ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА РОССИИ. РАССМАТРИВАЮТСЯ ВОЗМОЖНОСТИ РОССИИ В ЦЕЛОМ И ДАЛЬНЕВОСТОЧНОГО РЕГИОНА В ЧАСТНОСТИ ПО ПРОИЗВОДСТВУ СПГ И ЕГО ПОСЛЕДУЮЩЕЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ. АНАЛИЗИРУЕТСЯ СУЩЕСТВУЮЩАЯ ИНФРАСТРУКТУРА РЕГИОНА И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОРГОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРОЕКТЫ. СДЕЛАН АКЦЕНТ НА ОСОБЕННОСТЯХ КИТАЯ КАК ОДНОЙ ИЗ ВЕДУЩИХ МИРОВЫХ ЭКОНОМИК, КРУПНЕЙШЕГО ПОТРЕБИТЕЛЯ ГАЗА И СТРАТЕГИЧЕСКОГО ПАРТНЕРА РОССИИ В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ СЕКТОРЕ. РАССМАТРИВАЮТСЯ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННОГО И ТОРГОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА РОССИИ И КНР В СФЕРЕ ОРГАНИЗАЦИИ СБЫТА ДАЛЬНЕВОСТОЧНОГО СПГ НА РЫНКИ СТРАН АЗИАТСКО-ТИХООКЕАНСКОГО РЕГИОНА (АТР)

THE ARTICLE ANALYZES THE FORMS OF TRADE AND ECONOMIC COOPERATION BETWEEN RUSSIA AND CHINA IN THE FIELD OF EXTRACTION, PRODUCTION AND EXPORT-IMPORT OF LIQUEFIED NATURAL GAS (LNG), AS WELL AS THE DEVELOPMENT OF THE RESOURCES OF THE RUSSIAN FAR EAST. THE POSSIBILITIES OF RUSSIA AS A WHOLE AND THE FAR EASTERN REGION, IN PARTICULAR, FOR THE PRODUCTION OF LNG AND ITS SUBSEQUENT TRANSPORTATION ARE BEING CONSIDERED. THE EXISTING INFRASTRUCTURE OF THE REGION AND PROMISING TRADE AND ECONOMIC PROJECTS ARE ANALYZED. THE EMPHASIS IS PLACED ON THE PECULIARITIES OF CHINA AS ONE OF THE WORLD'S LEADING ECONOMIES, THE LARGEST CONSUMER OF GAS AND A STRATEGIC PARTNER OF RUSSIA IN THE FUEL AND ENERGY SECTOR. PROMISING AREAS OF INVESTMENT AND TRADE AND ECONOMIC COOPERATION BETWEEN RUSSIA AND CHINA IN THE FIELD OF ORGANIZING THE SALE OF FAR EASTERN LNG TO THE MARKETS OF THE ASIA-PACIFIC REGION (AP REGION) ARE CONSIDERED

Ключевые слова: *сжиженный природный газ, Дальний Восток и Восточная Сибирь, сотрудничество России и Китая в нефтегазовой сфере, прорыв на рынки СПГ, Азиатско-Тихоокеанский регион.*

Захаров Александр Николаевич
профессор кафедры мировой и национальной экономики ВАВТ Минэкономразвития России, профессор, д.э.н.

Карпова Александра Александровна
ВАВТ Минэкономразвития России, факультет экономистов-международников, студентка

Топливно-энергетические ресурсы лежат в основе развития мировой экономики, а налаженная торговля ими между странами до недавнего времени обеспечивала безопасность и стабильность развития национальных экономик и глобального роста в целом. На сегодняшний день геополитическая обстановка складывается таким образом, что в связи с санкциями коллективного Запада, введенными против России и, в частности, против ее топливно-энергетического сектора, ранее существовавшие связи, обеспечивавшие постоянный товарооборот, рушатся. В результате появляется необходимость выявлять новые конкурентные преимущества отечественной ресурсной базы и экономики в целом, а также переориентироваться на новые рынки сбыта. Данная тенденция, включая все международные активности России в целом, получила название «Поворот на восток». По отношению к вопросу разведки, добычи и экспорта энергетических ресурсов речь в первую очередь идет об ускоренном освоении богатств Дальнего Востока России и создании необходимой инфраструктуры как для газификации региона, так и транспортировки сырья за границу.

Современная повестка, безусловно, вносит свои коррективы и в структуру сырьевого экспорта: все большую актуальность приобретает сжиженный природный газ. Ввиду уменьшения объемов в 600 раз при охлаждении СПГ легче хранить. По степени экологичности сжиженный природный газ значительно превосходит дизельное топливо, а возможность поставки морскими судами вместо строительства газопроводов открывает новые логистические возможности и доступ к удаленным рынкам и прежде всего к странам Азиатско-Тихоокеанского региона. Ближайшим стратегическим партнером Российской Федерации на Дальнем Востоке является Китай. Его технологический потенциал, емкость внутреннего рынка, а также нацеленность на следование тенденциям зеленой экономики – хорошая возможность для России ускорить и оптимизировать развитие производства СПГ и обеспечить последующий сбыт. Кроме того, за последние годы российско-китайские отношения достигли беспрецедентного уровня открытости, взаимного доверия и эффективности. Товарооборот Китая и России по итогам 2022 года достиг 190 млрд долл., увеличившись на 29% по сравнению с 2021 годом[1]. В мировой экономике происходит глобальная перегруппировка сил с резким смещением экономических полюсов.

Хотя на сегодняшний день российское участие на мировом рынке СПГ достаточно скромное, оно активно расширяется, что связано не с ограничениями, с которым нам пришлось столкнуться, а с тенденциями развития мировой экономики. Более того, после начала СВО РФ на Украине и вытеснения России с энергетических рынков Европы, предполагается, что именно СПГ сможет заменить выпавшие российские объемы.

Оценка тенденций и перспектив развития рынка СПГ на Дальнем Востоке

К 2021 г. объем торговли СПГ составил 516 млрд м^3. За 20 лет мировой экспорт СПГ увеличился в 3,5 раза. Япония и Китай были главными импортерами СПГ в 2020 г. Объемы мирового потребления в 2021 г. достигли исторического максимума в 383 млн тонн[2]. На сегодняшний день все чаще наблюдается тенденция превышения спроса на СПГ над предложением и, соответственно, возникновение дефицита, который, по прогнозам экспертов, может сохраняться и в течение последующих лет.

По данным Международного энергетического агентства (МЭА), к 2035–2040 годам поставки сжиженной формы превзойдут поставки традиционным трубопроводом. Опираясь на подобные прогнозы, многие страны активно инвестируют в проекты по производству СПГ, развивают соответствующую инфраструктуру.

По данным ОПЕК, лидерами по запасам газа в мире являются Россия, Иран, Катар, США[3]. В качестве лидеров мирового экспортного СПГ-рынка можно выделить Австралию и Катар, экспорт которых по итогам 2021 г. составил соответственно 108,1 млрд м^3 и 106,8 млрд м^3. Высокими темпами растет производство и экспорт СПГ в США[4]. Совокупно на эти страны приходится 60% всего объема экспорта СПГ в мире. Доля России в международных поставках газа по газопроводам составляет около 44%. Ежегодно растет доля России на рынке СПГ. Так, за последние пять лет производство СПГ в России выросло на 80%, а доля страны на мировом рынке выросла с 4 до 8% в структуре поставок сжиженного газа. В 2022 году общий объем экспорта СПГ из России составил 33 млн т (более 65 млн м^3)[5]. Эти показатели для России далеко не предел, так как наша ресурсная база, при условии активного развития соответствующей инфраструктуры, позволяет отечественным компаниям успешно конкурировать с зарубежными производителями.

Значительный ресурсный потенциал углеводородного сырья и прочих стратегически важных природных ресурсов заложен на территориях Дальнего Востока, который максимально приближен к странам Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) – лидерам энергопотребления. Существующие и будущие совместные проекты РФ со странами АТР основываются главным образом на потенциале сырьевой базы энергетических ресурсов, темпов совершенствования транспортной системы и портов Дальнего Востока. Именно это обеспечивает энергетическую безопасность, экономические и геополитические интересы страны в данном регионе. Так, сегодня именно в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока реализуется крупнейший за всю историю России инфраструктурный проект: с нуля создаются мощности по добыче природного газа в Иркутской области, Якутии, на Сахалине и на Камчатке. Совокупность проектов по стремительному развитию ТЭК Дальнего Востока получила название «Восточная газовая программа». Одной из важнейших задач этой программы является создание из природного газа продуктов с высокой добавленной стоимостью, при этом соблюдается принцип экологической безопасности.

Необходимо отметить, что, хотя регионы Восточной Сибири и Дальнего Востока считаются высоко обеспеченными с точки зрения запасов природного газа, уровень газификации, например, Дальневосточного федерального округа составляет 13% при 67,2% по России в целом. Уже разработанные генеральные схемы газоснабжения и газификации предусматривают комплексный подход, включающий и использование СПГ, в частности для осуществления автономной газификации. В регионе насчитывается 108 месторождений, заключающих в себе 6,8% от общих запасов газа России. В свою очередь, на Республику Саха (Якутия) приходится большая их часть – около 62%. На шельфе Охотского моря открыто 15 газовых месторождений, в которых распределено 36,7% запасов

---

[1] *https://www.rbc.ru/economics/13/01/2023/63c0ffb79a79474aaf45862d (дата обращения: 09.03.2023).*

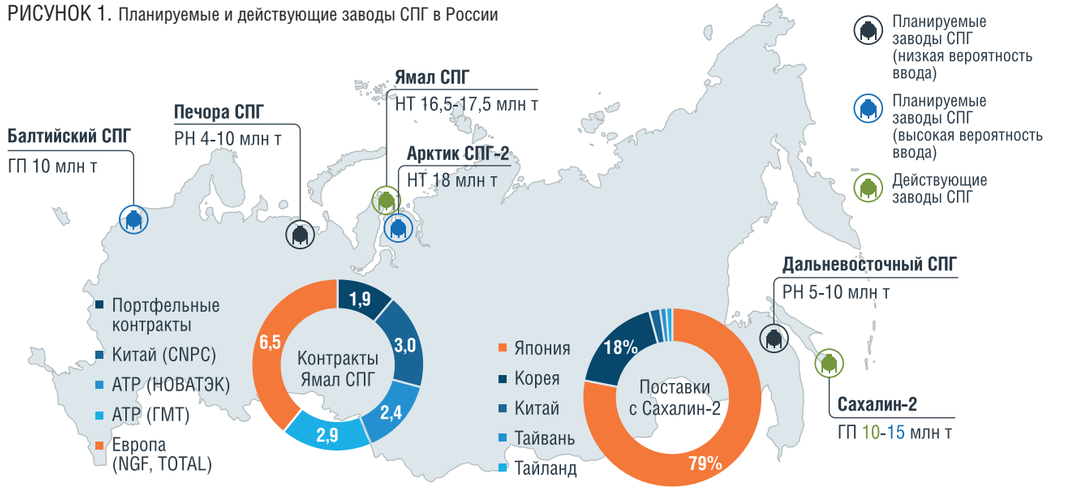
[2] *Захаров А.Н., Рахимзода М.А. Развитие нормативной базы в части субсидирования строительства объектов производственно-сбытовой инфраструктуры СПГ в РФ // Neftegaz.ru. – 2022. – № 9. – С. 15–25.*

[3] *Кто является крупнейшим производителем СПГ? // MB Finance URL: https://mbfinance.ru/investitsii/prognozy-i-analitika/proizvodstvo-spg/ (дата обращения: 26.02.2023).*

[4] *Мировой рынок СПГ Структурные особенности и прогноз развития // Neftegaz.ru URL: https://magazine.neftegaz.ru/articles/rynok/769892-mirovoy-rynok-spg-strukturnye-osobennosti-i-prognoz-razvitiya/ (дата обращения: 15.02.2023).*

[5] *https://www.rbc.ru/business/01/02/2023/63d9b9589a7947b458d202ec. (дата обращения: 09.03.2023).*

РИСУНОК 1. Планируемые и действующие заводы СПГ в России



Источник: *Российский СПГ на рынке АТР: всерьез и надолго Проект НОВАТЭКа обещает быть весьма привлекательным для потребителей // Информационно-аналитическое агентство «Восток России»: https://www.eastrussia.ru/material/rossiyskiy-spg-na-rynke-atr-vserez-i-nadolgo/ (дата обращения: 25.11.2022)*

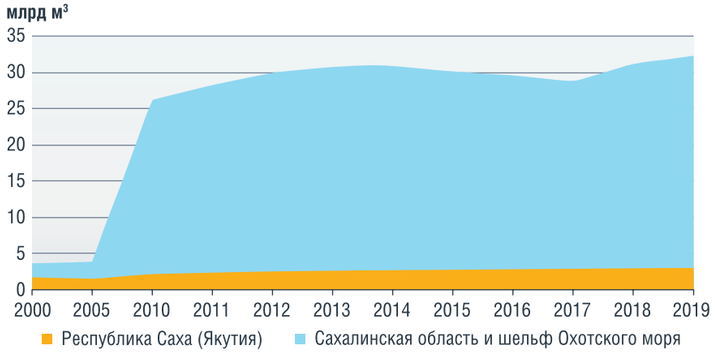
природного газа в регионе[6]. Несмотря на внушительный потенциал, перерабатывающие мощности Дальнего Востока по-прежнему дефицитны, существующие заводы загружены до предела. Это, безусловно, является одной из наиболее острых современных проблем экономического развития региона, но в то же время представляет собой сферу потенциального инновационного развития[7].

С учетом упомянутой выше «Восточной газовой программы» в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке создается единая система добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР. По решению правительства РФ координатором программы является ПАО «Газпром». В рамках осуществления поставленных задач «Газпром» уделяет отдельное внимание развитию малотоннажных СПГ-комплексов – например, для обеспечения газом населенных пунктов, расположенных удаленно от магистральных. Первый полноценный проект был завершен в 2014 году – это мини-завод СПГ в Пермском крае, а также три станции, предназначенные для приема, хранения и регазификации природного газа[8].

О необходимости развития инфраструктуры по производству СПГ говорилось и во время визита лидера КНР Си Цзиньпина в Москву в марте 2023 г. Одним из предметов переговоров в расширенном составе было привлечение китайских партнеров к строительству заводов по производству СПГ в России. В частности, строительство СПГ-завода и газохимического комплекса мощностью 13 млн т в Усть-Луге[9].

В целях развития и увеличения объемов экспорта СПГ «Газпрому» президент РФ В. Путин подписал Федеральный закон от 17 февраля 2023 г. № 22-ФЗ «О внесении изменений в ч. 2 НК РФ», который выводит Газпром и его дочки из-под повышенного налога на прибыль для экспортеров сжиженного природного газа (СПГ) в 2023–2025 гг. В свою очередь, «Газпром» участвует в двух

РИСУНОК 2. Динамика добычи газа на Дальнем Востоке



Источник: *Механизм обеспечения энергобезопасности. Современное состояние и перспективы развития НГК Дальнего Востока // Нефтегазовая Вертикаль ТЭК: https://ngv.ru/articles/mekhanizm-obespecheniya-energobezopasnosti/?sphrase_id=4101905 (дата обращения: 25.11.2022)*

[6] *Шафраник Ю.К., Суранов П.В. Обзор нефтегазовой отрасли Дальневосточного федерального округа: состояние и перспективы развития // https://gorprom.org/wp-content/uploads/2022/09/01_Обзор-нефтегазовой-отрасли.-Шафраник-Ю.К.-Суранов-П.В..pdf // 26.08.2022.*

[7] *Филимонова И., Немов В., Комарова А. Механизм обеспечения энергобезопасности. Современное состояние и перспективы развития НГК Дальнего Востока // Национальный отраслевой журнал. – 2020. – «Нефтегазовая вертикаль» № 13–14. – С. 9–20.*

[8] *«Газпром» нацелен на расширение производства сжиженного природного газа для поставок на внешний и внутренний рынки // Газпром URL: https://www.gazprom.ru/press/news/2021/october/article541365/ (дата обращения: 26.10.2022).*

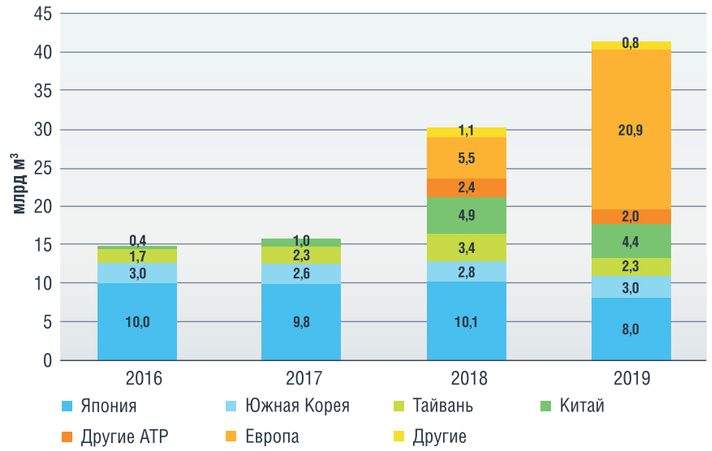
[9] *https://1prime.ru/gaz/20230321/840147501.html*

СПГ-проектах: Сахалин-2 и КСПГ Портовая[10]. Нет сомнений, что именно Азиатско-Тихоокеанский регион, в частности страны Восточной Азии, являются центром роста современной мировой экономики, что обосновывает их колоссальный спрос на энергоресурсы. Основными центрами экспортных поставок СПГ являются такие страны АТР, как Китай, Южная Корея и Япония.

Рост спроса на сжиженный природный газ в Азиатско-Тихоокеанском регионе стимулирует российские компании к строительству новых и расширению действующих СПГ-заводов на Дальнем Востоке. Совокупные мощности по сжижению природного газа на Дальнем Востоке могут увеличиться с 10,8 млн т/год до 22,4 млн т/год к 2027 г. только за счет проектов Сахалин-1 и Сахалин-2. А в целом Дальний Восток с учетом реализуемых проектов может производить 41,6 млн т/год СПГ[11]. (см. рисунки 1 и 2).

Наиболее важную роль в разработке и производстве российского оборудования и технологий для средне- и крупномасштабного производства СПГ играет господдержка. Так, в ходе Петербургского международного экономического форума (ПМЭФ-2022) было отмечено, что создание отечественной технологии сжижения потребует полноценной программы локализации, которая в полном объеме должна быть обеспечена государством. По оценкам НОВАТЭКа предприятиям, с которыми компания ведет работу, потребуется порядка 24 млрд руб. только на НИОКР. В августе 2022 г. вышло распоряжение правительства РФ, согласно которому финансирование реализации проектов, предусмотренных в программе «Прорыв на рынки СПГ», и соответствующих НИОКР будет осуществляться из субсидий в размере 1 млрд руб. Они будут выделены Минпромторгу из резервного фонда правительства. Отдельное финансирование предусмотрено для создания эскизных проектов на оборудование для средне- и крупнотоннажного производства СПГ. Помимо правительственных субсидий, планируется часть средств привлечь за счет инвестиций производителей оборудования[12].

РИСУНОК 3. Региональная структура экспорта российского СПГ



Источник: *Механизм обеспечения энергобезопасности. Современное состояние и перспективы развития НГК Дальнего Востока // Нефтегазовая Вертикаль ТЭК: https://ngv.ru/articles/mekhanizm-obespecheniya-energobezopasnosti/?sphrase_id=4101905 (дата обращения: 25.11.2022)*

Таким образом, выгодное географическое положение, а именно близость Дальневосточного региона к мировым лидерам энергопотребления в АТР, в совокупности со значительными запасами природного газа позволяют России осуществлять федеральные программы по созданию базы для расширения экспорта СПГ на внешние рынки и выполнять пласт работ по газификации непосредственно Дальнего Востока России.

Потенциал Китая как рынка сбыта российского СПГ

На фоне падения экспорта российского газа в страны Европы основными рынками сбыта «голубого топлива в странах дальнего зарубежья» становятся страны АТР, в частности, Китай. Так, по данным главного таможенного управления КНР, нефтегазовая статистика по России за 2022 год следующая:

- импорт сжиженного природного газа (СПГ) – 6,5 млн т/год, рост на 43,9%;
- стоимость – рост в 2,4 раза, превысив 6,74 млрд долл. США;
- по физическому объему закупаемого Китаем СПГ Россия в настоящее время находится на 4 месте[13]. На рисунке 3 показана региональная структура экспорта российского СПГ.

Что касается Китая, объем потребляемого им газа стремительно растет и в первую очередь за счет СПГ. По данным китайской таможенной службы, в августе 2022 г. импорт СПГ из России превысил 750 тыс. тонн (более 1 млрд м³), что стало рекордом для наших поставок сжиженного газа в Поднебесную. Однако такие объемы были сопряжены с тем фактом, что часть импортируемого СПГ Китай до некоторого времени по завышенным ценам перепродавал в Европу, однако в октябре 2022 г.

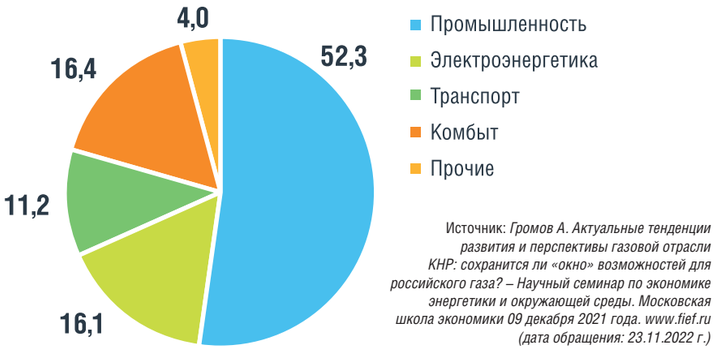
[10] *«Газпром» и его дочки выведены из-под действия повышенного налога на прибыль при экспорте СПГ // Neftegaz.ru URL: https://neftegaz.ru/news/gosreg/770894-gazprom-i-ego-dochki-vyvedeny-iz-pod-deystviya-povyshennogo-naloga-na-pribyl-pri-eksporte-spg/ (дата обращения: 25.02.2023).*

[11] *Минэнерго: Производство СПГ на Дальнем Востоке может достичь 22 Мт в год к 2027 году // LNG news.ru URL: https://lngnews.ru/2020/09/6549/minenergo-proizvodstvo-spg-na-dalnem-vostoke-mozhet-dostich-22-mt-v-god-k-2027-godu/ (дата обращения: 15/10/2022).*

[12] *М. Мишустин сообщил о мерах поддержки российского авиа-, судостроения, мало- и среднетоннажной химии и СПГ // Neftegaz.ru URL: https://neftegaz.ru/news/gosreg/750495-m-mishustin-soobshchil-o-merakh-podderzhki-rossiyskogo-avia-sudostroeniya-malo-i-srednetonnazhnoy-kh/ (дата обращения: 15/11/2022).*

[13] *Китай в 2022 г. увеличил импорт из России: нефти на 8,2%, СПГ на 43,9% // Neftegaz.ru URL: https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/767169-kitay-v-2022-g-uvelichil-import-iz-rossii-nefti-na-8-2-sgp-na-43-9/ (дата обращения: 20.02.2023).*

РИСУНОК 4. Структура потребления природного газа по секторам экономики КНР



Источник: *Громов А. Актуальные тенденции развития и перспективы газовой отрасли КНР: сохранится ли «окно» возможностей для российского газа? – Научный семинар по экономике энергетики и окружающей среды. Московская школа экономики 09 декабря 2021 года. www.fief.ru (дата обращения: 23.11.2022 г.)*

китайским госкомпаниям было запрещено осуществлять такие сделки[14].

В структуре потребления энергетических ресурсов Китая природный газ занимает третье место (8,6%). За период с 2010 по 2020 годы потребление природного газа выросло в три раза и составило 330,6 млрд м³ (+7,2% г/г). При этом добыча природного газа в КНР составила 194 млрд м³ (+9,0% г/г), а всего за период с 2015 по 2020 гг. она выросла почти в 1,5 раза, увеличившись на 60 млрд м³. Однако рост добычи газа в КНР значительно медленнее роста темпов его потребления, как следствие, увеличилась импортозависимость страны по данному ресурсу с 15% (2010 г.) до 42% (2020 г.)[15] На рисунке 4 показана структура потребления природного газа по секторам экономики КНР на 2020 год.

Важно отметить, что характер энергопотребления в Китае в последнее время модифицируется вслед за мировыми тенденциями. Ключевые моменты 14-го Пятилетнего плана – это снижение удельной углеродоемкости (сокращение на 18% к уровню 2020 г.) и энергоемкости (сокращение на 13,5% к уровню 2020 г.) китайской экономики, а также повышения доли неуглеводородной энергетики в ТЭБ страны (20% к 2025 г.). В 2021 г. Китай подтвердил свое намерение к 2030 году пройти пик выбросов углекислого газа, а к 2060 г. достичь углеродной нейтральности. В этом ключе природный газ в КНР рассматривается в качестве инструмента декарбонизации экономики и энергетики, а также снижения объема выбросов, загрязняющих атмосферу.

Внутренняя добыча газа в Китае будет расти, но ее будет недостаточно для того, чтобы обеспечить растущий спрос. Производство, вероятно, достигнет 300 млрд м³ к 2035 году, но потребление же к этому сроку будет в два раза больше, чем располагаемые объемы. КНР с 2006 г. импортирует сжиженный природный газ, а с конца 2009 г. – трубопроводный газ. В 2020 г. объем импорта СПГ уже составлял 68% от общего объема импорта природного газа в КНР. По итогам 9 месяцев 2021 г. Китай впервые в истории стал мировым лидером по импорту СПГ.

Иными словами, с учетом резкого падения объема поставок природного газа на традиционные рынки, роста потребления СПГ в Китае и приверженности Пекина политике декарбонизации экономики, добыча и экспорт СПГ с Дальнего Востока России выступают оптимальным инструментом для решения поставленных задач и укрепления торгово-экономических связей между Россией и КНР.

Сотрудничество России и Китая в сфере торговли СПГ

КНР и Россия после XX съезда Коммунистической партии Китая (КПК) должны усилить стратегическое сотрудничество для реализации крупных проектов инициативы «Один пояс – один путь» и продолжать оказывать друг другу поддержку при решении ключевых вопросов внешней торговли. В целом закупки Китаем СПГ постоянно набирают обороты, и в 2021 г. он впервые обошел по объему закупок Японию и стал крупнейшим в мире потребителем СПГ.

Согласно официальным данным, поставки трубопроводного газа из России в КНР в 2021 г. выросли в 2,54 раза, превысив 7,53 млн тонн. Поставки сжиженного природного газа из России в Китай в январе – сентябре 2022 г. увеличились в годовом исчислении на 29%, до 4,23 млн тонн. По физическому объему закупаемого Китаем СПГ Россия находилась на пятом месте[16] (см. рисунки 5 и 6).

В настоящее время поставки природного газа в Китай во многом обеспечиваются за счет функционирования магистрального газопровода «Сила Сибири» («восточный» маршрут). Несмотря на сегодняшнюю геополитическую ситуацию, поставки газа в Китай через «Силу Сибири» вне зоны риска, так как подкреплены долгосрочным соглашением. Договор на поставку топлива между «Газпромом» и Китайской национальной нефтегазовой корпорацией был подписан в мае 2014 года на 30-летний срок[17]. Тем не менее следует учитывать тот факт, что одной из ключевых целей КНР при проведении внешнеторговой политики является диверсификация поставщиков энергии, которая подразумевает и тот факт, что в определенный момент будут введены ограничения на поставки из России[18].

---

[14] *Россия готовится увеличить экспорт газа в Китай // RG.ru URL: https://rg.ru/2022/10/25/trubnoe-ravnovesie.html (дата обращения: 22.11.2022).*

[15] *Громов А. Актуальные тенденции развития и перспективы газовой отрасли КНР: сохранится ли «окно» возможностей для российского газа? – Научный семинар по экономике энергетики и окружающей среды. Московская школа экономики 09 декабря 2021 года // www.fief.ru (дата обращения: 23.11.2022 г.).*

[16] *Поставки СПГ в Китай из России в январе – сентябре выросли на 29%. В стоимостном выражении импорт указанного энергоносителя из РФ вырос в 2,6 раза, превысив 4,22 млрд долл. // Альта.Софт URL: https://www.alta.ru/external_news/94474/ (дата обращения: 24.10.2022).*

[17] *Импорт и упущение: откажется ли Китай от СПГ из России // ИзвестияIZ URL: https://iz-ru.turbopages.org/iz.ru/s/1077757/valerii-voronov/import-i-upushchenie-otkazhetsia-li-kitai-ot-spg-iz-rossii (дата обращения: 26.10.2020).*

[18] *Россия и Китай: От торговли энергоресурсами к инвестиционному сотрудничеству // Neftegas.ru URL: https://magazine.neftegaz.ru/articles/mezhdunarodnye-otnosheniya/555506-rossiya-i-kitay-ot-torgovli-energoresursami-k-investitsionnomu-sotrudnichestvu/ (дата обращения: 26.10.2022).*

РИСУНОК 5. Структура импорта СПГ в КНР, 2020 г., %

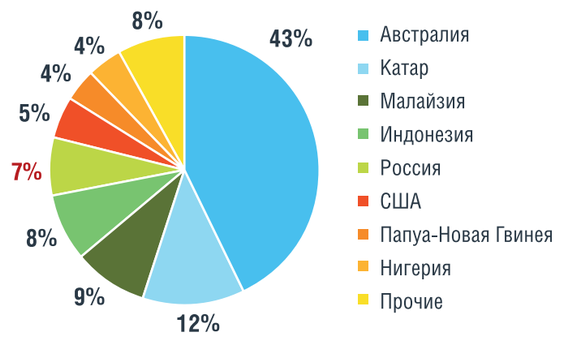
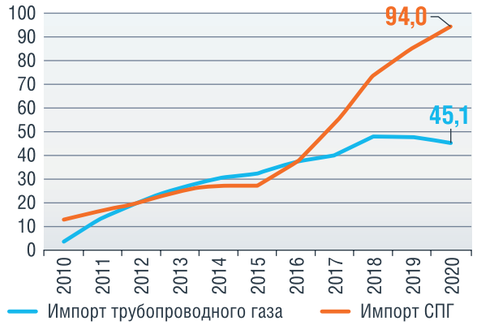


РИСУНОК 6. Импорт трубопроводного газа и СПГ в КНР, 2010–2020 гг., млрд м³



Источник (рисунки 5 и 6): *Институт энергетики и финансов // Актуальные тенденции развития и перспективы газовой отрасли КНР: Сохранится ли «окно» возможностей для российского газа?: https://fief.ru/files/news2017/Громов%20А.И._Актуальные%20тенденции%20развития%20газовой%20отрасли%20КНР_09.12.2021.pdf (дата обращения: 20.11.2022)*

Китай не медлит и с целью бесперебойно обеспечить себя энергоресурсами на долгосрочный период заключает контракты на поставки СПГ с рядом добывающих стран. Развитие активного сотрудничества также связано с обострением отношений Китая с Австралией и США, в связи с чем китайские национальные энергетические компании все чаще рассматривают Катар как более безопасный объект для инвестиций. Так, Китайская CNPC и QatarEnergy намерены заключить долгосрочный контракт на поставку СПГ, в рамках которого запланировано строительство четырех линий по сжижению природного газа и поставки в течение 30 лет.

Особенность данного контракта заключается в том, что его долгосрочность обоснована намерением Китая в перспективе приобрести 10% в двух экспортных линиях по производству СПГ, таким образом взять их под свой контроль. Sinopec также подписала контракт с QatarEnergy на поставку 4 млн т СПГ в год[19]. Кроме того, по сообщению информагентства ONA, Unipec также заключила контракт на поставку СПГ с Оманской компанией Oman LNG. Подразумевается поставка примерно 1 млн т СПГ в год в течение четырех лет начиная с 2025 г. Важно отметить, что это первое сотрудничество компании с партнерами из КНР. А китайская Shenzhen Energy Group подписала первое долгосрочное международное соглашение с сингапурской BP о покупке СПГ с целью обеспечения поставок электроэнергии[20].

Таким образом, можно сделать вывод, что конкурентами России в сфере поставок СПГ в Китай являются игроки, способные поставлять сравнительно большие объемы и занявшие стратегические позиции в перечне энергетических партнеров КНР. Данный факт в первую очередь указывает на то, что российским экспортерам СПГ необходимо в кратчайшие сроки развить необходимую инфраструктуру, чтобы сохранить место и конкурентоспособность на модифицирующемся энергетическом рынке.

На данный момент российский газ в Китае представлен следующими компаниями: «Газпром» и его «Сила Сибири», НОВАТЭК – СПГ с проекта «Ямал СПГ» через Северный морской путь, а также Sakhalin Energy, хотя ее объемы незначительны. Считается, что новой точкой роста двусторонних отношений России и Китая в сфере производства и экспорта СПГ станет Республика Саха (Якутия)[21]. Более того, Китай уже сегодня готов реализовать на Дальнем Востоке масштабный газовый проект с расчетом на ресурсную базу «Газпрома». Китайские партнеры готовы полностью взять на себя реализацию проекта в обмен на доступ к самим ресурсам. Китайская энергетическая корпорация Zhong Xinxing планирует инвестировать порядка 0,5 трлн рублей в строительство крупнотоннажного завода по производству сжиженного природного газа в Приморье мощностью до 7 млн тонн в год, малотоннажного завода СПГ мощностью до 80 тысяч тонн в год в Хабаровском крае и логистического комплекса по перевалке сжиженного углеводородного газа (СУГ) в Еврейской автономной области. Проект Zhong Xinxing, оператором которого выступает «Дальневосточная корпорация Синьсин», предусматривает строительство в районе бухты «Пяти охотников» предприятия по производству СПГ и морской порт («Газовый терминал Валентина») по перевалке газа[22].

В то же время Минэнерго РФ не поддерживает наращивание поставок газа в Китай по дальневосточному маршруту, пока не будут решены вопросы газификации регионов Дальнего Востока. Это будет способствовать и территориальному развитию региона. В планах также увеличить производство СПГ до 57 тыс. т

---

[19] *Китайская CNPC намерена заключить долгосрочный контракт с QatarEnergy на поставку СПГ // Neftegaz.ru URL: https://neftegaz.ru/news/spg-szhizhennyy-prirodnyy-gaz/770082-kitayskaya-cnpc-namerena-zaklyuchit-dolgosrochnyy-kontrakt-s-qatarenergy-na-postavku-spg/ (дата обращения: 20.02.2023).*

[20] *Oman LNG будет поставлять китайской Unipec по 1 млн т СПГ в год в течение четырех лет // Neftegaz.ru URL: https://neftegaz.ru/news/Trading/769738-oman-lng-budet-postavlyat-kitayskoy-unipec-po-1-mln-t-spg-v-god-v-techenie-chetyrekh-let/ (дата обращения: 15.02.2023).*

[21] *Якутия планирует увеличить производство СПГ до 57 тыс. т до конца 2025 г. // Neftegaz.ru URL: https://neftegaz.ru/news/spg-szhizhennyy-prirodnyy-gaz/751167-yakutiya-planiruet-uvelichit-proizvodstvo-spg-do-57-tys-t-do-kontsa-2025-g/ (дата обращения: 17.12.2022).*

[22] *Зачем Китай готовит газовый проект в Приморье, второе монгольское пришествие. Подробнее: https://primamedia.ru/news/1282139/ // PrimaMedia.ru URL: https://primamedia.ru/news/1282139/ (дата обращения: 20.11.2022).*

до конца 2025 года, соответственно, с этим же будет расти и объем потребления, который к концу 2030 года достигнет 100 тыс. т/год. В этих условиях у Якутии большой потенциал найти новых партнеров в части экспорта. Во-первых, с подключением всех заинтересованных сторон Минэнерго РФ уже разработана программы развития СПГ-производства и новой отрасли в целом. Во-вторых, между российскими компаниями и Пекином уже были достигнуты договоренности о поставках якутского СПГ в Китай[23].

Поскольку цель КНР – диверсификация поставок энергоресурсов, существуют риски будущего сокращения закупок природного газа у России. Именно поэтому важно именно сейчас максимально воспользоваться преимуществами конъюнктуры рынка СПГ: извлечь экономическую выгоду и укрепить всеобъемлющее партнерство с Пекином. При этом в приоритете должны оставаться задачи энергетической безопасности РФ и обеспечения отдаленных уголков нашей страны необходимыми энергетическими ресурсами.

Заключение

Как было сказано в «Совместном заявлении о международных отношениях, вступающих в новую эпоху», подписанном В.В. Путиным и Си Цзиньпином 4 февраля 2022 года: Китай и Россия – не плечом к плечу, а спина к спине[24]. Это означает, что, хотя многие стратегические интересы России и Китая не совпадают, в рамках всеобъемлющего и взаимовыгодного партнерства страны готовы с пониманием относиться друг к другу. Китай объективно оценивает перспективные экономические, а не сиюминутные политические факторы. Страны будут способствовать наращиванию торгово-экономического сотрудничества и действовать в соответствии с условиями двусторонних соглашений на пути к построению «сообщества единой судьбы человечества» и поддержания гармоничного многополярного мира. Это было также подчеркнуто на IV российско-китайском энергетическом бизнес-форуме, проходившем 29–30.11.2022 г. Одним из важнейших достижений состоявшегося форума стало создание «Атласа инвестиций российско-китайского энергетического сотрудничества»[25].

С другой стороны, следует отметить, что, несмотря на большую привлекательность Китая как крупнейшего импортера всевозможных видов энергоресурсов, России следует с особенной осторожностью полагаться на партнеров из Поднебесной, которые известны тем, что весьма прагматично выстраивают свои торгово-экономические отношения, ограничивают свои обязательства пунктами контракта и могут в любой момент взять курс в направлении, противоположном интересам и ожиданиям России. Иными словами, возвращаясь к дальневосточному производству СПГ, в такой непростой международной ситуации России следует сделать больший акцент на развитии необходимой инфраструктуры на базе отечественных технологий, тем более что фундамент в виде «Арктического каскада» (технологии сжижения газа с использованием климата Арктики) уже заложен. Именно тогда можно будет полагаться на Китай, только как на потребителя, чтобы не попасть в зависимость от его инвестиций или импорта технологий.

Сегодня меняется структура экономики, в приоритете рынки АТР и внутренний рынок. Очень важно, как подчеркнул В. Путин 21.02.2023 г. в ежегодном послании Федеральному собранию, сделать ставку на собственные инновации и технологии, для этого используются экономические рычаги и стимулы. Начиная с 2023 г. российские компании могут уменьшить выплаты по налогу на прибыль, если закупают прежде всего передовые отечественные ИТ-разработки и продукцию с использованием искусственного интеллекта[26]. Как мы видим, возможности экспорта дальневосточного СПГ в КНР и другие страны АТР растут. Возрастает также и роль таких межгосударственных объединений, как БРИКС и Шанхайская организация сотрудничества, где Россия и Китай играют ведущую роль.

Литература

1. *Послание Президента В. Путина Федеральному Собранию РФ. http://duma.gov.ru/legislative/documents/president/ (дата обращения: 09.03.2023).*
2. *«Газпром» и его дочки выведены из-под действия повышенного налога на прибыль при экспорте СПГ // Neftegaz.ru URL: https://neftegaz.ru/news/gosreg/770894-gazprom-i-ego-dochki-vyvedeny-iz-pod-deystviya-povyshennogo-naloga-na-pribyl-pri-eksporte-spg/ (дата обращения: 25.02.2023).*
3. *«Газпром» нацелен на расширение производства сжиженного природного газа для поставок на внешний и внутренний рынки // Газпром URL: https://www.gazprom.ru/press/news/2021/october/article541365/ (дата обращения: 26.10.2022).*
4. *Громов А. Актуальные тенденции развития и перспективы газовой отрасли КНР: сохранится ли «окно» возможностей для российского газа? – Научный семинар по экономике энергетики и окружающей среды. Московская школа экономики 09 декабря 2021 года. www.fief.ru (дата обращения: 23.11.2022 г.).*
5. *Захаров А.Н. Энергетический сектор: вызовы, угрозы и пути преодоления // Neftegaz.ru. – 2022. – № 4. – С. 96–100. https://magazine.neftegaz.ru*
6. *Захаров А.Н., Рахимзода М.А. Развитие нормативной базы в части субсидирования строительства объектов производственно-сбытовой инфраструктуры СПГ в РФ // Neftegaz.RU. – 2022. – № 9. – С. 15–25. https://magazine.neftegaz.ru.*
7. *Захаров А.Н., Русак Н.А. Россия и Китай: От торговли энергоресурсами к инвестиционному сотрудничеству // Neftegaz.RU. – 2020. – № 6. – С. 72–75. https://magazine.neftegaz.ru.*
8. *Кто является крупнейшим производителем СПГ? // MB Finance URL: https://mbfinance.ru/investitsii/prognozy-i-analitika/proizvodstvo-spg/ (дата обращения: 26.02.2023).*
9. *Мировой рынок СПГ Структурные особенности и прогноз развития // Neftegaz.ru URL: https://magazine.neftegaz.ru/articles/rynok/769892-mirovoy-rynok-spg-strukturnye-osobennosti-i-prognoz-razvitiya/ (дата обращения: 15.02.2023).*
10. *Филимонова И., Немов В., Комарова А. Механизм обеспечения энергобезопасности. Современное состояние и перспективы развития НГК Дальнего Востока // Национальный отраслевой журнал. – 2020. – «Нефтегазовая вертикаль» № 13–14. – С. 9–20.*
11. *Шафраник Ю.К., Суранов П.В. Обзор нефтегазовой отрасли Дальневосточного федерального округа: состояние и перспективы развития // https://gorprom.org/wp-content/uploads/2022/09/01_Обзор-нефтегазовой-отрасли.-Шафраник-Ю.К.-Суранов-П.В..pdf // 26.08.2022.*

Keywords: *liquefied natural gas, the Far East and Eastern Siberia, cooperation between Russia and China in the oil and gas sector, Breakthrough into LNG markets, Asian-Pacific region.*

[23] *Якутия планирует увеличить производство СПГ до 57 тыс. т до конца 2025 г. // Neftegaz.ru URL: https://neftegaz.ru/news/spg-szhizhennyy-prirodnyy-gaz/751167-yakutiya-planiruet-uvelichit-proizvodstvo-spg-do-57-tys-t-do-kontsa-2025-g/ (дата обращения: 17.12.2022).*

[24] *«Совместное заявление Российской Федерации и Китайской Народной Республики о международных отношениях, вступающих в новую эпоху, и глобальном устойчивом развитии» от 04.02.2022 № http://kremlin.ru/supplement/5770 // Российская газета.*

[25] *https://rcebf.com (дата обращения 09.03.2023).*

[26] *http://duma.gov.ru/legislative/documents/president/ (дата обращения 09.03.2023).*

ОМК
Трубодеталь



Мы обеспечиваем соединительными деталями трубопроводов компании по добыче нефти, строительству газопроводов, нефтяных коммуникаций, оснащению компрессорных и электростанций. Ведем поставки блочного и блочно-модульного оборудования.

1000+

Выпускаем более 1000 типоразмеров продукции:
отводы, переходы, тройники, заглушки, днища, переходные кольца, узлы и опоры трубопроводов, муфты стабилизирующих устройств и т.д.

Для:

- нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности
- тепловой энергетики
- нефтегазовой промышленности
- жилищно-коммунального хозяйства

Производственные мощности завода
30 тыс. тонн деталей в год

Диаметр
от 57 до 1420 мм

Толщина стенки
от 3 до 93 мм

Совершенство продуманных решений

8 (800) 200 8000
+7 (351) 216 02 70

sales@omk.ru
omk.ru

РЕКЛАМА

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ МАЛОТОННАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА СПГ В РОССИИ



УДК 665.725

В СТАТЬЕ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ДЕЙСТВУЮЩИХ И ПЛАНИРУЕМЫХ МОЩНОСТЕЙ ПО ПРОИЗВОДСТВУ МАЛОТОННАЖНОГО СПГ РАССМОТРЕНЫ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ МАЛОТОННАЖНОГО СПГ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, ОПРЕДЕЛЕНА СТРУКТУРА СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ДЛЯ НОВЫХ ПРОЕКТОВ

THE ANALYSIS OF THE LNG PROJECTS IN RUSSIA. THERE ARE SEVERAL PLANTS IN OPERATION, UNDER CONSTRUCTION AND PLANNING. THE TRENDS IN THE DEVELOPMENT OF SSLNG IN RUSSIA ARE CONSIDERED AND THE STRUCTURE OF THE FEEDSTOCK OF SSLNG FOR NEW PROJECTS IF DETERMINED

Ключевые слова: *сжиженный природный газ, малотоннажное производство, газомоторное топливо, стратегическое планирование.*

Климентьев Александр Юрьевич
Постоянное представительство Республики Саха (Якутия) при Президенте РФ, руководитель экспертной группы «СПГ и газохимия» РГО, эксперт Национальной ассоциации СПГ

Калашников Павел Кириллович
доцент кафедры автоматизации проектирования нефтяной и газовой промышленности, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

Иванов Сергей Николаевич
исполнительный директор Национальной ассоциации СПГ

Сарафанников Павел Викторович
президент-председатель правления Национальной ассоциации СПГ

Малотоннажный СПГ в России: современное состояние

СПГ-отрасль России в последние годы стала самостоятельной и важной частью газовой отрасли. Получили развитие все сегменты СПГ-отрасли, включая малотоннажные проекты, ориентирующиеся на внутренний рынок и отдельные экспортные ниши, среднетоннажные проекты, имеющие различные целевые рынки, и крупнотоннажные проекты мирового уровня. В течение 2020–2021 года российская СПГ-отрасль получила систему стратегического целеполагания развития (таблица 1). При этом определены не только целевые уровни производства СПГ, но и особое внимание уделено расширению использования СПГ на транспорте и для газификации регионов России.

Использование природного газа в качестве энергоносителя и моторного топлива выступает в качестве одного из элементов повышения уровня экологического благосостояния в регионах Российской Федерации.

Реализация проектов малотоннажного СПГ осуществляется по различным моделям, в рамках которых инициаторы создают целую сеть заводов, используют региональные особенности, на рынок готовятся выйти интегрированные малотоннажные СПГ-проекты, включающие добычу природного газа. Значительный нераскрытый потенциал имеется в производстве СПГ с применением попутного нефтяного газа.

Основным документом государственного планирования в области малотоннажного СПГ является «План мероприятий по развитию рынка малотоннажного сжиженного природного газа и газомоторного топлива в Российской Федерации на период до 2025 года», утвержденный Распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 февраля 2021 г. № 350-р.

ТАБЛИЦА 1. Система стратегического планирования развития СПГ отрасли Российской Федерации

«ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА ПЕРИОД ДО 2035 ГОДА» (9 июня 2020 г. № 1523-Р)			
ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УРОВЕНЬ			
Развитие рынков использования СПГ			
«План развития инфраструктуры Северного морского пути на период до 2035 года» (21 декабря 2019 г. № 3120-р)	*«Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года»* (26 октября 2020 г. № 645)	*«Транспортная стратегия Российской Федерации до 2030 года с прогнозом на период до 2035 года»* (27 ноября 2021 г. № 3363-р)	*«Комплекс мероприятий по минимизации выбросов в атмосферный воздух, сбросов в водные объекты загрязняющих веществ при осуществлении хозяйственной и иной деятельности в Арктической зоне Российской Федерации»* (29 октября 2022 г. № 3219-р)
Определяет развитие инфраструктуры использования сжиженного природного газа в акватории Северного морского пути и прибрежных территориях	Сжиженный природный газ (СПГ), ВИЭ и местные виды топлив определены в качестве энергоносителей для локальной генерации	В 2030 году потребление СПГ на транспорте (кроме водного) составит от 0,95 до 3,75 млн т (12 % – ж/д, 88 % – автотранспорт). Доля СПГ для морского транспорта составит 10 %	Разработка методов стимулирования использования СПГ на автомобильном, морском и внутреннем водном транспорте для снижения выбросов в воздух и сбросов в водную среду
Производственные показатели			
«План мероприятий по развитию рынка малотоннажного сжиженного природного газа и газомоторного топлива в Российской Федерации на период до 2025 года» (13 февраля 2021 г. № 350-р)	*«Долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации»* (16 марта 2021 г. № 640-р)	*«Генеральная схема развития газовой отрасли Российской Федерации на период до 2035 года»* (одобрена на заседании Правительства 13 мая 2021 года)	*«План развития Северного морского пути на период до 2035 года»* (01 августа 2022 г. № 2115-р)
Установлены целевые показатели производства малотоннажного СПГ и развития инфраструктуры криоАЗС	Определение географической структуры размещения производства и потребления СПГ. Определены целевые показатели различных сегментов отрасли	Детализированы показатели Энергостратегии-2035. Проведена оценка потребности в капитальных вложениях ₽3–7,8 трлн до 2025 года	Установлен перечень проектов производства СПГ в Арктике и объем производства СПГ в Арктической зоне до 2035 года
РЕГИОНАЛЬНЫЙ УРОВЕНЬ			
Республика Саха (Якутия)			
«Программа потребления сжиженного природного газа в Республике Саха (Якутия) до 2030 года» (30 июня 2021 года № 602-р) целевой уровень регионального потребления СПГ в объеме 230 тыс. т в год и плановые мощности по производству СПГ в 626 тыс. т в год			

Источник: *Справочные материалы российской СПГ-отрасли. СПГ-карта 2023: https://agaz.org/. – Дата обращения: 01.03.2023*

Приказом Минэнерго России от 15 октября 2021 года № 1090 определены категории малотоннажного производства СПГ, как в области производства (до 20 т/ч), так и в области потребления СПГ (хранение до 1 500 тонн СПГ).

При этом какой-либо официальной классификации для средне- и крупнотоннажных СПГ-проектов нет.

Классификация СПГ-проектов по размеру проекта основывается на нескольких показателях, описывающих объем производства, целевые рынки и способы распределения СПГ с производства к потребителю.

Наличие значительных запасов природного газа, развитая газотранспортная система обеспечивают значительный потенциал малотоннажного СПГ в России.

Для реализации данного потенциала потребуются существенные институциональные изменения и смена приоритетов от поставок трубопроводного газа к созданию условий для развития газопотребляющих мощностей в России.

Российские технологические решения в области МТСПГ имеют достаточно высокий уровень технологической зрелости, однако предстоит большая работа для их внедрения в сегменте мощности более 5 т/ч.

Различные технологические решения производства СПГ с объемом производства до 20 т/ч требует дополнительной градации технологий малотоннажного СПГ (таблица 2).

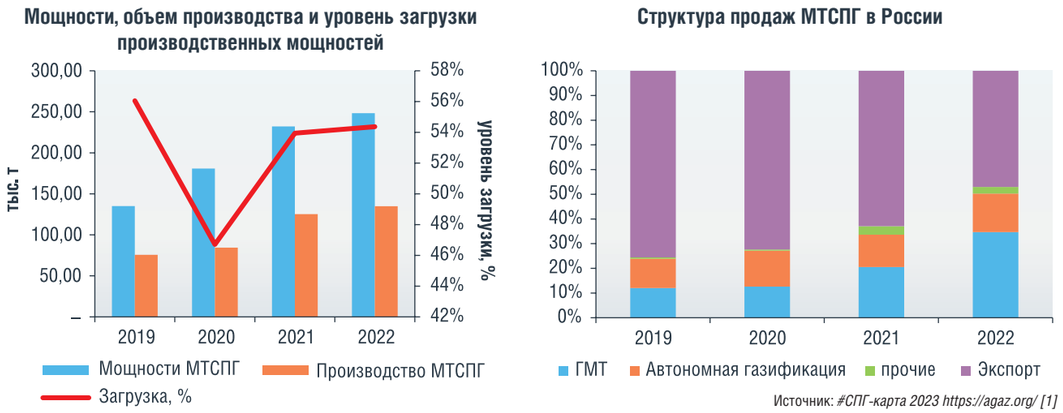
Предлагается следующая градация в зависимости от установленной мощности.

ТАБЛИЦА 2. Категории МТСПГ-проектов в зависимости от установленной мощности

Категория	Установленная мощность
нижний сегмент	до 5 т/ч (< 40 тыс. т/год)
средний сегмент	5–10 т/ч (≥ 40 – < 80 тыс. т/год)
верхний сегмент	10-20 т/ч (≥ 80 – 160 тыс. т/год)

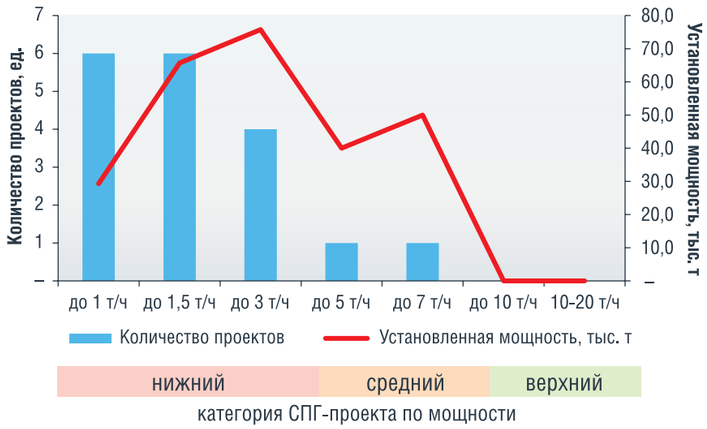
Источник: *оценки авторов*

РИСУНОК 1. Установленная мощность производств СПГ в России (тыс. т)



Источник: *#СПГ-карта 2023 https://agaz.org/ [1]*

РИСУНОК 2. Структура МТСПГ-проектов по мощности (действующие проекты)[1]



Действующие проекты	до 1 т/ч	до 1,5 т/ч	до 3 т/ч	до 5 т/ч	до 7 т/ч	до 10 т/ч	10-20 т/ч	ИТОГО
Количество проектов	**6**	**6**	**4**	**1**	**1**	**–**	**–**	**18**
дроссельный	6	3	3	–	–	–	–	12
MRC	–	1	–	–	–	–	–	1
азотный	–	2	–	–	1	–	–	3
детандерный	–	–	1	1	–	–	–	2
Установленная мощность, тыс. т	**29,3**	**65,7**	**75,8**	**40,0**	**50,0**	**–**	**–**	**260,8**
дроссельный	29,3	28,6	54,8	–	–	–	–	112,7
MRC	–	12,0	–	–	–	–	–	12,0
азотный	–	25,1	–	–	50,0	–	–	75,1
детандерный	–	–	21,0	40,0	–	–	–	61,0

Источник: *оценки авторов*

[1] *Проекты, строительство которых завершено, объекты введены в эксплуатацию.*

Развитие производственных мощностей

Мощности малотоннажных производств СПГ в России стабильно растут, и имеющиеся планы по использованию СПГ в качестве газомоторного топлива и для автономной газификации позволяют России стать одним из мировых лидеров по развитию сектора малотоннажного СПГ.

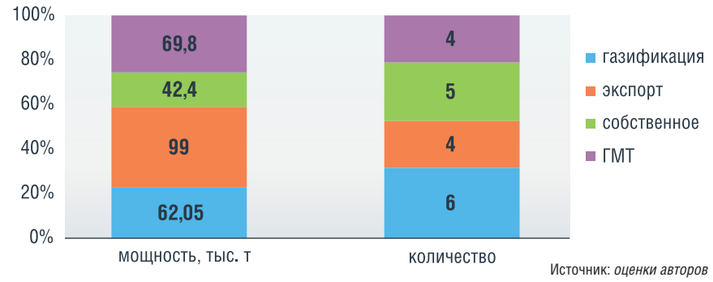
В настоящее время в Российской Федерации построены 18 малотоннажных заводов (17 по итогам 2021 года) общей установленной мощностью более 260 тыс. т (248 тыс. т по итогам 2021 года), производство на которых по итогам 2022 года превысило 135 тыс. т (рисунок 1).

Российские технологии производства СПГ в малотоннажном сегменте сохраняют свои позиции на национальном рынке. Российская компания АО «Криогаз» в 2022 году приступила к реализации малотоннажного проекта в Кемерово с использованием цикла на смесевых хладагентах собственной разработки.

Увеличение мощности единичной линии установки по сжижению потребует значительных усилий от российских разработчиков технологий сжижения газа с целью предложения владельцам проектов технологий с производительностью до 20 т/ч.

Существенный толчок в развитии МТСПГ в России дает использование СПГ в качестве газомоторного топлива. В данной ситуации следует отметить высокий

РИСУНОК 3. Распределение действующих МТСПГ-проектов по якорному потребителю (установленная мощность и количество установок)



Источник: *оценки авторов*

уровень синхронизации действий по созданию транспортных коридоров, на которых возможно заправиться СПГ, и производителей техники на СПГ.

Действующая структура малотоннажных производств СПГ характеризуется преобладающим количеством установок, построенных с использованием дроссельной технологии (12 единиц), три установки используют азотный цикл, две – детандерный и одна – смесевой цикл (рисунок 2).

Двенадцать установок имеют установленную мощность до 1,5 т/ч (12,7 тыс. т/год) включительно. Четыре завода имеют мощность до 3 т/ч и по одному в сегменте производства до 5 т/ч и 7 т/ч.

Преобладание заводов в нижнем сегменте мощностей малотоннажного СПГ обуславливалось неразвитостью внутреннего рынка и эволюцией технологий производства малотоннажного СПГ в России и в мире.

Эволюция производственных цепочек

Высокая доступность природного газа в России и наличие широкого выбора технологий сжижения, предлагаемых отечественными и зарубежными компаниями, позволяют при наличии подготовленного участка реализовать малотоннажный проект производства СПГ в течение одного года.

Однако уровень развития внутреннего рынка СПГ находится только в начале своего развития. В этой связи в условиях ограниченного спроса на СПГ большинство проектов на стадии замысла имели в качестве якорного рынка сбыта продажу заранее определенному потребителю. В качестве таких потребителей выступают:

- экспорт (АО «Криогаз», Ленинградская область, Калининград);
- объекты изолированной генерации электрической энергии (ООО «СПГ», Якутск);
- газификация населенных пунктов (ООО «Газпром СПГ технологии», Канюсята, ООО ПСК «Сахалин», Сахалин, ООО Газпром трансгаз Екатеринбург», Екатеринбург);
- ГМТ для замещения дизельного топлива в рамках группы компаний (ООО «Сибирь-Энерго», Новокузнецк, «Русская медная компания», Томинский ГОК, ООО «Газпром гелий сервис», Владивосток).

Якорный потребитель обеспечивает достаточный уровень загрузки, а дополнительные объемы могут быть проданы на рынке. При этом в проектах АО «Криогаз» таким дополнительным рынком выступает внутренний рынок, а для проектов ООО «Сибирь-Энерго», ООО «СПГ» дополнительными рынками стали Монголия и Китай.

Общее число таких проектов, имеющих определенного якорного потребителя, составляет 15 единиц, а их установленная мощность превышает 200 тыс. т (рисунок 3).

В таком случае цепочка стоимости включает в себя одного производителя и одного или несколько крупных потребителей (рисунок 4). Ценообразование осуществляется либо с прямой или косвенной привязкой к субституту, в качестве которого выступает дизельное топливо, либо цена определяется по сложившимся условиям на экспортных рынках. В случае газификации населенных пунктов или поставке газа для генерации тепловой энергии для населения, цена на регазифицированный СПГ регулируется государством и устанавливается на уровне цены газа.

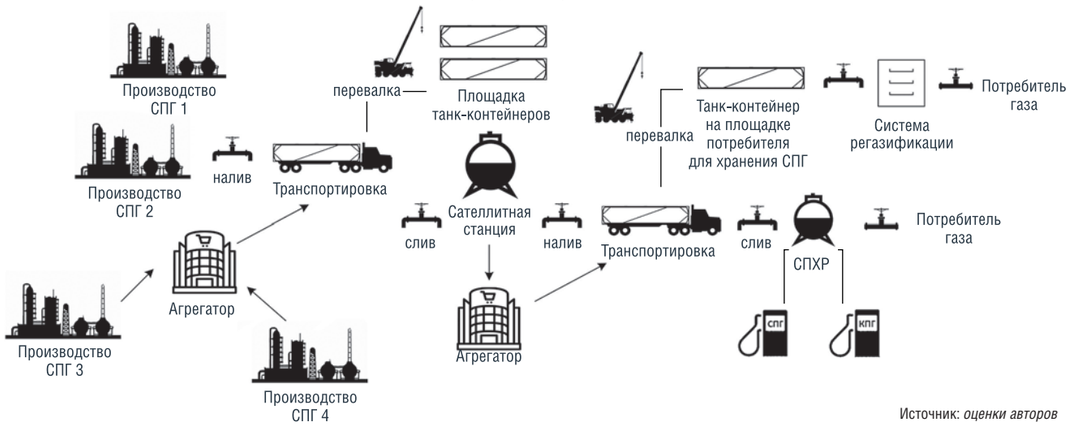
При этом четыре действующие установки (ООО «Газпром ГМТ», Москва, ПАО «НОВАТЭК»,

РИСУНОК 4. Технологическая цепочка малотоннажного СПГ (первый этап)



Источник: *оценки авторов*

РИСУНОК 5. Технологическая цепочка малотоннажного СПГ (второй этап)



Источник: *оценки авторов*

Магнитогорск, ООО «Газпром СПГ технологии», Татарстан и «ТопГаз», Татарстан) с общей установленной мощностью около 70 тыс. т не имеют якорного покупателя и ориентированы на продажу СПГ в сегменте газомоторного топлива.

Цепочка стоимости таких проектов включает собственные криоАЗС, а цена устанавливается в привязке к стоимости дизельного топлива, т.к. СПГ в таких проектах приобретается множеством владельцев грузовиков и общественного транспорта.

По мере развития рынка количество производителей СПГ будет расти, как и увеличится потребление СПГ в различных сегментах, в т.ч. экспорт, газомоторное топливо, газоснабжение промышленных предприятий.

При высокой степени зрелости рынка следует ожидать появления терминалов-накопителей, площадок хранения цистерн-контейнеров, деятельности независимых компаний по транспортировке СПГ, а также агрегаторов рынка, которые будут обеспечивать балансировку рынка за счет покупки СПГ у заводов, что обеспечит эффективную утилизацию производственных мощностей и дополнительную надежность поставки СПГ для покупателя (рисунок 5).

РИСУНОК 6. Структура МТСПГ-проектов по мощности (активные/строящиеся)[2]



Действующие проекты	до 1 т/ч	до 1,5 т/ч	до 3 т/ч	до 5 т/ч	до 7 т/ч	до 10 т/ч	10-20 т/ч	ИТОГО
Количество проектов	**3**	**10**	**6**	**2**	**2**	**2**	**–**	**25**
дроссельный	3	9	2	1	–	–	–	15
MRC	–	1	4	1	–	2	–	8
азотный	–	–	–	–	–	–	–	–
детандерный	–	–	–	–	2	–	–	2
Установленная мощность, тыс. т	**16,7**	**125,1**	**96,6**	**65,0**	**98,0**	**160,0**	**–**	**561,4**
дроссельный	16,7	112,6	28,6	25,0	–	–	–	182,9
MRC	–	12,5	68,0	40,0	–	160,0	–	280,5
азотный	–	–	–	–	–	–	–	–
детандерный	–	–	–	–	98,0	–	–	98,0

Источник: *оценки авторов*

[2] *Проекты, находящиеся на стадиях проект, строительство, пуско-наладочные работы.*

Планы развития отрасли

Основные показатели производства СПГ

Общее количество проектов в активной стадии увеличилось до 25 единиц (14 единиц в 2021 году), а их установленная мощность достигла 561 тыс. т (рост с 311 тыс. т в 2021 году). Наибольшее количество проектов имеют установленную мощность 1,5 т/ч и 3 т/ч, но при этом растет количество проектов с установленной мощностью от 5 т/ч и более. Таким образом, однозначно следует отметить тенденцию увеличения единичной мощности установки МТСПГ. В активной стадии отсутствуют проекты МТСПГ с установленной мощностью более 10 т/ч (рисунок 6).

Существенно изменился список компаний, технологические решения которых используются в проектах на активной стадии и в категории заявленных к реализации проектов. Наиболее востребованными технологическими решениями становятся циклы сжижения с применением азотного цикла и цикла смесевого хладагента.

Компания «Газхолодтехника» выделяется в качестве поставщика технологических решений для проектов в стадии реализации. Это было обусловлено сотрудничеством компании с ООО «Газпром СПГ технологии». В настоящее время перспективы продолжения взаимодействия между этими компаниями не ясны, что привело к смене поставщика технологий и оборудования для нужд ООО «Газпром СПГ технологии». Например, для двух новых проектов в Белгородской и Тульской областях «Газпром СПГ технологии» использует оборудование и технологию компании ООО «НТЛ», а для проекта в Томской области – ПАО «Криогенмаш».

Следует отметить расширение перечня компаний, разрабатывающих собственные технологии сжижения. Например, проект производства СПГ компании «АртМетанГрупп», которая на собственной АГНКС возводит СПГ модуль производительностью 400 кг/час.

С ростом проектов и их единичной мощности в условиях отсутствия готовых технологических решений и производителей российского оборудования увеличивается доля проектов, на которых выбор технологии еще не осуществлен (категория «прочие»).

Общее заявленное количество СПГ-проектов в 2022 году снизилось до 42 единиц (48 проектов в 2021 году), но при этом их установленная мощность увеличилась до 1751 тыс. т (1460 тыс. т) (рисунок 7).

Структура заявленных проектов подтверждает рост единичной мощности установки МТСПГ. В составе заявленных проектов наиболее популярной мощностью остается 1,5 т/ч, но количество проектов с объемом производства в 5 т/ч, т.е. в среднем и верхнем сегменте мощностей, уже составляет подавляющее большинство. В перечне заявленных проектов сразу пять проектов имеют установленную мощность более 10 т/ч.

РИСУНОК 7. Структура МТСПГ-проектов по мощности (заявленные проекты)[3]



Действующие проекты	до 1 т/ч	до 1,5 т/ч	до 3 т/ч	до 5 т/ч	до 7 т/ч	до 10 т/ч	10-20 т/ч	ИТОГО
Количество проектов	**2**	**12**	**2**	**12**	**6**	**2**	**5**	**41**
дроссельный	1	2	–	1	2	–	–	6
MRC	–	2	–	6	–	1	2	11
азотный	–	1	–	3	1	–	3	8
детандерный	–	–	–	1	–	–	–	1
прочее	1	7	2	1	3	1	–	15
Установленная мощность, тыс. т	**12,4**	**131,6**	**37,0**	**427,4**	**304,4**	**145,0**	**694,0**	**1751,8**
дроссельный	6,4	25,1	–	40,0	98,4	–	–	169,9
MRC	–	20,0	–	202,4	–	65,0	220,0	507,4
азотный	–	12,5	–	120,0	50,0	–	474,0	656,5
детандерный	–	–	–	25,0	–	–	–	25,0
прочее	6,0	74,0	37,0	40,0	156,0	80,0	–	393,0

Источник: *оценки авторов*

[3] *Информация о проекте получена от владельцев проекта, опубликована в публичном пространстве, проект может находиться на предпроектной стадии, но точные параметры и сроки реализации не определены.*

Модели развития СПГ-проектов в России

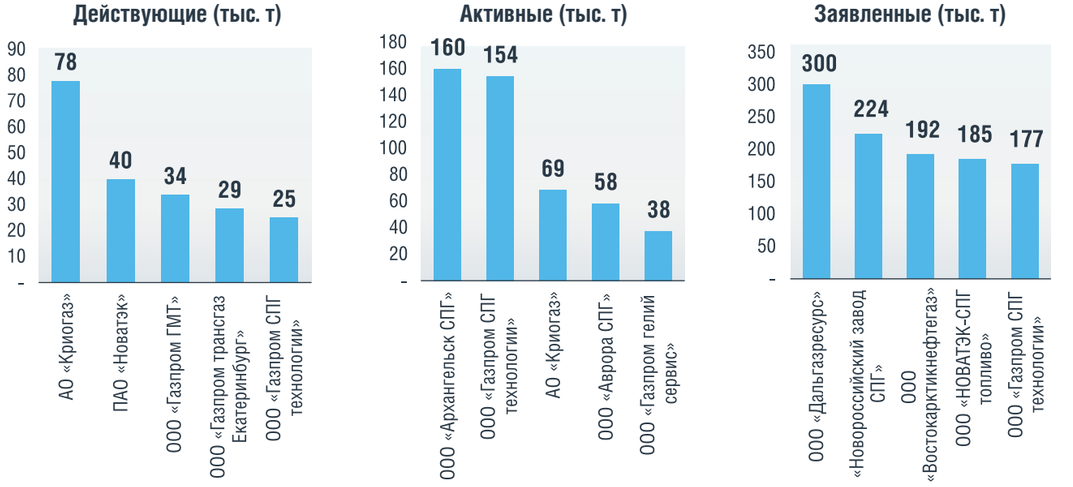
Первой системной оценкой развития сети малотоннажных установок в России была работа «ВНИИГаз», в которой рассматривалось строительство СПГ-мощностей в связке с трубопроводной системой и ГРС.

Однако подход с опорой на ГРС имеет целый ряд недостатков.

Во-первых, сильная зависимость от режима потребления газа, вызванного сезонностью потребления сетевого газа. Значительная разница между потреблением сетевого газа зимой и летом приводит к тому, что для обеспечения максимальной загрузки оборудования мощность сжижения будет приближена к летним уровням, т.е. в полном объеме потенциал перепада давления на ГРС не используется.

Во-вторых, ГРС расположены в районах с развитой системой газоснабжения и газораспределения. Таким образом, высокий уровень газификации сетевым газом ограничивает рынок сбыта для СПГ. Именно это лежит в основе того, что программой малотоннажного СПГ первоначально занималась компания «Газпром ГМТ». Т.е. СПГ нацеливался на рынок моторных топлив, на котором СПГ

РИСУНОК 8. Пять крупнейших операторов МТСПГ



Источник: *оценки авторов*

не конкурирует с сетевым газом, но при этом возникает конкуренция с КПГ.

В-третьих, подобный подход ограничивает географические зоны развития МТСПГ и не позволяет использовать доступные и, может быть, лучшие условия для производства СПГ вне ГРС.

В-четвертых, для использования детандеров на ГРС необходимо проводить подготовку и осушку всего потока газа для ожижения только части потока. Это приводит к дополнительным существенным капитальным затратам.

Данный план развития МТСПГ не был реализован, и построение действующих производств в России, включая проекты ПАО «Газпром», осуществляется по собственным моделям.

При развитии МТСПГ-проектов можно выделить несколько типовых моделей:

- *Модель 1:* Построение сетей установок МТСПГ.
- *Модель 2:* Расширение действующих центров производства и использование региональных особенностей.
- *Модель 3:* Интегрированные проекты.
- *Модель 4:* Проекты с участием промышленных партнеров.

На практике в рамках одной компании возможна реализация нескольких моделей, а модель реализации проекта не оказывает ключевого влияния на рынки продаж МТСПГ.

Среди основных владельцев проектов производства СПГ выделяются несколько компаний. В зависимости от категории проектов выделены пятерки крупнейших владельцев действующих, активных и заявленных проектов (рисунок 8).

Наибольшая совокупная мощность действующих производств принадлежит пионеру российской СПГ-отрасли – компании «Криогаз». Благодаря единственному заводу в Магнитогорске, но с достаточно высокой установленной мощностью «НОВАТЭК» находится на второй позиции.

Амбициозная программа ООО «Газпром СПГ технологии» и системное взаимодействие с региональными властями выводят ООО «Газпром СПГ технологии» на второе место среди компаний, имеющих проекты в стадии реализации. АО «Криогаз» сохраняет высокую активность по вводу мощностей в новых регионах и расширению производства СПГ на уже действующих производственных площадках.

Среди заявленных проектов наибольший объем производства планирует компания ООО «Дальгазресурс». Данный объем производства обеспечивается несколькими очередями на основе линий производительностью 6 т/ч и с опорой на собственное месторождение газа в Хабаровском крае. В состав крупных проектов входит проект в Новороссийске с производством СПГ на побережье Черного моря и поставкой СПГ на экспорт.

Модель 1: Сетевые проекты

Сетевая модель заключается в построении нескольких производств СПГ, объединенных определенным замыслом. Построение сети может быть в отдельном географическом районе, на основе объектов газовой инфраструктуры или с ориентацией на конкретный рынок сбыта.

Можно выделить пять компаний, которые реализуют стратегию создания сетей производств СПГ (таблица 3). В настоящее время данная модель реализована компанией АО «Криогаз», производства которой расположены на северо-западе страны и были ориентированы в первую очередь для поставки СПГ на экспорт. Сетевую модель с опорой на среднетоннажный проект в Высоцке создает ПАО «НОВАТЭК». Целевым рынком выступает сегмент ГМТ. В развитие данной модели компания планирует завершить строительство двух малотоннажных заводов в центральной части страны и малотоннажного СПГ-завода в Тульской области с установленной мощностью почти 15 т/ч.

Компания ООО «Газпром гелий сервис» при построении сетевой модели также ориентируется на рынок ГМТ с построением транспортных коридоров на Дальнем Востоке и между Астраханью и Санкт-Петербургом в Европейской части страны.

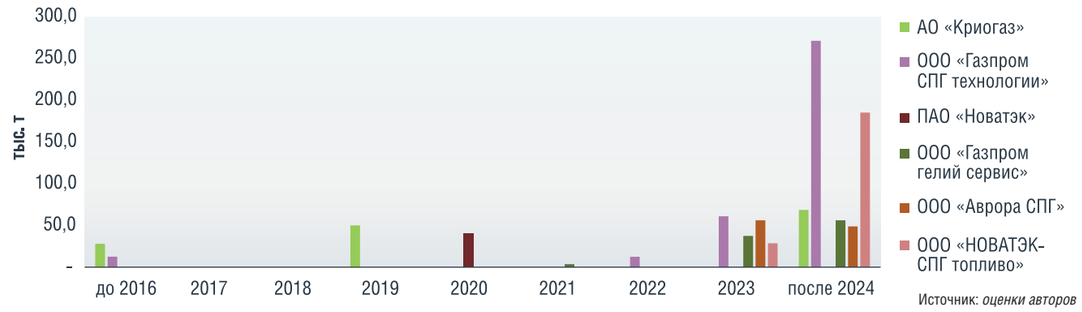
На востоке страны компания ООО «Аврора СПГ» применяет проверенный подход к созданию сети заводов, во многом использующий опыт АО «Криогаз», с относительно компактным размещением производств, использование возможностей поставки СПГ на внутренний рынок и экспорт при коротких логистических плечах.

Модель 2: Расширение действующих центров производства СПГ и использование региональных особенностей

Сегмент МТСПГ позволяет производить СПГ высокого качества, сопоставимого с СПГ с крупнотоннажного производства. При этом размер капитальных вложений в установки сжижения достаточно низкий для газоперерабатывающей отрасли. Это является особенностью отрасли и открывает большие возможности для вхождения широкого круга инвесторов и заинтересованных лиц.

ТАБЛИЦА 3. Модель 1: сети малотоннажного СПГ российских компаний

Компания	ООО «Газпром СПГ технологии»	АО «Криогаз»	ПАО «НОВАТЭК»	ООО «Газпром гелий сервис»	ООО «Аврора СПГ»
География размещения	по объектам ГРС	Северо-Запад России, Сибирь	Челябинск, Московская область, Магнитогорск	Дальний Восток, юг России	Дальний Восток
Транспортные коридоры	н/д	н/д	Санкт-Петербург – Челябинск	Свободный – Владивосток	н/д
			Санкт-Петербург – Краснодар	Санкт-Петербург – Астрахань	
Установки:					
– действующие	2	3	1	1	–
– строящиеся	5	3	2	3	3
– планируемые	9	–	2	1	2
Объем производства, тыс. т	356,9	146,5	213	97	104,8



Источник: *оценки авторов*

За исключением завода во Владивостоке компании «Газпром гелий сервис», все малотоннажные заводы в России в азиатской части принадлежат инвесторам не из нефтегазовой отрасли (группа частных инвесторов в Новокузнецке, ассоциация строителей АЯМ, частный инвестор и Корпорация развития Сахалина в Южно-Сахалинске).

В Восточной Сибири располагаются месторождения с общими запасами более 2 трлн м^3. Практически половина этих запасов принадлежит независимым компаниям, которые не имеют возможности поставки газа в газопроводы. Наличие значительных месторождений газа без доступа к сетевой газотранспортной инфраструктуре подталкивает их владельцев к поиску решений монетизации через СПГ или газохимию.

В западной части страны, помимо нефтяных компаний, владельцами МТСПГ-установок являются компании по добыче твердых полезных ископаемых и предприятия, вовлеченные в развитие газомоторной инфраструктуры.

Компания ООО «Сибирь-энерго» имеет одну установку по сжижению, построенную на китайском оборудовании для смесевого цикла ожижения. Якорным потребителем СПГ выступает карьерная техника на угольном разрезе. Фактически компания реализует проект замещения дизельного топлива внутри корпоративной группы. Поставка СПГ осуществляется автомобильным транспортом. В качестве дополнительного рынка выступают Монголия и Китай.

В феврале 2022 года ООО «Сибирь-Энерго» впервые поставила малотоннажный СПГ из России в Китай по железной дороге и прорабатывает возможности мультимодальной поставки СПГ через морские порты.

В 2022 году в рамках группы компаний, включающей ООО «Сибирь-Энерго», началась проработка строительства двух очередей по производству СПГ мощностью 4 и 10 т/ч с целью обеспечения всего парка горной техники СПГ при работе в газодизельном режиме, а также для поставки СПГ на экспорт.

ТАБЛИЦА 4. Ключевые технологии СПГ-проекта на базе Тутурского месторождения (Иркутская область)

Добыча газа	Производство СПГ	Транспортировка СПГ	Потребление	Рынок сбыта
• организация добычи на малом месторождении • увеличение дебетов скважин	• очистка газа от кислых примесей • энергоэффективная технология сжижения	• автомобильный транспорт • мультимодальные цистерны-контейнеры • стимулирующее тарифное регулирование ж/д транспортировки СПГ	• системы хранения и регазификации с учетом сезонности спроса	• нормативное регулирование стоимости газа для населения и объектов ЖКХ на основе межтопливной конкуренции • формализация режима экспорта СПГ

Источник: *Экономическая лаборатория Александра Климентьева*

Проект производства СПГ в Якутии реализован с целью обеспечения изолированных центров генерации электрической энергии на Амуро-Якутской железной дороге. Данный проект является примером топливообеспечения изолированных потребителей.

Для транспортировки применяются цистерны-контейнеры, которые перевозятся по железной дороге. Поставки автомобильным транспортом не предусматриваются. Отгрузка производится в цистерны производства различных компаний. Часть цистерн применяется в качестве емкостей хранения перед регазификацией и поставкой потребителю.

Наиболее крупные потребители находятся на железнодорожных станциях Чульбас и Нерюнгри.

Компания производила СПГ, который поставлялся в Монголию в 2019–2021 годах. В настоящее время регулярные отгрузки производятся в Китай с максимальной месячной поставкой 600–800 тонн.

Дополнительным потребителем СПГ, производимого компанией, стала газовая заправка криоАЗС/КПГ в Благовещенске.

Объемы поставок пока незначительны (один контейнер в два месяца).

Модель 3: Интегрированные СПГ проекты

СПГ проекты, использующие возможности собственной сырьевой базы, пока не реализованы в Российской Федерации.

Однако такие проекты на уровне замысла имеются:

- проект Чегдомын на базе Буреинского участка недр в Хабаровском крае;
- проект в Иркутской области на основе Тутурского месторождения природного газа.

Тутурский лицензионный участок расположен в южной части Среднесибирского плоскогорья на территории Жигаловского и частично Качугского районов Иркутской области. Общие запасы природного газа составляют около 7 млрд м^3, газового конденсата – 154 тыс т.

В настоящее время в связи с ограничением доступа к газопроводу «Сила Сибири», наиболее рациональным вариантом для данного проекта является производство сжиженного природного газа (таблица 4).

Проекты на основе утилизации попутного нефтяного газа

Добыча попутного нефтяного газа в России до 2021 года стабильно росла, что было связано с ростом добычи нефти. В январе–ноябре 2022 года в связи с ограничением поставок нефти на экспорт добыча попутного нефтяного газа снизилась на 1,5% – до 90,4 млрд м^3. Несмотря на это актуальность утилизации ПНГ сохранилась.

Достаточно большое количество проектов МТСПГ прорабатывалось с использованием попутного нефтяного газа. Производство СПГ позволяет обеспечить рост уровня утилизации ПНГ и монетизировать газ, создавая дополнительный денежный поток для нефтяных компаний.

Географическое расположение нефтяного месторождения будет определять производственную цепочку, которая может включать в себя разнообразные рынки сбыта, такие как автономная газификация, использование СПГ в качестве газомоторного топлива, поставки на экспорт.

ТАБЛИЦА 5. Ключевые технологии СПГ-проектов на основе попутного нефтяного газа

Добыча газа	Производство СПГ	Транспортировка СПГ	Потребление	Рынок сбыта
	• очистка газа от кислых примесей • подготовка газа с выделением фракций С3+ • энергоэффективная технология сжижения • предварительное компримирование (для дроссельного цикла)	• автомобильный транспорт • мультимодальные цистерны-контейнеры • речные перевозки СПГ • стимулирующее тарифное регулирование ж/д транспортировки СПГ	• системы хранения с учетом сезонности транспортной доступности • техника на газомоторном топливе	• нормативное регулирование стоимости газа для населения и объектов ЖКХ на основе межтопливной конкуренции • формализация режима экспорта СПГ • стимулирование использования ГМТ

Источник: *Экономическая лаборатория Александра Климентьева*

Для попутного нефтяного газа характерны высокие содержания тяжелых фракций углеводородов, а также повышенные концентрации углекислого газа. Поэтому компонентный состав ПНГ требует тщательной подготовки газа перед сжижением с очисткой от примесей, которые не позволяют производить СПГ, соответствующий марки «Б» для применения СПГ в качестве газомоторного топлива (таблица 5).

Для использования ПНГ в качестве сырья для производства СПГ необходима адаптация технологий очистки и фракционирования сырьевого газа, разработка схем поставки СПГ с удаленных месторождений, стимулирование локальных и региональных рынков сбыта.

Модель 4: Промышленные партнеры

Высокий потенциал малотоннажного СПГ в России не вызывает сомнений. Несколько лет назад крупные государственные корпорации предприняли усилия для реализации малотоннажных проектов с использованием оборудования собственного производства.

ТАБЛИЦА 6. Сырьевая база для СПГ-проектов в России

Единая система газоснабжения	Региональные системы газоснабжения
множество проектов в западной части страны и Западной Сибири	В центральной Якутии Братская Норильская
Дальневосточная единая система газоснабжения (Сила Сибири, Сахалин – Хабаровск – Владивосток)	**Малые месторождения и нетрадиционный газ**
Сахалин Хабаровский и Приморский края, Амурская область	Тутурское месторождение, Адниканское месторождение (ООО «Дальгазресурс»), Кемерово и угольный метан
Попутный нефтяной газ	**Метан не ископаемого происхождения (синтетический или биогаз)**
проектов в активной стадии или на стадии замысла нет	проектов в активной стадии или на стадии замысла нет

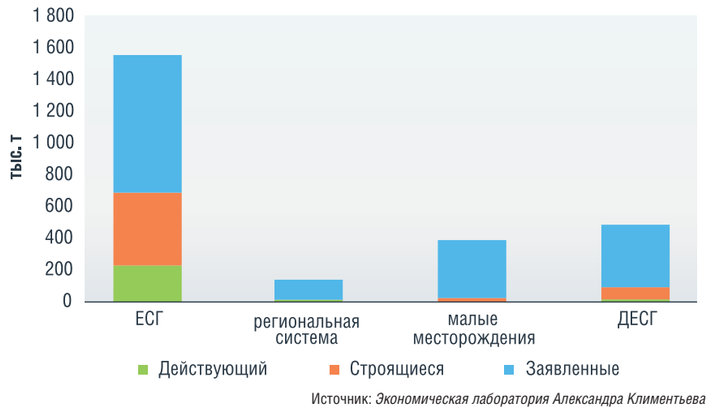
Источник: *Экономическая лаборатория Александра Климентьева*

Наличие собственных производственных мощностей, значительный административный ресурс и финансовые возможности государственных корпораций позволяли надеяться на успешную реализацию нескольких проектов.

Однако в практической стадии реализации нет проектов с участием промышленного партнера.

ТАБЛИЦА 7. Структура сырьевой базы российский МТСПГ проектов

Сырьевая база \ Категория проекта	Действующие	Строящиеся	Заявленные	ИТОГО
ЕСГ	230	459	868	1 557
региональная система	14	–	126	140
малые месторождения	–	25	365	390
ДЕСГ	16	77	394	487
ИТОГО	**261**	**561**	**1 752**	**2 574**



Источник: *Экономическая лаборатория Александра Климентьева*

Потенциальная сырьевая база проектов СПГ

Технологии производства малотоннажного СПГ позволяют использовать разнообразную сырьевую базу.

В России действующие проекты используют природный газ, поставляемый из Единой системы газоснабжения, Дальневосточной единой системы газоснабжения (ДЕСГ) и из региональных систем газоснабжения в изолированных районах.

Перспективными районами производства СПГ являются малые месторождения и месторождения нетрадиционного газа, а также попутного нефтяного газа. Особенностью таких проектов является необходимость дополнительных инвестиций в объекты подготовки газа перед сжижением. При этом существенное преимущество таких проектов заключаются в гарантированных поставках газа по договорной цене, которая может быть существенно ниже регулируемой цены.

В Китае и странах Евросоюза реализованы проекты, которые используют в качестве сырья газ не ископаемого происхождения, например синтетический метан и биогаз.

На начало 2023 года в Российской Федерации не были зафиксированы проекты с применением нетрадиционного или искусственного газа. ●

KEYWORDS: *liquefied natural gas, small scale (SSLNG), gas motor fuel, strategic planning.*

с 1930 года

КОКСОХИММОНТАЖ



с 1930 года

КОКСОХИММОНТАЖ

Сохраняя **природу** Заполярья

РЕКЛАМА

Neftegaz.RU
номер 4/2023 г.

УДК 621.6.028+662.767.2

ХРАНЕНИЕ ГИБРИДНОГО ВОДОРОДА НА ПХГ

Анализ условий протекания электрохимических процессов

ПРОСЛУШАТЬ СТАТЬЮ



Абукова Лейла Азретовна
главный научный сотрудник, Лаборатория нефтегазовой геофлюидодинамики



Сафарова Елисавета Александровна
научный сотрудник, Лаборатория нефтегазовой геофлюидодинамики



Лесин Виктор Иванович
ведущий научный сотрудник, Лаборатория нефтегазовой механики и физико-химии пласта

ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН

В РАМКАХ ДАННОЙ СТАТЬИ ОПИСАНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ПРОТЕКАНИЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИХ РЕАКЦИЙ, СОПРОВОЖДАЮЩИХ ПОДЗЕМНОЕ ХРАНЕНИЕ ВОДОРОДА СОВМЕСТНО С МЕТАНОМ В ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТАХ И ИСТОЩЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ. ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ ВОДОГАЗОВЫХ ФЛЮИДОВ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ В ХОДЕ ОТБОРА И ЗАКАЧКИ ГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ МОГУТ СОЗДАВАТЬСЯ УСЛОВИЯ ДЛЯ ПРОТЕКАНИЯ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИХ РЕАКЦИЙ МЕЖДУ ВОДОРОДОМ, ДРУГИМИ ГАЗАМИ, МИНЕРАЛАМИ ГОРНОЙ ПОРОДЫ, ОРГАНИЧЕСКИМИ ВЕЩЕСТВАМИ И УГЛЕРОДОМ, КАК ВЗВЕШЕННЫМИ В ВОДЕ, ТАК И АДСОРБИРОВАННЫМИ НА ПОВЕРХНОСТИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА. ПОКАЗАНЫ ПУТИ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОГО ПРЕОБРАЗОВАНИЯ СОСТАВА ПОРОВЫХ ВОД, ВЫДЕЛЕННЫХ ИЗ ГЛИН, ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ДАВЛЕНИЯ

THIS ARTICLE DESCRIBES THE RESULTS OF SCIENTIFIC RESEARCH AIMED AT ASSESSING THE POTENTIAL OF UNDERGROUND HYDROGEN STORAGE IN AQUIFERS AND DEPLETED SEDIMENTS USING DYNAMIC LIGHT SCATTERING TECHNOLOGY. DURING THE FILTRATION OF WATER-GAS FLUIDS IN A POROUS MEDIUM DURING THE SELECTION AND INJECTION OF GAS MIXTURES, CONDITIONS CAN BE CREATED UNDER WHICH LOW-TEMPERATURE ELECTROCHEMICAL PHENOMENA OCCUR BETWEEN HYDROGEN, SOME GASES, ROCK MINERALS, ORGANIC IMPURITIES AND CARBON, BOTH SUSPENDED IN WATER AND PENETRATED ONTO THE SURFACE OF THE PORE SPACE. SHOWN THE WAYS OF ELECTROCHEMICAL TRANSFORMATION OF THE COMPOSITION OF PORE WATERS ISOLATED FROM CLAYS UNDER CHANGING PRESSURE

Ключевые слова: *подземные хранилища, газ, водород, бактериальная коррозия, электрохимические реакции.*

Развитие водородной энергетики усиливает аспект необходимости создания объектов хранения больших объемов водорода. Наиболее дешевый способ хранения – использование существующих подземных хранилищ метана. В этом случае необходим анализ рисков взаимодействия водорода с метаном, подземными водами и микробиологической средой. Однако вопрос о том, как эффективно хранить водород, представляет собой серьезный барьер, который еще предстоит преодолеть. Риски снижения объемов закачанного водорода могут быть связаны с превращением H_2 в CH_4 и H_2S вследствие микробной активности, геохимическим взаимодействием H_2 с минералами коллекторов и покрышек в результате протекания электрохимических реакций.

Широкое использование водорода является эффективным инструментом декарбонизации различных отраслей мировой экономики. Актуальность предопределена физико-химической природой развития конкурирующих за водород бактериологических сообществ, которые активны в водной среде, и негативными следствиями, возникающими при взаимодействии метана, водорода, пластовых и конденсационных вод и микробиологических популяций.

Условия протекания низкотемпературных электрохимических реакций при гибридном хранении водорода связаны как с присутствием в поровом пространстве коллоидных частиц с электрическими зарядами, так и с формированием двойных электрических слоев на границах участков с различной проницаемостью (пористостью) при фильтрации флюидов, имеющих в своем составе электрически заряженные частицы (ионы, молекулы, коллоидные частицы, пузырьки газа) [1, 2].

ФАКТЫ

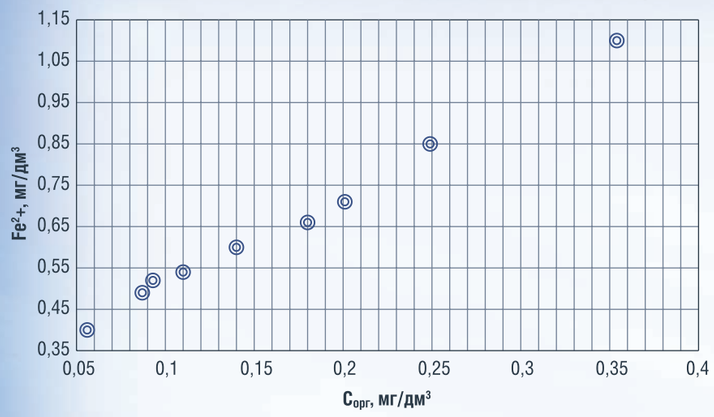
Риски

снижения объемов закачанного водорода могут быть связаны с превращением H_2 в CH_4 и H_2S вследствие микробной активности, геохимическим взаимодействием H_2 с минералами коллекторов и покрышек в результате электрохимических реакций

Двойные электрические слои, представляющие пару катод-анод, а также электрически заряженные коллоидные частицы металлов, способны осуществлять катализ реакций низкотемпературного электрохимического окисления/восстановления органических веществ, осуществляемый ферментами бактерий. Для протекания таких реакций с участием коллоидных частиц и/или бактерий в водных растворах достаточно атмосферного давления, создания разности потенциалов в диапазоне 10–100 мВ и температуры менее 50 °С [3].

Осуществление аналогичных реакций без применения методов электрохимии/коллоидной электрохимии требует в большинстве случае, использования высоких (более 100 °С) температур, давлений в несколько единиц – сотен атмосфер, специальных щелочных или кислотных растворов. Трансмембранный потенциал клетки величиной 50 мВ, что соответствует температуре 300 °С,

РИСУНОК 1. Динамика изменения содержания органического углерода ($C_{орг}$) от Fe^{2+} в поровых водах, выделенных из образцов глин, под воздействием циклических нагрузок



создает электрическое поле напряженностью $5 \cdot 10^5$ В/м. Использование коллоидных частиц, например, оксидов железа, позволяет осуществлять деструкцию лигнина не в щелочной или кислотной среде при давлении порядка 5 атм и температуре 200 °С, как это происходит в промышленных реакторах, а при температуре 60 °С, атмосферном давлении и в нейтральной водной среде [4, 5].

ФАКТЫ

Коллоидные частицы

позволяют осуществлять деструкцию лигнина при температуре 60 °С, атмосферном давлении и в нейтральной водной среде

Как фильтрация или течение флюида под действием градиента давления вызывает появление электрических токов в пористой среде, так и протекание электрических токов сопровождается появлением дополнительных градиентов давления и колебаниями электрического потенциала [1, 2, 6].

Электрические поля в диапазоне нескольких сотен милливольт, индуцируемые изменением давления жидкости на поверхности пьезоэлектрических минералов, как показано, например, в [7], позволяют осуществлять электрохимические реакции присоединения и замещения с адсорбированными на поверхности органическими веществами. Присутствие в составе горных пород пьезоэлектрических минерала – кварца создает условия как для присоединения метана, водорода, двуокиси углерода к органическим веществам, так и синтеза новых органических веществ при колебаниях давления, вызываемых при закачке и отборе газа.

Исследования последних лет показали, что в водных растворах присутствуют пузырьки газов размерами от нескольких нанометров до нескольких микрометров, устойчивость которых обеспечивается поверхностным электрическим зарядом [8]. Такие пузырьки формируются на поверхности электрически заряженных коллоидных частиц оксидов железа, что придает таким структурам свойства поверхностно активных частиц, обладающих высокой каталитической активностью [4, 5].

Химический анализ состава вод в терригенных подземных хранилищах метана, находящихся при температуре порядка 30 °С (Щелковское, Касимовское, Калужское ПХГ), показал наличие уксусной кислоты в концентрации 10–100 мг/л и органических C_3–C_5 соединений. В составе воды наблюдательной скважины было обнаружено более четырех десятков низкомолекулярных углеводородных соединений (кислоты, эфиры, спирты, ненасыщенные углеводороды и т.д.) [9]. Через несколько часов после отбора пробы пластовой воды в результате гидролиза Fe^{2+} при контакте с кислородом выпал красно-коричневый осадок Fe^{3+}, который является потенциальным катализатором, в том числе, электрохимических низкотемпературных окислительно/восстановительных процессов в органических веществах [4, 5].

Синтез уксуса из метана в обычных реакторах требует использования катализаторов, высоких (более 100 °С) температур и вовлечения галогенсодержащих органических соединений в процесс синтеза. В диапазоне температур хранения метана в подземных хранилищах газа такой процесс может происходить только с участием бактерий или в электрохимических реакторах, представляющих пространственно-разделенные электрические объемные заряды, что позволяет производить синтез и крекинг органических соединений при комнатной температуре, атмосферном давлении и разности потенциалов в несколько десятков милливольт [10].

Известно, что алюмосиликаты благодаря ионному обмену могут накапливать значительные заряды, величина которых меняется с изменением давления, что создает условия для каталитических превращений органического вещества. При циклической нагрузке 5–15 МПа наблюдались как изменения минерального состава опытных образцов глин, представленных преимущественно гидрослюдисто-монтмориллонитовым составом с примесью смектита и каолинита, содержащих примеси Fe^{3+}, так и растворенных в воде веществ, включая Fe^{2+} и органические соединения C_3–C_5. По мере увеличения давления из смеси глина – водный раствор выдавливается слабо связанная вода с более высокой минерализацией, что вызвано наличием сильных электрических полей, поскольку частицы глины несут значительные положительные заряды.

С ростом давления увеличивается количество выдавленной воды, минерализация растет нелинейно, поскольку распределение солей вблизи поверхности глин нелинейное, при этом содержание Cl^- растет с увеличением Ca^{2+}, Na^+, K^+. В результате электрокатализа органическое вещество окисляется, в частности образуются кислоты и другие окислы. Двухвалентное железо образует растворимые соли с этими окислами, поэтому содержание $C_{орг}$ находится с ним в линейной зависимости (рис. 1).

Движущиеся при закачке и отборе газа флюиды создают условия для протекания химических реакций, в том числе с участием водорода, благодаря возникновению объемных электрических зарядов [2], создающих разность потенциалов, достаточную для процессов синтеза органических соединений. Электрокаталитическую активность при колебаниях давления могут проявлять и минералы, обладающие пьезоэлектрическими свойствами.

В работе [11] описано воздействие электрического поля путем создания разности потенциалов между скважинами, служившими анодом и катодом, которое сопровождалось увеличением продуктивности скважин на несколько десятков процентов. При этом в ряде случаев наблюдался рост продуктивности и для находившихся рядом скважин. Помимо роста производительности изменялся состав скважинной жидкости, свидетельствующий об очистке порового пространства прискважинной зоны в результате протекания электрохимических процессов в адсорбированных в поровом пространстве тяжелых фракциях нефти. Увеличение нефтеотдачи путем создания электрического поля 0,6 В/м между водонагнетательной и добывающими скважинами было достигнуто [12] при использовании электролита, способствующего протеканию электрохимических реакций.

Анализ литературных источников показывает, что совместное хранение молекулярного водорода с другими газами может сопровождаться, например, ростом содержания метанола в реакции молекулярного водорода с окисью углерода [13] за счет электрической активности горной породы. К электрической активности, влияющей на процессы адсорбции углеводородов, следует отнести ионно-обменную активность [14], создающую условия для формирования двойных электрических слоев на поверхности порового пространства.

Интерпретация результатов предшествующих исследований авторов статьи показала, что присутствие глинистых минералов в условиях колебаний давления приводит к интенсификации химических процессов, инициируемых электрическим полем, поскольку эти минералы приобретают значительный электрический потенциал в результате обменных процессов. Отсюда следует, что хранилища гибридного водорода с точки зрения потерь можно оценивать по количеству глинистых и пьезоэлектрических минералов. Таким образом, оценку хранилищ следует производить на основе информации о составе горных пород, в первую очередь по содержанию глинистых минералов, кварца, и железа. ●

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания по теме: «Научное обоснование влияния гидрохимических и микробиологических процессов на развитие коррозионных явлений при сонахождении водорода и метана в широком диапазоне концентраций в геологических объектах различного типа», № 122022800276-2 и отражает исключительно мнение авторов по выявленным в процессе исследования проблемам.

ФАКТЫ

Кварц,

присутствующий в горных породах создает условия для присоединения метана, водорода, двуокиси углерода к органическим веществам и синтеза новых органических веществ

Более 40

низкомолекулярных углеводородных соединений было обнаружено в составе воды наблюдательной скважины

Литература

1. *Барабанов В.Л. Прикладная механика электрокинетических явлений проницаемых пористых песчаниках по данным лабораторных экспериментов // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – 1 (20).*
2. *Лесин В.И. Возникновение волн плотности электрических зарядов при течении жидких коллоидных растворов // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 4. – С. 37–39.*
3. *M. Garedew, F. Lin, B. Song, T.M. DeWinter, J.J. Jakson, C.M. Saffron, C. Ho Lam, P.T. Anastasyfghz. Greener Routes to Biomass Waste Valorisation. Lignin transformation through electrocatalysis for renewable chemicals and fuels production // ChemSusChem. – 2020. – 13. – P. 1-25. doi. org/10.1002/csc.202000987*
4. *Касаикина О.Т., Писаренко Л.М., Лесин В.И. Коллоидные катализаторы на основе оксидов железа (3+). Особенности катализированного окисления пальмового масла // Коллоидный журнал. – 2012. – 74, № 4. – С. 503–508.*
5. *Касаикина О.Т., Писаренко Л.М., Лесин В.И. Окислительная переработка биомассы с использованием катализаторов на основе оксидов железа (III) // Известия Академии наук. Серия химическая. – 2014. – № 3. – С. 1–4.*
6. *Газимов М.Г., Максутов Р.А., Кадеев К.М., Электризация при освоении и эксплуатации скважин // Татарское книжное издательство. – Казань. – 1972. – 80 с.*
7. *Orudzhev F., Sobola D., Ramazanov S., Castkova K., Papež N., Selimov D.A., Abdurakhmanov M., Shuaibov A., Rabadanova A., Gulakhmedov R. Piezo-Enhanced photocatalytic activity of the electrospun fibrous magnetic PVDF/BiFeO3 // Membrane.Polymers. – 2023. –15. – 246. https://doi. org/10.3390/polym15010246*
8. *Бункин Н.Ф., Шкирин А.В. Исследование бабстонно-кластерной структуры воды и водных растворов электролитов методами лазерной диагностики // Труды института общей физики им. А.М. Прохорова. – 2013. – 69. – С. 3–57.*
9. *Назина Т.Н., Абукова Л.А., Турова Т.П., Бабич Т.Л., Биджиева С.Х., Филиппова Д.С., Сафарова Е.А. Микробное разнообразие и возможная активность в водоносных горизонтах подземных хранилищ газа // Микробиология. – 2021. – Т. 90, № 5. – С. 589–600.*
10. *Новости электрохимии органических соединений (ЭХОС –2014): тез. докл. XVIII Всероссийского совещания с международным участием / ред. кол.: А.Б. Килимник, В.П. Гультяй, А.Г. Кривенко. Тамбов, 15–20 сентября 2014 г. – Тамбов: Изд-во ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2014. – 140 с.*
11. *S. Rudyk, U. Taura, M. Al-Jahwary. Enhancing oil recovery by electric current impulses well treatment: A case of marginal field from Oman // Fuel. 2022. – 314. – 123115, https://doi.org/10.1016/j. fuel.2021.123115.*
12. *Худайбердиев А.Т., Касьянов П.М., Полищук А.С., Электрохимический метод увеличения нефтеотдачи пласта // Neftegaz.RU. – 2021. – № 1. – С. 58–63.*
13. *T.D. Diehl, P. Lanzerath, G. Francio, W. Leither. A Self-Separation Multiphasic System for Catalytic Hydrogenation of CO_2 and CO_2-Derivatives to Methanol // ChemSusChem. – 2022. – 15. e202201250//doi.org/10.1002/cssc202201250*
14. *Михайлов Н.Н., Сечина Л.С., Моторова К.А. Роль глинистых минералов в образовании адсорбционно-связанной нефти в породах-коллекторах углеводородного сырья // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 1(5). – Москва. – 2012.*

KEYWORDS: *underground storage, gas, hydrogen, bacterial corrosion, electrochemical reactions.*

МЕТОДЫ МОНИТОРИНГА объектов транспортировки

УДК 621.644.8

ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ МЕТОДОВ МОНИТОРИНГА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА И РЕКОНСТРУКЦИИ ОБЪЕКТОВ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ УФА», СДЕЛАН РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БПЛА ПО СРАВНЕНИЮ С ВЕРТОЛЕТНЫМ ОБСЛЕДОВАНИЕМ

THE ANALYSIS OF METHODS OF GAZPROM TRANSGAZ UFA LLC FACILITIES OVERHAUL AND RECONSTRUCTION MONITORING WAS CARRIED OUT. THE UAS EMPLOYMENT ECONOMIC EFFICIENCY CALCULATION WAS MADE IN COMPARISON WITH A HELICOPTER SURVEY

Ключевые слова: *беспилотный летательный аппарат, беспилотное воздушное судно, магистральный газопровод, мониторинг, капитальный ремонт, реконструкция, экономическая эффективность.*

Каримова Рената Радиковна
инженер 1 категории, ООО «Газпром трансгаз Уфа»

Гайнетдинов Рустем Радикович
инженер 1 категории, ООО «Газпром трансгаз Уфа»

Шарнина Гульнара Салаватовна
доцент факультета трубопроводного транспорта, ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, к.т.н.

Для мониторинга выполнения работ на объектах линейной части магистральных газопроводов, в частности при проведении их капитального ремонта и реконструкции, Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Уфа» использует вертолетное обследование и пеший обход, однако для выполнения работ по воздушному патрулированию трасс магистральных газопроводов применяются и беспилотные летательные аппараты (БПЛА), в частности беспилотный комплекс Supercam S450 российского производства (г. Ижевск).





Комплекс Supercam S450 – один из флагманов беспилотных авиационных систем, предназначен для получения и передачи в реальном времени и масштабе телевизионного и фотографического изображения местности, проведения аэрофотосъемки, мониторинга состояния охранных зон и зон минимальных расстояний газопроводов, определения масштабов подтопления объектов линейной части магистральных газопроводов в паводковый период. Вариативность полезной нагрузки достигается за счет установки фотокамеры, видео- и тепловизионного оборудования, устройства для определения радиационного фона, газоанализатора и системы лазерного сканирования на борту БПЛА.

Среди ключевых особенностей беспилотного комплекса следует отметить оперативность сборки БПЛА, модульные композитные элементы, взаимозаменяемые и комбинированные полезные нагрузки с унифицированными гиростабилизированными платформами, систему отцепа консолей крыла при посадке для предотвращения возможных повреждений.

ТАБЛИЦА 1. Характеристики комплекса Supercam S450

Размах крыла	**4,5 м**
Время полета	**до 7 ч**
Скорость	**65–120 км/ч**
Радиус действия радиолинии	**110 км**
Дальность действия видеоканала	**до 100 км**
Максимальная дальность полета	**не менее 450 км**
Максимальный взлетный вес	**29 кг**
Рабочая высота полета	**150–5000 м**

ТАБЛИЦА 2. Характеристики БВС Supercam X6M2

Габариты	**1010 × 1010 × 300 мм**
Время полета	**до 55 мин**
Скорость	**до 60 км/ч**
Радиус действия радиолинии	**до 10 км**
Дальность действия видеоканала	**до 10 км**
Максимальная дальность полета	**до 10 км**
Максимальный взлетный вес	**до 8 кг**
Рабочая высота полета	**50–500 м**

ТАБЛИЦА 3. Стоимость расходов на приобретение комплекса БПЛА и на аутсорсинг на оказание услуг по мониторингу с использованием комплекса БПЛА

Приобретение комплекса БПЛА		**Аутсорсинг**		
Расходы	**Стоимость, руб.**	**Наименование услуги**	**Прейскурант, руб.**	**Расчет стоимости, руб.**
Приобретение комплекса	15 450 000,00	Стоимость, за 1 км	2 080,00 руб./км	122 740,80
Страхование комплекса, в год	72 000,00	Стоимость обработки материалов	287,61 руб./км	16 971,87
Регистрация (государственная пошлина)	Размер пошлины не установлен	Период выполнения работ	2023–2025 гг.	
Всего:	**15 522 000,00**	**Всего в год:**	–	**698 563,35**

Использование БПЛА позволяет оперативно решать задачи мониторинга состояния трасс магистральных газопроводов, линий электропередачи и других объектов. Применение БПЛА особенно эффективно при проведении воздушного патрулирования в сложных природных условиях, в условиях отдаленности объектов и ограниченности людских ресурсов.

На основании полученных результатов в Обществе с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Уфа» продолжается работа по развитию и экспериментам в этом перспективном направлении как в части использования новых типов беспилотных летательных аппаратов, так и применения различного навесного оборудования.

В качестве альтернативы беспилотным летательным аппаратам самолетного типа («летающее крыло») Обществом с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Уфа» апробировано беспилотное воздушное судно (БВС) вертолетного типа Supercam X6M2 российского производства, имеющее навесное оборудование (подвесная фотовидеокамера, GNSS-модуль) и наземный GNSS-приемник JAVADTriumph-1.

Характеристики беспилотного воздушного судна вертолетного типа Supercam X6M2 представлены в таблице 2.

Беспилотные летательные аппараты вертолетного типа имеют ряд преимуществ:

- возможность работы в условиях ограниченного пространства для взлета и посадки;
- возможность определения напряженно-деформированного состояния магистральных газопроводов методом фотограмметрии путем создания трехмерных моделей из нескольких изображений одного объекта, сфотографированного с разных углов;
- возможность удерживания позиции в воздухе непосредственно над объектом мониторинга;
- высокая плавность полета.

Для анализа экономической эффективности применения беспилотных летательных аппаратов на объектах линейной части магистральных газопроводов выполнен расчет стоимости расходов на приобретение комплекса БПЛА и на аутсорсинг на оказание услуг по мониторингу с использованием комплекса БПЛА. Общая протяженность магистральных газопроводов, подлежащих мониторингу, составляет 59,01 км. Результаты расчета представлены в таблице 3. Сравнительный анализ показывает, что расходы на аутсорсинг на оказание услуг по мониторингу с использованием комплекса БПЛА на период выполнения работ, равный трем годам (2023–2025 гг.), в 7,4 раза меньше, чем на приобретение комплекса БПЛА.

В таблице 4 представлены результаты расчета дополнительных расходов на техническое обслуживание в ходе эксплуатации комплекса БПЛА.

Проведен сравнительный анализ стоимости применения методов мониторинга объектов ООО «Газпром трансгаз Уфа» с помощью вертолетного обследования и комплекса БПЛА. Исходные данные для расчета приведены в таблице 5.

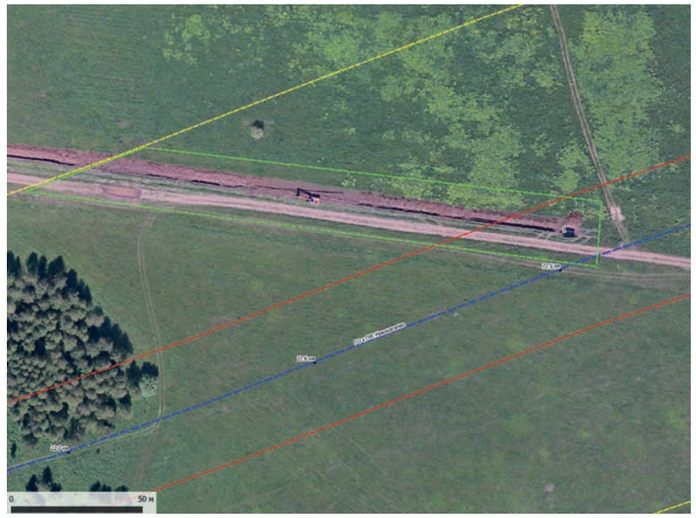
ТАБЛИЦА 4. Дополнительные расходы на техническое обслуживание в ходе эксплуатации комплекса БПЛА

Срок службы комплекса 5 лет + 2 года (продление ресурса) + 1 год (продление ресурса)		
Обновление АКБ (раз в 2 года). Комплект 4 АКБ	2023 г.	374 000,00
	2025 г.	380 000,00
	2026 г.	395 000,00
	2027 г.	410 000,00
Обновление катапульты (раз в 3 года)	2023 г.	94 000,00
	2026 г.	100 000,00
ТО-1 комплекса	2023 г.	300 000,00
ТО-2 комплекса Продление ресурса комплекса на 2 года	2025 г.	500 000,00
Продление ресурса комплекса на 1 год	2027 г.	300 000,00
Итого доп. расходы за период эксплуатации	–	**2 853 000,00**
Итого, расходы на приобретение и содержание комплекса	–	**18 375 000,00**

ТАБЛИЦА 5. Исходные данные для расчета стоимости применения методов мониторинга объектов ООО «Газпром трансгаз Уфа» с помощью вертолетного обследования и комплекса БПЛА

Наименование метода	Вертолетное обследование	Обследование с помощью комплекса БПЛА
Общая протяженность магистральных газопроводов, подлежащих мониторингу, км	59,01	59,01
Стоимость 1 км (руб., без НДС)	3 674,09	2 080,00
Высота облета, м	50–100	100–150

РИСУНОК 1. Мониторинг за соблюдением зон минимальных расстояний



Стоимость применения вертолетного обследования ($П_{ВО}$):

$П_{ВО}$ = 59,01×3 674,09×4 = 867 232,2 руб. в год.

Стоимость применения беспилотных летательных аппаратов ($П_{БПЛА}$):

$П_{БПЛА}$ = 59,01×(2 080 + 287,61)×4 = 558 850,66 руб. в год.

Экономическая эффективность от использования БПЛА составляет:

$П_{ЭФФ} = П_{ВО} – П_{БПЛА}$ = (867 232,2 – 558 850,66)×5,9 = 1 819 451,09 руб.

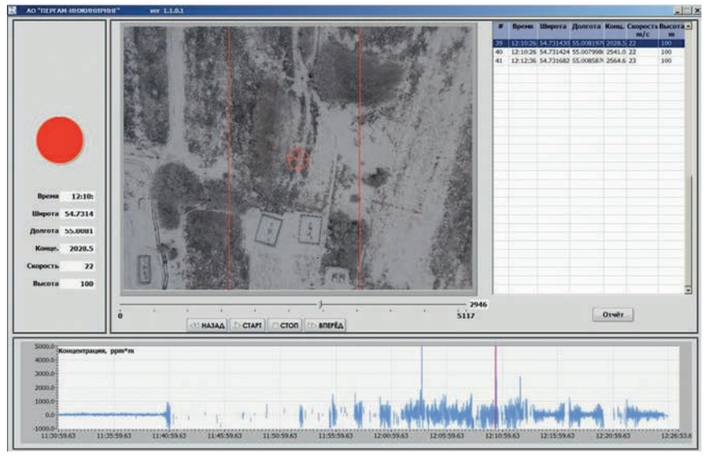
Результаты расчета показывают, что использовать вертолетное обследование для мониторинга объектов магистральных газопроводов экономически нецелесообразно по сравнению с БПЛА из-за большей стоимости выполнения работ.

В настоящее время с использованием беспилотных летательных аппаратов и современных технологий открываются широкие возможности по получению информации и материалов, которые могут быть применены в следующих видах деятельности на предприятиях ПАО «Газпром», а именно:

- мониторинг за соблюдением зон минимальных расстояний (рисунок 1);
- мониторинг за соблюдением границ полос отвода и охранных зон при производстве работ;
- контроль соответствия требованиям проектных решений при строительстве и ремонте объектов магистральных газопроводов;
- осмотр площадок хранения труб, временных проездов и переездов через коммуникации;
- повышение безопасности персонала, достигаемое уменьшением численности при проведении работ повышенной опасности, испытаний на прочность и герметичность, а также предварительном осмотре мест в случае возникновения чрезвычайных ситуаций и инцидентов.

На сегодняшний день применение беспилотных летательных аппаратов это наиболее эффективный и экономически выгодный метод обследования магистральных газопроводов. При использовании БПЛА в режиме реального времени получаются

РИСУНОК 2. Результаты мониторинга газопровода на наличие утечек



качественные изображения, позволяющие выявлять акты несанкционированной деятельности (свалки, несанкционированные врезки, проведение работ в охранных зонах третьими лицами и др.). Аэрофотоснимки, полученные с борта БПЛА, позволяют анализировать и оценивать техническое состояние линейных сооружений (трубопроводов, ЛЭП, линий связи), а также площадных объектов.

В зоне эксплуатационной ответственности ООО «Газпром трансгаз Уфа» специалистами подрядной организации АО «Газпром космические системы» осуществляется воздушное патрулирование магистральных газопроводов для выявления случаев нарушения зон минимальных расстояний, анализа состояния участков переходов трубопроводов через естественные и искусственные преграды, составления карт грунтов, зон подтоплений и обводненных участков. Кроме того, на основании полученной с помощью БПЛА информации выполняется ранжирование участков газопроводов по степени опасности, а также определяются участки магистральных газопроводов, требующие первоочередного проведения диагностического обследования.

В 2017 году в ООО «Газпром трансгаз Уфа» были успешно проведены межведомственные испытания беспилотного комплекса Supercam S450 (рисунок 2) с детектором обнаружения метана. В процессе облета была получена оперативная информация об обнаружении утечек транспортируемого газа с привязкой к географическим координатам на газопроводе «Шкапово–Ишимбай».

РИСУНОК 3. Мониторинг выполнения работ по капитальному ремонту магистрального газопровода «Уренгой – Новопсков» с использованием БПЛА

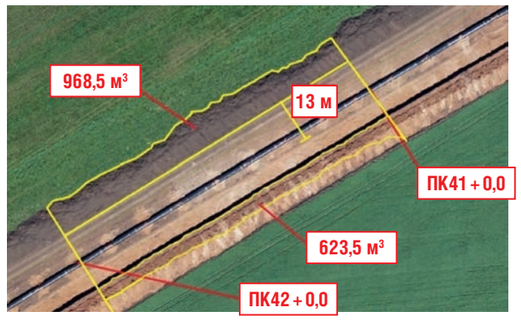


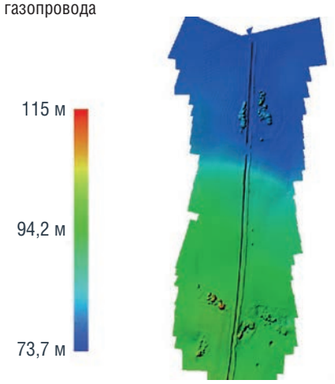
РИСУНОК 4. 3D-модель участка капитального ремонта магистрального газопровода



С учетом результатов проведенных испытаний БПЛА, а также расширения возможностей применения высокоточного оборудования было принято решение использовать накопленный опыт и применить беспилотные технологии при контроле за выполнением работ по капитальному ремонту протяженных участков магистральных газопроводов. Специалистами ООО «Газпром трансгаз Уфа» было предложено осуществить облет объектов капитального ремонта беспилотным летательным аппаратом на предмет выявления несоответствия проводимых работ требованиям проектных решений, контроля границ отвода земли, устройства площадок хранения труб и временных переездов с ведением аэрофотосъемки с разных ракурсов, что и было осуществлено в 2020 году при выполнении работ по капитальному ремонту газопровода «Уренгой – Новопсков» Шаранского ЛПУМГ. Результаты облетов легли в основу создания ортофотопланов местности. Для обеспечения более детальной картины и более качественного мониторинга параметров необходимо было увеличить точность съемки, для чего было предложено снизить высоту облета с 800 до 300 метров над поверхностью, что в результате позволило увеличить детализацию с погрешностью до одного сантиметра (рисунок 3).

Основываясь на результатах съемки с использованием беспилотного воздушного судна Supercam X6M2 с геодезическим модулем, была построена 3D-модель, цифровая модель рельефа и продольный профиль участка магистрального газопровода (рисунки 4, 5).

РИСУНОК 5. Цифровая модель участка капитального ремонта магистрального газопровода



Цифровая модель рельефа представляет собой средство цифрового представления трехмерных пространственных объектов в виде трехмерных данных как совокупности высот или иных значений.

Точность съемки составила 5 см на 1 м² благодаря использованию технологии RTK (real-time kinematic).

И далее с учетом полученных данных, применив инструменты программного анализа и расчетов, можно вычислить динамику изменения тех или иных параметров, в том числе объемов земляных масс (рисунок 6).

Беспилотные летательные аппараты были использованы при мониторинге производства работ по капитальному ремонту трех объектов ООО «Газпром трансгаз Уфа» – магистральных газопроводов «Шкапово – Ишимбай», «Уренгой – Новопсков» и «Поляна – КСПХГ». Результаты, полученные при использовании БПЛА для мониторинга производства работ по капитальном ремонте данных объектов, позволяют сделать следующие выводы:

1. С помощью беспилотных летательных аппаратов в режиме реального времени можно получать качественные снимки, позволяющие выстраивать 3D-модели и детализированные планы, которые способствуют обнаружению нарушений охранных зон и зон минимальных расстояний газопроводов, выявлению актов несанкционированной деятельности, несоответствия установленным требованиям проектов при эксплуатации и ремонте объектов систем магистральных газопроводов.
2. Информация, полученная с помощью аэрофотоснимков, сделанных с БПЛА, позволяет контролировать сроки и объемы производства работ по капитальному ремонту и реконструкции и их отдельных этапов с целью контроля соблюдения графиков.
3. Экономический эффект может быть достигнут за счет минимизации рисков при приемке выполненных объемов работ (в частности, земляных, а также дистанционного подсчета использования инертных материалов).

Использование БПЛА, помимо непосредственного контроля за проведением ремонтных и строительных работ, в перспективе имеет также потенциал в области диагностики объектов газотранспортной системы, проведения предпроектных изысканий и подготовительных работ. При этом использование различного навесного оборудования для получения информации и перевода ее в цифровые данные дает основание для дальнейшего исследования и изучения перспектив применения данных методов в газовой отрасли. Использование БПЛА на объектах ООО «Газпром трансгаз Уфа» соответствует требованиям «Комплексной целевой программы развития единого информационного пространства Группы Газпром». ●

Литература

1. *Годовой отчет ООО «Газпром трансгаз Уфа» за 2021 год.*
2. *СТО Газпром 2-2.3-344-2016 «Положение о воздушном патрулировании трасс магистральных газопроводов ПАО «Газпром». – Санкт-Петербург, 2017. – 83 с.*
3. *Гордеев С.Л., Асадуллин И.М., Баширов В.Ф., Мамаев М.Ф. Мониторинг капитального ремонта протяженных участков магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Уфа» с применением беспилотных летательных аппаратов. – Газовая промышленность. Спецвыпуск № 1. – М., 2020. – С. 18–20.*
4. *Гайнетдинов Р.Р., Баширов В.Ф., Гильмутдинов Д.В., Бакиев Т.А. Способ определения напряженно-деформированного состояния газопроводов на ос-нове цифровых данных беспилотного летательного аппарата // Сборник докладов Меж-дународной научно-практической конференции для представителей сообщества молодых инженеров ТЭК. – Санкт-Петербург: СПГЭУ «ЛЭТИ», 2021. – С. 388–391.*
5. *Каримова Р.Р., Гайнетдинов Р.Р., Шарнина Г.С. БПЛА на объектах трубопро-водного транспорта // Изд-во ООО Информационное агентство Neftegaz.RU. – Деловой журнал Neftegaz.RU, 2023 г., № 1 (133). – С. 34–37.*

KEYWORDS: *unmanned aerial vehicle, unmanned aircraft, main gas pipeline, monitoring, overhaul, reconstruc-tion, economic efficiency.*

РИСУНОК 6. Определение объемов земляных масс



РЕКЛАМА



«АЭРОМАКС» — КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ БЕСПИЛОТНЫХ АВИАЦИОННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

- Мониторинг инфраструктуры
- Доставка грузов в труднодоступные районы
- Проведение аэрофотосъемки и лазерного сканирования
- Создание цифровых моделей
- Разработка геопространственных решений

www.aeromax-group.ru client@aeromax-group.ru

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ЗАРЯДОВ для дефектов типа «трещина»

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНА ПРОБЛЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ПОЛЯРИЗАЦИОННЫХ ЗАРЯДОВ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ДЕФЕКТОВ ТИПА «ТРЕЩИНА» ПРИ МАГНИТНОЙ ДЕФЕКТОСКОПИИ ФЕРРОМАГНИТНЫХ ИЗДЕЛИЙ

THE ARTICLE CONSIDERS THE PROBLEM OF DETERMINING THE POLARIZATION CHARGES DENSITY DISTRIBUTION FOR VARIOUS CRACK-TYPE DEFECTS DURING ELECTROMAGNETIC SURVEY OF FERROMAGNETIC PRODUCTS

Ключевые слова: *плотность зарядов, бесконечно длинная трещина, трещина конечных размеров.*

УДК 621.643; 620.1

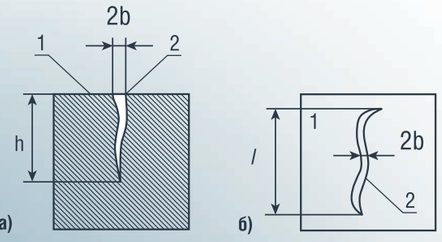
Коваленко Александр Николаевич
кафедра Проектирования и эксплуатации газонефтепроводов,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
д.т.н., профессор

Уланов Валерий Владимирович
кафедра Нефтепродуктообеспечения и газоснабжения,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
к.т.н., доцент



Одним из основных объектов поиска при магнитном контроле является трещина конечных размеров, имеющая выход на поверхность, так называемая поверхностная трещина. На рисунке 1 представлена тупиковая трещина, которая имеет только один выход на поверхность.

РИСУНОК 1. Технологическая схема переработки нефтешламов

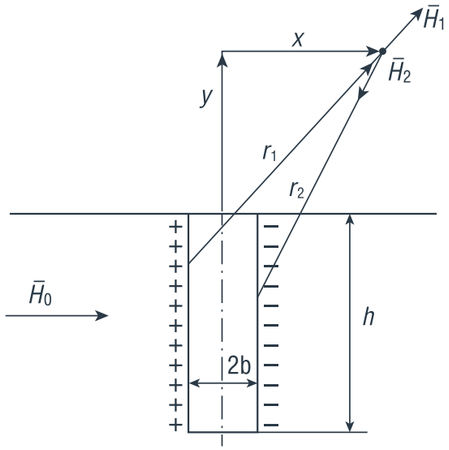


а – вид сбоку; б – вид сверху; 2b – ширина трещины (раскрытие несплошности); l – длина трещин; h – глубина трещины

В работах (1–8) рассматривается магнитное поле рассеяния, создаваемое бесконечно длинной поверхностной трещиной, как поле, образованное двумя разноименными линейными «магнитными зарядами», имеющими равномерную линейную плотность распределения (рис. 2). Недостатком всех приведенных расчетов является то, что плотность «магнитных зарядов» на поверхностях дефектов остается неизвестной.

В [8] показано, что для линейных магнитостатических задач, в которых связь между $\bar{B}$ и $\bar{H}$ выражается простейшей зависимостью $\bar{B} = \mu\bar{H}$, весьма эффективными оказываются в ряде случаев интегральные методы нахождения потенциала φ.

РИСУНОК 2. Расчетная модель бесконечно длинной трещины



Эти методы базируются на широком использовании понятия о поверхностных поляризационных зарядах. Основой их является соотношение:

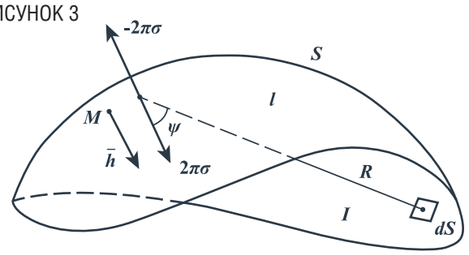
$$\varphi = \int_s \frac{\sigma}{R} ds,$$

откуда следует, что при известном распределении плотности σ поляризационных зарядов на поверхности S намагничиваемого тела потенциал φ последнего находится с помощью квадратур.

В связи с важной ролью величины σ приведем ряд соотношений, могущих служить для ее нахождения.

Пусть поверхность S покрыта магнитными массами с плотностью $\sigma(M)$, являющейся функцией точки наблюдения M. $H_n^l(M)$, $H_n^i(M)$ – нормальные составляющие напряженности результирующего поля, имеющего место в точке M с «внешней» (l) и «внутренней» (i) стороны поверхности S (рис. 3).

РИСУНОК 3



$$H_n^l(M) = 2\pi\sigma(M) + \int_S \frac{\sigma dS}{R^2} + H_{0n}(M)$$
$$H_n^i(M) = -2\pi\sigma(M) + \int_S \frac{\sigma dS}{R^2} + H_{0n}(M), \quad (1)$$

где слагаемые $\pm 2\pi\sigma(M)$ представляют собой нормальные компоненты поля, непосредственно исходящего от зарядов, расположенных в ближайшей окрестности точки M на поверхности S. Вторые слагаемые определяют нормальные составляющие поля, исходящего от всех элементов поверхности S, за исключением площадки, содержащей точку M.

Третьи слагаемые включают нормальные в точке M компоненты всех прочих полей. Сюда входят поля от первичных источников и поля от других заряженных поверхностей S_K, участвующих в задаче.

Рассматривая в дальнейшем поверхность S как границу раздела двух магнито-линейных сред, запишем формулу (1) в сокращенном виде:

$$H_n^l(M) = 2\pi\sigma + \bar{H}_n(M)$$
$$H_n^i(M) = -2\pi\sigma + \bar{H}_n(M). \quad (2)$$

Под $\bar{H}_n(M)$ здесь понимается сумма нормальных к S компонент полей от всех источников, внешних по отношению к точке M. В число последних входят источники первичных полей, а также все поверхности раздела сред с возникающими на них поляризационными зарядами («вторичные» источники), включая и ту конкретную поверхность, для которой записали уравнение (2).

Учитывая граничные условия:

$$\mu_i \bar{H}_n^i(M) = \mu_1 \bar{H}_n^l(M),$$

будем иметь:

$$\sigma(M) = \frac{1}{2\pi}\frac{\mu_i - \mu_l}{\mu_i + \mu_l}\bar{H}_n(M). \quad (3)$$

Эта формула позволяет выразить $\sigma(M)$ через величину $\bar{H}_n(M)$; называется формулой Г.А. Гринберга [9].

Формула Г.А. Гринберга используется ее автором в основном как база для построения специальных интегральных уравнений, позволяющих найти заряды $\sigma(M)$ на поверхностях раздела магнитно-линейных сред, если заданы первичные поля или их источники. Согласно формуле:

$$H_n(M) = H_{n0}(M) + H_{n\sigma}(M), \quad (4)$$

где $H_n(M)$ – результирующее поле (нормальное) к поверхности раздела сред в точке M границы;

$H_{n0}(M)$ – нормальная компонента первичного поля;

$H_{n\sigma}(M)$ – нормальная компонента поля, исходящего из всей совокупности зарядов, расположенных с плотностью $\sigma(S)$ по поверхности S.

Подставив (4) в (3) будем иметь следующую формулу для вычисления σ:

$$\sigma(M) = \frac{1}{2\pi}\frac{\mu_i - \mu_l}{\mu_i + \mu_l}\left[H_{n0}(M_0) + H_{n\sigma}(M)\right]. \quad (5)$$

В дальнейшем будем учитывать только наведенные заряды, возникающие от первичного поля, то есть заряды $H_{n\sigma}(M)$ первого приближения.

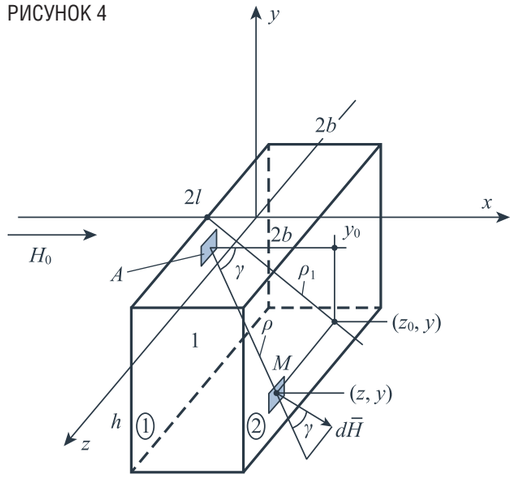
Так как в нашем случае $\mu_i = \mu_0\mu_i$; $\mu_1 = \mu_0\mu_1$; $\mu_1 = 1$; $\mu_i = \mu$, то:

$$\frac{\mu_i - \mu_l}{\mu_i + \mu_l} = \frac{\mu - 1}{\mu + 1}.$$

а) Рассмотрим трещину конечных размеров, находящихся в однородном магнитном поле H_0.

Из рисунка 4 следует, что $H_n = (\mu - 1)H_0$.
Для определения $H_{n\sigma}$ выделим на поверхности 1 площадку $dS = dydz$, тогда $dm = \sigma dydz$, где σ – плотность распределения магнитных зарядов на поверхности 1. Эти заряды вызывают на поверхности 2, новое распределение поля $H_{n\sigma}$, которое мы определим следующим образом. Возьмем произвольную точку $A(-b, y_0, z_0)$ на поверхности 2 выделим вокруг нее

РИСУНОК 4



элементарную площадку dS. Заряд в точке А будет равен: $dm = \sigma dy_0 dz_0$. На поверхности 2 выберем произвольную точку $M(b, y, z)$. Далее определим $dH(M)$ от заряда dm из точки A.

$$d\bar{H} = \frac{dm}{\rho^2} = \frac{\sigma dy_0 dz_0}{\rho^2}$$

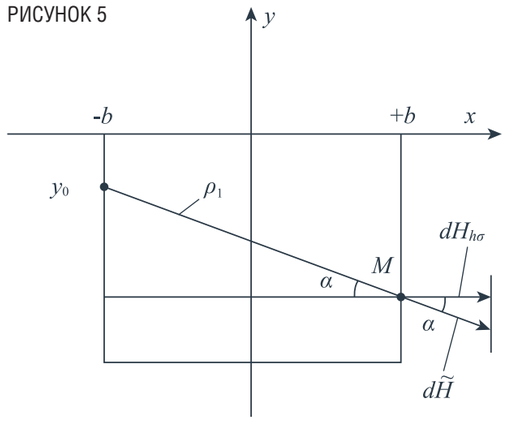
$$\rho^2 = (2b)^2 + (y - y_0)^2 + (z - z_0)^2$$

$$d\tilde{H} = d\bar{H}\cos\gamma$$

$$\rho_1 = \sqrt{(2b)^2 + (y - y_0)^2}$$

$$d\tilde{H} = \frac{\sigma dy_0 dz_0}{\rho^3}\rho_1$$

РИСУНОК 5



Из рисунка 5 следует:

$$dH_{n\sigma} = d\tilde{H}\cos\alpha, \text{ где: } \cos\alpha = \frac{2b}{\rho_1}.$$

Подставив $d\tilde{H}$, будем иметь:

$$dH_{n\sigma} = \frac{\sigma dy_0 dz_0 \rho_1}{\rho^3}\frac{2b}{\rho_1} = \frac{2b\sigma dy_0 dz_0}{\rho^3}.$$

Так как в нашем случае $\sigma = \sigma_0 = const$, то, проинтегрировав $dH_{n\sigma}$ по y_0 и z_0, будем иметь:

$$H_{n\sigma} = 2b\sigma_0 \int_0^h dy_0 \int_{-l}^{l} \frac{dz_0}{\sqrt{(2b)^2 + (y - y_0)^2 + (z - z_0)^2}}$$

$$= 2b\sigma_0 \int_0^h \left[\frac{z - z_0}{\left[(2b)^2 + (y - y_0)^2\right]\sqrt{(2b)^2 + (y - y_0)^2 + (z - z_0)^2}} \Big|_{-l}^{l} \right] dy \quad (6)$$

$$= 2b\sigma_0 \int_0^h \left\{ \frac{z - l}{\left[(2b)^2 + (y - y_0)^2\right]\sqrt{(2b)^2 + (y - y_0)^2 + (z - l)^2}} \right.$$

$$\left. - \frac{z + l}{\left[(2b)^2 + (y - y_0)^2\right]\sqrt{(2b)^2 + (y - y_0)^2 + (z + l)^2}} \right\} dy$$

Получившийся интеграл имеет очень сложный вид, если обозначить его через $I(y, z)$, то получим следующее выражение:

$$I(y,z) = \int_0^h \left\{ \frac{z - l}{\left[(2b)^2 + (y - y_0)^2\right]\sqrt{(2b)^2 + (y - y_0)^2 + (z - l)^2}} \right.$$

$$\left. - \frac{z + l}{\left[(2b)^2 + (y - y_0)^2\right]\sqrt{(2b)^2 + (y - y_0)^2 + (z + l)^2}} \right\} dy =$$

$$-\frac{1}{2b}\left(tan^{-1}\left[\frac{(l - z)(h + y)}{[(2b)]\sqrt{(2b)^2 + (y + h)^2 + (l - z)^2}}\right]\right.$$

$$- tan^{-1}\left[\frac{(l - z)y}{(2b)\sqrt{(2b)^2 + (l - z)^2 + y^2}}\right]$$

$$- tan^{-1}\left[\frac{(z + l)(y + h)}{[(2b)]\sqrt{(2b)^2 + (y + h)^2 + (z + l)^2}}\right]$$

$$\left. + tan^{-1}\left[\frac{(l + z)y}{(2b)\sqrt{(2b)^2 + (l + z)^2 + y^2}}\right]\right),$$

здесь $tan^{-1}(x) = arctg(x)$.

Итого получим: $H_{n\sigma} = 2b\sigma_0 I(y, z)$.

И воспользовавшись формулой Г.А. Гринберга, будем иметь:

$$\sigma_0 = \frac{1}{2\pi}\frac{\mu - 1}{\mu + 1}\left[H_0 + 2b\sigma_0 I(y, z)\right].$$

Так как $\mu \gg 1$, то $\frac{\mu - 1}{\mu + 1} < 1$ и

$$\sigma_0 = \frac{1}{2\pi}\left[(\mu - 1)H_0 + 2b\sigma_0 I(y, z)\right]$$

$$2\pi\sigma_0 - 2bI(y,z)\sigma_0 = (\mu - 1)H_0 \quad (7)$$

$$\sigma_0\left(2\pi - 2bI(y,z)\right) = (\mu - 1)H_0$$

$$\sigma_0 = \frac{(\mu - 1)H_0}{2\left(\pi - bI(y,z)\right)}$$

Если в формуле (6) $l \to \infty$, т.е. рассмотреть бесконечно длинную трещину, т.е.:

$$\lim_{l\to\infty}\left[\frac{z - 1}{\sqrt{(2b)^2 + (y - y_0)^2 + (z - 1)^2}} - \frac{z + 1}{\sqrt{(2b)^2 + (y - y_0)^2 + (z + 1)^2}}\right] = 2$$

$$H_{n\sigma} = 2b\sigma_0 \int_0^h \frac{2dy}{(2b)^2 + (y - y_0)^2} = 2b\sigma_0\left[\frac{2}{2b}\left[arctg\frac{y - y_0}{2b}\right]_0^h\right] =$$

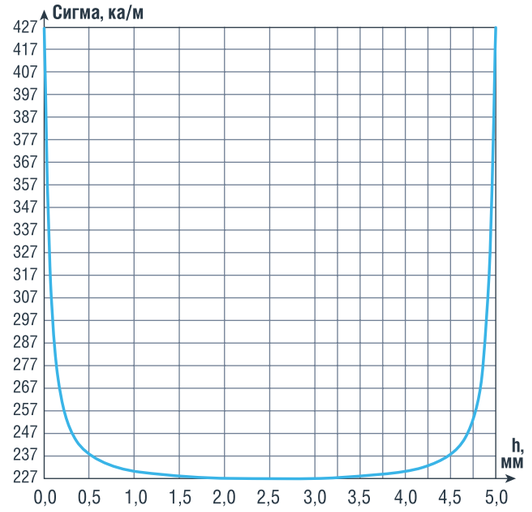
$$= 2\sigma_0\left[arctg\frac{h - y_0}{2b} + arctg\frac{y}{2b}\right] = 2\sigma_0 arctg\frac{2bk}{(2b)^2 - y(h - y)};$$

и из формулы Г.А. Гринберга (9):

ТАБЛИЦА 1

X, мм	0,0	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0
σ_0, ка/мм	437	238	230	228	227	227	227	228	230	238	437

РИСУНОК 6. Распределение σ при H_0 = 10 кА/м, h = 5 мм



$$2\pi\sigma_0 = (\mu - 1)H_0 + \sigma_0\, 2arctg\frac{2bh}{(2b)^2 - y(h - y)},$$

следует:

$$\sigma_0 = \frac{(\mu - 1)H_0}{2\left[\pi - arctg\dfrac{2bh}{(2b)^2 + y(h - y)}\right]}. \quad (8)$$

Для примера построим распределение $\sigma(y)$ бесконечно длинной трещины глубиной 5мм, шириной раскрытия 0,1 мм, H_0 = 10 ка/м (рис. 6).

Данные расчета приведены в таблице 1.

Формулы для определения распределения магнитных зарядов на гранях дефекта тапа «трещина» (бесконечно длинный дефект) были получены в работах (1–7):

1. Ф. Ферстера (1)

1. $\sigma = \frac{1}{2\pi}\frac{h/2b + 1}{\frac{1}{\mu}\frac{h}{2b} + 1}H_0$ (теория)

2. $\sigma = \frac{1}{2\pi}\frac{h/2b + 1}{\frac{1}{\mu}\frac{h}{2b} + 1}F_{hl}H_0$ (эксперимент)

где F_{hl} = 2,65 – так называемый нелинейный фактор, введенный автором для более удовлетворительного совпадения теории с экспериментом; h – глубина дефекта, $2b$ – ширина дефекта, μ – магнитная проницаемость, H_0 – напряженность магнитного поля.

2. Щербинина В.Е. (4)

$$\sigma = H_0\frac{1 + \frac{h}{2b}}{1 + \frac{1}{\mu}\frac{h}{2b}} \text{ (теория)}$$

3. Пошагина А.И. (3, 7)

$$\sigma = \frac{\mu H_0}{2\pi(1 + 10(2b/h))} \text{ (эксперимент)}$$

4. Сапожникова А.Д. (5)

$$\sigma = \frac{H_0}{2\pi}\frac{1 + \frac{h}{2b}}{1 + \frac{1}{\mu}\frac{h}{2b}}\frac{h\cos t}{\sqrt{a^2\sin^2 t + h^2\cos^2 t}}; \text{ при } t = 0 \;\; \sigma = \frac{H_0}{2\pi}\frac{1 + \frac{h}{2b}}{1 + \frac{1}{\mu}\frac{h}{2b}}$$

t – угол, образованный подвижным радиусом r с осью ох(малая ось эллипсоида).

5. Мужицкого В.Ф. (6)

$$\sigma = \frac{(\mu - 1)H_0}{2\pi}$$

6. Шура М.Л. (2)

$$\sigma = \frac{(\mu - 1)H_0}{2\left(1 + \frac{\mu - 1}{\pi}\cdot\frac{2b}{h}\right)}; \quad \frac{h}{2b} \gg 1$$

Для сравнения вышеприведенных формул между собой возьмем для примера конкретную трещину со следующими параметрами: h = 5 мм, $2b$ = 0,1 мм, H_0 = 10 кА/м, 140 (сталь трубная -17ГС), при этом получаем:

1. Ф. Ферстеру σ = 59,5 кА/м (теория), σ = 157,975 кА/м (эксперимент);
2. Щербинину В.Е. σ = 370 кА/м;
3. Пошагину А.И. σ = 185 кА/м (эксперимент);
4. Сапожникову А.Д. σ = 59,5 кА/м;
5. Мужицкому В.Ф. σ = 221 кА/м;
6. Шуру М.Л. σ = 368 кА/м.

Из сравнения получаем, что наиболее близкое значение σ (см. рис. 6) дает формула Мужицкого В.Ф., поэтому в дальнейших расчетах принимаем

$$\sigma = \frac{(\mu - 1)H_0}{2\pi},$$

при этом ошибка составляет 0,26%. ●

Литература

1. *Forster F. Neue Erkentnisse auf dem Gebiet der zerstorungsfreien Priifung mit magnetischen streu fluss. – 3-rd European Conference on NDT. Florence (15–18 Oktober, 1984), Conf. Proc. Techn., vol. 5, p. 287–303.*
2. *Дефектоскопия, 1988, № 3, с. 14–25, М.Л. Шур, Р.В. Загидулин, В.Е. Щербинин. Теоретические вопросы формирования поля поверхностного дефекта.*
3. *Пашагин А.И. Определение параметров дефекта типа прямоугольной щели по величине тангенциальной компоненты его магнитного поля. – Деп. № 715 – В. 93. – М.: ВИНИТИ, 1993.*
4. *Щербинин В.Е., Пашагин А.И. О поляризации трещины при неоднородном намагничивании изделия. – Дефектоскопия, 1974, № 3, с. 17–23.*
5. *Сапожников А.Д. Теоретические основы электромагнитной дефектоскопии металлических тел, том 1. Издательство Томского университета, Томск, 1980 г.*
6. *Мужицкий В.Ф. Модель поверхностного дефекта и расчет топографии его магнитостатического поля. – Дефектоскопия, № 10, 2003, с. 3–17.*
7. *Пашагин А.И., Бенклевская Н.П., Щербинин В.Е. Магнитное поле дефекта внутри его полости и вблизи поверхности изделия. – Дефектоскопия, 1996, № 8, с. 30–38.*
8. *А.Б. Сапожников. Теоретические основы электромагнитной дефектоскопии металлических тел (том 1, Томск, 1980 г.).*
9. *Г.А. Гринберг. Избранные вопросы математической теории электрических и магнитных явлений (Москва, издательство АН СССР, 1948 г.).*
10. *И.Н. Бронштейн, К.А. Семендяев. Справочник по математике (Москва, 1957 г.).*

KEYWORDS: *charge density, infinitely long crack, crack of finite dimensions.*

Neftegaz.RU
номер 4/2023 г.

УДК 622.276

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД В ОСВОЕНИИ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

Мирзоев Дилижан Аллахверди оглы
главный научный сотрудник КНТЦ освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Ибрагимов Искендер Энверович
научный сотрудник КНТЦ освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Архипова Оксана Львовна
заместитель начальника лаборатории КНТЦ освоения морских нефтегазовых ресурсов ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

СТРОИТЕЛЬСТВО МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СООРУЖЕНИЙ В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ НОВУЮ ДЛЯ РОССИЙСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ОБЛАСТЬ ТЕХНОЛОГИЙ. ЭФФЕКТИВНОЕ ОСВОЕНИЕ ЭТИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТРЕБУЕТ РЕШЕНИЯ РЯДА ПРОБЛЕМ ЭКОНОМИЧЕСКОГО, НОРМАТИВНО-ПРАВОВОГО И ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ХАРАКТЕРА. КАКИЕ ШАГИ НЕОБХОДИМО ПРЕДПРИНЯТЬ ДЛЯ УСПЕШНОГО РЕШЕНИЯ ЭТИХ ВОПРОСОВ?

THE CONSTRUCTION OF OFFSHORE OIL AND GAS FACILITIES IN THE ARCTIC REGION IS A NEW ACTIVITIES ON TECHNOLOGIES FOR THE RUSSIAN INDUSTRY. EFFECTIVE DEVELOPMENT OF THESE DEPOSITS REQUIRES SOLVING A NUMBER OF PROBLEMS OF AN ECONOMIC, LEGISLATIVE, TECHNICAL AND TECHNOLOGICAL CHARACTER. WHAT STEPS NEED TO BE TAKEN TO SUCCESSFULLY ADDRESS THESE ISSUES?

Ключевые слова: *освоение нефтегазовых месторождений, арктический шельф, геологоразведка, инвестиции, инфраструктура.*

Освоение нефтегазового месторождения осуществляется в несколько этапов, включающих геолого-геофизические работы по поиску перспективных структур, содержащих нефть и газ, проведение разведочных буровых работ по вскрытию продуктивных пластов, строительство стационарных, плавучих, полупогружных платформ и бурение с них эксплуатационных скважин, обустройство месторождения технологическими и коммуникационными сооружениями по добыче, сбору, подготовке и транспорту нефти и газа, непосредственно его разработку и эксплуатацию [1].

На завершающем этапе освоения морских углеводородных ресурсов происходит ликвидация объектов морского нефтегазового промысла.

Для эффективного решения стратегической задачи освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа должны быть определены сроки, объемы добычи, величина инвестиций в поисковые работы, разведку и освоение месторождений, а также последовательность ввода в эксплуатацию объектов обустройства. Необходимо понимание того, где находятся рынки сбыта и какой продукт нужно туда поставлять. От этого зависит развитие соответствующей инфраструктуры, путей и средств транспортировки, а также подготовка специалистов, которые будут решать все эти и множество других задач. Необходима координация целого ряда отраслей промышленности. Сюда входит ледокольное сопровождение танкеров, координация метеоусловий, создание путей эвакуации судов в случае ухудшения погодных условий, полярная авиация, морские порты, координация с рыбно-хозяйственной и оборонной промышленностью, охрана морских и сухопутных границ, решение множества юридических вопросов [2]. Для решения обозначенных задач необходимо составить «Дорожную карту», т.е. план мероприятий по реализации проекта освоения месторождения или целого региона, если речь идет о комплексном освоении группы морских нефтегазовых месторождений. Таким образом будет обеспечен системный подход: осознанная концепция и механизм реализации проекта.

Дорожная карта реализации проекта освоения морских нефтегазовых месторождений должна быть отправной точкой проекта – документом, в котором следует отражать цель проекта, ключевые этапы реализации, контрольные даты, потенциальных исполнителей, маркетинговые исследования и определение направлений объемов и сроков поставки продукции.

Основной целью проекта освоения месторождения как на суше, так и на континентальном шельфе является обеспечение проектного уровня добычи.

ФАКТЫ

13-25 лет

составляет период от открытия месторождения до его ввода в эксплуатацию

Как правило, продолжительность освоения морских месторождений нефти и газа составляет несколько десятков лет. При этом период от открытия месторождения до его ввода в эксплуатацию может составлять от 13 до 25 лет. Освоение морских нефтегазовых ресурсов континентального шельфа является сложной в техническом отношении и весьма дорогостоящей задачей. Операции по реализации проектов освоения включают целый комплекс взаимосвязанных этапов.

Современные методы и техника позволяют производить поиск и разведку углеводородов как на глубоководной незамерзающей части шельфа и континентального склона, так и в труднодоступной части арктического шельфа. Однако, несмотря на явный прогресс в этой области, поиск морских месторождений по-прежнему связан со значительным риском. Даже если не только сейсмические исследования, но и поисковое бурение показали наличие углеводородов, требуется проведение большого объема дополнительных работ для точной оценки размеров, формы и продуктивности или потенциала открытой залежи.

Для оптимизации технических решений по разработке и обустройству нефтегазового месторождения необходимо реализовать программу исследований, которые будут направлены на обоснование рекомендуемого варианта освоения. В результате более точной оценки потенциала или извлекаемых запасов месторождения, оптимального выбора мощности и расположения промысловых сооружений, рационального подбора наиболее эффективных технологий добычи, сбора и подготовки углеводородов будет достигнут более высокий коэффициент их

извлечения из пласта и конечная эффективность освоения месторождения.

Учитывая значительную взаимосвязь между разработкой залежи морского месторождения и его обустройством, уже на этапе выявления и оценки каждому варианту разработки залежи рекомендуется определенный вид обустройства месторождения.

После принятия инвестиционного решения проект вступает в инвестиционную стадию, в рамках которой осуществляются: рабочее проектирование объектов обустройства; поставки оборудования и материалов; строительство объектов обустройства; транспортировка комплектующих и самих объектов к месту установки; монтаж объектов обустройства на акватории месторождения; пусконаладка отдельных объектов и всей системы обустройства; пуск в эксплуатацию месторождения.

При этом следует учитывать, что начиная с первых этапов реализации проекта освоения месторождения необходима подготовка соответствующих правовых законодательных и нормативных основ проектирования, строительства и эксплуатации объектов обустройства с учетом промышленной и экологической безопасности.

Обустройство морских нефтегазовых месторождений следует рассматривать как единый технологический комплекс промысловых сооружений, размещаемых как на платформе, так и под водой (подводное заканчивание устьев скважин) и на берегу, включающий в общем виде [4]:

- гидротехнические инженерные сооружения (платформы, острова, эстакады, плавучие буровые и добычные системы);
- систему сбора, подготовки и транспорта нефти, газа, конденсата и воды;
- систему энергообеспечения;
- систему жизнеобеспечения;
- спасательные средства.

На данном этапе необходимо выделить следующие задачи, которые могут повлиять на продолжительность реализации этапа обустройства месторождения:

- строительство береговых баз обеспечения;
- эксплуатационное бурение и заканчивание скважин;
- строительно-монтажные работы на ранней стадии освоения месторождения.

Строительство береговых баз обеспечения

Необходимо учитывать, что удаленность от логистической инфраструктуры в сочетании со сложными природно-климатическими условиями приводит к значительному расширению состава флота обеспечения и, как следствие, существенному увеличению стоимости всего проекта.

При планировании работ в удаленных, особенно это касается арктических, регионах необходимо планировать логистическое обеспечение таким образом, чтобы иметь возможность вести работы непрерывно, вне зависимости от погодных условий. Должны быть разработаны логистические решения в отношении надежной поставки бурильных и обсадных труб, ингредиентов для бурового раствора, продуктов питания, смены вахт на буровой установке и судах обеспечения в сложных погодных условиях [4].

ФАКТЫ

2-3
месяца
составляет навигационный период в арктических морях

Логистические операции в большинстве случаев осуществляются с использованием базы обеспечения, расположенной в ближайшем порту. Однако в арктических регионах и регионах, удаленных от развитой транспортной инфраструктуры, с коротким сезоном ведения строительных работ, на логистическое обеспечение накладываются дополнительные ограничения, связанные с погодными условиями и значительным транспортным плечом.

Необходимо учитывать, что расположенные в арктических регионах порты в большей части являются мелководными и ограничивают возможную осадку судов снабжения и, как следствие, грузоподъемность. Использование глубоководных, но удаленных от места ведения работ портов требует привлечения судов снабжения для организации надежной логистической цепи. Данный подход влечет за собой существенные финансовые затраты и увеличение рисков возникновения нештатных ситуаций вследствие возрастания числа морских операций.

В зарубежной практике обеспечение морских проектов выделено в самостоятельный вид деятельности, где рынок распределен между ограниченным числом крупных компаний. В процессе подготовки к освоению месторождения операторы шельфовых проектов на основе проведения тендеров определяют подрядчика, специализирующегося на данном виде деятельности и возлагают на него ответственность за организацию обеспечения проекта.

Строительно-монтажные работы

Проведение строительно-монтажных работ при обустройстве морского нефтегазового промысла сопряжено с планированием и выполнением ряда морских операций, таких как:

- транспортировка/буксировка опорных блоков и модулей верхнего строения платформ и установку на месте эксплуатации, операции по погрузке/выгрузке;
- укладка подводных трубопроводов;
- операции по подготовке площадки для монтажа подводных модулей;
- операции по монтажу (демонтажу).

При организации строительно-монтажных работ в море и обслуживании морского промысла используют вспомогательные плавучие средства:

- плавучие краны и крановые суда с набором комплекса сваебойного оборудования и оборудования для производства погрузочно-разгрузочных работ;
- суда снабжения обычного типа и ледового класса;
- морские буксиры, транспортные баржи;
- суда-трубоукладчики;
- суда по борьбе с пожаром, ликвидации аварийных разливов нефти;
- суда по доставке экипажа, эвакуации персонала в случае аварий;
- а также вертолеты обслуживания объектов в море.

Тот факт, что период открытого моря в Арктическом регионе ограничен по времени, делает выполнение строительно-монтажных операций критичным, поэтому принимать во внимание следует любые возможности по оптимизации этой деятельности. Технические решения и требования по транспортировке и монтажу, а также необходимые для этого вспомогательные суда определяются в каждом конкретном случае в зависимости от проекта освоения месторождения.

Эксплуатационное бурение и заканчивание скважин

Техническая доступность или возможность организации поисково-разведочных и эксплуатационных работ на шельфе зависит от природно-климатических условий, главным из которых является ледовый режим. В этом смысле различные участки арктических морей не равнозначны и существенно отличаются своими природными условиями.

Особую сложность в районах с ледовым режимом вызывает выполнение работ, длительность которых превышает 2–3 месяца (навигационный период). В первую очередь это относится к бурению эксплуатационных скважин и обустройству месторождений.

Бурение эксплуатационных скважин со стационарных платформ осуществляется в непрерывном режиме, поэтому реализация проектного фонда скважин в установленный проектом год не вызывает проблем. Если схема обустройства предусматривает применение систем подводной добычи с созданием нескольких центров бурения (кустов скважин), то для обеспечения начала добычи в установленные сроки и обеспечения проектного фонда эксплуатационных скважин может понадобиться не одна буровая установка, что приводит к удорожанию проекта в целом.

Создание подводного добычного комплекса является одной из самых сложных задач, учитывая незначительный опыт применения такой технологии в России. В данном случае при планировании эксплуатации систем подводной добычи и подготовки следует учитывать риски, связанные с неапробированностью данных технологий в арктических условиях.

После проведения всех необходимых буровых работ наступает собственно процесс добычи. С точки зрения потока денежных средств это поворотный пункт, поскольку начиная с этого момента появляется прибыль, которую можно использовать для возвращения

ФАКТЫ

25-30 м
– глубина, на которой ледовое «выпахивание» дна может превышать 5,5 м

вложенных ранее средств или финансирования новых проектов. Минимизация времени от начала геологического изучения до получения первых объемов добычи нефти и газа является одной из самых важных целей в каждом новом проекте.

Технологические и транспортные риски этапа эксплуатации, характерные для шельфа северных морей, связаны со сложностью (а иногда с отсутствием) технологий, повышенной вероятностью отказа оборудования (особенно в арктических условиях), отсутствием опыта транспортировки углеводородов в значительных объемах на большие расстояния, дефицитом танкеров и ледоколов и т.д. Выбор технологии и технических средств для транспортировки ресурсов определяется влиянием целого ряда факторов: географического положения акватории, глубины моря, объема транспортируемой продукции, расстояния транспортировки и т.д.

Перспективы освоения ресурсов глубоководных районов с легкими и средними ледовыми условиями (большинство районов Баренцева моря) связаны в первую очередь с гигантскими глубоководными месторождениями газа, такими как Штокмановское и Ледовое. Транспортировка продукции из месторождений подобных размеров может быть осуществлена с помощью трубопроводов. Сложной представляется проблема контроля и обслуживания и защиты части трубопровода, расположенной в глубоководной акватории. Рассматривая проблемы создания транспортной системы для данных районов, необходимо учитывать, что значение транспортной магистрали не ограничивается только одним конкретным объектом, она может служить основой создания инфраструктуры для освоения целого ряда других месторождений.

Для районов с относительно небольшими глубинами моря, тяжелыми и очень тяжелыми ледовыми условиями (шельфы Охотского, Печорского, Карского и Восточно-Арктических морей) характерны специфические проблемы прокладки газопроводов, связанные главным образом с преодолением достаточно протяженной, замерзающей мелководной зоны и выводом трубопроводов на сушу в условиях вечной мерзлоты. Сложность данной

задачи усугубляется тем, что на малых глубинах происходит ледовое «выпахивание» дна. Это явление может наблюдаться на батиметрических отметках до 40–50 м. Наиболее интенсивно оно проявляется при глубинах менее 20–30 м, где глубина «выпахивания» может превышать 5,5 м. В результате этого возникает необходимость значительного заглубления трубопровода и установки дополнительных автоматических задвижек на случай его повреждения. Вывод трубопроводов на берег осложняется в районах с вечной мерзлотой, где возникает необходимость принимать специальные меры по защите окружающей среды. Такие меры включают выемку траншей и создание гравийной бермы, в которую укладывают трубопровод, или сооружение свайно-эстакадного моста. Весьма актуальным является вопрос круглогодичного контроля и обслуживания трубопроводов на наиболее мелководных участках ледовых акваторий.

С целью обеспечения бесперебойной эксплуатации морского промысла рекомендуется проанализировать вероятное влияние проблем логистики в регионе на возможность выполнения всех операций по обслуживанию и использовать экономическую модель для определения последствий для различных «моделей технического обслуживания».

Со временем разработка каждого месторождения перестает быть рентабельной. Если возможности продления периода разработки исчерпаны, то необходимо выводить месторождение из эксплуатации. Этот процесс включает в себя планирование, утверждение и выполнение компанией-оператором нефтяного или газового месторождения действий по демонтажу, удалению, утилизации или использованию по другому назначению промысловых объектов, которые больше не требуются для выполнения своих первоначальных функций.

Одним из важнейших вопросов успешного осуществление процесса освоения месторождения на шельфе является управление его реализацией. Эффективный менеджмент проекта гарантирует, что будут спроектированы, подготовлены, смонтированы и начнут эксплуатироваться рациональные морские сооружения, причем оптимальным образом. Основными функциями менеджмента шельфовых проектов являются [3]:

- выбор партнеров для кооперации на различных этапах реализации проекта;
- решение технических вопросов, включающих установление уровня надежности проектных решений;
- учет требований экономической эффективности освоения шельфа в условиях отсутствия инфраструктуры;
- акцентирование внимания на вопросах безопасности и охраны окружающей среды.

Выбор партнеров предполагает:

- подбор персонала для компаний-операторов разработки шельфовых месторождений, при использовании соответствующего авторитета или опыта;
- выбор проектных институтов, работающих на начальных стадиях проекта;
- выбор проектных институтов/ инженерных компаний для выполнения работ на стадии детального проектирования;
- выбор места для строительства морских платформ;
- выбор компаний для выполнения строительно-монтажных работ на море;
- выбор компаний для выполнения контроля качества работ на различных стадиях проекта.

ФАКТЫ

Управление реализацией процесса –

один из важнейших вопросов успешного освоения месторождения на шельфе

Высокий уровень качества менеджмента является залогом принятия эффективных технико-технологических и экономических управленческих решений при реализации проекта. Данное обстоятельство представляется особенно важным, т.к. шельфовое пространство (прежде всего арктическое) представляет собой новый неосвоенный район, а строительство морских нефтегазовых сооружений в нем – новую для российской промышленности область технологий.

Таким образом, шельфовые месторождения обладают большим углеводородным потенциалом, способным обеспечить значительную часть энергетических потребностей страны и принести огромный экономический эффект. Однако их эффективное и безопасное освоение требует решения ряда проблем экономического, нормативно-правового, технико-технологического и экологического характера [3]. ●

Литература

1. *Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений // Изд. Академии горных наук, 2001.*
2. *Золотухин А.Б. Технологии освоения нефтегазовых ресурсов шельфа Арктики // журнал Региональная энергетика и энергоснабжение. № 4, 2015, с. 66–67.*
3. *Фадеев А.М., Череповицын А.Е., Ларичкин Ф.Д., Егоров О.И. Экономические особенности реализации проектов по освоению углеводородных месторождений шельфа // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз 3 (11) 2010, с. 61–74.*
4. *Петренко В.Е., Новиков А.И., Мирзоев Д.А., Ибрагимов И.Э., Гречко А.Г., Богатырева Е.В. Морские подводные нефтегазовые промыслы: В 2 т.: Т. 2: Технологии и технические средства для подводного обустройства и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений: Учеб. Пособие – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020 – 405 с.*

KEYWORDS: *development of oil and gas fields, arctic shelf, geological exploration, investments, infrastructure.*



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, цементировочные установки, азотные станции, оборудование для выполнения геологоразведочных работ и пр.





РЕКЛАМА

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

ПРОБЛЕМЫ ЭКОНОМИКО-ИНФОРМАЦИОННОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

в инвестиционных проектах

УДК: 004:330.322:622.276

В СЛОЖИВШИХСЯ ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ВСЕ БОЛЬШЕЕ ЗНАЧЕНИЕ ИМЕЕТ ЭКОНОМИКО-ИНФОРМАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОЦЕНКИ РАЗРАБОТКИ И ДОРАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ УЧИТЫВАЕТСЯ ПРИНАДЛЕЖНОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЙ К ДВУМ ОСНОВНЫМ ГРУППАМ: НОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С РАСТУЩЕЙ ДОБЫЧЕЙ И «СТАРЫЕ» РАЗРАБАТЫВАЕМЫЕ, СО СНИЖАЮЩЕЙСЯ ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПО ВАРИАНТАМ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОБЪЕКТОВ ПРОВОДИТСЯ С ПОМОЩЬЮ ПРИКЛАДНОЙ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ В ДИНАМИКЕ, ПО ПЕРИОДАМ РАЗРАБОТКИ И ЗА ЭКОНОМИЧЕСКИ ОБОСНОВАННЫЙ ПРОЕКТНЫЙ СРОК ОЦЕНКИ. ПРОВЕДЕНИЕ ВЫЧИСЛЕНИЙ ОСНОВАНО НА ДОХОДНОМ ПОДХОДЕ, КОТОРЫЙ ПРЕДУСМАТРИВАЕТ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСТОГО ДИСКОНТИРОВАННОГО ДОХОДА НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯ И ГОСУДАРСТВА, КАК ОСНОВНОГО КРИТЕРИЯ ОЦЕНКИ, ЧТО ПОКАЗАНО НА ПРИМЕРЕ ОЦЕНКИ ДОРАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПЕРМСКОГО КРАЯ. ОДНОЙ ИЗ АКТУАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ПРОЕКТОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ УЧЕТ НАЛОГОВОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ В РАСХОДАХ ИНВЕСТОРА (НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ). ПОЛУЧЕНИЕ ДОХОДА ГОСУДАРСТВА И НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ ОТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ЗАВИСИТ ОТ ПРИМЕНЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО НАЛОГОВОГО РЕЖИМА, УЧИТЫВАЮЩЕГО ИНТЕРЕСЫ ОБОИХ СТОРОН

IN THE CURRENT ECONOMIC CONDITIONS, ECONOMIC AND INFORMATION MODELING OF THE TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF THE DEVELOPMENT AND ADDITIONAL DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS IS OF INCREASING IMPORTANCE. WHEN MODELING, DEPOSITS BELONG TO TWO MAIN GROUPS. NEW FIELDS WITH GROWING PRODUCTION AND "OLD" ONES UNDER DEVELOPMENT, WITH DECLINING OIL PRODUCTION. THE CALCULATION OF TECHNICAL AND ECONOMIC INDICATORS FOR THE OPTIONS FOR THE DEVELOPMENT OF OIL FACILITIES IS CARRIED OUT USING AN APPLIED AUTOMATED SYSTEM IN DYNAMICS, BY PERIODS OF DEVELOPMENT AND FOR AN ECONOMICALLY JUSTIFIED DESIGN EVALUATION PERIOD. THE CALCULATIONS ARE BASED ON THE INCOME APPROACH, WHICH PROVIDES FOR THE DETERMINATION OF THE NET DISCOUNTED INCOME OF THE SUBSOIL USER AND THE STATE AS THE MAIN EVALUATION CRITERION, WHICH IS SHOWN ON THE EXAMPLE OF THE EVALUATION OF THE ADDITIONAL DEVELOPMENT OF ONE OF THE MULTILAYER FIELDS IN THE PERM TERRITORY. ONE OF THE URGENT PROBLEMS OF ECONOMIC EVALUATION OF PROJECTS FOR THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS IS THE ACCOUNTING OF THE TAX COMPONENT IN THE EXPENSES OF THE INVESTOR (OIL AND GAS COMPANY). THE RECEIPT OF INCOME BY THE STATE AND OIL AND GAS COMPANIES FROM THE DEVELOPMENT OF DEPOSITS FOR THE EXTRACTION OF HYDROCARBON RAW MATERIALS DEPENDS ON THE APPLICATION OF AN OPTIMAL TAX REGIME THAT TAKES INTO ACCOUNT THE INTERESTS OF BOTH PARTIES

Ключевые слова: *информационные технологии, базы знаний, базы данных, интеллектуальная система, оптимальные решения, удельные нормативы затрат, экономическая эффективность.*

Богаткина Юлия Геннадьевна
к.т.н, в.н.с.

Сарданашвили Ольга Николаевна
к.т.н, с.н.с.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН)

Нефтегазовый сектор является базовым для стран, обладающих запасами углеводородного сырья, что играет важнейшую роль в формировании доходов государственного бюджета и народного хозяйства. Главной целью реализации нефтегазовых проектов для минерально-сырьевого сектора состоит в обеспечении того, чтобы государство получало соответствующую плату за свои природные ресурсы и распределяло доходы при их эксплуатации так, чтобы содействовать инвестициям в разработку месторождений природных углеводородов с целью устойчивого экономического роста в стране. Для нефтегазодобывающей отрасли обоснование прогноза развития добычи нефти и эффективное использование ресурсов и запасов месторождения – это основная цель многостадийного проектирования. Прогнозные показатели включаются в технико-экономическое обоснование (ТЭО), технологические схемы, проекты, что и создает реальную предпосылку для разработки проектных документов на единой методологической и критериальной основе [1–3].

Таким образом, необходимость в комплексном экономико-информационном подходе, включающем вопросы проведения и использования результатов экономической оценки эффективности разработки нефтегазовых месторождений, в настоящее время является особенно актуальной.

Обоснованность и надежность выбора направлений инвестиций в нефтегазодобывающий комплекс можно повысить путем дальнейшего развития и совершенствования теоретической и методической основы оценки вариантов разработки в проектных решениях.

Задачей анализа экономической эффективности нефтегазовых инвестиционных проектов является расчет основных экономических показателей оценки вариантов разработки месторождений и выбор оптимального варианта при возможно полном извлечении из пластов запасов природных углеводородов.

При составлении моделей расчетов экономических показателей и оценки вариантов разработки, учитывается принципиальная особенность принадлежности месторождений, пластов, эксплуатационных объектов к двум основным группам. Новые месторождения, пласты и объекты с растущей добычей и «старые» разрабатываемые, со снижающейся добычей нефти. В экономические расчеты, оценку и сравнение вариантов обязательно включается вариант с ранее утвержденным при подсчете запасов нефти ккоэффициентом нефтеотдачи. Сравнение показателей проводится в динамике, по периодам разработки и за экономически обоснованный проектный срок оценки. При этом сопоставляются следующие основные технико-экономические показатели и критерии оценки вариантов: плотность сетки скважин, срок разработки, коэффициент нефтеотдачи, количество скважин, извлекаемые запасы, максимальный уровень добычи (проектная мощность), капитальные вложения по источникам финансирования, эксплуатационные расходы с выделением амортизации и заработной платы, чистый дисконтированный доход, внутренняя норма доходности, срок возмещения (окупаемости) первоначального капитала, а также определение дохода государства с учетом действующих налоговых моделей [1–3].

Следует отметить, что технологические особенности разработки нефтегазовых месторождений легли в основу создания информационной базы данных нормативных показателей капитальных и эксплуатационных затрат с возможностью функционирования информационной модели в отраслевой системе [4–8].

База данных включает капитальные затраты в буровых работах. К ним относятся затраты на центрифуги, вибросита, специальные растворы и химреагенты для повышения эффективности и экологичности нефтяного промысла. Также предусматриваются затраты на использование обсадных труб, устьевого оборудования и оборудования для заканчивания скважин, а также затрат на применение буровых станков, оснащенных верхними силовыми приводами.

Состав капитальных затрат в обустройство промысла включает в себя затраты в оборудование скважины под эксплуатацию, затраты в комплекс сбора и транспорта нефти и газа, затраты на закачку рабочего агента и затраты по объектам общего назначения (электроснабжение и связь, автоматизация и телемеханизация, автодорожное строительство, базы и промводснабжение).

В эксплуатационные расходы на добычу продукции входят условно-постоянные затраты на капитальный ремонт и обслуживание скважин, затраты на заработную плату и прочие условно-постоянные затраты. Условно-переменные затраты включают в себя расходы на вспомогательные материалы, топливо и энергетические затраты.

Также в состав базы данных входят нормы налоговых отчислений и платежей, включаемых в соответствии с Налоговым кодексом РФ [9–11].

На основании методики экономической оценки вариантов разработки месторождений углеводородов, была разработана база знаний, включающая модели расчета технико-экономических показателей в нефтегазовых инвестиционных проектах. Модель базы знаний основана на опыте технико-экономической оценки месторождений нефти и газа как у нас в стране, так и за рубежом. В базу знаний был включен ряд налоговых моделей одних из крупнейших нефтегазодобывающих стран как инструментов для формирования наиболее эффективных вариантов разработки зарубежных месторождений с использованием механизмов компьютерного моделирования [8].

Система обеспечивает оперативное и качественное проведение экономических расчетов по многочисленным вариантам и подвариантам с выбором оптимального решения, определяющего стратегию и прогноз развития добычи нефти, что в период цифровизации нефтегазодобывающей отрасли является наиболее актуальным.

Проведение вычислений в системе основано на доходном подходе, который предусматривает определение чистого дисконтированного дохода недропользователя и государства как основного критерия оценки.

В качестве примера применения разработанной системы приведем технико-экономическую оценку освоения Ольховского месторождения Пермского края. Это месторождение относится к старым разрабатываемым месторождениям, освоение которого было начато с конца 60-х годов прошлого столетия [8].

В соответствии с действующей классификацией Ольховское месторождение по величине начальных извлекаемых запасов относится к категории средних со сложным геологическим строением. Ольховское месторождение является многопластовым и в геологическом отношении достаточно изучено. В соответствии с действующим проектным документом ОАО «Лукойл» «Дополнение к технологической схеме разработки



ТАБЛИЦА 1. Геолого-технологическая характеристика объектов разработки Ольховского месторождения

Объект	Тип коллектора	Режимы разработки[1]	Начало разработки, год	Степень выработанности запасов, %	Текущий КИН[2], д.е.	Утвержденный КИН[2], д.е.
Пласт 1	карбонатный	1	1971	70,2	0,140	0,200
Пласт 2	терригенный	2	1974	64,5	0,323	0,500
Пласт 3	терригенный	2	1973	36,1	0,181	0,500
Пласт 4	карбонатный	1	1998	39,1	0,117	0,300
Пласт 5	карбонатный		Не разрабатывался			

Примечание: Режимы разработки[1]: 1 – естественный режим разработки; 2 – заводнение; КИН[2] – коэффициент извлечения нефти

ТАБЛИЦА 2. Технологические показатели разработки нефтяных объектов Ольховского месторождения

Объект	Бурение скважин, ед.		Перевод скважин под добычу с других объектов, ед.		Фонд скважин, ед.			Плотность сетки, га/скв.
	1	2	1	2	1	2	Всего	
Пласт 1	8	3	9	2	13	6	19	14,1
Пласт 2	14	7	13	3	66	24	90	11,9
Пласт 3	7	4			9	4	13	27,9
Пласт 4					4		4	25
Пласт 5	1	2					3	156

Примечание: 1 – добывающие скважины; 2 – нагнетательные скважины

Ольховского месторождения» на месторождении было выделено пять эксплуатационных объектов:

- Пласт 1 – C_1t (Т) (Ольховский купол);
- Пласт 2 – C_1tl-C_1bb-C_1rd (Тл + Бб + Мл) (Ольховский купол);
- Пласт 3 – C_1tl-C_1bb (Тл + Бб) (Северо-Восточный купол);
- Пласт 4 – C_2b (Бш) (Ольховский купол);
- Пласт 5 – P_1s (См) (Ольховский купол, район скважины 302).

Выделение эксплуатационных объектов было проведено на основе уточненных фильтрационных параметров продуктивных пластов, физико-химических свойств насыщающих их флюидов, текущего состояния разработки объектов, опыта проектирования разработки аналогичных залежей на месторождениях Пермского региона, а также критериев выделения эксплуатационных объектов на нефтегазовых месторождениях.

С учетом фактических показателей разработки этого месторождения вплоть до 2021 года был составлен экономический прогноз его освоения начиная с 2022 года за рентабельной срок разработки в 25 лет.

Экономическая оценка эффективности разработки Ольховского месторождения выполнена по пяти эксплуатационным объектам (пластам) с применением комплексной экономической методики освоения запасов месторождений природных углеводородов, разработанной в ИПНГ РАН [6].

Геолого-технологическая характеристика объектов разработки и основные технологические показатели Ольховского месторождения по отдельным объектам (пластам) начиная с 2022 года, показаны в табл. 1, 2.

Ниже представлена информация по освоению остаточных запасов нефти Ольховского месторождения по разрабатываемым пластам.

Для пласта 1 предусматривается сокращение капитальных затрат за счет замены бурения боковых стволов (БС) на организацию технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) и одновременно-раздельной закачкой (ОРЗ) с пластом 2. Система воздействия на объект – очагово-избирательное заводнение. Вариантом предусмотрено бурение 8 добывающих скважин и трех нагнетательных скважин.

Для пласта 2 предусматривается сокращение капитальных затрат за счет замены бурения части наклонно-направленных скважин (ННС) на БС и на организацию технологии ОРЭ и ОРЗ с объектом $C1t$ (Т). Для подбора технологии освоения скважин предусмотрено испытание технологии гидроразрыва пласта (ГРП) с применением жидкости разрыва на углеводородной основе в рамках опытно-промышленных работ (ОПР). Предусмотрено бурение 14 добывающих скважин и 7 нагнетательных скважин. Общий фонд – 90 скважин, в том числе 66 добывающих, 24 нагнетательных. Плотность сетки с учетом скважин, выбывших из эксплуатации после отработки запасов, составит 11,9 га/скв.

Для пласта 3 предусматривается сокращение капитальных затрат за счет замены бурения ННС и боковых стволов на бурение горизонтальных скважин и бокового ствола с горизонтальным окончанием. Предусмотрено бурение 7 добывающих скважин (ЗГС) и 4 нагнетательных скважин. Общий фонд – 13 скважин, в том числе: добывающих – 9, нагнетательных – 4. Плотность сетки с учетом скважин, выбывших из эксплуатации после отработки запасов, составит 27,9 га/скв.

Для пласта 4 предусматривается разработка действующим по состоянию на 01.01.2022 г. фондом скважин. Общий фонд скважин – 4.

Пласт 5 не разрабатывался, запасы оценены по категории В2. В связи с этим рассмотрена разработка пробуренным фондом скважин с бурением одной добывающей скважины. Общий фонд – три добывающих скважины. Плотность сетки составит 156,0 га/скв.

Расчетные технико-экономические показатели многопластового месторождения с применением отраслевой системы с учетом двух налоговых моделей показаны на рисунках 1 и 2.

РИСУНОК 1. Расчет чистого дисконтированного дохода недропользователя (ЧДДН) и государства (ЧДДГ) с учетом налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

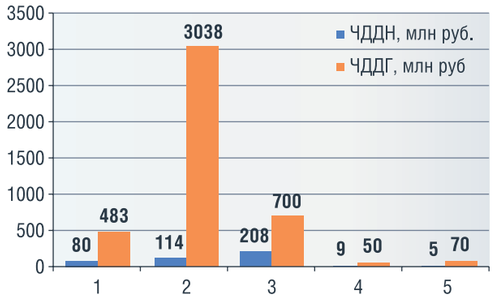
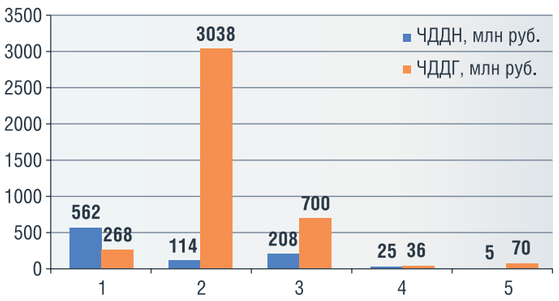


РИСУНОК 2. Расчет чистого дисконтированного дохода недропользователя (ЧДДН) и государства (ЧДДГ) с учетом налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и налога на дополнительный доход (НДД)



Суммарный вариант разработки месторождения в целом включает в себя сумму вариантов по пяти объектам. Накопленная добыча нефти за проектный период по суммарному варианту – 3183 тыс. т, величина чистого дохода – 3114 млн руб., величина чистого дисконтированного дохода недропользователя (за проектный срок при норме дисконта 10%) – 416 млн руб., доход государства – 32 499 млн руб., дисконтированный доход государства – 4341 млн руб.

Одной из актуальных проблем экономической оценки проектов разработки нефтегазовых месторождений является учет налоговой составляющей в расходах инвестора (нефтегазовой компании). Получение дохода государства и нефтегазовых компаний от разработки месторождений по добыче углеводородного сырья зависит от применения оптимального налогового режима, учитывающего интересы обеих сторон.

Так, при экономической оценке остаточных запасов многопластового Ольховского месторождения с применением налогового режима НДПИ чистый дисконтированный доход относительно небольшой (рис. 1). Наиболее экономически эффективной является разработка первых трех пластов, а разработка пласта 4 и пласта 5 находится на грани экономической рентабельности. Как было отмечено, в соответствии с Налоговым кодексом РФ при выработанности запасов более 80% по месторождению возможен переход от налогового режима НДПИ к налоговому режиму НДД [9–11].

В проведенных исследованиях данный подход применим к пласту 1 и пласту 4, выработанность которых в течение прогнозного периода с определенного момента превышает 80% (рис. 2).

На примере разработки Ольховского месторождения показано, что применение налогового режима НДД при разработке 1 и 4 пластов позволило значительно повысить суммарный дисконтированный доход недропользователя (914 млн руб.) при незначительном снижении суммарного дисконтированного дохода государства (4112 млн руб.).

Таким образом, на основе анализа результатов проведенных исследований показано, что при оценке технико-экономической эффективности разработки многопластовых месторождений углеводородов необходимо учитывать возможность применения различных налоговых режимов.

Отметим, что применяемые экономико-информационные технологии обеспечивают компьютерную композицию оптимальной системы разработки месторождений на основе оценки основных технико-экономических критериев по вариантам разработки, а также по нефтегазовому инвестиционному проекту в целом. Результатом экономической оценки является выявление наиболее рационального варианта разработки месторождения, отвечающего достижению оптимального экономического решения при возможно полном извлечении из пластов запасов нефти при соблюдении требований экологии, охраны недр и окружающей среды.

Статья подготовлена по результатам научных исследований, выполненных в рамках государственного задания по теме: «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)» (№ в РОСРИД 122022800270-0).

Литература

1. *Желтов Ю.П., Золотухин А.Б., Пономарева И.А. Методы прогнозирования развития нефтегазового комплекса / М.: Наука. 1991, 230 с.*
2. *Дунаев В.Ф., Максимов А.К. Методы оценки экономической эффективности доразработки нефтяных и газонефтяных месторождений // Нефть, газ и бизнес. – 2000. – № 2. – С. 59–63.*
3. *Родионова Л.Н., Карамутдинова Д.М. Особенности оценки инвестиционных проектов в нефтяной отрасли // Экономика и управление народным хозяйством. – 2015. – № 9 (130). – С. 50–54.*
4. *Поспелов Г.С. Искусственный интеллект – основа новой информационной технологии. М: Наука. 1988, 280 с.*
5. *Вагин В.Н. Дедукция и обобщение в системах принятия решений / М.: Наука. 1988, 384с.*
6. *Гаврилова Т.А., Хорошевский В.Ф. Базы знаний интеллектуальных систем. СПб.: Питер. 2000, 200 с.*
7. *Пономарева И.А, Богаткина Ю.Г. Совершенствование нормативно-налоговой системы для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014. – № 1. – С. 6–9.*
8. *Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования / М.: Макс-Пресс. 2020, 248 с.*
9. *ФЗ РФ от 21.02.1992 г. № 2395-1 «О недрах» (редакция от 01.04.2022 г.) [Электронный ресурс] URL: https://legalacts.ru/doc/zakon-rf-ot-21021992-n-2395-1-o/(дата обращения: 2022-03-11).*
10. *Налоговый кодекс Российской Федерации. Части первая и вторая: текст с посл. изм. и доп. на 1 февраля 2022 г. [Электронный ресурс]. URL:https://nalog.garant.ru/fns/nk (дата обращения: 2022-03-11).*
11. *Закон о включении в периметр НДД 86 участков недр (редакция от 28.06.2022 г.) [Электронный ресурс] https://1prime.ru/energy/20220628/837319563.html?ysclid=l5tk82pmar863095743.*

KEYWORDS: *information technologies, knowledge bases, databases, intelligent system, optimal solutions, unit cost standards, economic efficiency.*



ФИНСКОЙ КОМПАНИИ GASUM УДАЛОСЬ СОХРАНИТЬ ПОСТАВКИ РОССИЙСКОГО СПГ

yle

Финская госкомпания Gasum приобрела российский сжиженный газ на сотни миллионов долларов. Правительство требует остановить закупки. Компания оправдывает свои действия тем, что долгосрочный контракт в любом случае обязывает ее производить оплату. После 2019 г. Gasum закупила газ на сумму более 730 млн евро. По словам представителей компании с «Газпром экспорт» подписано долгосрочное соглашение о поставках. Контракт будет действовать еще несколько лет. Газ сжижается в России на заводе,



который более чем наполовину принадлежит НОВАТЭКу. Это контракт take-or-pay, т.е. Gasum обязана каждый год оплачивать определенное количество СПГ, независимо от того, получает она его или нет. «Gasum запрашивала у России только минимальное количество СПГ, предусмотренное контрактом. Мы не согласовывали никаких дополнительных поставок и не собираемся этого делать в будущем», – пояснили в компании.

ТУРЦИЯ ПРЕКРАЩАЕТ ТРАНЗИТ САНКЦИОННЫХ ТОВАРОВ В РОССИЮ

REUTERS

Турция приостановила транзит в Россию товаров, подпадающих под западные санкции, после усиления давления США и Европы на Анкару с требованием принять меры. Турецкое правительство передало компаниям список иностранных товаров запрещенных для поставок в Россию, заявил глава Стамбульской ассоциации экспортеров черных и цветных металлов. Это была возможность избежать конфронтации с ЕС, куда направляется половина турецкого экспорта в рамках совместного таможенного союза. Новые турецкие ограничения подтолкнули российских импортеров к поиску альтернативных поставщиков в Казахстане и других странах. За семь месяцев до 31 октября в Россию поступили компьютерные и электронные компоненты на сумму не менее 2,6 млрд долл. Продукция почти на треть этой суммы была произведена западными фирмами, чьи чипы обнаружены в российских системах вооружения.

ТРЕЙДЕРЫ НАПРАВЛЯЮТ ФЛОТ СУПЕРТАНКЕРОВ ДЛЯ ПЕРЕВОЗКИ АМЕРИКАНСКОЙ НЕФТИ В ЕВРОПУ

Bloomberg

Для доставки нефти в Европу будут задействованы крупные танкеры, поскольку санкции в отношении российской нефти нарушили глобальные торговые маршруты.

Суда, перевозящие до 1,84 млн барр. нефти в день, должны прибыть из Мексиканского залива в США. Суда меньшей вместимости становятся слишком



дорогостоящими, поскольку их заказывают для транспортировки российской нефти в Азию. Таким образом, снижается общее предложение танкеров, которые перевозят примерно 40 % мировой нефти. Крупнотоннажные суда VLCC и Suezmax перевозят около 60 % сырой нефт из США в Европу, хотя в прошлом году эта цифра составляла 37 %. Обычно для этого рейса используются еще более мелкие суда, известные как Aframax, вместимостью около 700 тыс. барр. Отчасти это связано с тем, что в Европе расположено всего несколько портов, способных обслуживать супертанкеры, которые обычно зарезервированы для длительных путешествий по всему миру. Однако сейчас Aframax в дефиците, поскольку трейдеры заказывают суда для перевозки растущего количества российской нефти в Азию. В результате стало дешевле нанимать самые большие суда. Для супертанкера эта стоимость составляет около 2,7 долл. за барр., для Aframax – 8,5 долл. за барр.

3–6 ОКТЯБРЯ 2023

GF

XII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ

ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

РЕКЛАМА

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

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР ЭКСПОФОРУМ САНКТ-ПЕТЕРБУРГ ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1 +7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2273, 2626) GF@EXPOFORUM.RU 18+ GAS-FORUM.RU



РОДНИКИ
БУТИК-ОТЕЛЬ

www.rodniki-hotel.ru
www.rodniki-hotel.com
+7 (495) 212-12-32

ПЕРЕЗАГРУЗКА ДЛЯ ТОП-МЕНЕДЖЕРОВ в Подмосковье

БУТИК-ОТЕЛЬ «РОДНИКИ» может стать отличным вариантом для проведения совета директоров, важных переговоров с партнерами или тимбилдинга. Всего несколько дней, проведенных здесь, позволят забыть о суете и спешке большого города и решить все вопросы в комфортной и спокойной обстановке. Отель находится в 80 км от Москвы, в глубине леса на семи гектарах охраняемой территории. Преимущество отеля в его размерах, которые идеально подходят для закрытых мероприятий.



На территории отеля расположено шесть дизайнерских коттеджей площадью 320 метров квадратных каждый. Коттедж состоит из трех спален и двух гостиных. В каждом коттедже есть террасы с видом на лес и панорамные окна. Гостиные оборудованы кухонной и обеденной зоной, зоной для отдыха с живым камином. Итальянский дизайн в интерьере и мебели создает впечатление европейского курорта.



Для переговоров предоставляется все необходимое современное оборудование. Различные варианты кофе-брейков и фуршетного меню дополнят Вашу конференцию. Вертолетная площадка на территории отеля позволяет задействовать аэротранспорт и сокращать время в пути.

После окончания рабочего дня гостей ждет ужин в ресторане отеля. Богатое меню и винная карта удовлетворят самые взыскательные вкусы, а прекрасный вид поможет забыть о делах. Ресторан предлагает бизнес-обеды, которые могут быть накрыты для Вас в ресторане, на террасе или поданы в номер. На территории отеля есть оборудованная зона барбекю.

Для полноценного отдыха гости отеля могут воспользоваться услугами банного и СПА комплекса. В отеле разработаны программы спа-ухода с применением новейших технологий и линий профессиональной косметики Academie (Франция), Bellefontainen (Швейцария).



При желании можно заказать парильщика в баню, а индивидуальные спа-услуги могут быть предоставлены прямо в номере. Для более активного отдыха есть фитнес-зал для занятий спортом, парковая зона для прогулок и большая спортивная волейбольно-баскетбольная площадка.



Отель располагается в непосредственной близости от городов – Сергиев Посад, Александров, Переславль-Залесский и предлагает своим гостям уникальную возможность познакомиться с величайшими историческими памятниками русской культуры.

В бутик-отеле «Родники» есть уникальная возможность совместить деловое мероприятие и полноценных отдых. Для корпоративных гостей отель предлагает специальные условия размещения.



Вечер Чайковского –

ужин-концерт в Гранд Отеле Европа

Старейший российский гранд-отель возрождает «Вечера Чайковского», концертную программу оперы и балета, созданную в честь великого композитора.

В парадном зале ресторана «Европа» со старинными витражами со сцены звучат жемчужины мировой музыки. Апофеозом программы всякий раз становятся балетные выступления – па-де-де феи Драже и принца Оршада из балета «Щелкунчик» и «Белое адажио» из «Лебединого озера». Оперные партии звучат в сопровождении ансамбля классической музыки. Концертная программа дополняется изысканным ужином при свечах. Ставшие явлением петербургской культурной жизни, «Вечера Чайковского» проходят в память о прославленном русском композиторе, который дважды останавливался в Гранд Отеле Европа.

В июле 1877 года Пётр Ильич Чайковский приехал в Петербург сразу после бракосочетания с А.И. Милюковой. По приезде Чайковский писал своему брату Анатолию в Москву: «Остановились в Европейской, – очень хорошо и даже роскошно...». Спустя девять лет, 15 июня 1886 года, композитор вновь приехал в Петербург и, как он записал в своем дневнике, «отправился в «Европу».

Сегодня ресторан «Европа», оформленный в 1905 году архитектором Карлом Маккензеном, – образец элегантности вне времени. Главным украшением ресторана в стиле ар-нуво служит витраж «Аполлон на колеснице». Гостей ждёт ужин при свечах с изысканными блюдами русской и европейской кухни, а также лучшие номера из петербургских балетов.





Гранд Отель Европа, открытый в 1875 году, – старейшая гостиница класса люкс в Санкт-Петербурге, расположенная в самом сердце города, на углу Невского проспекта и Михайловской улицы. За свою продолжительную историю отель принимал гостей со всего мира. Здесь император Николай II чествовал принца Сиама, ужинал П.И. Чайковский, давал концерт сэр Элтон Джон и пела Уитни Хьюстон. Здание отеля с пышным фасадом в стиле необарокко, оформленное архитектором Людвигом Фонтана, является памятником архитектуры. Знаменитое витражное панно «Аполлон на колеснице», витражный потолок, изящная деревянная резьба в стиле модерн украшают ресторан «Европа», выполненный по проекту архитектора Карла Маккензена и открытый в 1905 году.

GRAND HOTEL EUROPE
A BELMOND HOTEL
ST PETERSBURG

191186, г. Санкт-Петербург,
ул. Михайловская, 1/7
+7 812 329 6000
Res.ghe@belmond.com

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

17–19 мая

XXV Юбилейная Международная Выставка и Конференция

Нефть и Газ Узбекистана – OGU 2023

г. Ташкент, Узбекистан

19 мая

Международная конференция

Освоение шельфа России и СНГ

г. Москва

22–26 мая

Выставка

Металло-обработка - 2023

г. Москва

23 мая

Международная конференция

Индустриальные масла и СОЖ 2023

г. Москва

23–26 мая

XXXI международная специализированная выставка

Газ. Нефть. Технологии 2023

г. Уфа, ВДНХ-Экспо

31 мая

XII конференция

Строительство в нефтегазовом комплексе (Нефтегазстрой – 2023)

г. Москва

31 мая

28-я Международная выставка и конференция

CASPIAN Oil & Gas/ Нефть и газ Каспия 2023

г. Баку, Азербайджан

МАЙ

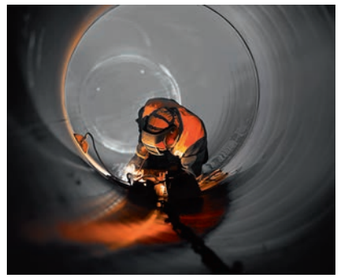
П	1	8	15	22	29
В	2	9	16	23	30
С	3	10	17	24	31
Ч	4	11	18	25	
П	5	12	19	26	
С	6	13	20	27	
В	7	14	21	28	

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…



Маршрут нефти в Китай определит правительство РФ

В апреле 2013 г. «Роснефть» и «Транснефть» вели споры относительно условий поставок нефти в Китай. Первая считает более выгодной схему поставок через территорию Казахстана, вторая – через Монголию. Маршрут определит правительство РФ, но, похоже, что весь проект МГП Алтай ждет забвение.



• Комментарий Neftegaz.RU

К вопросу о строительстве МГП Алтай возвращались неоднократно, но пока безуспешно. В декабре 2019 г. «Газпром» и правительство Монголии подписали Меморандум о взаимопонимании о проведении совместной оценки возможности реализации проекта МГП Союз Восток – магистрального газопровода, который станет продолжением МГП Сила Сибири-2 на территории Монголии, западного маршрута поставок газа в Китай.

В апреле 2022 г. был согласован план работ по строительству газопровода с местными органами управления, а через пару месяцев премьер-министр Монголии Л. Оюун-Эрдэнэ сообщил, что строительство может начаться в 2024 г.

Иран и Ирак расширяют сотрудничество в области нефтяной промышленности

В апреле 2013 г. министр нефти Ирана Р. Касеми заявил, что примерами успешного сотрудничества между двумя странами могут служить разработка находящихся в совместной собственности нефтяных месторождений и предстоящие поставки иранского газа в Ирак. Зимой стало известно о начале в 2013 г. экспорта.

• Комментарий Neftegaz.RU

Контракт на продажу газа Ираку был подписан в июне 2013 г., а в октябре 2015 г. – соглашение о поставках газа в г. Басру, но экспорт был приостановлен из-за проблем с оплатой. В конце 2017 г. иракское правительство одобрило сделку по импорту газа из Ирана в провинцию Дияла, увеличив закупки иранского топлива. Сотрудничество в энергетической области выгодно обеим странам. За последние два года генерация электроэнергии в Ираке выросла на 22%, при этом планируют ввести новые электростанции. Иран поставляет Ираку треть потребляемых объемов газа и 1,2 тыс. МВт электроэнергии в год. В марте 2023 г. министр нефти Ирана Д. Оджи сообщил, что Ирак погасил всю задолженность по поставкам газа и добавил, что экспорт иранского газа в Ирак растет.

Австралия может стать самым крупным экспортером СПГ к 2018 г.

В марте 2013 г. министр Австралии по ресурсам и энергетике Г. Грей заявил, что Австралия может стать самым крупным или вторым по величине экспортером СПГ в мире к 2018 г. благодаря постоянному расширению своего сектора СПГ. Объем производства СПГ в Австралии вырастет до 90 млн т/год.



• Комментарий Neftegaz.RU

К 2018 г. Австралия экспортировала 75 млн т СПГ в год. В конце декабря Shell запустила на шельфе Западной Австралии проект по сжижению природного газа Prelude FLNG мощностью 3,6 млн т СПГ в год, благодаря чему совокупные мощности страны по производству СПГ были увеличены до 86,6 млн т в год. С 2016 г. Австралия удерживала второе место в поставках сжиженного газа уступая Катару, но в октябре 2018 г. была введена в эксплуатацию вторая линия проекта Ichthys LNG на 8,9 млн т СПГ в год и в ноябре Австралия вышла на первое место по объемам экспорта СПГ. ●

23-26 мая 2023
Уфа, Республика Башкортостан

Российский нефтегазохимический форум

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

31-я международная выставка

РЕКЛАМА

www.gntexpo.ru
+7 (347) 246-41-77
gasoil@bvkexpo.ru
ВДНХ ЭКСПО

ОРГАНИЗАТОРЫ
ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ

ТРАДИЦИОННОЕ СОДЕЙСТВИЕ
СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ
СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ
НПАА
СПГ
ЭНЕРГОИННОВАЦИЯ

ПАРТНЕРЫ ДЕЛОВОЙ ПРОГРАММЫ
РСТ ЦСМ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН
РОСНЕФТЬ
БАШНЕФТЬ
БСК
ГАЗПРОМ НЕФТЬ
ГАЗПРОМ ИНВЕСТ
НАУРР

Посетители выставки Нефтегаз-2022

Профессор Дроздов А.Н.

Участники конференции Механизированная добыча 2023

Посетители выставки Нефтегаз-2022

У. Абуталипов, А. Мещеряков

Участники конференции Механизированная добыча 2023

Участники выставки Нефтегаз-2022

Участники конференции Механизированная добыча 2023

Р. Камалетдинов

Участники выставки Нефтегаз-2022

Участники конференции Механизированная добыча 2023

Посетители выставки Нефтегаз-2022

Участники конференции Механизированная добыча 2023

Участники конференции Механизированная добыча 2023

Участники конференции Механизированная добыча 2023

З. Трифонова

Участники выставки Нефтегаз-2022

Участники конференции Механизированная добыча 2023

Посетители выставки Нефтегаз-2022

Участники конференции Механизированная добыча 2023

С. Еременко

Участники конференции Механизированная добыча 2023

Посетители выставки Нефтегаз-2022

Участники конференции Механизированная добыча 2023

БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Оборудование для добычи нефти и газа*
- *Буровое оборудование и инструмент*
- *Буровые установки и их узлы*

Основные особенности выпускаемых буровых установок

- Установки выполнены в блочно-модульном исполнении, транспортирование ведется мелкими блоками на трейлерах и агрегатами – на транспорте общего назначения.
- Электрические установки оборудованы полностью регулируемым приводом переменного тока с частотным регулированием.
- Питание приводных электродвигателей переменного тока производится через комплектное тиристорное устройство в контейнерном исполнении от дизель-электрических станций и/или от ЛЭП.
- Установки комплектуются кабиной бурильщика, оборудованной системой вентиляции и кондиционирования воздуха.
- Установки комплектуются одно- или двухскоростной буровой лебедкой.
- Конструкция установок позволяет до минимума уменьшить отрицательное влияние на окружающую среду.
- Вышки буровых установок адаптированы к установке системы верхнего привода любого производителя.
- Сервис при поставке:
  – контрольная сборка;
  – шефмонтаж и пусконаладочные работы;
  – техническая диагностика машин и механизмов;
  – гарантийное и послегарантийное сервисное обслуживание и ремонт;
  – обеспечение запасными частями. ●

МОБИЛЬНЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	МБУ 2500/160 Д (к)	МБУ 3200/200 Д (к)	МБУ 3200/200 ДЭР
Грузоподъемность	**160 тс**	**200 тс**	**200 тс**
Глубина бурения	**2500 м**	**3200 м**	**3200 м**
Привод	**дизельный**	**дизельный**	**дизель-электрический**
Высота основания	**6.5 м**	**6.5 м**	**7.8 м**
Талевый канат	**28 мм**	**28 мм**	**28 мм**
Буровая лебедка	**600 кВт**	**600 кВт**	**670 кВт**
Буровые насосы	**2 x 600 кВт**	**2 x 600 кВт**	**2 x 1180 кВт**



Мобильные буровые установки грузоподъемностью от 160 до 200 тонн с условной глубиной бурения от 2500 до 3200 метров. Мобильные буровые установки могут иметь самоходный или полуприцепной вариант исполнения вышечно-лебедочного блока. Основные модули установок включают встроенные транспортные устройства. Все оборудование установок встроено в сертифицированные полуприцепы и транспортируется седельными тягачами. Установки оснащаются двухсекционной мачтой с открытой передней гранью с безъякорными растяжками. Установки изготавливаются с дизельным, дизель-электрическим или электрическим регулируемым приводом основных механизмов с системой управления с пульта бурильщика. В зависимости от требований заказчика мобильные буровые установки оснащаются циркуляционной системой объемом от 120 до 250 куб. м и различными наборами вспомогательного и очистного оборудования. ●

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-2,5А



Установка разведочного бурения смонтирована на автомобиле КамАЗ-4310 и включает мачту 3 с кронблоком 1 и вертлюгом 2, буровой насос 4, гидравлический домкрат подъема мачты 5, электрооборудование 6, пневмосистему 7, главную трансмиссию, механизм подачи, устройство для шнекового бурения, коробку передач, лебедку, устройство для развинчивания труб, ротор и систему управления.

БУРОВАЯ УСТАНОВКА УРБ-30

Предназначена для структурно-поискового бурения на нефть и газ роторным способом в породах мягкой и средней твердости с прямой промывкой

Состоит из следующих мачты телескопической, двухсекционной с открытой передней гранью; лебедки с коробкой перемены передач с приводом от тягового двигателя автомобиля; трансмиссии для передачи вращательного движения от коробки отбора мощности автомобиля к раздаточному редуктору для бурового насоса и генератора, к коробке перемены передач лебедки, гидронасосам; талевого блока; ограничителя высоты подъема талевого блока; ограничителя грузоподъемности; гидродомкратов для нивелировки агрегата с прибором для контроля; гидропневосистем и электрооборудования для обеспечения производства работ и вспомогательных операций; устройства для отвода выхлопных газов оснащенного искрогасителем; электронного индикатора веса ИВЭ-50; устройства для фиксации талевого блока и защиты мачты от повреждений при передвижении; устройства аварийного отключения двигателя; кронблока; манифольда с прибором контроля давления и соединением БРС; трансформатора с выпрямителем постоянного тока на 24 В; вертлюг 30 т; поста бурильщика для проведения технологических операций при бурении; основания (фундаментные балки) передние и задние для установки гидродомкратов; рабочей площадки с укрытием; звукового сигнала на посту бурильщика; гидрораскрепителя; пневмосистемы, оснащенной осушителем воздуха; ротора Р410; насоса буровой НБ 50; генератора ГС 250 (30 кВт); балкона верхового рабочего; подсвечника; лебедки вспомогательной гидравлической.



БУРОВАЯ УСТАНОВКА УШ-2Т4/2Т4В



Предназначена для бурения поисково-оценочных и сейсморазведочных скважин; бурения скважин различного назначения при выполнении строительных работ.

Установка монтируется на шасси гусеничного трактора Т10Б2121, что позволяет применять установку на грунтах с малой несущей способностью (болота, снежный покров, оттаявший мерзлый грунт). Привод установки осуществляется от двигателя трактора. Механический привод подвижного вращателя дает возможность совместить стабильно высокие значения крутящего момента с возможностью создания высоких осевых нагрузок на породоразрушающий инструмент уже на первых метрах бурения. Конструкция вращателя установки обеспечивает возможность его отвода в сторону от оси скважины, для выполнения спуска и подъема бурильных труб.

Для удобства управления и повышения безопасности работ установка комплектуется съемной площадкой оператора бурения. ●

ЦИТАТЫ



П. Сорокин

Россия не намерена продавать нефть по любой цене ради объемов



Д. Речан

Мы можем отказаться от каждого кубометра газа или от каждого киловатта электроэнергии



Дэн Сяопин

У Ближнего Востока есть нефть. У Китая есть редкоземельные металлы



К. Нехаммер

Вена стремится стать технологическим лидером в мире с нулевым уровнем выбросов



А. Новак

Россия не видит рисков для загрузки НПЗ из-за добровольного сокращения добычи нефти



Д. Йеллен

Банковская система США стабилизируется за счет жестких мер финансовых регуляторов



Си Цзиньпин

Мы всегда за мир и диалог, твердо стоим на верной стороне истории



К. Симсон

Россия больше не является поставщиком газа номер один в Европу



В. Парликов

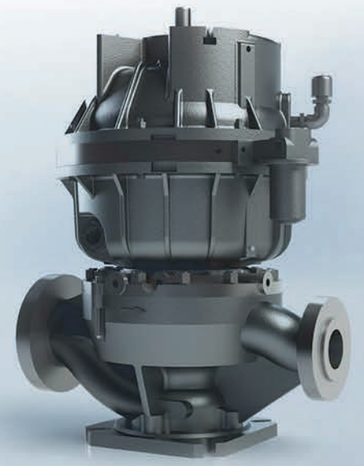
Мы не отказываемся от возможности закупок газа у Газпрома

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: ТР ТС 010/2011, ТР ТС 012/2011, ТР ТС 020/2011
- **Квалифицированный поставщик:** BASF, BP, CTCI, Daelim, Enter, Fluor, Foster Wheeler, GS, Hyundai, Saipem, Samsung, Tecnimont, Toyo
- **Насосы применялись** в процессах, лицензированных Invista, BP,Univation, Technip, UOP, Axens, Fluor, Siemens и Johnson Matthey
- **Конечные потребители в СНГ:** ООО «Амурский газохимический комплекс» (Сибур), Иркутская нефтяная компания, АО «ПОЛИЭФ» (Сибур), Русоксо и ПКОП Шымкентский НПЗ



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

РЕКЛАМА

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



ВЫГОДНАЯ РАССРОЧКА ОТ 4 МЛН ₽

НА ПРЕМИУМ-КВАРТИРЫ

Квартиры на высоте, открывающие новый взгляд на город – это небоскребы премиум класса HIGH LIFE от девелопера PIONEER. Футуристичная архитектура башен у Садового кольца здесь сочетается с настоящим оазисом собственного благоустроенного парка в центре Москвы и клубной инфраструктурой, доступной только для жителей. Видовые эркеры открывают панорамы любимого города, а квартиры с готовой премиальной отделкой становятся лучшим выбором для прогрессивных жителей мегаполиса.

PIONEER

HIGHLIFE.RU

ДОМ РФ | ФИНАНСИРОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА
АО «Банк ДОМ.РФ»

Реклама. Застройщик АО «СЗ»ЛАЙФ ПАВЕЛЕЦКАЯ», Проектная декларация на наш.дом.рф. *Высшее общество. 0+