БУРОВАЯ БЕЗ ЛЮДЕЙ

ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ И ПРЕДИКТИВНЫЙ АНАЛИЗ

КОНВЕРСИЯ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

4 [112] 2021

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ

Входит в перечень ВАК

Сибирская Сервисная Компания

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

Надежность в партнерстве!

Качество в работе!

Уверенность в будущем!

ПАРТНЕРЫ

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

ФИЛИАЛЫ

Нефтеюганский филиал:
+7 (3463) 313-331

Томский филиал:
+7 (3822) 90-95-96

Красноярский филиал:
+7 (391) 278-87-90

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

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

СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Африка или Арктика? 6

15 млрд рублей направят на развитие Арктики 8

События 10

Первой строчкой 12

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Новые технологии разведки и добычи. Проблемы и перспективы использования малыми предприятиями 14

НЕФТЕСЕРВИС

Новый рекорд по скорости бурения скважин установили сотрудники Нефтеюганского филиала ССК 22

Новые технологии разведки и добычи

Проблемы и перспективы использования малыми предприятиями

14

Умные композиции для увеличения нефтеотдачи

28

НЕФТЕСЕРВИС

Конверсия тяжелой нефти 24

Умные композиции для увеличения нефтеотдачи 28

Снижение затрубного давления 38

ЭКОЛОГИЯ

СПГ-электростанции: гибкость и надежность с низким уровнем выбросов 44

ШЕЛЬФ

Роль Российского морского регистра судоходства в реализации стратегии по освоению Арктики 48

Система наименований судов технического флота нефтегазовой промышленности: исторические традиции и реальность 54

ШЕЛЬФ

Перспективы развития портовой инфраструктуры арктического региона 64

Эволюция технических решений для Штокмановского ГКМ и современный взгляд на его обустройство 74

СПЕЦТЕХНИКА

Надежная техника для ключевых производств 84

АРКТИКА

Северные рубежи российской газодобычи. Решения «Трест Коксохиммонтаж» для обустройства Северо-Русского блока месторождений 88

Континентальный шельф Арктической зоны РФ – территория формирования федерального резервного фонда месторождений углеводородов 90

Буровая без людей:

от Центра удаленного сопровождения до автоматизации процесса наклонно-направленного бурения

158

Деловая программа выставки НЕФТЕГАЗ-2021

196

АРКТИКА

Арматура ПТПА для критических условий эксплуатации 100

Календарь событий 103

ПЕРЕРАБОТКА

«Легкие фракции» – для решения тяжелых проблем 106

Моделирование процесса сероочистки газов 110

Переработка серы: сероуглерод 118

Переработка серы: сероокись углерода 121

ТРАНСПОРТИРОВКА

Особенности динамики берегов северо-восточного побережья о. Сахалин 124

ТРАНСПОРТИРОВКА

Исследование выявляемости дефектов стенки магистрального газопровода магнитным дефектоскопом 132

ДОБЫЧА

Цифровая трансформация механизированной добычи 140

Интеллектуальная добыча. Автоматизированное рабочее место технолога 146

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Цифровизация и моделирование теплофизических процессов при мониторинге надежности нефтепроводов Арктической зоны РФ 152

Буровая без людей: от Центра удаленного сопровождения до автоматизации процесса наклонно-направленного бурения 158

Цифровые двойники и предиктивный анализ работы установок ЭЛН в осложненных условиях 164

РЫНОК

Оговорка о форс-мажоре в контрактах купли-продажи СПГ: применение, смягчение и преодоление последствий 172

Динамика рынка акций компаний нефтегазового сектора в условиях пандемии 178

Россия в заголовках 188

Хронограф 189

Новости науки 190

Нефтегаз Life 192

Классификатор 194

ВЫСТАВКИ И КОНФЕРЕНЦИИ

Деловая программа выставки НЕФТЕГАЗ-2021 196

Цитаты 200

ЭПОХИ НГК

337 лет назад

В 1684 году иркутский письменный голова Л. Кислянский в районе Иркутского острога на реке Ухте обнаружил нефть. Местные жители собирали ее с поверхности воды и использовали в качестве смазочного материала.

319 лет назад

В 1702 году в первом выпуске газеты «Ведомости» была опубликована статья об обнаружении нефти на реке Сок в Поволжье.

304 года назад

В 1717 году впервые были описаны нефтяные месторождения в районе Грозного.

276 лет назад

В 1745 году российским предпринимателем Федором Прядуновым на реке Ухте построен первый в мире нефтеперегонный завод, производивший единственный продукт – прямогонный осветительный керосин.

200 лет назад

В 1821 году туркмены на лодках по Каспию вывезли из района Небит-Даг в страны Ближнего Востока более 640 тонн сырой нефти.

162 года назад

В 1859 году Э. Дрейк пробурил первую нефтяную скважину в штате Пенсильвания. Эта дата стала днем рождения нефтедобывающей промышленности в США.

131 год назад

В 1890 году русский инженер В.Г. Шухов изобрел способ расщепления тяжелых углеводородов – «термический крекинг», что позволило резко увеличить объемы выхода легких фракций керосина и бензина.

84 года назад

В 1937 году из скважины №1 в Бугуруслане получена первая промышленная нефть Оренбуржья.

56 лет назад

В 1965 году открыто уникальное месторождение Самотлор с 36 млрд баррелей доступной нефти.

2 года назад

В 2019 году доля нефтегазовых доходов в федеральном бюджете превысила 40%.

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Артур Гайгер
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Денис Савосин
Сабина Бабаева

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
Вологодский государственный университет

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

Гриценко Александр Иванович
д.т.н., профессор, академик 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
д.т.н., профессор, действительный член РАИН, Военно-морская академия

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

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

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Мария Петровичева
Дмитрий Аверьянов
Денис Давыдов
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Екатерина Мардасова
Артур Оганесян
Анна Егорова

pr@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Служба технической поддержки
Андрей Верейкин
Сергей Прибыткин
Евгений Сукалов

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

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:
127006, г. Москва, ул. Тверская, 18, корпус 1, оф. 810
Тел. (495) 650-14-82, 694-39-24
www.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.ru

Подписной индекс МАП11407

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

ТЕХНИКА, НЕ ЗНАЮЩАЯ ПРЕГРАД
VEHICLES OVERCOMING ALL OBSTACLES

VOLAT

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.

Multi-axle all-wheel drive VOLAT chassis of enhanced cross-country and load capacity is a reliable, proved by operation experience wheelbase for mounting of various installations involved in the exploration, drilling, repair and maintenance works in oil and gas industry: mobile drilling rigs, coiled tubing equipment, compressor, cementing units, nitrogen stations, equipment for geological exploration works, etc.

МИНСКИЙ ЗАВОД КОЛЁСНЫХ ТЯГАЧЕЙ

MINSK WHEEL TRACTOR PLANT

220021, Республика Беларусь
г. Минск, пр-т Партизанский, 150
тел. (+375 17) 330-19-54

www. volatdefence.com
link@mzkt.by

12 % всех товаров проходят через Суэцкий канал

В конце марта Россия испытала в Арктике гиперзвуковые крылатые ракеты «Циркон»

Одной из причин инцидента называется череда терактов с целью влияния на нефтяные котировки

СПГ-танкер ледового класса Arc7 совершил переход по восточной трассе СМП без сопровождения ледокола

АФРИКА ИЛИ АРКТИКА?

Анна Павлихина

В марте контейнеровоз Ever Given сел на мель в Суэцком канале заблокировав на шесть дней движение по главному транспортному маршруту при перевозке товаров из Азии в Европу.

В значимости канала для мировой торговли никого убеждать не надо: четверть всей продаваемой в мире нефти, треть контейнерных перевозок и 12 % всех товаров проходят через Суэц. Результатом простоя всего этого добра стало скопление у берегов Египта товара на полсотни миллиардов долларов США. Россия также активно пользуется этим маршрутом: из попавших в блокаду 10 млн барр. нефти четверть принадлежала российским компаниям.

Относительно того, что стало причиной инцидента, высказываются разные версии. Так, «Новая газета» пишет о серии терактов на нефтяной инфраструктуре Саудовской Аравии, организованной хуситами с целью повлиять на котировки нефти. Череда взрывов, с переменным успехом поднимавших цену на нефть, не имела долгосрочного эффекта, и террористы прибегли к другой тактике – блокировке Суэцкого канала. Среди прочих доказательств в пользу этой версии авторы приводят схему движения застрявшего контейнеровоза при входе в канал с совершенно непечатным содержанием.

Как бы там ни было, пока суда стояли в пробке, цена на нефть логичным образом выросла, но сразу после ликвидации аварии снова упала. За предыдущий год и азиатские, и европейские страны скопили существенные нефтяные запасы, которые используются, когда нефть стоит дороже привычного, поэтому подобными методами надолго зафиксировать уровень цены не получится.

С искусственным происхождением ЧП согласны не все. Председатель подкомитета по транспорту и логистике РСПП О. Дунаев видит причину в неэффективности работы службы Суэцкого канала. В пользу этой точки зрения говорит повторение сценария ровно через неделю: 6 апреля танкер Rumford и следующий за ним Minerva Nike тоже сели на мель в Суэцком канале.

Игнорируя эти доводы, руководство канала настаивает на том, что причиной случившегося стали песчаная буря и ветер. Какой бы версии не придерживались эксперты, они правы в том, что прецедент создан и он привлечет внимание к альтернативным маршрутам. Их два – вокруг Африки, что удлинит срок доставки на две недели, и по Северному морскому пути, что сократит время доставки с 45 до 31 суток.

16 января 2021 г. СПГ-танкер ледового класса Arc7 «Кристоф де Маржери» достиг траверза мыса Дежнева и завершил переход по трассе СМП в восточном направлении без сопровождения ледокола. Это значит, что Арктика становится более доступной. Таяние льдов северных морей открыло массу возможностей для арктических стран. А экономические возможности, как известно, неразрывно связаны с политическими интересами.

И если Исландия и Финляндия делают ставку на развитие туризма в регионе, то Россия строит планы по добыче углеводородов, а также по активному использованию СМП. Это вызывает зависть и опасения. Поэтому ряд стран, прежде всего США и Великобритания, намерены не допустить Россию к единоличному пользованию торговым маршрутом. В этой монополии они усматривают механизм политического влияния. Но, при прочих равных, никто не склонен подозревать в подобном владельцев Суэцкого канала.

Сегодня канал принадлежит Египту. Доходы от его использования составляют вторую по объему статью доходов бюджета этой страны после туризма, и манипулировать им в политических целях стране не выгодно. Но история знает случаи, когда канал превращался в орудие военно-политических интересов. Так, в годы мировых войн судоходство регулировала Великобритания, а после национализации канала в июне 1956 г. властями Египта началась недельная война, в ходе которой он был частично разрушен и, как следствие, судоходство стало невозможным в течение года. В 1973 г. во время арабо-израильской войны канал был заминирован и также не мог использоваться. Ничего не предвещает повторения подобного в наши дни, но Ближний Восток – место неспокойное, и недавнее происшествие с Ever Given прямое тому подтверждение. Но ни печальные исторические эпизоды, ни недавние события не ставят под сомнение надежность использования африканского маршрута, в отличие от СМП, регион локации которого становится площадкой для демонстрации достижений военного искусства и технологий.

В конце марта Россия испытала в Арктике гиперзвуковые крылатые ракеты «Циркон», а месяцем ранее вывела на орбиту спутник «Арктика М», официальной целью которого является слежение за климатом и экологической обстановкой в регионе. США ответили на это запуском программы «Арктический воин», в ходе которой солдаты получают навыки ведения боевых действий в арктических условиях.

О присутствии своего военно-морского флота в Арктике начиная с марта сообщила Великобритания, «чтобы не позволить России и Китаю монополизировать новые торговые маршруты», – пишет проф. Клаус Доддс.

Обеспокоенная происходящим Дания на всякий случай увеличила расходы на оборону на 200 млн долларов США. И как тут не забеспокоиться, когда все арктические соседи вооружаются. Чем быстрее будут таять льды, чем более судоходным будет становиться Северный морской путь, тем выше будет градус политического напряжения в регионе. Очевидно, что через 10–15 лет СМП составит существенную конкуренцию Суэцкому каналу и за контроль над ним придется бороться, будем надеяться, только экономическими методами.

Литература

1. *https://novayagazeta.ru/articles/2021/03/27/tanker-kotoryi-smog*
2. *https://www.prospectmagazine.co.uk/magazine/the-battle-for-the-arctic*

15 МЛРД РУБЛЕЙ НАПРАВЯТ НА РАЗВИТИЕ АРКТИКИ

Елена Алифирова

В рамках новой государственной программы правительство выделит 15 млрд руб. на развитие Арктики. Цель программы, как отметил глава правительства М. Мишустин, – обеспечение устойчивого развития региона, а также создание новых рабочих мест и повышение доходов людей.

Программа развития Арктической зоны рассчитана на период с 2021 по 2024 гг. и предполагает реализацию двух подпрограмм:

Создание условий для привлечения частных инвестиций и создания новых рабочих мест в Арктической зоне РФ, а также создание условий для устойчивого социально-экономического развития Арктической зоны РФ.

Показателями реализации Программы станет накопленный объем внебюджетных инвестиций резидентов – 176,1 млрд рублей, 30 тыс. рабочих мест, улучшение условий для привлечения внебюджетных инвестиций и стимулирования предпринимательской активности.

Все бюджетные средства Программы идут на реализацию Подпрограммы 1, но показатели реализации Программы и Подпрограммы совершенно разные. В частности, показателями реализации Подпрограммы должно стать возросшее до 320 число резидентов, объем внебюджетных инвестиций – 63,4 млрд рублей, 1,5 тыс. новых рабочих мест. А также совершенствование инвестиционно привлекательного правового режима государственной поддержки предпринимательской деятельности в АЗРФ, стимулирующего: переход к экономике замкнутого цикла, осуществление частных инвестиций в проведение ГРР, создание новых и модернизацию действующих промышленных производств, развитие высокотехнологичного производства, разработку новых нефтегазовых провинций, разработку месторождений твердых полезных ископаемых и ТрИЗ, глубокую переработку нефти, производство СПГ и газохимической продукции. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

ЛУКОЙЛ предупредил власти о возможной консервации месторождения им. Корчагина на шельфе Каспия из-за внеплановой отмены льготы по экспортной пошлине в конце 2020 г. В среднесрочной перспективе добыча на месторождении становится операционно убыточной. Должно ли Правительство предоставить льготу на разработку месторождения?

Должен ли ЛУКОЙЛ получить льготы на разработку месторождения им. Корчагина?

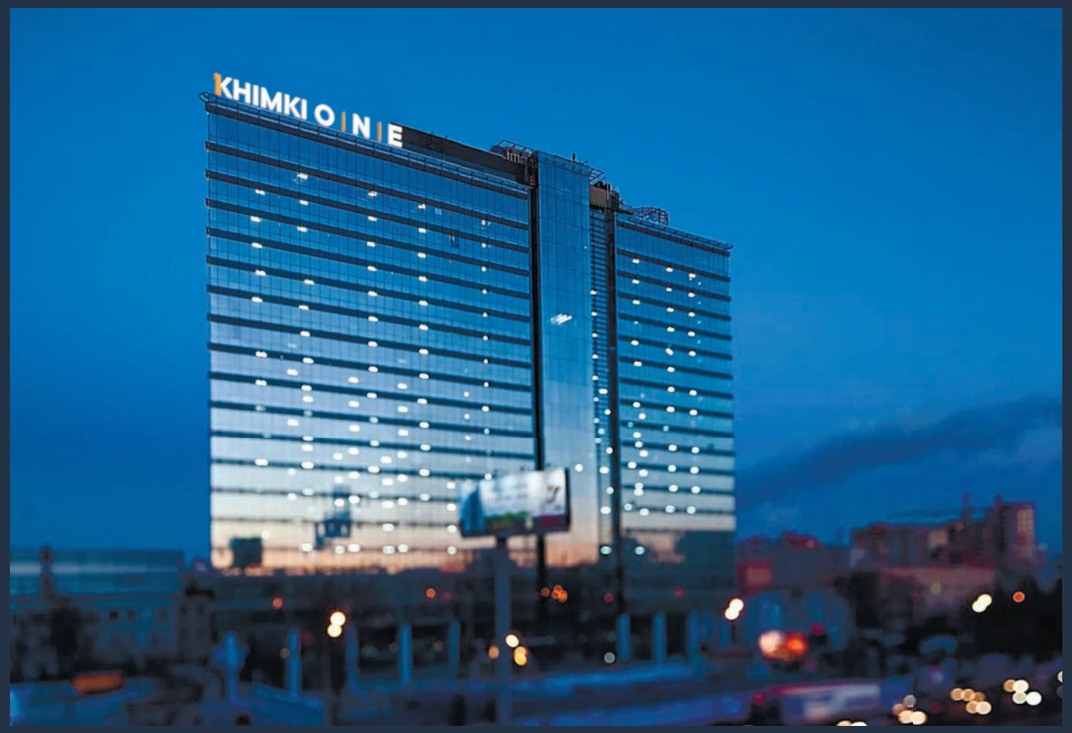
- **26%** Да, иначе компания прибегнет к консервации месторождения, а это чревато технологическими рисками
- **15%** Нет, шельфовое месторождение нельзя перевести на НДД
- **14%** Да, иначе добыча прекратится, и бюджет недополучит возможный доход
- **14%** Нет, месторождение находится на одном участке с другими месторождениями, которые уже имеют налоговые льготы
- **15%** Да, все крупные нефтяные компании получают компенсацию после отмены льгот
- **16%** Нет, внутренняя норма доходности его разработки превышает 16,3 %, что является хорошим показателем

В зоне строительства магистрального газопровода Северный поток-2 было замечено повышение активности иностранных судов, кораблей и самолетов. Что они там делали?

Что польские подводные лодки и вертолеты делали в зоне строительства газопровода Северный поток-2?

- **58%** Создавали реальную угрозу возникновения аварийных ситуаций с непредсказуемыми последствиями
- **2%** Случайно нарушили охранную зону в погоне за косяком балтийской трески
- **36%** Тормозили работы, ведь разрешение на строительство Дания дала до конца мая 2021 г., а отвлекающие маневры мешают соблюдению сроков
- **2%** Следили за ходом строительных работ на предмет соответствия международным стандартам
- **2%** Готовили почву для строительства газопровода Baltic pipe

KR PROPERTIES
Девелопер уникальных проектов



РЕКЛАМА

1 KHIMKI O|N|E

Бизнес-центр класса А

Аренда панорамных офисов от 200 м²
Различные варианты отделки
Трехуровневый подземный и наземный паркинг

Химки, Ленинградская, 25
(495) 780 40 40
kr-pro.ru

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

Труба вместо автомобиля

Газпром нефть запустила трубопроводную систему транспортировки нефти с Чаяндинского месторождения до ВСТО.

Напорный нефтепровод от УПН Чаяндинского месторождения до узла запуска очистного устройства № 1 УКПГ-3 нефтепровода Чаянда – ВСТО заменил собой автомобильную доставку, повысив качество и скорость транспортировки.

Сдача нефти Чаяндинского НГКМ в МНП ВСТО началась в декабре 2019 г., однако часть маршрута транспортировки нефти была реализована

путем перевозки нефти нефтевозами на участке от установки подготовки нефти (УПН) Газпромнефть-Заполярье до установки комплексной подготовки газа № 3 (УКПГ-3) Газпром добыча Ноябрьск, где нефть смешивали с газовым конденсатом для последующей транспортировки по нефтепроводу Чаянда – ВСТО протяженностью 72 км и пропускной способностью более 2 млн т/год.

В Усть-Луге построят ГХК

Строительство начнется весной 2021 г. Балтийский химический комплекс получил разрешение на строительство ГХК в составе интегрированного комплекса по переработке этансодержащего газа в Усть-Луге Ленинградской области. Сегодня в рамках проекта ГХК ведется строительство инфраструктурных объектов. Завершена подготовка площадки к началу строительно-монтажных работ. 19 марта 2021 г. был одобрен проект строительства ГПЗ и завода по производству СПГ в составе комплекса переработки этансодержащего газа в районе пос. Усть-Луга, который будет включать ГХК, мощностью 3 млн т/год полимеров; ГПЗ с тремя технологическими линиями; СПГ-завод с двумя технологическими линиями.

EUGAL выведен на полную мощность

Газопровод European Gas Pipeline Link (EUGAL) – сухопутное продолжение Северного потока-2 в Германии – выведен на полную мощность, что стало результатом запуска второй нитки. На данный момент в эксплуатацию введены обе нитки МГП и компрессорная станция. В настоящее время газопровод позволяет транспортировать 55 млрд м³/год газа. МГП протяженностью 814 км предназначен для доставки газа от приемного терминала Северный

поток-2 в г. Лубмин до г. Ольбернау на германо-чешской границе; проходит параллельно МГП OPAL – восточному отводу от МГП Северный поток, соединяющему его с ГТС Центральной и Западной Европы.

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

Первый ротор для АЭС Аккую

Завершена поставка первого ротора паровой турбины Arabelle на площадку АЭС Аккую.

Оборудование предназначено для энергоблока № 1 строящейся АЭС. Ротор был изготовлен GE на заводе в г. Бельфор во Франции при поддержке ААЭМ. Его длина составляет 12 м, масса – 107 т. Конструкция сварного ротора по уникальной технологии Arabelle GE обеспечивает повышенную эксплуатационную надежность паровой турбины.

Всего на АЭС будет установлено четыре тихоходных паровых турбины Arabelle, по одной на каждый блок. Каждая турбина включает в себя модуль цилиндра высокого и среднего давления и два модуля низкого давления. В общей сложности каждая турбина будет иметь длину около 60 м вместе с генератором.

Сверх плана

Через российские порты уже поставлено 220 тыс. т белорусских нефтепродуктов. Соглашение о поставках позволило сформировать новый международный транспортный коридор, через который уже сейчас перевезено более 220 тыс. т грузов.

Межправительственное соглашение было подписано в начале 2021 г., документ рассчитан на 3 года и предусматривает возможность автоматического продления. За это время должно быть перевезено почти 10 млн т белорусских нефтепродуктов. По прогнозам, в апреле 2021 г. также ожидается значительное превышение плановых показателей – как минимум на 100 тыс. т.

В марте из Белоруссии было отправлено с Мозырского НПЗ более 5 тыс. т бензина, 3,6 тыс. т мазута и 14,6 тыс. т газойля, доходы российских компаний от экспорта транспортных услуг в марте составили 348 млн руб.

Линейная телемеханика на ВИЭ

Иркутская нефтяная компания внедрила систему линейной телемеханики с питанием от возобновляемых источников энергии на кустовой площадке Ярактинского НГКМ.

Установки, входящие в состав модуля, потребляют минимум энергии от 10 солнечных батарей и не требуют обогрева. Комплекс может работать при температуре до -60 °С.

Все оборудование управления кустовой площадкой размещается в заглубленных монтажных модулях, в любое время года в них сохраняется температура около 5 °С.

Избыток вырабатываемой энергии утилизируется в балластных шкафах. Управление комплексом осуществляется в автоматическом режиме. Оператор с дистанционного пункта задает и контролирует параметры работы скважин: дебит газа запорно-регулирующей арматурой в условиях непрерывно изменяющихся устьевых параметров скважин; показатели температуры, давления скважины и сборного коллектора куста, параметры работы системы дозирования ингибитора гидратообразования и др. ●

184 тыс. электромобилей продала Tesla за первые 3 месяца 2021 года

182 780 из них – модели Model 3 и Model Y

На 7,77% выросла выработка электроэнергии российскими АЭС,

которые сгенерировали **57,233 млрд кВт·ч** с начала года

На 20% намерено правительство сократить сроки возведения промышленных объектов к 2024 г.

Издержки инвесторов сократят на **10%**

1 млрд долл. США составили финансовые потери от блокировки Суэцкого канала

Задержанным судам будет предоставлена скидка на прохождение Суэцкого канала от **5%** до **15%**

На 9,3% меньше нефти добыли в марте в России

Показатель снизился до **43,3 млн т**

На 10,5% Газпром увеличил добычу газа в 1-м квартале 2021 г.

Экспорт в страны дальнего зарубежья – на **30,7%**

На 35% больше угля стали добывать на Чукотке

С января до конца февраля 2021 г. на территории Чукотского АО добыли **187 тыс. т** угля

На 10,8% снизила прокачку нефти Транснефть в марте 2021 г.

Поставки нефти на экспорт упали на **18,5%** до **36,77 млн т**

3-е место заняла Россия по объему поставок нефти и нефтепродуктов в США в январе 2021 г.,

поставив **648 тыс. барр./сутки** нефти и нефтепродуктов

7 млрд руб. правительство даст Росатому на строительство гидрографического судна для работы в акватории СМП

Ввод судна в эксплуатацию – **2024 г.**

1/3 электрогенерации Камчатки переведут на ветродизельные или солнцедизельные установки

На 41,7% вырастут цены на нефть в 2021 г.

На 3% снизилось число действующих нефтегазовых буровых установок в мире в марте 2021 г.,

составив **1231 шт.** В сравнении с мартом 2020 г. показатель снизился на **733 ед. (на 37%)**

На 13,5% Татнефть сократила добычу в январе–марте 2021 г.

Добыча сверхвязкой нефти в марте 2021 г. составила **311,5 тыс. т**

До 400 тыс. тонн нарастила производство водорода Роснефть

В 1,7 раза увеличили нефтяные компании РФ в марте продажи бензина на бирже по сравнению с январем

Продажи выросли с **481 тыс.** до **800 тыс. т**

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ

Проблемы и перспективы использования малыми предприятиями

Каспаров Орест Сетракович
заместитель руководителя Роснедр

Гермаханов Асламбек Асхатович
начальник Управления делами Роснедр

Герт Александр Андреевич
директор ООО «Сибирский НТЦ нефти и газа», д.э.н., профессор

Сергеев Олег Александрович
начальник Департамента по недропользованию и развитию нефтегазодобывающего комплекса Администрации Томской области

Филимонова Ирина Викторовна
заведующая Центром экономики недропользования нефти и газа ИНГГ СО РАН, д.э.н., профессор

Вараксин Василий Владимирович
начальник отдела разработки нефтяных месторождений, ООО «Стимул-Т»

Тонконогов Юрий Маркович
научный сотрудник Северного (Арктического) федерального университета, д.т.н., профессор

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА В ПОСЛЕДНЕЕ ДЕСЯТИЛЕТИЕ СТАЛИ КЛЮЧЕВЫМ ФАКТОРОМ, ВЛИЯЮЩИМ НА ЭКОНОМИКУ ДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ОТРАСЛИ В ЦЕЛОМ. ЭТОТ ПРОЦЕСС, НЕСОМНЕННО, БУДЕТ ПРОДОЛЖАТЬСЯ. ОСНОВНЫМ ГЕНЕРАТОРОМ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА В ОТРАСЛИ ОСТАЮТСЯ США, ВАЖНО ОПТИМАЛЬНЫМ ОБРАЗОМ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ЭТИ ДОСТИЖЕНИЯ И ОПЫТ В РОССИИ. АВТОРЫ СТАТЬИ АНАЛИЗИРУЮТ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ПРИМЕРЕ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

NEW OIL AND GAS EXPLORATION AND PRODUCTION TECHNOLOGIES HAVE BECOME A KEY FACTOR AFFECTING THE ECONOMY OF EXTRACTIVE ENTERPRISES AND THE INDUSTRY AS A WHOLE OVER THE PAST DECADE. THIS PROCESS WILL UNDOUBTEDLY CONTINUE. THE USA REMAINS THE MAIN GENERATOR OF SCIENTIFIC AND TECHNOLOGICAL PROGRESS IN THE INDUSTRY. IT IS ALSO IMPORTANT TO MAKE OPTIMAL USE OF THESE ACHIEVEMENTS AND EXPERIENCE IN RUSSIA. THE AUTHORS OF THIS ARTICLE ANALYZE THE PROBLEMS AND PROSPECTS OF USING NEW TECHNOLOGIES ON THE EXAMPLE OF THE TOMSK REGION

Ключевые слова: *геологоразведка, добыча углеводородов, новые технологии, Томская область, малые предприятия.*

УДК 550.8

Томская область является зрелым нефтегазодобывающим районом с падающей добычей. Особенностью сырьевой базы области является, с одной стороны, постепенное исчерпание запасов традиционных залежей с хорошо отработанными технологиями разведки и добычи, с другой стороны – значительные запасы и ресурсы в «нетрадиционных» отложениях – нижне-среднеюрских, верхнеюрских, баженовских, палеозойских.
В то же время в Томской области имеется значительный потенциал для развития и применения новых методов разведки и добычи. Значительное число мелких месторождений не вводится в разработку как по причинам отсутствия технологии, обеспечивающей экономическую эффективность добычи, так и по причинам отсутствия всесезонных дорог и нефтепроводов. Таким образом, требуется применение новых технологий не только в области разработки, но и скважинной добычи нефти, использования попутного газа, подготовки и транспортировки нефти.

Текущая ситуация

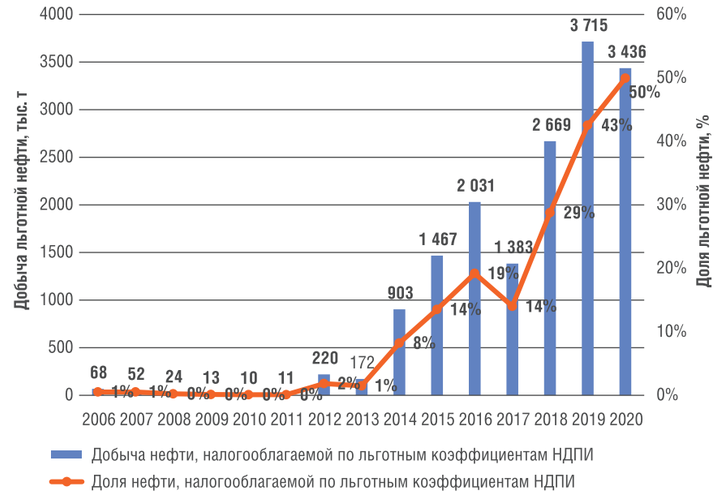
Нефтегазовый комплекс Томской области обеспечивает существенную долю отчислений в региональный (более 8 млрд руб., или около 17%) и федеральный (около 150 млрд руб., или 80%) бюджеты.

Общий объем добычи нефти в Томской области последние годы снижается и в 2020 году составил 6,46 млн т, что на 22% меньше показателя предыдущего года, в то время как в 2019 г. снижение составило 6%. Снижение обусловлено несколькими факторами, одним из которых является взятые Россией обязательства по сокращению объема добычи нефти в рамках соглашения ОПЕК+. Всего в 2020 г. добыча нефти в стране составила 512,7 млн т, что на 48,4 млн т или 9% меньше, чем в 2019 г.

Объем добычи нефти снижался прежде всего за счет зрелых месторождений. В наибольшей степени обязательства по сокращению добычи нефти в России коснулись регионов, в которых сосредоточено большое количество зрелых нефтяных месторождений с высокой степенью выработанности.

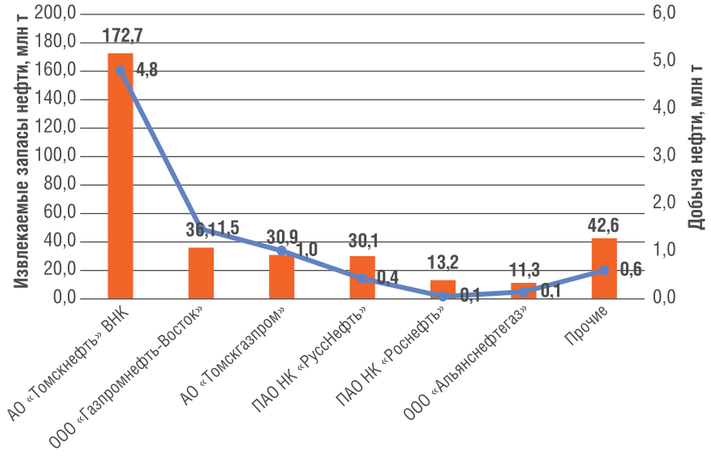
Так, ускорилось падение доли Западной Сибири в региональной структуре добычи нефти, и определенный вклад в это внесла Томская область. В Томской области обязательства России по сокращению добычи усилили существовавшую тенденцию падения добычи, что связано с увеличением обводненности, снижением пластового давления, а также остановкой части скважин на разрабатываемых месторождениях, в том числе вследствие снижения рентабельности.

РИС. 1. Динамика добычи нефти в Томской области, налогооблагаемой по льготным коэффициентам НДПИ



В структуре добычи нефти в Томской области быстро возрастает добыча нефти, облагаемой по льготным коэффициентам НДПИ. В 2020 году такой объем составил около 2,7 млн т, или около 50% общего объема добычи (рис. 1). Следует отметить, что в 2020 году доля добычи льготируемой нефти в России составила уже более 50% общего объема и продолжает возрастать. Такие тенденции могут свидетельствовать о том, что внедрение новых технологий для снижения издержек заменяется получением льгот для снижения налоговой нагрузки.

РИС. 2. Крупнейшие недропользователи Томской области по состоянию на 01.01.2020 г.



В структуре льгот преобладает льгота для месторождений с высокой степенью выработанности (Кв), а также залежей углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более 2 милидарси и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 м и более 10 м (Кд). Также определенный вклад вносит коэффициент Кдв, который зависит от величины Кд и степени выработанности запасов залежи углеводородного сырья.

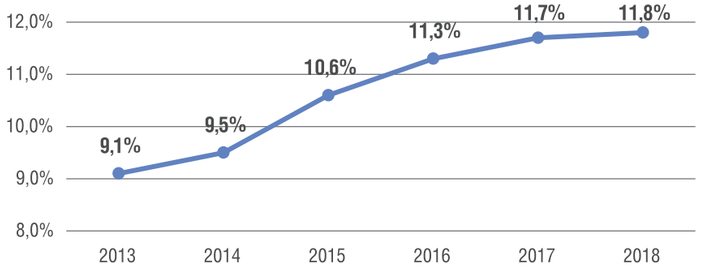
Сырьевая база Томской области характеризуется наличием большого количества мелких и очень мелких месторождений. Из общего количества 124 только 2 месторождения относятся к крупным (Крапивинское с текущими извлекаемыми запасами 35 млн т и Казанское – 32 млн т) и 28 – к средним, остальные 94 – к мелким и очень мелким, в которых сосредоточено более 154 млн т нефти, или около 31% всех запасов. Величина извлекаемых запасов нефти месторождений, относящихся категории «средних» составляет 9,9 млн т, «мелких» – 2,5 млн т, «очень мелких» – 0,6 млн т.

Из 124 открытых месторождений к категории разрабатываемых относятся 71. В разрабатываемых месторождениях сосредоточено 78% текущих запасов, или 389,1 млн т. К категории разведываемых относятся 22 месторождения, суммарные запасы которых составляют 108,4 млн т.

ТАБЛИЦА 1. Участие малых и средних предприятий в добыче нефти

Территория	Участие малых и средних предприятий в добыче		
	кол-во	млн т	% добычи
Россия	200	65,5	11,80
Томская область	7	0,25	2,55
США	10 000	321,31	48

РИС. 3. Динамика доли малых нефтяных компаний России в общем объеме



Источник: *данные Роснедр, «Делойт», СНГ*

В Томской области сосредоточены запасы легкой нефти. Так, нефть с плотностью до 0,87 г/см³ составляет более 96% запасов. По содержанию серы запасы нефти в Томской области характеризуются низким уровнем (40% запасов) и средним уровнем (47% запасов).

Организационная структура запасов и добычи нефти в Томской области характеризуется высокой концентрацией. Более 50% запасов категории А+В1+С1 приходится на ОАО «Томскнефть ВНК», на долю компаний ОАО «Томскгазпром» и ООО «Газпромнефть-Восток» приходится по 10 % запасов. Эти же компании обеспечивают 83,6% добычи нефти в регионе (рис. 2). Всего на территории Томской области зарегистрированы 24 недропользователя.

В основном недропользователи разрабатывают месторождения и залежи, которые относятся к традиционным. В то же время в области оценены существенные ресурсы углеводородов (около 620 млн т), относящиеся к классу трудноизвлекаемых и требующие применения новых методов разведки и добычи:

- нижне-среднеюрские отложения – 461,6 млн т;
- верхнеюрские отложения – 103,6 млн т;
- баженовские отложения – 37,6 млн т;
- палеозойские отложения – 14,5 млн т.

Основным заявленным проектом по развитию новых технологий добычи трудноизвлекаемой нефти в регионе является проект «Палеозой», реализуемый компанией ПАО «Газпром нефть» при поддержке Администрации Томской области. По оценкам авторов, дополнительная добыча палеозойской нефти в Томской области может достичь к 2035 году от 2,2 до 4,7 млн т.

Малые предприятия Томской области

Малые предприятия занимают небольшую долю в добыче нефти в России и абсолютно мизерную в Томской области (табл. 1, рис. 3).

В США ситуация кардинально отличается: малые предприятия добывают почти половину нефти страны.

Анализ показывает, что малые предприятия Томской области практически не используют современные технологии в добыче. ВИНК, работающие в области, используют горизонтальное бурение с длиной горизонтального ствола более 500 метров, множественный гидроразрыв пласта, многозабойные скважины, проводят научно-аналитические работы для выбора технологий и направлений их применения. Высокая стоимость и низкий масштаб промышленного внедрения ограничивают малые предприятия в использовании новых технологий.

В то же время необходимо отметить, что коэффициент изобретательской активности (число отечественных патентных заявок на изобретения в расчете на 10 тыс. человек) в Томской области весьма высок (3,5–4) и существенно превышает среднероссийский (около 2). Таким образом, можно сделать вывод о слабом использовании малыми предприятиями научно-технического потенциала.

Технологический опыт США

Стремительный рост добычи нефти в США стал возможным вследствие технологического прорыва и резкого увеличения производительности добывающих установок на месторождениях сланцевой нефти. Увеличение эффективности добычи в США происходило

РИС. 4. Производительность буровых установок США и цены на нефть

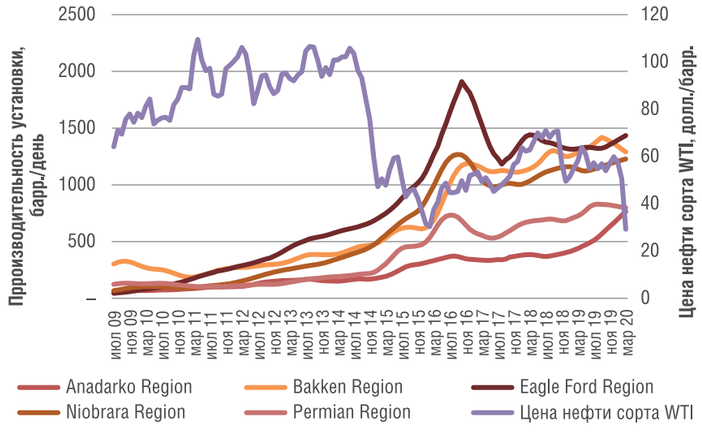
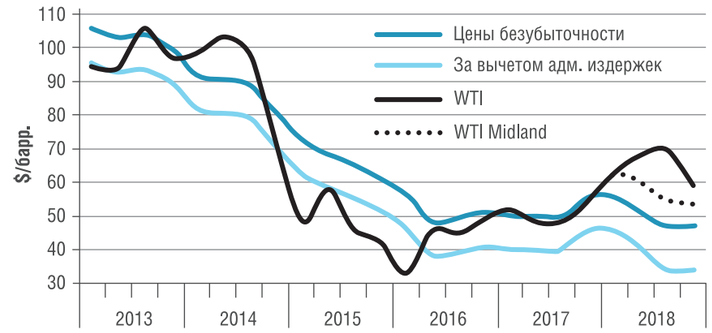


РИС. 5. Цены безубыточности производителей сланцевой нефти (оценки Rystad), WTI и WTI Midland (бассейн Permian)



Источники: *Rystad, Thomson Reuters*

в среднем на 1,8% в год до 2011 гг. Наблюдалась отработка технологий и механизмов государственной поддержки добычи сланцевой нефти. Ежегодный прирост производительности установок в период 2011–2016 гг. ускорился до 3,0%, а в отдельные годы до 5–6% в год. В последующем наблюдалось краткосрочное снижение темпов производительности бурения, как последствие кризиса, но, несмотря на замедление темпов роста, к началу 2020 г. США достигли рекорда добычи нефти на одну установку – 5,8 тыс. барр./день. Добыча сланцевой нефти в США достаточно быстро адаптировалась к низким ценам на нефть, поскольку при росте эффективности установок происходило одновременно снижение их стоимости и даже при относительно низких ценах добыча оставалась экономически оправданной.

Рост производительности буровых установок в США позволяет следовать ценовой конъюнктуре и, не сокращая общего объема добычи нефти по стране в период низких цен, уменьшать издержки производства для поддержания инвестиционной привлекательности отрасли (рис. 4).

Производительность буровых установок на нефтяных сланцевых формациях, по данным Drilling Productivity Report EIA, в 2018 году выросла в 2,3 раза по сравнению с 2014-м годом. На 52% выросла длина горизонтальных скважин. Снижение стоимости сервисных услуг составило за этот период порядка 45–50%. К концу рассматриваемого периода точка безубыточности в Техасе составила 26–27 долл./барр. (рис. 5).

Существенную роль в сланцевой революции играют малые предприятия. В пределах бассейна Permian (около 200 000 км²) ежегодно выдается 7 000 разрешений на бурение, функционирует 380 операторов при средней удельной площади 500 км² на оператора. При этом для мелких предприятий типичным является участок 40 км² с 1–5 скважинами. Срок старта добычи от момента принятия решения составляет 5–6 месяцев (в традиционных проектах 5–7 лет). При этом объемы добычи сырья крупными компаниями составляли около 20% от суммарного объема по бассейну Permian.

В 2020 году добыча нефти по сланцевым бассейнам снижалась вслед за снижением количества новых скважин и проводимых гидроразрывов, однако в начале 2021 года активность бурения снова начала расти вслед за ростом цен и более оптимистичными оценками спроса и цен на нефть.

Описанная модель хорошо показала себя с точки зрения быстрого применения новых технологий и снижения издержек. Это пример успешной реализации частной инициативы и механизма эффективного использования инвестиций для новаторских проектов с высоким риском.

Возможные решения для малых предприятий в России

Прямое копирование в России механизма использования инноваций в нефтедобывающей промышленности США невозможно. Нормативно-правовой механизм недропользования и налоговая система имеют значительные отличия. Вместе с тем некоторые моменты можно использовать. Речь идет не только о конкретных технологиях (горизонтальное бурение, множественный гидроразрыв), но также и о ряде организационно-управленческих практик. Логическая схема представлена на рисунке 6.

Предложения по ускорению научно-технического прогресса в сфере нефтедобычи Томской области и поддержке малых предприятий можно разделить на три группы.

Научно-информационные:

- развитие единой лабораторной и научно-технической базы (площадки) по новым технологиям геологоразведки и нефтедобычи. Создание фонда финансирования за счет недропользователей и государства. Включение затрат на НИР и НИОКР в себестоимость добычи;
- формирование открытого банка данных технологий разведки и добычи с введением обязательств его пополнения добывающими компаниями.

РИС. 6. Основные барьеры и решения, апробированные российскими и зарубежными компаниями для роста внутренней эффективности

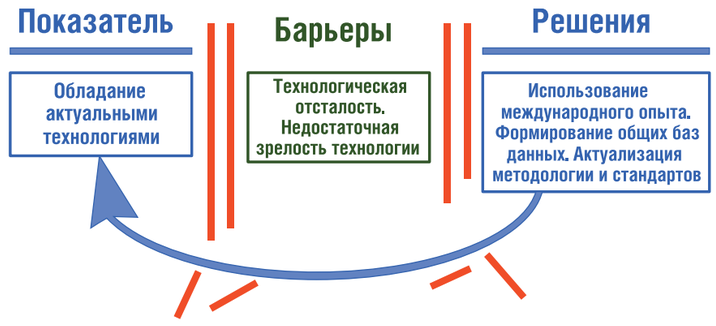


РИС. 7. Паспорт проекта «Платформа Палеозой»

Схема формирования подобного оперативного доступа должна быть дополнительно проработана Роснедра и его предприятиями;

- развитие новаторских решений (симуляторы гидроразрыва, тренажеры ГРП, программные комплексы автоматического управления флотом ГРП).

Законодательные:

- применение заявительного принципа недропользования;
- применение принципа уведомления ГКЗ и ЦКР для ускорения начала нефтедобычи;
- уменьшение площади лицензируемых участков.

Налоговые:

- отмена НДПИ на определенный срок;
- переход на обложение не выручки, а прибыли малых предприятий.

Необходимость ускорения научно-технического прогресса в добыче трудноизвлекаемых углеводородов осознается российскими компаниями. В Томской области в настоящее время компанией «Газпромнефть» реализуется проект «Палеозой» (рис. 7).

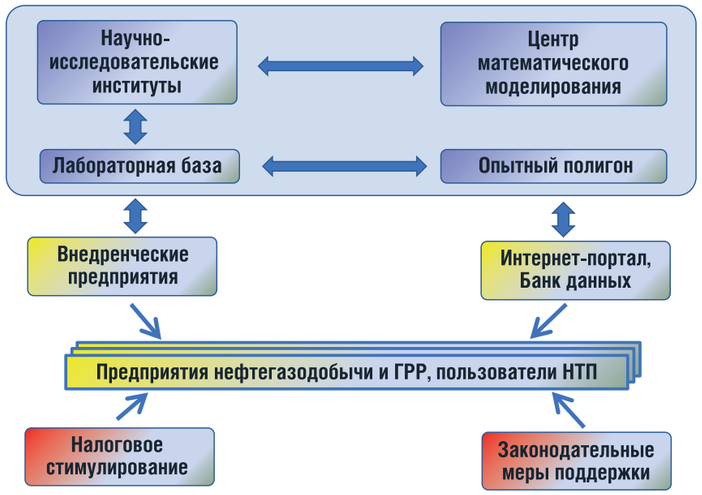
Предполагается создание полигона для отработки технологий освоения ТРИЗ в доюрском комплексе. В создании Полигона активное участие принимает Администрация Томской области. Очень важно, чтобы результатом деятельности стало не только обоснование необходимости получения налоговых льгот, но и отраженное в паспорте проекта «Тиражирование технологии поиска перспективных объектов в доюрском комплексе на нераспределенном фонде Томской области».

Важным направлением ускорения НТП в области, которым могли бы воспользоваться малые предприятия, может стать создание **Независимого Центра новых технологий геологоразведки и нефтедобычи** (рис. 8).

Все предпосылки и материальные составляющие для создания такого центра в области имеются, необходимо создать организационную площадку для объединения усилий и открытого распространения информации и новых технологий. Инициатором создания такой площадки как пионерного проекта могли бы стать Роснедра совместно с Ассоциацией «Научно-технический центр инновационного недропользования», Администрацией области. В дальнейшем деятельность Центра могла бы расширяться на другие регионы России.

Ключевым вопросом для разработки трудноизвлекаемых запасов является детальное и всестороннее исследование горной породы и пластового флюида с последующим построением достоверных моделей месторождения. Необходим следующий комплексный эксперимент, который позволит получить все необходимые данные как для понимания типа углеводорода, содержащегося

РИС. 8. Научно-технический Центр новых технологий геологоразведки и нефтегазодобычи



в горной породе (газ, нефть, нефть-газ), пригодности породы для освоения (зрелость), так и для разработки эффективной технологии разработки месторождения:

- Карототажные исследования пилотной скважины;
- Петрофизические исследования (пористость, проницаемость);
- Геохимические исследования, включая пиролиз;
- Геомеханические исследования;
- Физическое моделирование в лаборатории технологии разработки, в частности ГРП (проводимость проппанта, исследование транспортировки проппанта технологической жидкостью, исследование взаимодействия проппанта и горной породы и т.п.);
- Глубокое исследование пластового флюида.

Полученные экспериментальные данные позволяют построить все необходимые модели месторождения (геологическую, геохимическую и геомеханическую), а также получить исходные данные для применяемой технологии и в частности для симулятора гидроразрыва пласта с последующей разработкой оптимального сценария ГРП.

Большая часть перечисленных экспериментов может быть выполнена в Томской области на базе научных и лабораторных подразделений ВИНК, но эти работы остаются недоступными для малых предприятий. Проблемным для экспериментальных исследований остается физическое моделирование ГРП, которое в настоящее время проводится далеко не в полном объеме.

Для широкого использования новых технологий малыми предприятиями крайне важно интегрировать данные экспериментальных исследований и результатов разработки, полученные различными предприятиями на различных лицензионных участках, в общие базы данных (по аналогии с Американскими сланцевыми консорциумами), что позволит существенно снизить сроки освоения месторождений и повысить эффективность промысла. Доступ в такие базы может быть организован онлайн.

В случае создания предлагаемого Независимого научного центра, было бы актуально внедрение в экспериментальный процесс новейших технологий.

Например, есть предложения по использованию микрофлюидных технологий, что позволяет провести весь комплекс вышеперечисленных экспериментов (кроме геомеханики) на МикроЧИПЕ (проточный микрокапиллярный реактор) на микрокапиллярной модели горной породы.

Внедрение Микрофлюидных технологий дает ряд существенных преимуществ:

- *Колоссальная скорость проведения эксперимента (многократно выше, чем в традиционных экспериментах) и его относительная дешевизна.*
- *Полная визуализация эксперимента, что не может быть реализовано в горной породе и открывает новые возможности в понимании пластовых процессов.*
- *Проведение экспериментов принципиально невозможных в традиционных системах для исследования АСПО (асфальтосмолопарафиновых отложений), геохимии и т.п.*

Так, например, экспериментальное исследование фазовых переходов в нанообъемах (аналог пор наноразмера в горной породе) на микрочипе позволяет прийти к более полному пониманию процессов, происходящих в ходе стимуляции пласта при разработке ТрИЗ.

Выводы

Малые предприятия Томской области занимают чрезвычайно малую нишу в сфере добычи углеводородного сырья.

При наличии большого количества мелких месторождений и месторождений с ТрИЗ, находящихся вне сферы текущих интересов крупных компаний, имеется объективная возможность расширения минерально-сырьевой базы и объемов добычи в Томской области за счет деятельности малых предприятий.

Малые и средние предприятия не в состоянии использовать и оперативно развивать новейшие технологии добычи, обосновывать оптимальные направления их использования.

Учитывая мировой опыт, есть определенные возможности роста деятельности малых и средних компаний на месторождениях Томской области, которые целесообразно использовать.

Для реализации указанных возможностей проработан и предложен ряд мер законодательного, налогового и научно-информационного характера. ●

Keywords: *geological exploration, production of hydrocarbons, new technologies, Tomsk region, small enterprises.*

МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ,

открытые в 2020 году в России

Батракское
ООО «Регион-нефть»
С1 0,542 • С1+С2 0,542

Северо-Камеликское
АО «САНЕКО»
С1 0,052 • С1+С2 0,052

Иржовское
АО «Самара инвестнефть»
С1 0,499 • С1+С2 0,499

Шиляевское
АО «Самара нефтегаз»
С1 0,338 • С2 0,058
С1+С2 0,396

Орловское
АО «Самара инвестнефть»
С1 0,460 • С2 0,168
С1+С2 0,628

Юманское
ООО НК «Недра»
С1 0,060 • С1+С2 0,060

Армавирское
АО «Самара нефтегаз»
С1 0,749 • С1+С2 0,749

Алькинское
ООО «ЭкоИнвестСтрой»
С1 0,061 • С1+С2 0,061

Ново-Кутлумбетовское
ООО «Садакойл»
С1 0,034 • С2 0,131
С1+С2 0,165

Новолекаревское
АО «Оренбургнефть»
С1 0,360 • С1+С2 0,360

Пограничное
АО «Оренбургнефть»
С1 0,251 • С2 0,028
С1+С2 0,279

Камчатское
ЗАО «АЛОЙЛ»
С1 0,325 • С2 0,365
С1+С2 0,690

Центрально-Уранское
ООО «Газпромнефть-Оренбург»
С1 0,436 • С2 0,096
С1+С2 0,532

Октябрьское
АО «Оренбургнефть»
С1 0,117 • С1+С2 0,117

Девятовское
ООО «РК-Ойл»
С1 0,399 • С2 1,293
• С1+С2 1,692

75 лет Победы
ПАО «Газпром»
С1 72,733 • С2 129,724
• С1+С2 202,457

Имени Жукова
800 млрд м³ газа

Имени Рокоссовского
514 млрд м³ газа
53 млн т конденсата

Северо-Мишваньское
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»
С1 0,528 • С2 0,397
• С1+С2 0,925

Новоогнённое
ООО «Тагульское»
С1 0,553 • С2 20,302
• С1+С2 20,855

Оленье
ООО «Опаринское»
С1 0,043 • С1+С2 0,043

Журавское
ООО «РИТЭК»
С1 0,126 • С2 0,024
• С1+С2 0,150

Неженское
ООО «ЛукБелОйл»
С1 0,009 • С2 0,074
• С1+С2 0,083

Ларионовское
ООО «Нузаройл»
С1 0,350 • С1+С2 0,350

Богомягковское
ООО «РИД Ойл-Пермь»
С1 0,079 • С2 0,058
С1+С2 0,137

Бакалинское
ПАО АНК «Башнефть»
С1 0,193 • С2 0,275
• С1+С2 0,468

Северо-Западно-Пылинское
ООО «Пылинское»
С1 0,183 • С1+С2 0,183

Ново-Салымское
ООО «Салымский-2»
С1 0,394 • С2 0,924 • С1+С2 1,318

Северо-Мыльджинское
ООО «Синтек»
С1 0,110 • С1+С2 0,110

Западно-Иркинское
ООО «Восток Ойл»
С1 9,711 • С2 501,193
• С1+С2 510,904
138 млрд м³
растворенного газа

Кыттыгасское
ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»
С1 1,193 • С2 0,091 • С1+С2 1,284
С1 1,060 • С1+С2 1,060
С1 0,002 • С1+С2 0,002

Южно-Киренское
ООО «Киренский»
С1 0,653 • С2 4,517 • С1+С2 5,170

Западно-Даниловское
ООО «КрасГеоНАЦ»
С1 1,082 • С2 1,059 • С1+С2 2,141
С1 0,128 • С2 0,125 • С1+С2 0,253
С1 0,022 • С1+С2 0,022

Всего по Российской Федерации:

Извлекаемые запасы нефти, млн т		Извлекаемые запасы свободного газа + ГШ, млрд м³		Извлекаемые запасы конденсата, млн т	
19,890	531,053	73,921	129,849	0,024	0,000
С1	С2	С1	С2	С1	С2
550,943		203,770		0,024	
С1+С2		С1+С2		С1+С2	

Карское море
НАО
Республика Коми
ЯНАО
ХМАО
Республика Саха (Якутия)
Томская область
Красноярский край
Иркутская область
Удмуртская Республика
Пермский край
Республика Башкортостан
Самарская область
Саратовская область
Волгоградская область
Оренбургская область

Извлекаемые запасы нефти, млн т
Извлекаемые запасы свободного газа + ГШ, млрд м³
Извлекаемые запасы конденсата, млн т

По материалам Роснедра

Neftegaz.RU
номер 4/2021 г.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

НОВЫЙ РЕКОРД ПО СКОРОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

установили сотрудники Нефтеюганского филиала ССК

Ирина Малахова
специалист по связям с общественностью АО «ССК»

УДК 622.24

19 МАРТА 2021 ГОДА КОМАНДА ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ «ОРЕХИ» ПОД РУКОВОДСТВОМ БУРОВОГО МАСТЕРА АЛЕКСАНДРА ДУДАРЯ УСТАНОВИЛА РЕКОРД ПО СКОРОСТИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ПИЛОТНЫМ СТВОЛОМ НА ЮЖНО-ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС». БЛАГОДАРЯ ЧЕМУ УДАЛОСЬ ДОСТИЧЬ ТАКИХ РЕЗУЛЬТАТОВ?

ON MARCH 19, 2021 THE NUTS TEAM OF EXPLOITATION DRILLING LED BY DRILLING FOREMAN ALEKSANDR DUDAR ACHIEVED THE RECORD OF DRILLING SPEED FOR HORIZONTAL WELLS WITH PILOT WELLBORES AT THE SOUTHERN PRIOBSKOE OILFIELD OF GAZPROMNEFT-KHANTOS LLC. DUE TO WHAT SUCH RESULTS WERE ACHIEVED?

Ключевые слова: *эксплуатационное бурение, скорость проходки, горизонтальные скважины, Южно-Приобское месторождение, Сибирская Сервисная компания.*

Фактический срок строительства горизонтальной скважины № 42628ГС на КП № 123 Б составил 22,8 суток, при плановом сроке – 30,76 суток. Общая проходка по скважине – 5269 метров.

Строительство выполнено с рекордным показателем по скорости бурения для данного типа скважин по Южной части Приобского месторождения – 4,33 суток на 1000 метров. Услуги по растворному сервису оказывал филиал «ССК-Технологии» АО «ССК».

Предыдущий рекорд по скорости бурения аналогичной скважины на Южно-Приобском месторождении был поставлен 4 июля 2020 года и составлял 4,65 суток на 1000 метров на скважине № 42824ГС КП 121.

Отличных результатов работы на проекте удалось достичь благодаря хорошо организованному производственному процессу, четкому разграничению ответственности при производстве работ, отсутствию технологических и организационных простоев на всех этапах бурения и заканчивания скважины, постоянной и эффективной обратной связи между буровой и офисом заказчика.

> *Следуя данному правилу, мы меняем отношение к оценке операционной деятельности, как к источнику определения рисков и разработке мероприятий по их исключению. Данное правило неоспоримо: планирование – операционная деятельность – анализ – новое планирование. Применяя данное правило в работе, новые рекорды не за горами»*, – считает руководитель направления по технологическому сопровождению бурения Центра управления строительством скважин ООО «Газпромнефть-Хантос» Александр Иванов.

ФАКТЫ

4,33
суток
на 1000 м составила скорость строительства скважины, ставшая рекордной для данного типа скважин на Южной части Приобского месторождения

АО «Сибирская Сервисная Компания» и ООО «Газпромнефть-Хантос» связывает долговременное плодотворное сотрудничество. Буровые бригады ССК не раз демонстрировали высокий профессионализм и качественную слаженную работу на проекте партнера. В рейтингах буровых подрядчиков ООО «Газпромнефть-Хантос» буровые бригады ССК всегда имеют высокую оценку

Keywords: *production drilling, penetration rate, horizontal wells, Yuzhno-Priobskoye field. Siberian Service Company.*

КОНВЕРСИЯ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

в присутствии компонентов породообразующих минералов при акватермолизе

Киекбаев Айтуган Аюпович
аспирант ИГиНГТ КФУ

Алиев Фирдавс Абдусамиевич
младший научный сотрудник НИЛ «Внутрипластовое горение» ИГиНГТ КФУ

Митрошин Александр Валентинович
начальник отдела техники и технологии добычи нефти и газа по проектам ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», «ПермНИПИнефть»

Андреев Дмитрий Владимирович
начальник отдела проектирования и мониторинга разработки пермокарбоновой залежи Усинского месторождения филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»

Вахин Алексей Владимирович
ведущий научный сотрудник, руководитель НИЛ «Внутрипластовое горение» ИГиНГТ КФУ

УДК 622.276.6

В ДАННОЙ РАБОТЕ ПРОВЕДЕНО ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА АКВАТЕРМОЛИЗА В УСЛОВИЯХ, БЛИЗКИХ К ПЛАСТОВЫМ, НА ОБРАЗЦЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРИСУТСТВИИ БИМЕТАЛЛИЧЕСКОГО КАТАЛИЗАТОРА НА ОСНОВЕ ЖЕЛЕЗА И НИКЕЛЯ И ПОРОДООБРАЗУЮЩИХ МИНЕРАЛОВ. ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕХНОЛОГИИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО АКВАТЕРМОЛИЗА ДЛЯ ДАННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ВЫБОР НАИБОЛЕЕ ОПТИМАЛЬНОГО КАТАЛИЗАТОРА ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО ПРОМЫСЛОВОГО ПРИМЕНЕНИЯ ПОКАЗЫВАЕТ, ЧТО СИСТЕМА, СОСТОЯЩАЯ ИЗ КАТАЛИЗАТОРА НА ОСНОВЕ НИКЕЛЯ В ПРИСУТСТВИИ МИНЕРАЛОВ, ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ 300 °С ПОКАЗЫВАЕТ НАИЛУЧШИЙ ЭФФЕКТ, СНИЖАЯ ВЯЗКОСТЬ БОЛЕЕ ЧЕМ В ДВА РАЗА. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПОДТВЕРЖДАЮТ, ЧТО МИНЕРАЛЬНАЯ ЧАСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД УЧАСТВУЕТ В ПРОЦЕССЕ АКВАТЕРМОЛИЗА, И ДЕМОНСТРИРУЮТ ХОРОШИЙ КАТАЛИТИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ, УЛУЧШАЯ ГРУППОВОЙ СОСТАВ, СНИЖАЯ ВЯЗКОСТЬ НЕФТИ, ТЕМ САМЫМ УВЕЛИЧИВАЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫЙ ПОТОК В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

IN THIS WORK, THE PHYSICAL MODELING OF THE AQUATHERMOLYSIS PROCESS IS CARRIED OUT UNDER CONDITIONS CLOSE TO RESERVOIR CONDITIONS ON A HIGH-VISCOSITY OIL SAMPLE FROM THE YAREGA FIELD IN THE PRESENCE OF A BIMETALLIC CATALYST BASED ON IRON AND NICKEL AND ROCK-FORMING MINERALS. THE RESULTS REVEALED THAT CATALYTIC COMPLEX SHOW THE BEST PERFORMANCE AT 300 °C AND THE VISCOSITY OF UPGRADED OIL IS REDUCED TWO TIMES IN CONTRAST TO THE INITIAL CRUDE OIL SAMPLE. ALL IN ALL, THE OBTAINED RESULTS JUSTIFY THE ROLE OF ROCK MINERALS IN THE PROCESS OF AQUATHERMOLYSIS AND DEMONSTRATE CATALYTIC EFFECT THAT IMPROVES THE GROUP COMPOSITION, VISCOSITY REDUCTION AND THUS ENHANCES THE MOBILITY OF CRUDE OIL THROUGH POROUS MEDIA OF RESERVOIR FORMATIONS

Ключевые слова: *тяжелая нефть, породообразующие минералы, паротепловое воздействие, вязкость нефти.*

Введение

Анализ опубликованных работ констатирует факт, что компоненты горных пород обладают хорошими каталитическими свойствами [1–11]. Считается, что среди минеральных компонентов глинистые минералы в наибольшей степени влияют на интенсивность химических процессов преобразования компонентов нефти [5, 6, 7]. Однако каталитическое функционирование комплекса в составе с минеральной частью горных пород недостаточно изучен. Не до конца определена роль минеральной части горных пород в процессе акватермолиза и механизм воздействия минералов на превращения углеводородов и их синергетический эффект. Поэтому основная цель исследования – применимость технологии каталитического акватермолиза с участием минеральной части горных пород для Ярегского месторождения и выбор наиболее оптимального катализатора для дальнейшего промыслового применения.

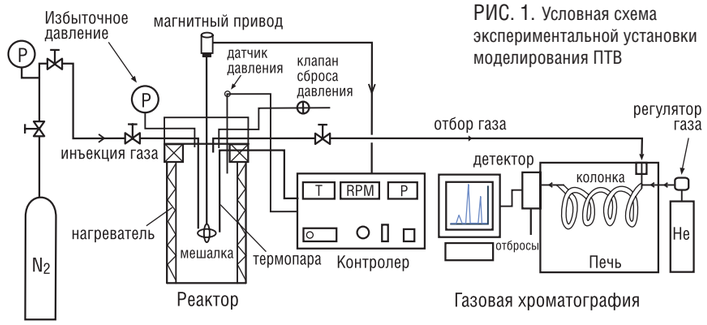


РИС. 1. Условная схема экспериментальной установки моделирования ПТВ

Экспериментальная часть

Объектом исследования послужила тяжелая нефть Ярегского месторождения с плотностью 0,948 г/см^3, расположенная в северной части Русской равнины. В качестве минеральной части горных пород был отобран разнокомпонентный состав бурового шлама в процессе бурения скважин (табл. 2), отобранная порода была исследована на рентгенограмме. Был проведен ряд экспериментов на основе переходных металлов (Ni, Fe) в присутствии горных пород. Лабораторное моделирование ПТВ (рис. 1) в присутствии катализаторов акватермолиза и глины было проведено в реакторе высокого давления (Parr Instruments, США) объемом 300 мл, при температуре от 250 до 300 °С и давлении 9,0 МПа. В качестве прекурсора катализатора использовались железо и никель в массовом соотношении 1:1, которые вводились в среде донора водорода из расчета 2,0 мас. % на навеску нефти. Вязкостные значения нефти проводились в ротационном вискозиметре серии Alpha L фирмы Fubgilab (Испания).

Результаты и обсуждения

Рассмотрим компонентный состав по методу SARA и проведем фракционный анализ процесса изменения состава под термобарическим воздействием (см. табл. 1). При контрольном опыте 250 °С в основном обеспечивается снижение смол и увеличение насыщенных фракций, однако в данном случае температуры и условий недостаточно для протекания процесса каталитического акватермолиза в полной мере. Наиболее эффективным является опыт при 300 °С, при котором наблюдается значительное снижение доли смол и увеличение содержания ароматических углеводородов. Это происходит в результате разрушения связей C-S-C, разуплотнения и гидрирования ароматических колец.

При добавлении глины и катализатора на основе никеля основное деструктивное воздействие происходит на молекулы смолистых соединений, содержание которых снижается практически в два раза.

В результате интенсификации катализатором реакции крекинга и гидрогенолиза в присутствии глины перераспределение фракций происходит в сторону увеличения легкой углеводородной части преобразованной нефти, а именно – насыщенных и ароматических соединений. С увеличением продолжительности воздействия закономерно снижается вязкость (рис. 1).

Насыщенные и ароматические фракции увеличиваются под влиянием температуры и превышают в образцах с присутствием глин, вне зависимости от наличия катализаторов ароматические начинают доминировать при температуре 250 °С, а насыщенные – при температуре 300 °С, что подтверждает роль влияния минеральной части горных пород на процесс акватермолиза. Минимальный состав насыщенных и ароматических фракций проявляется при добавлении катализатора на основе железа. Если рассмотреть вариацию смолисто-асфальтеновых фракций, то видим, что сам процесс присутствия глин дает хороший эффект, а в образцах с добавлением катализатора на основе никеля соотношение Н/С улучшается и обеспечивает наибольшее снижения смолистых фракций, в то время как асфальтеновые фракции повышаются, что связано с перераспределением и конденсацией легких фракций. В результате протекания разнонаправленных процессов увеличивается содержание фракций насыщенных и ароматических углеводородов вследствие происходящих деструктивных процессов во фракциях смол и асфальтенов. Это явление объясняется процессами разрыва

ТАБЛИЦА 1. Механические характеристики и классификация труб для магистральных трубопроводов

Продолжительность воздействия, ч		SARA фракции, мас. %			
		Насыщенные	Ароматика	Смолы	Асфальтены
Исходная нефть		36,8	22,2	38,4	2,5
Контрольный опыт		46,8	23,7	25,9	3,7
С добавлением глины	250 °С	46,8	31,9	18,6	2,8
	300 °С	52,9	26,8	17,3	3,1
С добавлением глины и катализатора на основе железа	250 °С	46,2	28,9	21,9	3,1
	300 °С	50,1	26,0	20,4	3,5
С добавлением глины и катализатора на основе никеля	250 °С	48,0	26,4	22,2	3,4
	300 °С	50,2	29,8	**16,7**	3,4

РИС. 2. Динамическая вязкость исходной нефти до и после воздействия

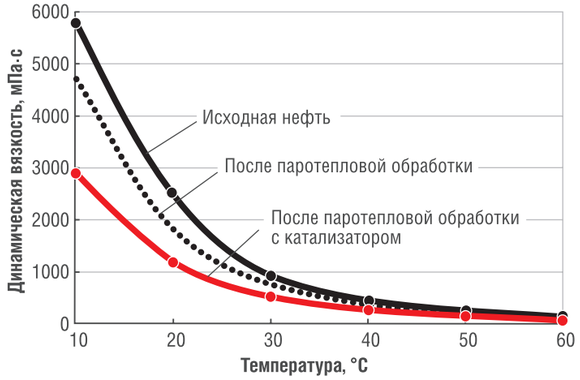


ТАБЛИЦА 2. Компонентный состав минеральной части горной породы до и после процесса акватермолиза

Compound Name	До акватермолиза	После акватермолиза
Pyrite	< 1	0 %
Dolomite	< 1	0 %
Calcite	2 %	0 %
Kaolinite	4 %	0 %
Chlorite	5 %	0 %
Clinochlore		3,5 %
Laumontite	9 %	5,5 %
Mica	8 %	7 %
Microcline	15 %	21,5 %
Quartz	21 %	26,5 %
Albite	36 %	36 %

связей и отрывом алкильных заместителей в молекулах смол и асфальтенов.

На рисунке 2 представлены результаты измерения вязкостно-температурных характеристик исходной нефти и продуктов каталитического акватермолиза при различной температуре.
В результате обеспечения катализатором процесса деструкции в молекулах тяжелых компонентов происходит снижение вязкости более чем на 50%.

По завершении эксперимента были рассмотрены изменения минеральной части горных пород на предмет вовлечения в процесс акватермолиза. Результаты исследования минеральной части представлены на рисунке 3, где графические данные интерпретированы в таблицу 2. Как видно из таблицы, исследуемый образец характеризуется различным вариативным составом и представлен 10 компонентами.

В частности, до проведения эксперимента минералы, представленные дисульфидом железа, такие как пирит (FeS2), минералы из класса карбонатов, такие как доломит ($CaCO3 \cdot MgCO3$) и кальцит ($CaCO_3$), глинистые минералы из группы водных силикатов алюминия, такие как каолинит (Al4[Si4O10](OH)8), и группа слюдоподобных минералов из подкласса листовых силикатов, такие как хлорит ((Mg,Fe)3(Si, Al)4O10(OH)2·(Mg,Fe)3(OH)6), выпадают и вовлекаются в процесс акватермолиза, образуя вспомогательные элементы общего процесса.

После проведения эксперимента рентгенограмма показала сокращение минерального состава горных пород до шести компонентов, в состав которых также претерпел изменения, в частности сократился процентный состав хлорита, слюды и ломонтита, в то время как доля микроклина и кварца увеличилось, а процентное содержание альбита осталось неизменным (см. табл. 2, рис 3.). Важно отметить, что в составе активной формы появился раннее отсутствующий минерал клинохлор ((Mg,Al)6[Si3, 1–2, Al)0,9 –1,2O10] (OH)8), который своим происхождением обязан гидротермальному превращению силикатной группы минералов.

При рассмотрении хроматограммы (рис. 4) появляется интенсивный широкий пик при времени выхода 28 мин, соответствующий разнообразным изомерам тетраметилфенантрена (режим SIM по m/z = 234). Это явление ранее было описано в работах, моделирующих разнообразные процессы при паротепловой обработке тяжелых нефтей. Образование тетраметилфенантренов и им подобных соединений объясняется деструктивными процессами в молекулах смол и асфальтенов при термокаталитическом воздействии.

РИС. 3. Рентгенограмма минерального состава горных пород до процесса акватермолиза (слева) и после процесса акватермолиза (справа)

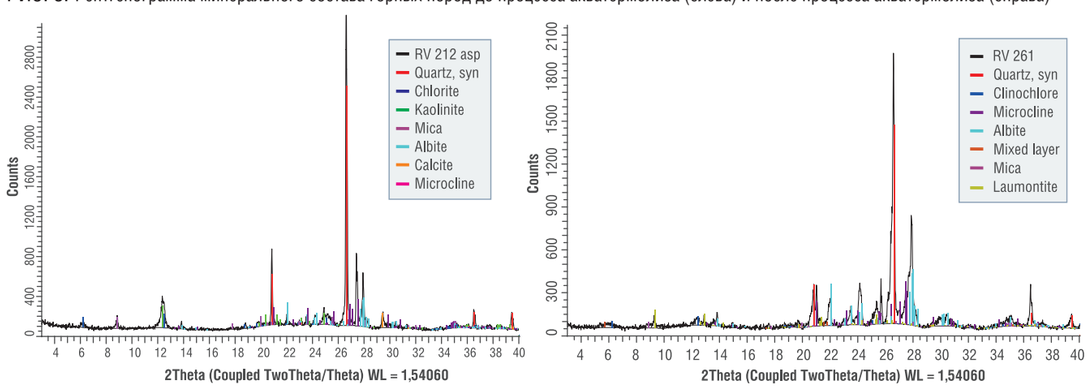


РИС. 4. Хроматограммы ароматической фракции исходной нефти (слева) и после термокаталитического воздействия в присутствии глины (справа)

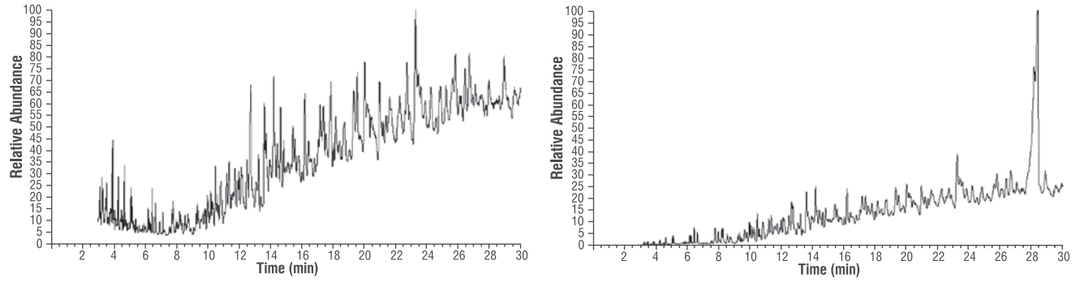
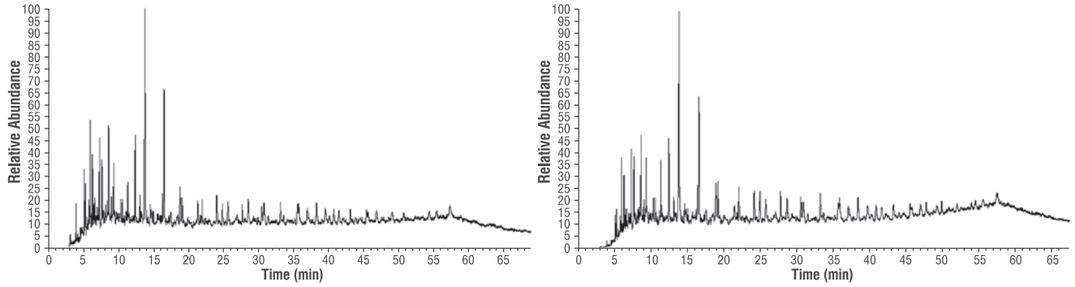


РИС. 5. Хроматограммы насыщенных фракций исходной нефти (слева) и после термокаталитического воздействия в присутствии глины (справа)



В составе насыщенных углеводородов (рис. 5) не наблюдается значительных изменений в составе алканов в интервале C_8–C_{16}. В результате химического преобразования тяжелой нефти при значительном участии глинистого минерала насыщенная фракция обогащается легкими и средними нормальными алканами. Наибольшая интенсивность фиксируется для алканов С11 и С12.

Вывод

По результатам проведенных экспериментов мы видим, что система, состоящая из твердой фазы – горной породы и катализатора, жидкой фазы – нефти и воды в паровой фазе, демонстрирует наилучший каталитический эффект. Присутствие минеральной части горных пород способствует протеканию ряда химических процессов, что приводит к деструкции высокомолекулярных соединений и увеличению содержания легких фракций в конечных продуктах. Исследования применимости технологии каталитического акватермолиза для данного месторождения и выбор наиболее оптимального катализатора для дальнейшего промыслового применения показывают, что система, состоящая из катализатора на основе никеля в присутствии минералов, при температуре 300 °С показывает наилучший эффект, снижая вязкость более чем в два раза. В то время как системы, состоящие из катализатора на основе никеля в присутствии минералов при температуре 250 °С и состоящие из катализатора на основе железа и в присутствии минералов при температуре 250–300 °С показывают почти одинаковый результат, снижая вязкость почти два раза с небольшой вариацией между системами. Полученные результаты подтверждают, что минеральная часть горных пород участвует в процессе акватермолиза и демонстрируют хороший каталитический эффект, улучшая групповой состав, снижая вязкость нефти, тем самым увеличивая фильтрационный поток в пористой среде. ●

Литература

1. *Yuan P. et al. Role of the interlayer space of montmorillonite in hydrocarbon generation: An experimental study based on high temperature–pressure pyrolysis // Appl. Clay Sci. Elsevier, 2013. Vol. 75. P. 82–91.*
2. *Vossoughi S. et al. Study of the clay effect on crude oil combustion by thermogravimetry and differential scanning calorimetry // J. Therm. Anal. Springer, 1983. Vol. 27, № 1. P. 17–36.*
3. *Ranjbar M. Influence of reservoir rock composition on crude oil pyrolysis and combustion // J. Anal. Appl. Pyrolysis. Elsevier, 1993. Vol. 27, № 1. P. 87–95.*
4. *Faure P., Landais P. Evidence for clay minerals catalytic effects during low-temperature air oxidation of n-alkanes // Fuel. Elsevier, 2000. Vol. 79, № 14. P. 1751–1756.*
5. *Montgomery, W., Watson, J. S., Lewis, J. M., Zeng, H., & Sephton, M. A. (2018). Role of minerals in hydrogen sulfide generation during steam-assisted recovery of heavy oil. Energy & Fuels, 32(4), 4651–4654.*
6. *Chen, Q. Y., Liu, Y. J., & Zhao, J. (2011). Intensified viscosity reduction of heavy oil by using reservoir minerals and chemical agents in aquathermolysis. In Advanced Materials Research (Vol. 236, pp. 839–843). Trans Tech Publications Ltd.*
7. *Muraza, O. (2015). Hydrous pyrolysis of heavy oil using solid acid minerals for viscosity reduction. Journal of analytical and applied pyrolysis, 114, 1–10.*
8. *Avbenake, O.P., Al-Hajri, R.S., & Jibril, B.Y. (2020). Saturates and aromatics characterization in heavy crude oil upgrading using Ni–Co/γ-Al2O3 catalysts. Petroleum Science and Technology, 1–8.*
9. *Khalil, M., Lee, R. L., & Liu, N. (2015). Hematite nanoparticles in aquathermolysis: A desulfurization study of thiophene. Fuel, 145, 214–220.*
10. *Khalil, M., Liu, N., & Lee, R.L. (2017). Catalytic aquathermolysis of heavy crude oil using surface-modified hematite nanoparticles. Industrial & Engineering Chemistry Research, 56(15), 4572–4579.*
11. *Zheng, R., Liao, G., You, H., Song, X., Song, Q., & Yao, Q. (2020). Montmorillonite-catalyzed thermal conversion of low-asphaltene heavy oil and its main components. Journal of Petroleum Science and Engineering, 187, 106743.*

KEYWORDS: *heavy oil, rock-forming minerals, thermal-stream exposure, viscosity of oil.*

Neftegaz.RU
номер 4/2021 г.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

УМНЫЕ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Наноструктурированные нефтевытесняющие композиции пролонгированного действия

Алтунина Любовь Константиновна
главный научный сотрудник,
заведующая лабораторией коллоидной химии нефти
Федерального государственного бюджетного учреждения науки
Института химии нефти Сибирского отделения
Российской академии наук (ИХН СО РАН),
д.т.н., профессор, заслуженный деятель науки РФ

Кувшинов Владимир Александрович
ведущий научный сотрудник ИХН СО РАН,
к.х.н.

Кувшинов Иван Владимирович
ведущий программист ИХН СО РАН

Стасьева Любовь Анатольевна
научный сотрудник ИХН СО РАН

УДК 622.276.6

В СТАТЬЕ ПРИВОДЯТСЯ РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ И ПРОМЫШЛЕННОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ С ПРИМЕНЕНИЕМ НАНОСТРУКТУРИРОВАННЫХ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩИХ «SMART» КОМПОЗИЦИЙ ПРОЛОНГИРОВАННОГО ДЕЙСТВИЯ НА ОСНОВЕ ПАВ И БУФЕРНЫХ СИСТЕМ, ПРИ ЕСТЕСТВЕННОМ РЕЖИМЕ РАЗРАБОТКИ И ПРИ ПАРОТЕПЛОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ. ПОКАЗАНА ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРИМЕНЕНИЯ СОЗДАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ДОБЫЧИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И УГЛЕВОДОРОДОВ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ

THE ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF LABORATORY STUDIES, FIELD TESTS AND INDUSTRIAL USE OF ENHANCED OIL RECOVERY TECHNOLOGIES WITH THE USE OF NANOSTRUCTURED OIL-DISPLACING "SMART" COMPOSITIONS OF PROLONGED ACTION BASED ON SURFACTANTS AND BUFFER SYSTEMS, UNDER NATURAL DEVELOPMENT AND AT THERMAL-STEAM STIMULATIONS. THE PROSPECTS OF INDUSTRIAL APPLICATION OF THE CREATED TECHNOLOGIES FOR HIGH-VISCOSITY OIL DEPOSITS AND IN THE ARCTIC ZONE ARE SHOWN

Ключевые слова: *увеличение нефтеотдачи, высоковязкие нефти, физико-химические технологии, нефтевытесняющие композиции, ПАВ, буферные системы, золи, реология, вязкость, опытно-промышленные испытания.*

Неуклонно растущие потребности мировой экономики в углеводородах, согласно прогнозным оценкам, будут в основном удовлетворяться освоением ресурсов новых нефтедобывающих регионов, преимущественно в Арктической зоне планеты, а также за счет разработки месторождений тяжелых, высоковязких нефтей и битумов [1–5]. Арктическая зона обеспечивает в Российской Федерации добычу более 17% нефти и 80% горючего природного газа. Континентальный шельф РФ в Арктике, по оценкам экспертов, содержит более 17,3 млрд тонн нефти, 85,1 трлн м^3 горючего природного газа и является стратегическим резервом развития минерально-сырьевой базы РФ [2]. Запасы тяжелых, высоковязких нефтей в мире примерно в 5 раз превышают объем остаточных извлекаемых запасов легких нефтей малой и средней вязкости – 810 и 162 млрд тонн соответственно. Большие запасы тяжелых, высоковязких нефтей имеют Канада, Венесуэла, Мексика, США, Россия, Кувейт и Китай.

ФАКТЫ

Более 17%

нефти и 80% горючего природного газа добывается в Арктической зоне РФ

Для увеличения добычи нефти месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти, в том числе в Арктической зоне, а также залежей высоковязких нефтей представляется перспективным широкомасштабное применение новых комплексных технологий увеличения нефтеотдачи, сочетающих базовое воздействие на пласт закачкой воды или водяного пара с физико-химическими методами, увеличивающими охват пласта и коэффициент нефтевытеснения при одновременной интенсификации разработки [6–10].

Перспективна тенденция создания максимально автономных систем увеличения нефтеотдачи, базирующихся на использовании «smart» композиций химических реагентов, неприхотливых к климатическим условиям транспортировки и хранения, не требующих дополнительной подготовки к использованию на промысле и способных после закачки в пласт сохранять длительное время высокую нефтевытесняющую активность, а также увеличивать степень охвата пласта заводнением или иным активным воздействием [10–12].

В работах Института химии нефти СО РАН (ИХН СО РАН) указанный подход реализуется путем создания «smart» композиций на основе генерируемых непосредственно в пласте термотропных неорганических и полимерных гелеобразующих и золеобразующих композиций с регулируемой вязкостью и плотностью, а также нефтевытесняющих композиций на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ) с регулируемой вязкостью и щелочностью, сохраняющих, самоподдерживающих в пласте длительное время комплекс коллоидно-химических свойств, оптимальный для целей нефтевытеснения. Композиции используются для закачки в нефтяные пласты с целью увеличения нефтеотдачи, снижения обводненности добывающих скважин и интенсификации добычи нефти в осложненных условиях эксплуатации, в том числе для месторождений высоковязких нефтей, разрабатываемых как с применением термических методов, так и без теплового воздействия [12–16].

Предложена концепция увеличения нефтеотдачи месторождений высоковязких нефтей, разрабатываемых на естественном режиме и тепловыми методами, «smart» композициями на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений, химически эволюционирующих в пласте с приобретением коллоидно-химических свойств, оптимальных для целей нефтевытеснения [9, 16].

Факторами, вызывающими химическую эволюцию, являются термобарические пластовые условия, взаимодействие с породой коллектора и пластовыми флюидами.

В результате химической эволюции систем образуются нефтевытесняющие жидкости с высокой кислотно-основной буферной емкостью, эмульсионные и газо-жидкостные системы коллоидной степени дисперсности. Для увеличения нефтеотдачи созданы щелочные и кислотные «smart» композиции нового поколения на основе ПАВ, аддуктов неорганических кислот и полиолов с добавками электролитов и неэлектролитов. Композиции совместимы с минерализованными пластовыми водами, имеют низкую температуру замерзания (-20÷-60 °С), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью, снижают вязкость нефти, применимы в широком интервале температур, от 10 до 200 °С, обеспечивают эффективное нефтевытеснение и пролонгированное воздействие на пласт. Композиции имеют регулируемую вязкость для достижения оптимального соотношения вязкостей пластовой нефти и вытесняющего ее рабочего агента, обеспечивающего увеличение коэффициента охвата пластов воздействием, а также регулируемую щелочность для достижения оптимального уровня pH, обеспечивающего максимальное действие и минимальную адсорбцию ПАВ. В состав композиций входят доступные на рынке Российской Федерации и экологически безопасные продукты промышленного производства [17, 18].

Для залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти в низкопроницаемых гидрофобных продуктивных пластах перспективны химически эволюционирующие системы, включающие композиции, способные химически реагировать с породой пласта и пластовыми флюидами: композиции последовательно, в процессе движения в пласте, меняют свой состав и свойства, в частности, будучи вначале кислотными породорастворяющими, после взаимодействия с породой становятся нейтральными или щелочными нефтевытесняющими и золеобразующими композициями.

ФАКТЫ

в 5 раз

запасы тяжелых, высоковязких нефтей превышают мировой объем остаточных извлекаемых запасов легких нефтей малой и средней вязкости

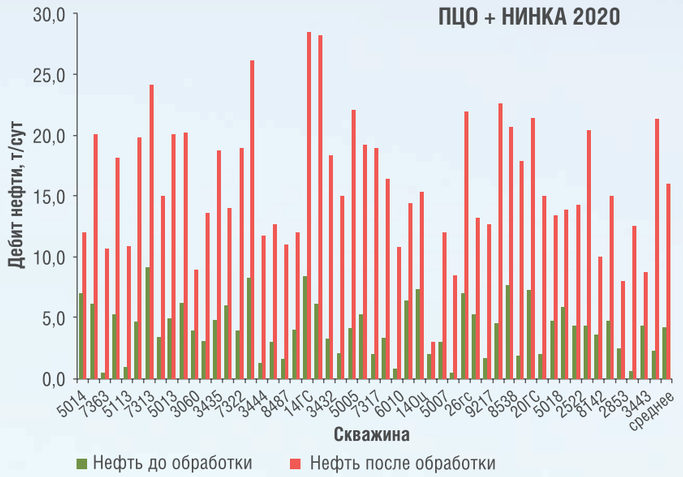
Композиции на основе ПАВ и аммиачной буферной системы

В течение ряда лет в ИХН СО РАН развивается концепция воздействия на залежь высоковязкой нефти композициями на основе ПАВ, содержащими карбамид и соль аммония, которые в пласте под действием пластовой температуры или теплоносителя химически эволюционируют, образуя CO_2 и аммиачную буферную систему [13–15]. В пласте под действием высокой температуры карбамид гидролизуется с образованием углекислого газа и аммиака. Углекислый газ, в отличие от аммиака, намного более растворим в нефти, чем в воде. Коэффициент распределения CO_2 в системе нефть – вода в интервале температур 35–100 °С и давлений 10÷40 МПа находится в пределах 4–10, тогда как для аммиака он не превышает $6 \cdot 10^{-4}$. Поэтому в системе нефть – вода нефтяная фаза будет обогащена CO_2, водная – аммиаком, который с солью аммония образует щелочную систему с максимальной буферной емкостью в интервале pH 9÷10 [13–15], оптимальную для целей нефтевытеснения. Растворение CO_2 в нефти приводит к уменьшению ее вязкости, что вызывает благоприятное изменение соотношения подвижностей нефти и водной фазы.

CO_2 и аммиак в паровой фазе способствуют сохранению парогазовой смеси при температуре ниже температуры конденсации пара, увеличивают эффективность процесса переноса компонентов нефти по механизму дистилляции. CO_2 и аммиак снижают набухание глинистых минералов породы-коллектора и тем самым способствуют сохранению начальной проницаемости пласта. Эту же роль выполняет аммиачная буферная система, образующаяся при растворении аммиака в водном растворе солей аммония. Кроме того, благодаря своей щелочности, pH 9÷10, и присутствию ПАВ, она способствует интенсификации противоточной пропитки и дополнительному вытеснению нефти, уменьшению межфазного натяжения и деструктированию, разжижению высоковязких слоев или пленок на границах нефть – вода – порода, ухудшающих фильтрацию жидкостей в пласте и снижающих полноту извлечения нефти [12–15].

В результате проведенных исследований были созданы нефтевытесняющие композиции на основе ПАВ, генерирующие в пласте при паротепловом воздействии CO_2 и щелочную буферную систему (композиции НИНКА®), которые способствуют снижению вязкости нефти и дополнительному ее вытеснению. Изучение влияния на вязкость нефтей композиций НИНКА® показало, что после автоклавирования совместно с композициями при температуре 150–200 °С и последующем охлаждении до 20–80 °С вязкость нефтей Ярегского и Усинского месторождений в зависимости от концентрации композиции и времени автоклавирования понижается минимально на 10–30 %, максимально в 4–6,2 раза. Наиболее существенное уменьшение вязкости нефтей наблюдается в области неньютоновского течения (при пониженных температурах). Аналогичные закономерности наблюдались при исследовании влияния композиций на высоковязкие нефти месторождений Ляохэ и Флуарти, КНР. Проведенные исследования позволили оптимизировать состав композиций для увеличения эффективности паротеплового и пароциклического воздействия на залежи высоковязких нефтей. При вытеснении нефти композицией НИНКА® за счет снижения вязкости и улучшения смачивающей способности подвижность фильтруемой жидкости увеличивается в 1,5–6 раз, прирост коэффициента нефтевытеснения составляет 10–20 %, значительно снижается остаточная нефтенасыщенность, что приводит к стабилизации либо снижению обводненности продукции добывающих скважин и увеличению добычи нефти.

РИС. 1. Увеличение дебита нефти после закачки композиций НИНКА® при пароциклической обработке скважин на пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения в 2020 году



Средний дебит нефти после обработки композицией НИНКА® составил 16,0 т/сут, средний прирост дебита нефти – 11,8 т/сут.

Следующим шагом в развитии указанных работ явилось создание нефтевытесняющей композиции на основе ПАВ и аммиачной буферной системы с регулируемой вязкостью и щелочностью – загущенной композиции НИНКА-З, которая увеличивает и коэффициент нефтевытеснения, и коэффициент охвата пласта при заводнении и паротепловом воздействии. Для получения композиции НИНКА-З в состав композиции НИНКА® на основе ПАВ, соли аммония и карбамида дополнительно вводят соль алюминия, изменением концентрации которой можно регулировать вязкость композиции, в результате химической эволюции непосредственно в пласте она загущается и становится одновременно потокоотклоняющей и нефтевытесняющей композицией [12, 17]. Как и в композиции НИНКА®, в пласте при тепловом воздействии карбамид гидролизуется, образуя CO_2 и NH_3, который с солью аммония дает щелочную аммиачную буферную систему, оптимальную для целей нефтевытеснения, при этом pH растворов композиции повышается до 7,7–10,1 ед. pH. Повышение pH вызывает гидролиз соли алюминия с образованием золя гидроксида алюминия, при этом вязкость композиции увеличивается в 6–78 раз, но система остается подвижной, образуется золь. Исследования изменения реологических свойств высоковязкой нефти Усинского месторождения после термостатирования при 150 °С с растворами композиции НИНКА-З показали, что вязкость нефти по сравнению с исходной нефтью снижается в 2–3 раза. При этом растворы композиции оказывают деэмульгирующее действие, количество воды в нефти снижается в 10–220 раз. Таким образом, закачка композиции НИНКА® приводит к увеличению охвата пласта тепловым воздействием, подключению низкопроницаемых пропластков, снижению вязкости нефти и ее доотмыву. В результате происходит увеличение коэффициента охвата пласта, прирост коэффициента извлечения нефти (КИН) и интенсификация ее добычи.

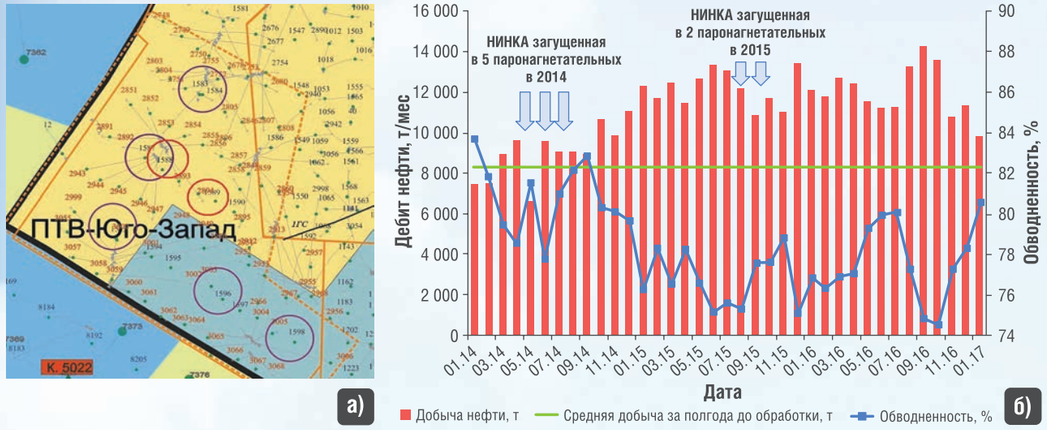
На пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения и на месторождении Гаошен (КНР) в 2003–2007 гг. были проведены промысловые испытания композиций НИНКА®. Установлено, что их применение при стационарной закачке пара приводит к снижению обводненности на 10–20 % и увеличению дебитов по нефти в среднем на 40 %. При пароциклическом воздействии наблюдается увеличение добычи нефти в 1,5–3 раза, уменьшение вязкости нефти в 2–3 раза. В настоящее время технологии с применением композиций НИНКА® используются в промышленном масштабе. В качестве примера на рис. 1 приведены результаты промышленного использования композиций НИНКА® при пароциклической обработке (ПЦО) скважин на пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения в 2020 году.

ФАКТЫ

10–200 °С

диапазон применения «smart» композиций

РИС. 2. Карта участка ПТВ-Юго-Запад пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения (а) и результаты закачки композиции НИНКА-3 (б) в паронагнетательные скважины, отмеченные окружностями (фиолетовыми – в 2014 г., и красными – в 2015 г.): увеличение дебитов по нефти и снижение обводненности после закачки композиции



В 2014–2015 гг. успешно проведены промысловые испытания композиции, выполнена закачка загущенной композиции НИНКА-3 в 7 паронагнетательных скважин на участке паротеплового воздействия пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения, республика Коми (рис. 2). Объем закачки составлял 80–110 м³ на скважину, отслеживание эффекта проводили по 75 добывающим скважинам участка. После закачки происходит устойчивое снижение обводненности продукции и повышение добычи нефти. Суммарный эффект по участку – более 70 тыс. тонн дополнительно добытой нефти.

ФАКТЫ

На 40 %

увеличивается дебит нефти при стационарной закачке пара при использовании композиций НИНКА®, а обводненность снижается на 10–20 %

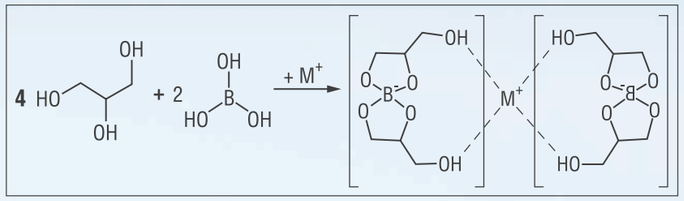
Нефтевытесняющие композиции на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений

Для увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки месторождений высоковязких нефтей созданы кислотные нефтевытесняющие композиции нового типа на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений, в частности координационных соединений многоосновных неорганических кислот с многоатомными спиртами (полиолами), химически эволюционирующих непосредственно в пласте с приобретением коллоидно-химических свойств, оптимальных для целей нефтевытеснения. В результате экспериментальных исследований кислотно-основных равновесий в системах с донорно-акцепторными взаимодействиями – многоосновной неорганической кислоты и полиола, влияния на них электролитов, неэлектролитов и ПАВ – были выбраны оптимальные составы и области концентраций компонентов кислотных композиций [12, 18].

Система «борная кислота – полиол – электролиты – вода» представляет интерес в качестве основы нового типа нефтевытесняющих жидкостей, эффективных при низких пластовых температурах, при которых традиционные нефтевытесняющие жидкости малоэффективны. Физико-химические свойства этой системы обусловлены донорно-акцепторным взаимодействием полиолов с борной кислотой, в котором анионы кислоты выступают в качестве четырехдентантного лиганда, являющегося кислотой Льюиса. В результате в этой системе в зависимости от pH и природы присутствующих электролитов образуются различные координационные комплексы полиола и анионов борной кислоты. При увеличении концентрации акваионов металла в растворе такое структурообразование приводит к значительному возрастанию вязкости. Способ регулирования вязкости и плотности добавками солей металлов может быть полезным для регулирования физико-химических и реологических свойств композиций. Указанные координационные комплексы при взаимодействии с водорастворимыми неионогенными ПАВ образуют эффективные нефтевытесняющие жидкости с высокой смачивающей и моющей способностью [12, 18].

Борная кислота является слабой кислотой, ее pK = 9,2, но с глицерином она образует достаточно

РИС. 3. Схема взаимодействия глицеринборной кислоты с катионом металла в растворе с образованием растворимого внешнесферного циклического комплекса



сильную глицеринборную кислоту, у которой pK в зависимости от концентрации глицерина находится в интервале 5,7–6,5. Глицеринборная кислота и ее соли лучше растворимы в воде, чем соли борной кислоты, что обусловлено большей гидрофильностью их молекул и насыщенностью координационных связей бора. Поэтому глицеринборная кислота и ее соли хорошо совместимы с минерализованными пластовыми водами. Молекулы комплексной кислоты способны взаимодействовать с акваионами металлов за счет своих гидроксильных спиртовых групп с образованием растворимого внешнесферного циклического комплекса, рис. 3.

В результате исследования влияния электролитов на кислотно-основные равновесия растворов в системе «вода – глицерин – борная кислота» установлено, что наиболее сильное влияние на кислотное равновесие оказывают хлориды алюминия $AlCl_3$, железа $FeCl_3$, $FeCl_2$ и магния $MgCl_2$. Так, при увеличении концентрации $AlCl_3$ в растворе до 20 % мас. значения pH снижаются до минус 0,54 ед. pH, значения вязкости растворов увеличиваются до 17 500 мПа · с.

На основе проведенных исследований в ИХН СО РАН создана кислотная нефтевытесняющая композиция пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта борной кислоты и глицерина (композиция ГБК), реализующая концепцию химически эволюционирующих систем. Композиция совместима с минерализованными пластовыми водами, имеет низкую температуру замерзания (минус 20 ÷ минус 60 °C), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью (ниже 0,001 мН/м на границе с нефтью Усинского месторождения). Плотность композиции можно регулировать от 1100 до 1300 кг/м³, вязкость – от десятков до сотен мПа·с.

Композиция применима для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти за счет увеличения проницаемости пород коллектора и продуктивности добывающих скважин, в широком интервале температур – от 10 до 200 °C, наиболее эффективна в карбонатных коллекторах, в частности – пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения. Композиция обладает замедленной реакцией с карбонатными породами. Совместимость с минерализованными пластовыми водами, снижение набухаемости глин, высокая нефтевытесняющая способность, приводит к доотмыву остаточной нефти как из высокопроницаемых, так и из низкопроницаемых зон пласта.

ФАКТЫ

Система

«борная кислота – полиол – электролиты – вода» – основа нового типа нефтевытесняющих жидкостей, эффективных при низких пластовых температурах

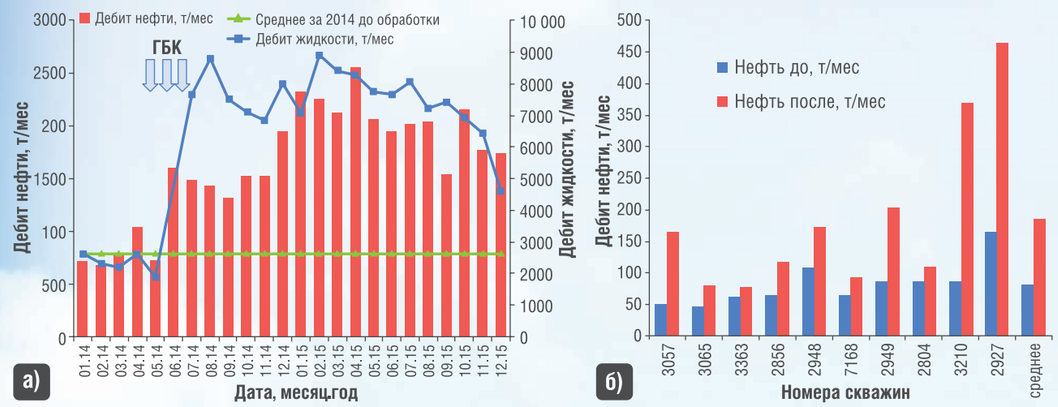
В результате взаимодействия композиции с карбонатным коллектором и гидролизом карбамида, входящего в состав композиции, выделяется CO_2, который растворяется в нефти и снижает ее вязкость в 1,7–2,7 раза, что способствует увеличению степени извлечения нефти. При этом pH композиции повышается с 2,8–3,1 до 8,8–10,0, и она химически эволюционирует, превращаясь в щелочную нефтевытесняющую композицию, обеспечивающую эффективное нефтевытеснение и пролонгированное воздействие на пласт.

Кроме того, методом протонного магнитного резонанса (ПМР) с использованием прибора ЯМР-Фурье-спектрометр AVANCEAV 300 фирмы «Bruker» (Германия) установлено, что нефтевытесняющие кислотные композиции ГБК имеют деэмульгирующие свойства. Из ПМР-спектров следует, что в результате термостатирования нефти с композициями ГБК при различных температурах содержание воды в нефтяной фазе снижается, причем чем выше температура термообработки, тем меньше воды остается в нефтяной фазе.

Композиции ГБК на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений показали высокую эффективность в промысловых условиях, рис. 4, и рекомендованы для промышленного внедрения. После закачки кислотной композиции ГБК на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и полиола наблюдается увеличение дебитов по нефти на 5,5–14,8 тонн/сут, увеличение дебитов по жидкости на 15–25 м³/сут. Средний дебит по нефти для одной скважины до обработки составлял 80 т/мес., по результатам 19 месяцев после обработки – 185 т/мес., т.е. прирост дебита по нефти составил в среднем 104 т/мес. на скважину. Дополнительно добытая нефть за период наблюдения 19 месяцев составила ~20 000 т по 10 скважинам, ~2000 т на скважину. Композиции были рекомендованы к промышленному применению.

Следует отметить высокую технологичность данных композиций, их эффективность

РИС. 4. Результаты ОПР с применением кислотной композиции ГБК пролонгированного действия на низкопродуктивных добывающих скважинах пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения: (а) – суммарно по 10 добывающим скважинам, увеличение дебитов по нефти, снижение обводненности; (б) – среднее значение месячных дебитов по нефти для отдельных скважин за период наблюдения 19 мес. по отдельным скважинам до и после обработки композицией ГБК



для разработки месторождений высоковязких нефтей в Арктической зоне, так как они имеют низкую температуру замерзания (минус 20 ÷ минус 60 °С), экологически безопасны, для их приготовления и закачки используется стандартное нефтепромысловое оборудование.

В развитие указанных работ в результате экспериментальных исследований для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей в области температур 20–210 °С создана многофункциональная композиция (МФК) с регулируемой вязкостью и высокой нефтевытесняющей способностью на основе ПАВ, солей алюминия и аммония, аддукта многоосновной неорганической кислоты, карбамида и полиола. В качестве многоосновной кислоты использовали борную кислоту, в качестве полиола – глицерин. Высокая буферная емкость композиции в широком диапазоне pH, 2,5–10 ед. pH, обеспечивается комплексом буферных систем: в кислой области pH, 2,5–4,0 ед. pH, системой «полиолборная кислота и ее соль», в щелочной области pH – аммиачно-боратной буферной системой.

МФК имеет низкое межфазное натяжение и низкую температуру замерзания (минус 20 ÷ минус 50 °С), пролонгированную реакцию с карбонатными породами, совместима с минерализованными пластовыми водами, предотвращает образование нерастворимых продуктов реакции, увеличивает проницаемость пластов-коллекторов. Композиция является и нефтевытесняющей, и потокоотклоняющей, обеспечивает увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) как за счет прироста коэффициента вытеснения, так и охвата пласта заводнением или паротепловым воздействием. Композиция применима для увеличения нефтеотдачи месторождений высоковязких нефтей в Арктической зоне.
В качестве базовых определены три состава МФК: МФК-1, МФК-2 и МФК-3. МФК-2 содержит повышенное количество полиола и рекомендуется для низких пластовых температур, МФК-3 – повышенное количество карбамида и рекомендуется для высоких температур, МФК-1 – наиболее универсальная.

ФАКТЫ

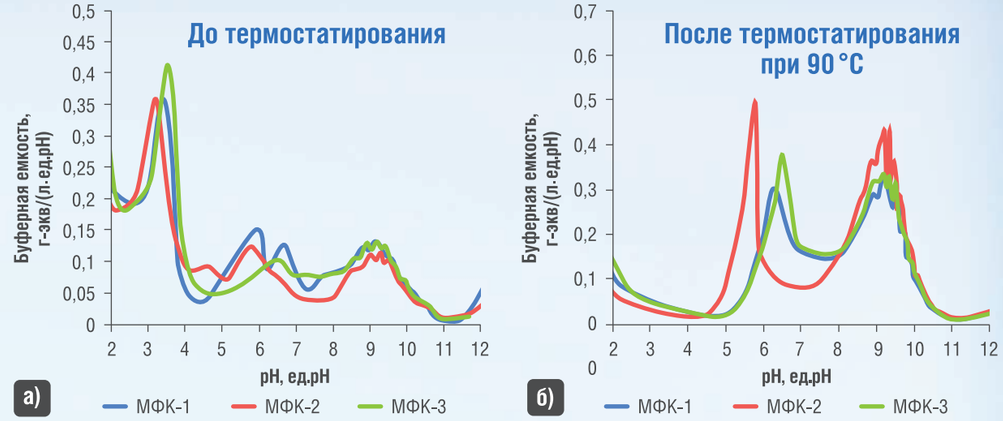
от 1100 до 1300 кг/м³

диапазон, в котором можно регулировать плотность кислотной нефтевытесняющей композиции пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта борной кислоты и глицерина

При низких температурах, 20–70 °С, МФК является кислотной, аналогичной композиции ГБК, но более эффективной, так как имеет более низкое значение pH за счет влияния соли Al. Высокая буферная емкость в кислой области pH, рис. 5, и регулируемая вязкость обеспечиваются наличием комплексов полиола и соли Al с ионами многоосновной кислоты, в частности борат-ионами.

В области температур 70 °С и выше, где вязкость полиола снижается, регулируемая вязкость композиции и высокая буферная емкость в щелочной области pH обеспечиваются по другому механизму. Карбамид, входящий в состав композиции, при тепловом воздействии гидролизуется с образованием CO_2, который растворяется в нефти и снижает ее вязкость, и аммиака NH_3, который с полиолборной кислотой и солью аммония дает щелочную боратно-аммиачную буферную систему, рис. 5, оптимальную для целей нефтевытеснения. При этом обеспечивается максимальное нефтевытеснение и минимальная адсорбция ПАВ на породе пласта.

РИС. 5. Зависимость от pH буферной емкости композиций МФК до и после термостатирования при температуре 90 °С в течение 24 часов



Повышение pH вызывает также гидролиз соли алюминия с образованием золя гидроксида Al, как и в композиции загущенная НИНКА-3, при этом вязкость МФК увеличится на 1–2 порядка, но композиция остается подвижной. Величина вязкости композиции регулируется концентрацией соли Al. Увеличение вязкости МФК приводит к увеличению охвата пласта тепловым воздействием, подключению низкопроницаемых пропластков, снижению вязкости нефти и ее доотмыву.

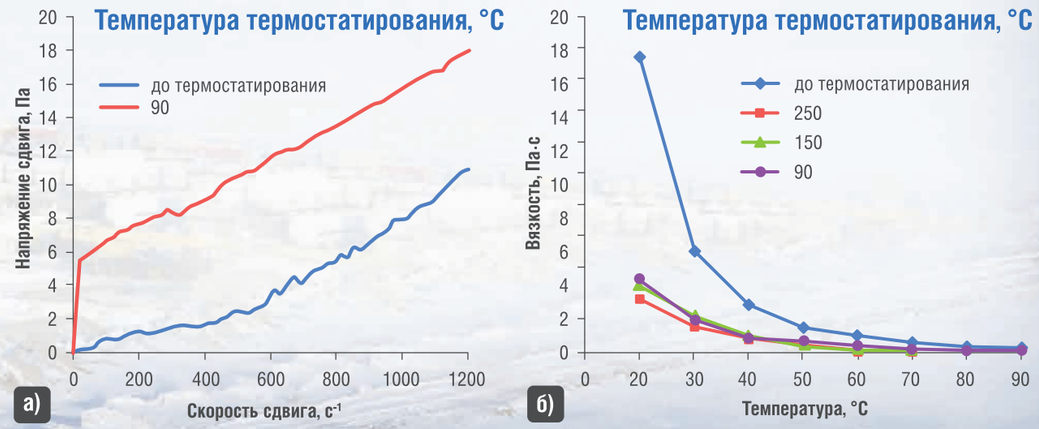
Исследование реологических свойств МФК до и после термостатирования при различных температурах проводили методом ротационной вискозиметрии с помощью ротационного вискозиметра Реометра HAAKE Viscotester iQ (измерительная система коаксиальных цилиндров CC25 DIN/Ti). В ячейку реометра помещали необходимое количество композиции или золя (геля), полученного из композиции после термостатирования при температурах 90 и 150 °С. Затем при температуре 20 °С и различных скоростях сдвига от 1 до 1200 $с^{-1}$ получали реологические кривые течения композиции и определяли значения вязкостей до и после термостатирования, рис. 6а. Как видно из рисунка, до термостатирования композиции являются ньютоновскими жидкостями, после образования золя при температуре 90–150 °С становятся или псевдопластическими, или вязкопластическими жидкостями, с увеличением вязкости с 3,7–47,6 до 132,4–344,3 мПа·с.

ФАКТЫ

в 1,7-2,7 раза

снижается вязкость нефти в результате взаимодействия композиции с карбонатным коллектором и гидролизом карбамида, что способствует увеличению степени извлечения нефти

РИС. 6. Реологические кривые течения МФК-1 до и после термостатирования при температуре 90 °С (а); температурная зависимость вязкости нефти Усинского месторождения до и после термостатирования при 90–250 °С с МФК-1 (б), измеренная методом вибрационной вискозиметрии



Экспериментально установлено, что после термостатирования нефти при 90–250 °С с композицией ее температура застывания снижается на 11–16 градусов и кратно, в 2–5 раз, уменьшается вязкость нефти, рис. 6 б.

Серия экспериментов по изучению фильтрационных характеристик моделей неоднородного пласта и оценке нефтевытесняющей способности МФК для условий пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения при 20–210 °С показала, что наблюдается выравнивание фильтрационных потоков и прирост коэффициента нефтевытеснения (5,4–43,4 %), который зависит от соотношения проницаемостей моделей и величины оторочки композиции.

С января 2020 г. успешно проводятся опытно-промышленные испытания новой технологии увеличения нефтеотдачи с применением многофункциональной композиции МФК-1 на основе ПАВ, солей алюминия и аммония, аддукта многоосновной неорганической кислоты, карбамида и полиола в комбинации с закачкой горячей воды (210 °С) на опытном участке пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения (7 нагнетательных скважин, 76 добывающих скважин). В состав композиции входят доступные на рынке РФ и экологически безопасные продукты промышленного производства.

Заключение

Для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей, в том числе в Арктической зоне, с учетом ее экстремальных природно-климатических условий и высокой чувствительности экологических систем к внешним воздействиям, в ИХН СО РАН созданы физико-химические и комплексные технологии с применением «smart» композиций на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений, химически эволюционирующих непосредственно в пласте с приобретением коллоидно-химических свойств, оптимальных для целей нефтевытеснения. Технологии реализуются с использованием стандартного нефтепромыслового оборудования, для приготовления композиций используются экологически безопасные продукты промышленного производства. Промышленное применение созданных технологий имеет важное значение для освоения Арктики, так как позволит продлить рентабельную эксплуатацию нефтяных месторождений и вовлечь в разработку месторождения с трудноизвлекаемыми запасами углеводородного сырья, в том числе залежи высоковязких нефтей. ●

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации

ФАКТЫ

20000

ТОНН

составила дополнительная добыча нефти по 10 скважинам за 19 месяцев наблюдения

Литература

1. *SPE Canada Heavy Oil Technical Conference 2017. Curran Associates, Inc. 2017. ISBN: 978-1-5108-4037-9.*
2. *Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года. Утверждена Указом Президента Российской Федерации № 645 от 26 октября 2020 г., 40 с.*
3. *Zolotukhin A.V., Gudmestad O.T., Yarlsbyu E.T. Resources of oil and gas, development of offshore deposits. WIT press, Southampton, Great Britain, 2011. 279 p.*
4. *Тарасюк В.М. Высоковязкие нефти и природные битумы // Журн. Экологический вестник России. 2014. № 6. С. 22–27.*
5. *Ященко И.Г. Пространственное распределение парафинистых нефтей и особенности их физико-химических свойств // Журн. Вестник ЦКР Роснедра. 2011. № 1. С. 40–47.*
6. *Xiaohu Donga, Huiqing Liua, Zhangxin Chena, Keliu Wua, Ning Lua, Qichen Zhanga. Enhanced oil recovery techniques for heavy oil and oilsands reservoirs after steam injection (review) // Journ. Applied Energy. 2019. № 239. P. 1190–1211.*
7. *Wang Y., Hou J., Song Z., Yuan D., Zhang J., Zhao T., A Case Study on Simulation of In-Situ CO2 Huff-'n'-Puff Process // SPE Reservoir Evaluation & Engineering 2018. Vol. 21. №. 01. P. 109–121.*
8. *Hascakir B. Introduction to thermal Enhanced Oil Recovery (EOR) special issue // Journ. of Petroleum Science and Engineering. 2017. V. 154. P. 438–441.*
9. *Ruzin L.M., Morozyuk O.A., Durkin S.M. Features and innovative ways of highly viscous oil field development // Oil Industry. 2013. № 8. P. 51–53.*
10. *Romero-Zeron L. Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) – A Practical Overview. InTech. 2016. 200 p.*
11. *Sheng J.J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Gulf Publishing. 2011. 617 p.*
12. *Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В. Тенденции и перспективы развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи месторождений тяжелой нефти // Химия в интересах устойчивого развития. 2018. № 3. С. 261–277.*
13. *Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) // Успехи химии. 2007. Т. 76. № 10. С. 1034–1052.*
14. *Altunina L., Kuvshinov V., Kuvshinov I., Stasyeva L. Enhanced oil recovery from high-viscosity oil deposits by chemically evolving systems // The 20th European Symposium on Improved Oil Recovery, Paris, France, April 8-11, 2019. EarthDoc website. http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=96143.*
15. *Kuvshinov I.V., Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Combined well treatment with various chemical compositions and thermal methods // Journ. of Siberian Federal University. Chemistry. 2019. T. 12. № 4. C.473–482.*
16. *Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stasieva L.A., Kuvshinov I.V. Enhanced Oil Recovery for Deposits of High Viscosity Oils Using Multifunctional Systems Based on Surfactants // Journ. of Physics: Conference Series. 2020. V.1611. № 1. 012033. DOI:10.1088/1742-6596/1611/1/012033.*
17. *Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В., Козлов В.В. Нефтевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей // Георесурсы. 2016. Т. 18. № 4. Ч. 1. С. 281–288.*
18. *Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stayeva L.A., Kuvshinov I.V. Enhanced oil recovery from high-viscosity oil deposits by acid systems based on surfactants, coordining solvents and complex compounds // Georesursy. 2019. T. 21. № 4. P. 103–113.*

KEYWORDS: *enhanced oil recovery, high viscosity oils, physicochemical technologies, oil-displacing compositions, surfactants, buffer systems, sols, rheology, viscosity, pilot tests.*

NZ НАФТАГАЗ

СИЛЬНЕЕ С КАЖДЫМ ДНЁМ

Компания оказывает широкий спектр услуг с возможностью выполнения работ «под ключ» и по суточной ставке:

- строительство поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин;
- бурение горизонтальных, наклонно-направленных нефтяных и газовых скважин в различных геологических и климатических условиях, в т. ч. многоствольных на равновесии и депрессии и с применением РУО;
- освоение и испытание скважин;
- полный комплекс вышкомонтажных работ;
- услуги технологического транспорта.

Москва, ул. Брянская, 5 | Телефон + 7 495 589 12 00 | www.naftagaz.com info@naftagaz.com

СНИЖЕНИЕ ЗАТРУБНОГО ДАВЛЕНИЯ

в механизированных насосных скважинах и водогазовое воздействие на пласт с использованием ПНГ и азота

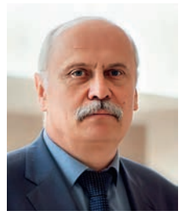
УДК 622.276.6

ДАННАЯ СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА ОБОСНОВАНИЮ, РАЗРАБОТКЕ И РАСЧЕТУ НАСОСНО-ЭЖЕКТОРНОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ (ВГВ) НА ПЛАСТ В УСЛОВИЯХ УЧАСТКА НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ N

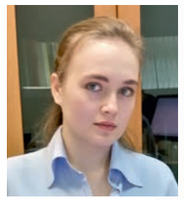
THIS ARTICLE IS DEVOTED TO THE JUSTIFICATION, DEVELOPMENT AND CALCULATION OF A PUMP-EJECTOR SYSTEM FOR THE IMPLEMENTATION OF SWAG ON THE RESERVOIR IN THE CONDITIONS OF THE N. FIELD

Ключевые слова: *насосно-эжекторная система, водогазовая смесь, попутный нефтяной газ, закачка водогазовой смеси с использованием азота.*

Калинников Владимир Николаевич
руководитель группы по оптимизации производственных процессов отдела операционной деятельности департамента разработки месторождений СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»



Дроздов Александр Николаевич
профессор департамента недропользования и нефтегазового дела РУДН, д.т.н.



Горелкина Евгения Ильинична
аспирант департамента недропользования и нефтегазового дела РУДН

Технология закачки водогазовой смеси в пласт широко применяется для повышения коэффициента нефтеотдачи, но невысокая изученность метода привлекает повышенное внимание ученых и специалистов нефтегазовых компаний. В работах авторов [1, 2] сделаны выводы о необходимости разработки принципиально новых конструкций и налаживания промышленного производства оборудования для реализации технологии водогазового воздействия на пласт. Важно отметить, что одной из наиболее важных задач технологии водогазового воздействия является необходимость применения наиболее рентабельного источника газоснабжения для реализации технологии.

Попутный нефтяной газ, добываемый вместе со скважинной продукцией, в большинстве случаев перекачивается в системе нефтепроводов совместно, при этом часть газа до сих пор сжигается на факелах объектов подготовки и перекачки нефти [3]. Основной причиной утилизации газа являются низкая рентабельность капитального строительства сборных газопроводов по удаленности и малодебитности объектов, неразвитая инфраструктура, отсутствие потребителей газа в районах добычи и т.п.

На многих месторождениях нефтяной газ содержит большое количество неуглеводородных компонентов (азота, сероводорода и др.), не соответствует требованиям стандартов на его использование и транспортировку, а также не утилизируется вследствие высоких капитальных вложений на сооружение установок подготовки и очистки ПНГ.

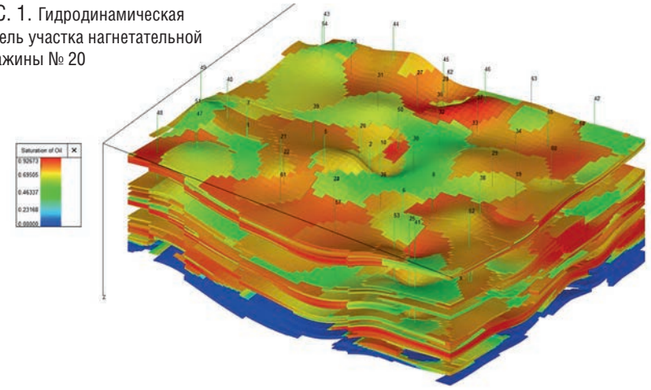
При этом на участках скважин, в системе нефтесбора которых наблюдаются высокие значения давлений, существует проблема роста затрубных давлений. Избыточное количество газа в кольцевом пространстве между НКТ и обсадной колонной приводит к снижению коэффициента заполнения насоса, образованию газогидратов, снижению динамического уровня жидкости в скважине и ряду других осложняющих факторов. Снижение динамического уровня до приема насоса является критическим условием для работы оборудования и может стать причиной срыва подачи насоса [4].

Объект и задачи

В данной работе проведено обоснование выбора объекта и расчет процесса водогазового воздействия с применением азота и ПНГ для условий одного из участков месторождения N Урало-Поволжья, на котором предполагается реализация технологии водогазового воздействия.

Цель работы – расчет насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия на пласт с применением попутного нефтяного газа и азота, а также подбор оборудования, входящего в состав насосно-эжекторной системы для условий нагнетательной скважины № 20, эксплуатирующей объекты верхнего девона.

РИС. 1. Гидродинамическая модель участка нагнетательной скважины № 20



Исходя из цели, были поставлены следующие задачи:

- Определить технологическую эффективность применения водогазового воздействия на пласт с применением смеси ПНГ и азота.
- Подобрать схему насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия в условиях участка нагнетательной скважины.
- Рассчитать рабочие параметры оборудования, входящего в состав насосно-эжекторной системы.

Технологическая эффективность водогазового воздействия

С целью обоснования эффективности применения водогазового воздействия на пласт на участке скважины № 20 проведено гидродинамическое моделирование с использованием данных лабораторных исследований коэффициента вытеснения, выполненных на керне участка со схожими геологическими характеристиками. Среднесуточный прирост дебита нефти на участке скважины по результатам моделирования составляет 4,11 т/сут.

Кроме того, снижение давления в затрубных пространствах скважин, перечисленных в таблице 1, за счет отбора ПНГ с целью реализации водогазового воздействия обеспечит оптимизацию забойных

ТАБЛИЦА 1. Значения параметров добывающих скважин-доноров ПНГ

Наименование параметра	Значения параметров по добывающим скважинам										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Способ эксплуатации	ЭЦН	ШГН	ШГН	ШГН	ШГН	ШГН	ШГН	ШГН	ШГН	ШГН	ЭЦН
Дебит жидкости, м³/сут	127,5	7,5	13	12,2	7,29	10	5,4	15,42	39,87	4,5	24,8
Плотность газа в стандартных условиях, кг/м³	1,13	1,15	1,13	1,13	1,13	1,13	1,13	1,15	1,13	1,15	1,13
Начальное давление газа в ЗП, МПа	2,2	2,5	27,4	24,8	17,7	18,4	35,4	19	30,8	28,5	33,1
Текущий расход газа из ЗП в стандартных условиях, м³/сут	240	152	203	167	194	45	128	153	650	93	335
Газовый фактор, м³/т	53,1	55,3	53,1	53,1	53,1	53,1	55,3	55,3	53,1	55,3	53,1
Пластовая температура, °С	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40

ТАБЛИЦА 2. Значения параметров добывающих скважин-доноров ПНГ

Наименование	Значение
Глубина скважины по вертикали до кровли пласта, м	1580
Условный диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ), мм	60
Приемистость скважины, м³/сут	160
Давление закачиваемой воды на устье скважины, МПа	12
Плотность закачиваемой воды, кг/м³	1000
Температура пласта, °С	40

давлений. Это позволит увеличить дебит вышеуказанных скважин на 26 т/сут по нефти.

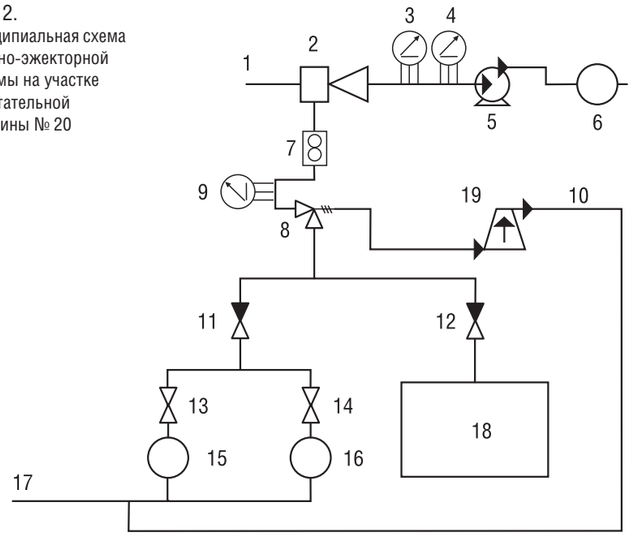
По результатам керновых испытаний установлено, что оптимальным газосодержанием при вытеснении нефти водогазовой смесью является отношение газа к воде 1:4. На основании этих данных, а также с учетом объема закачки (таб. 2) в нагнетательную скважину № 20, объем газа в стандартных условиях, необходимый для обеспечения необходимого газосодержания водогазовой смеси, составляет 5089 м³/сут.

Принципиальная технологическая схема насосно-эжекторной системы для условий участка представлена на рисунке 2. В данном случае в соответствии с рекомендациями [5, 6] предусмотрена одна ступень эжекторного сжатия. На второй ступени водогазовая смесь нагнетается дожимным насосом. В качестве него можно использовать многоступенчатый лопастной насос.

Система, расположенная вблизи нагнетательной скважины, работает следующим образом. Добывающие механизированные скважины 16 и 15 (возможно любое количество добывающих скважин) производят перекачку нефти по выкидному нефтепроводу 17. Затрубные вентиля 13 и 14 скважин подсоединены к системе газосбора. В систему газосбора производится закачка азота, вырабатываемого азотной компрессорной станцией 18. Линии газосбора от скважин и станции оборудованы обратными клапанами 11 и 12 для исключения перетока газа при образовании разницы давлений в линиях. На станцию управления насосом поступают данные с датчиков давления 4 и температуры 3 на выходе эжектора – приеме дожимного насоса 5, закачивающего водогазовую смесь в скважину 6. Вода на сопло эжектора подается по водоводу 1. По данным датчиков 3 и 4 азотная компрессорная станция регулирует расход газа, контролируемый расходомером 7 с учетом термобарических условий по заложенной в станцию управления 19 программе (рассчитанная таблица коэффициентов сверхсжимаемости с учетом компонентного состава газа). Цель регулирования – стабилизация объемного газосодержания водогазовой смеси на приеме дожимного насоса с целью его работы на оптимальном режиме.

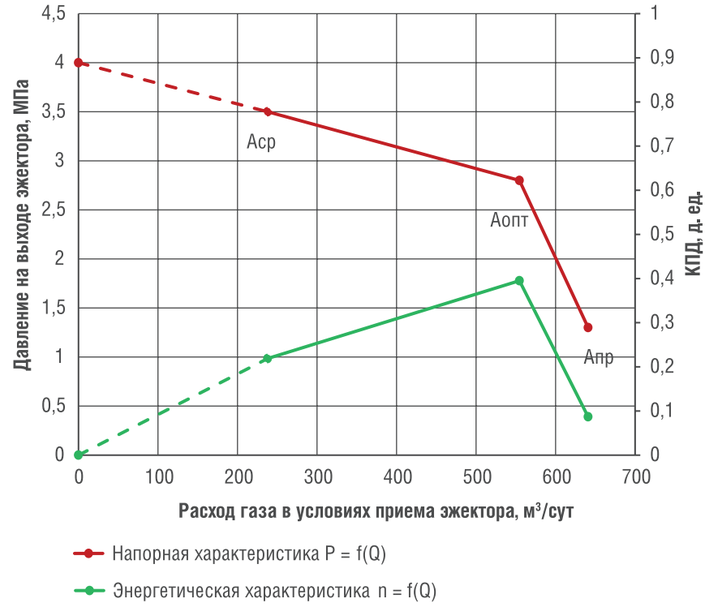
Кроме того, необходимо контролировать давление газа на приеме эжектора 2, который имеет граничные значения давления на приеме, выход за пределы которых приводит к переходу режима работы эжектора в срывной или предельный. С целью предотвращения этого явления в схеме предусмотрен датчик давления 9, передающий информацию о давлении газа на приеме эжектора на станцию управления компрессором 19. Кроме того, на линии установлен сбросный пружинный предохранительный клапан 8, настроенный на критическое для работы эжектора давление, который сбрасывает газ в линию нефтесбора 17 по линии 10. В случае если давление в выкидном нефтепроводе 17 превышает давление газа на приеме эжектора 2, компрессор 19 производит принудительную перекачку газа. Компрессор срабатывает по значениям давления, полученным с датчика 9.

РИС. 2. Принципиальная схема насосно-эжекторной системы на участке нагнетательной скважины № 20



1 – водовод; 2 – эжектор; 3 – датчик температуры; 4 – датчик давления; 5 – дожимной насос; 6 – нагнетательная скважина; 7 – счетчик газа (расходомер); 8 – сбросный пружинно-предохранительный клапан (СППК); 9 – датчик давления на приеме эжектора; 10 – линия сброса газа; 11, 12 – обратный клапан; 13, 14 – задвижки; 15, 16 – добывающие скважины; 17 – линия нефтесбора; 18 – азотная компрессорная станция; 19 – газовый компрессор со станцией управления

РИС. 3. Напорная характеристика эжектора (1) – зависимость давления нагнетания смеси от подачи газа Q на приеме $P_{см} = f(Q)$ и энергетическая характеристика эжектора, (2) – зависимость КПД η от подачи газа Q на приеме $\eta = f(Q)$: $A_{ср}$, $A_{опт}$, $A_{пр}$ – соответственно, точки срывного, оптимального и предельного режимов



Расчет давления на устье нагнетательной скважины № 20 проводили по следующим исходным данным:

- приемистость нагнетательной скважины по воде $Q_{скв.\ в.} = 160$ м³/сут;
- плотность закачиваемой воды $\rho_в = 1000$ кг/м³;
- глубина скважины по вертикали до кровли пласта $H_{скв} = 1580$ м;
- условный диаметр НКТ d = 60 мм;
- давление на устье скважины при закачке воды $P_{у.\ в.} = 12$ МПа;
- пластовое давление $P_{пл} = 12$ МПа;
- расход газовой смеси в стандартных условиях $Q_{г.\ ст} = 5089$ м³/сут;
- плотность газовой смеси в стандартных условиях $\rho_{см.\ ст} = 1{,}15$ кг/м³;
- значение газо-водяного фактора в стандартных условиях R = 31,89 м³/м³.

При этом обеспечивается величина газосодержания смеси в пластовых условиях, составляющая 19%. Для закачки требуемого расхода необходима установка, вырабатывающая не менее 106 нм³/час азота чистотой 95% и давлением нагнетания 1 МПа (например, адсорбционная азотная станция типа «ПРОВИТА-N»).

Расчеты необходимых значений давлений, а также параметров насосно-эжекторной системы проводили по методике, изложенной в работах [5, 6], а расчет эжектора – по методике [7]. Расчетное устьевое давление в нагнетательной скважине при закачке водогазовой смеси составило 15,6 МПа. При давлении газа на приеме эжектора, составляющем 1 МПа, и рабочем давлении воды перед соплом 12 МПа, которое обеспечивается силовым насосом системы ППД, получены напорная и энергетическая характеристики эжектора, представленные на рисунке 3.

В качестве дожимного насоса по методикам [5, 8] выбран многоступенчатый центробежно-вихревой насос ВНН5А-250-1900. При среднеинтегральной подаче по смеси 219 м³/сут насос развивает напор около 1700 м, давление 12,5 МПа при КПД 61% и потребляемой мощности на водогазовой смеси 102,8 кВт.

Заключение

В качестве решения проблемы высоких затрубных давлений добывающих скважин месторождения N предложено производить откачку ПНГ для смешивания с азотом, получаемым из воздуха, и водой из системы поддержания пластового давления с целью повышения нефтеотдачи путем осуществления водогазового воздействия.

По результатам гидродинамического моделирования определена эффективность применения ВГВ на основе данных керновых испытаний. Для условий опытного участка месторождения N разработана схема насосно-эжекторной системы для водогазового воздействия на пласт и рассчитаны параметры ее оборудования.

Показано, что при закачке водогазовой смеси в пласт использование азота в качестве дополнительного газового агента с применением азотной станции низкого давления и насосно-эжекторной системы является технологически оправданным. ●

Литература

1. *Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – М.: Газойл пресс, 2006. – 200 с.*
2. *Красильников И.А. Разработка методики расчета характеристик жидкостно-газовых эжекторов для эксплуатации скважин и водогазового воздействия на пласт с использованием насосно-эжекторных систем: Дис. … канд. техн. наук. – М., 2010. – 144 с.*
3. *Ильясова Е.З. Разработка критериев выбора эффективных методов утилизации нефтяного газа. – Автореферат дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2009. – 26 с.*
4. *Нургалиев А.А., Хабибуллин Л.Т. Решение проблемы утилизации попутного газа добывающих нефтяных скважин // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. – 2014. –№ 1. – Т. 1. – С. 249–257.*
5. *Дроздов А.Н., Дроздов Н.А. Технология водогазового воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи: учебное пособие. – М.: РУДН. 2019. – 160 с.*
6. *Дроздов А.Н., Дроздов Н.А., Горбылева Я.А., Горелкина Е.И. Применение струйных аппаратов в нефтепромысловом деле. – М.: Спутник+, 2020. – 328 с.*
7. *Донец К.Г. Гидроприводные струйные компрессорные установки. – М.: Недра, 1990. – 174 с.*
8. *Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях. – М.: МАКС пресс, 2008. – 312 с.*

KEYWORDS: *pump-ejector system, water-gas mixture, associated petroleum gas, injection of a water-gas mixture using nitrogen.*

Газпром нефть | Стремимся к большему!

Neftegaz.RU

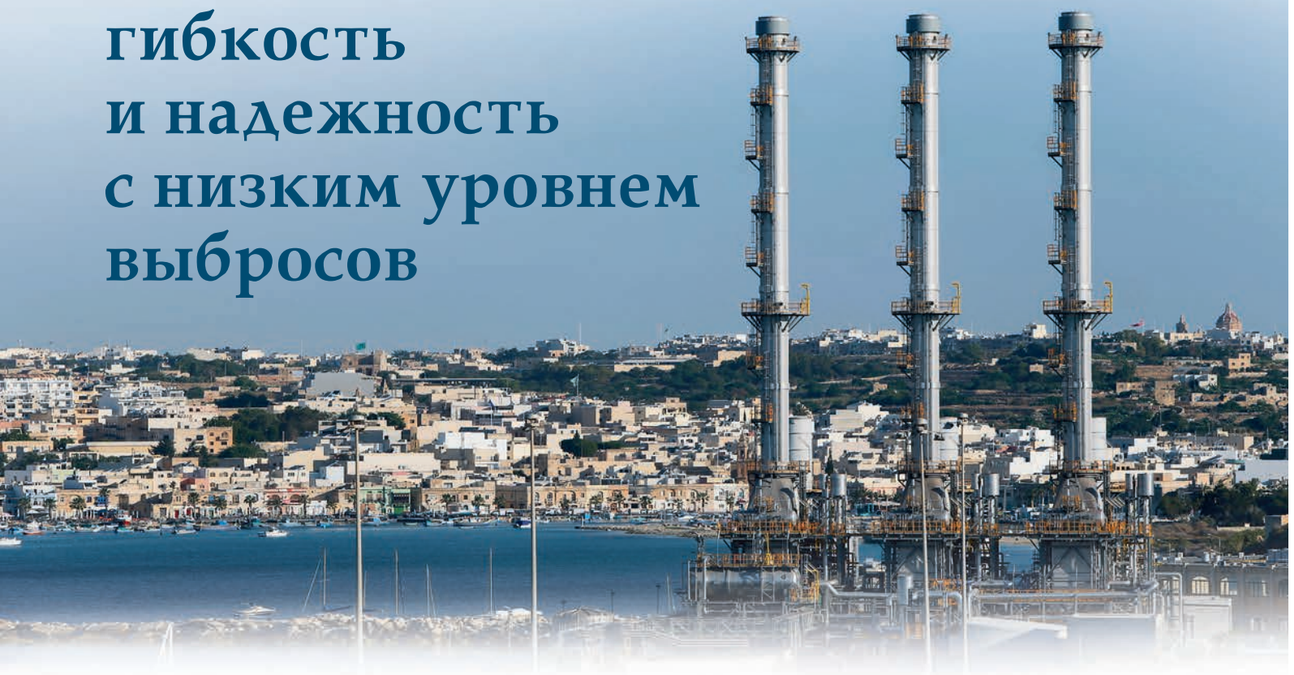
СПЕЦПРОЕКТ

РАЦИОНАЛЬНАЯ ЭКОЛОГИЯ

Сегодня совершенствование экологической безопасности в нефтегазовой отрасли прочно связано с развитием технологий. О том, какая работа в этом направлении ведется на ямальских активах компании «Газпром нефть» читайте в специальном проекте «Рациональная экология»

ECOLOGY.NEFTEGAZ.RU

СПГ-ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ: гибкость и надежность с низким уровнем выбросов



СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ СЧИТАЕТСЯ ОДНИМ ИЗ НАИБОЛЕЕ ЭКОЛОГИЧНЫХ ВИДОВ ИСКОПАЕМОГО ТОПЛИВА, ПОЭТОМУ СЕГОДНЯ, КОГДА ТЕМА УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ВЫХОДИТ НА ПЕРВЫЙ ПЛАН, НА ЭТОТ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЬ ОБРАЩАЮТ ПРИСТАЛЬНОЕ ВНИМАНИЕ. ПРИРОДНЫЙ ГАЗ ИМЕЕТ ГОРАЗДО БОЛЕЕ НИЗКИЙ УРОВЕНЬ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ ПО СРАВНЕНИЮ С ТЯЖЕЛЫМ НЕФТЯНЫМ ТОПЛИВОМ, А ТАКЖЕ СУЩЕСТВЕННО МЕНЬШИЕ ВЫБРОСЫ CO_2 НА ЕДИНИЦУ ПРОИЗВЕДЕННОЙ ЭНЕРГИИ ПО СРАВНЕНИЮ С ДРУГИМИ ИСКОПАЕМЫМИ ВИДАМИ ТОПЛИВА. КРОМЕ ТОГО, ТЕХНОЛОГИИ НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ ПРОИЗВОДЯТ МЕНЬШЕ ШУМА И ЗАПАХА, А ТАКЖЕ ИМЕЮТ БОЛЕЕ ВЫСОКИЙ КПД. «СИМЕНС ЭНЕРГЕТИКА» ВНОСИТ СВОЙ ВКЛАД В РАЗВИТИЕ СПГ-ТЕХНОЛОГИЙ. ПРЕДСТАВЛЯЕМ ДВА ЗНАКОВЫХ ПРОЕКТА КОМПАНИИ В ОБЛАСТИ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА: ОДИН БЫЛ РЕАЛИЗОВАН НА МАЛЬТЕ В ПАРТНЕРСТВЕ С КОНСОРЦИУМОМ EGM, А ВТОРОЙ – В РОССИИ ДЛЯ КОМПАНИИ «ЯМАЛ СПГ»

LIQUEFIED NATURAL GAS IS CONSIDERED ONE OF THE MOST ENVIRONMENTALLY FRIENDLY TYPES OF FOSSIL FUELS. THUS, THIS ENERGY CARRIER IS PAID CLOSE ATTENTION TODAY WHEN THE TOPIC OF SUSTAINABLE DEVELOPMENT COMES TO THE FORE. NATURAL GAS HAS A MUCH LOWER LEVEL OF HARMFUL EMISSIONS COMPARED TO HEAVY OIL FUELS, AS WELL AS SIGNIFICANTLY LOWER CO2 EMISSIONS PER UNIT OF ENERGY PRODUCED COMPARED TO OTHER FOSSIL FUELS. IN ADDITION, NATURAL GAS TECHNOLOGIES PRODUCE LESS NOISE AND SMELL, AS WELL AS HAVE HIGHER EFFICIENCY. SIEMENS ENERGY CONTRIBUTES TO THE DEVELOPMENT OF LNG TECHNOLOGIES. WE PRESENT TWO OF THE COMPANY'S LANDMARK PROJECTS IN THE FIELD OF LIQUEFIED NATURAL GAS: ONE WAS IMPLEMENTED IN PARTNERSHIP WITH THE EGM CONSORTIUM IN MALTA, AND ANOTHER ONE – FOR YAMAL LNG IN RUSSIA

Ключевые слова: *сжиженный природный газ, экологичные энергоносители, электрогенерация, электростанция, арктические проекты.*

УДК 665.725; 621.311.4

Елена Алифирова

Мальта: защитить природу, способствовать росту экономики

Несколько десятилетий Мальта получала электроэнергию от турбин, установленных на электростанции Delimara у залива недалеко от живописной деревни Марсашлокк на юго-востоке страны. Старое оборудование работало на тяжелом нефтяном топливе, которое известно своей ненадежностью и дороговизной. Система не отличалась чистотой и экологичностью, потому что нефть – это один из самых грязных энергоносителей в мире. Системе не хватало надежности в условиях растущей экономики Мальты. Появилась необходимость в новом подходе.

Для улучшения экологической обстановки и снижения цен на электроэнергию был создан консорциум ElectroGas Malta (EGM). Он объявил, что самым лучшим решением для удовлетворения потребностей страны в энергии будет природный газ. Разработчики проекта выбрали сжиженный природный газ в качестве энергоносителя и специальный двухкорпусный танкер в качестве плавучей системы хранения (FSU), которая будет стоять у причала недалеко от острова Делимара.

Решением для Мальты стал СПГ

С учетом этого компании «Сименс Энергетика» пришлось разработать уникальную конфигурацию новой электростанции Delimara 4 на основе трех ключевых компонентов:

- Танкер плавучей системы хранения устанавливается в море, обеспечивая хранение СПГ при температуре минус 162 градуса Цельсия. СПГ передается по трубе на береговую регазификационную установку, которая преобразует СПГ в природный газ.
- Совокупная рабочая мощность регазификационной установки достаточна для обслуживания как нового объекта Delimara 4, так и восьми турбин существующей электростанции Delimara 3, расположенной на той же территории. Последняя раньше работала на нефтяном топливе, но также была переведена на газ.
- И, наконец, электростанция комбинированного цикла, состоящая из трех газовых турбин SGT-800, трех котлов и одной паровой турбины SST-900 и оснащенная системой управления SPPA-T3000, имеет общую мощность 215 МВт.

«Распределенная генерация обеспечивает надежное энергоснабжение. Турбина SGT-800 лучшая в своей категории в данном диапазоне мощности. Благодаря тому, что она оснащена современной технологией сухого подавления вредных выбросов, она отвечает стандартам выбросов при работе в самых разных режимах», – отмечает Франц Хаслингер, проектный менеджер «Сименс Энергетика» на Мальте

Помимо предоставления специального технологического решения, компания через свое подразделение финансовых услуг помогла разработать общую финансовую схему и в конечном итоге стала одним из трех инвесторов проекта. Финансовая поддержка со стороны «Сименс Энергетика» подчеркивает уверенность в долгосрочном успехе проекта и превращает компанию в ключевого партнера.

Эффективная конфигурация станции

Важное преимущество электростанции комбинированного цикла – это ее гибкость. Газовые турбины могут работать самостоятельно без котлов или паровой турбины в так называемом открытом цикле. При работе в комбинированном цикле газовые турбины, котлы и паровая турбина работают одновременно. В этом случае пар, полученный от одной газовой турбины и котла или нескольких, используется для работы паровой турбины, так что она не требует дополнительного энергоносителя.

Три промышленные газовые турбины и одна паровая турбина, названные Максом, Максимилианом, Анной и Вильгельминой на заводе-изготовителе в городе Финспонге в честь шведских святых и закрытые в блестящие обтекаемые башни, представляют будущее Мальты. Это самые важные составляющие новой электростанции, которая призвана снабжать эту небольшую средиземноморскую страну более чистой и надежной энергией.

«Схема с тремя газовыми турбинами на одну паровую значительно повышает КПД электростанции», – объясняет Франц Дорфлер, директор компании EGM

Хотя идея электростанции комбинированного цикла в Европе не нова, на Мальте таких электростанций до этого не было. Однако сложность была связана не только с новой технологией комбинированного цикла. Установка оборудования на строительной площадке также была непростой задачей, потому что строительство велось в границах существующей электростанции Delimara. Свободного места было очень мало – материалы заказывались точно в срок, потому что их негде было хранить. Еще одной проблемой были сжатые сроки: требовалось запустить газовые турбины в промышленную эксплуатацию как можно скорее, чтобы можно было генерировать электричество в высокий летний сезон.

Сокращение вредных выбросов и экономия затрат

В марте 2016 года IJ Global присудила награду электростанции Delimara в номинации «Лучший европейский проект электростанции года». 10 августа 2017 года объект был передан EGM, 99% испытаний

были выполнены с хорошими результатами, при этом КПД газовых турбин оказался выше ожидаемого.

Еще одним показателем успеха стало то, что благодаря газовым турбинам концентрацию твердых частиц в воздухе удалось сократить на 90%. В целом показатели электростанции лучше стандартов ЕС по выбросам на 50%.

Эти результаты были замечены другими странами, и на мальтийской электростанции комбинированного цикла побывало множество посетителей со всего мира – от Корсики до Новой Каледонии.

«Ямал СПГ»: энергетика за полярным кругом

Продолжая традицию, «Сименс Энергетика» помогает России в реализации ее передовых промышленных инициатив. Так, компания, пользуясь обширными наработками в области эксплуатации оборудования в условиях низких температур, участвует в энергообеспечении новых российских арктических проектов по сжижению газа. «Сименс Энергетика» уже реализовала проект по обеспечению электроэнергией объекта «Ямал СПГ», включающий в себя как поставку генерирующего оборудования, так и его сервисное обслуживание. Электростанция была запущена раньше планируемого срока.

«Ямал СПГ» – объект по производству сжиженного газа в одной из самых дальних точек Крайнего Севера в мире. Вахтовый поселок Сабетта расположен на полуострове Ямал, далеко за границей Северного полярного круга. В этом регионе очень суровые погодные условия: в период реализации проекта температуры колебались от плюс 30 до минус 40–45, то есть разница температур составляла около 70 градусов. Кроме того, здесь часто бывают снежные бури, а также темно из-за зимних полярных ночей. Летом солнце не садится за горизонт из-за полярного дня.

Из России в Европу

«Ямал СПГ» был необходим для сжижения природного газа и последующей транспортировки морем в страны Азии и Европы. Он был построен с нуля в глухой тундре: использовались временные дороги, все перевозилось на вертолетах из Нового Уренгоя. В проекте участвовало множество сотрудников из 70 с лишним стран. В пиковые периоды в 2017 году на площадке работало около 35 тысяч человек – это население небольшого города.

Компания «Сименс Энергетика» поставила восемь газовых турбин SGT-800, четыре котла-утилизатора, девять трансформаторов, четыре компрессора отпарного газа, 29 модульных станций. Был также заключен сервисный договор сроком на 22 года. Исходя из технических требований «Ямал СПГ», все оборудование было рассчитано на эксплуатацию при температурах до минус 60 градусов, то есть все выбиралось и проектировалось для арктического климата.

Благодаря этому проекту население стран Азии и Европы, в которых нет природного газа, получило СПГ. В этом проекте проявился смелый и изобретательный подход, который помог решить проблемы, связанные с климатическими и географическими особенностями.

Поскольку объект находится в Арктике, где температуры очень низкие, это обеспечивает возможность сжижения газа и повышает доходность с точки зрения затрат на энергию. Турбины также лучше работают при минимальных температурах. «Сименс Энергетика» не только поставила восемь турбин SGT-800 с номинальной мощностью 47 МВт каждая и с общей мощностью около 400 МВт на объект в Сабетте, но и отвечала за технический надзор во время монтажа и пуска в эксплуатацию.

Успех общими усилиями

В проекте были задействованы разные подразделения «Сименс Энергетика». Поскольку проект реализовывался в сжатые сроки, для ускорения работ и облегчения жизни местных строителей большая часть работ выполнялась не на месте, а на заводах в Азии. Потом все доставлялось морем в поселок Сабетта и разгружалось. После этого модули устанавливались и монтировались на площадке.

Всю электроэнергию производила электростанция, ставшая сердцем проекта. Потом энергия распределялась между 28 подстанциями и обеспечивала питанием всех потребителей объекта, при этом он получал ее напрямую от турбин «Сименс Энергетика».

Строительство завода СПГ осуществлялось в три очереди, которые начались в 2017, 2018 и 2019 годах соответственно. В итоге проект был реализован в рекордные сроки – за четыре года, что особенно впечатляет с учетом погодных условий. ●

Keywords: *liquefied natural gas, eco-friendly energy sources, power generation, power plant, arctic projects.*

XXVI МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА
СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ 2021
XXVI INTERNATIONAL SPECIALIZED TECHNOLOGICAL EXHIBITION
SURGUT. OIL AND GAS 2021
22-24 СЕНТЯБРЯ 2021
г. Сургут, СОК «Энергетик» ул. Энергетиков, 47
ОРГАНИЗАТОР: ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ окружной выставочный центр
ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА: EXPOTECH
+7 (3462) 94-34-54
sales@yugcont.ru
www.sngexpo.ru
vk.com/sngexpo
@sngexpo
#приёмзаявок #СНГ #СургутНефтьиГаз2021 #выставка #ЮГРА #Сургут #sngexpo #ЮК #Сургутнефтьигаз #2021 #четвертьвекавместе #ЮгорскиеКонтракты #Expotech
ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В
XXVI МЕЖДУНАРОДНОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ВЫСТАВКЕ
«СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ-2021»
Заявки на участие Экспонентов, Посетителей и представителей СМИ в Международной специализированной технологической выставке «Сургут. Нефть и Газ – 2021» принимаются до 09.09.2021 включительно **следующими способами:**
- По номеру телефона: **+7 (3462) 94-34-54**
- На электронную почту: **sales@yugcont.ru**
- По форме обратной связи на официальной сайте: **www.sngexpo.ru**

РОЛЬ РОССИЙСКОГО МОРСКОГО РЕГИСТРА СУДОХОДСТВА

в реализации стратегии по освоению Арктики

Шишкин Сергей Александрович

заместитель генерального директора по классификации и наблюдению в промышленности Российского морского регистра судоходства

УДК 656.6

РОССИЯ ОБЛАДАЕТ ЗНАЧИТЕЛЬНЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ И ГАЗА НА ШЕЛЬФЕ. ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО И БЕЗОПАСНОГО ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТЯНЫМ КОМПАНИЯМ НЕОБХОДИМ ДОСТУП К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ СУДОВ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ, ПОНЯТНЫЕ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОБУСТРОЙСТВУ ИНФРАСТРУКТУРЫ И ГРАМОТНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ КОНСАЛТИНГ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА. О ТОМ, КАКУЮ ПОДДЕРЖКУ ОКАЗЫВАЕТ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМУ КОМПЛЕКСУ РОССИЙСКИЙ МОРСКОЙ РЕГИСТР СУДОХОДСТВА (РС, РЕГИСТР), РАССКАЗЫВАЕТ ЗАМЕСТИТЕЛЬ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА ПО КЛАССИФИКАЦИИ И НАБЛЮДЕНИЮ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ РС СЕРГЕЙ ШИШКИН

RUSSIA HAS SIGNIFICANT OFFSHORE OIL AND GAS RESERVES. FOR THE EFFICIENT AND SAFE OFFSHORE RESOURCE DEVELOPMENT, OIL COMPANIES NEED ACCESS TO THE USE OF SPECIAL-PURPOSE VESSELS, CLEAR REGULATORY AND TECHNICAL REQUIREMENTS FOR THE DEVELOPMENT OF INFRASTRUCTURE AND COMPETENT ENGINEERING CONSULTING DURING THE IMPLEMENTATION OF THE PROJECT. DEPUTY DIRECTOR GENERAL FOR CLASSIFICATION AND TECHNICAL SUPERVISION IN INDUSTRY, SERGEY SHISHKIN SPOKE ABOUT THE SUPPORT PROVIDED TO THE OIL AND GAS INDUSTRY BY THE RUSSIAN MARITIME REGISTER OF SHIPPING

Ключевые слова: *добыча на шельфе, нефтедобывающая платформа, суда специального назначения, ледоколы, нормативно-техническая база.*

– Какие задачи сегодня входят в перечень первоочередных для Регистра судоходства и чем продиктован выбор именно этих направлений?

– Наша цель – повышение привлекательности класса Регистра для строящегося высокотехнологичного крупнотоннажного флота и морских нефтегазовых объектов. Несмотря на существенное снижение активности по освоению шельфовых месторождений, Регистр поступательно и устойчиво совершенствует свою нормативно-техническую базу в отношении морских нефтегазовых сооружений и других объектов морской инфраструктуры. В этом смысле наши сегодняшние задачи сводятся к реализации комплекса подготовительных мероприятий, призванных сформировать надежный базис для предоставления высококачественных услуг, которые непременно будут востребованы в перспективе – хотелось бы верить, что в ближайшей перспективе.

Деятельность РС в значительной степени ориентирована на морской флот (судостроение и судоходство), являющийся не только основой транспортной логистики, но и ключевым элементом обустройства месторождений на шельфе. Среди наших клиентов объективно преобладают верфи и судовладельцы, при этом акцент на прямое взаимодействие с отечественными нефтегазовыми гигантами, такими как Газпром, ЛУКОЙЛ, НОВАТЭК, Роснефть и другими, становится все более актуальным и взаимовыгодным, начиная с ранних стадий реализации масштабных проектов.

Таким образом, в числе наших первоочередных задач – консолидация собственных компетенций на основе существующих наработок, а также интенсивный диалог с ключевыми игроками отрасли в стремлении к проектно-ориентированному сотрудничеству.

– Одно из направлений, обозначенных президентом России В. Путиным в качестве приоритетных, – освоение Арктики. Какова степень вовлеченности РС в процесс обеспечения готовности российского флота для выполнения этой задачи?

– Компетенции в области арктических технологий на протяжении десятилетий были конкурентным преимуществом РС. И на сегодняшний день российский сегмент Арктики обладает исключительным потенциалом с точки зрения развития ресурсной базы и востребованных технических решений.

Россия – единственная в мире страна, которая обладает мощным арктическим флотом. В эксплуатации находятся 5 атомных ледоколов, включая самый современный атомный ледокол «Арктика», построенный, как и остальные суда гражданского атомного флота России, под техническим наблюдением РС. Главные преимущества атомных судов – высокая мощность и длительная автономность плавания без необходимости бункеровки. РС – единственное классификационное общество в мире, в классе которого есть гражданский атомный флот, в этом отношении мы обладаем действительно уникальными компетенциями. В 2019 году наш филиал по атомным судам отметил 50-летний юбилей. Филиал отвечает за рассмотрение проектов, техническое наблюдение в постройке и эксплуатации, а также разработку нормативно-технических документов, регламентирующих процесс технического наблюдения за атомными судами.

> Россия – единственная в мире страна, которая обладает мощным арктическим флотом. В эксплуатации находятся 5 атомных ледоколов, включая самый современный атомный ледокол «Арктика», построенный, как и остальные суда гражданского атомного флота России, под техническим наблюдением РС

Успешное развитие невозможно без кооперации. За прошедшие годы нами накоплен огромный массив практических знаний в области особенностей разработки требований к арктическим ледоколам и технического наблюдения за ними. Сегодня в Санкт-Петербурге и на новой верфи «Звезда» в Приморском крае под техническим наблюдением РС строятся еще 5 атомных ледоколов. Вместе с ведущими предприятиями отрасли мы начинаем работу по новому ледоколу «Лидер», который должен воплотить нашу общую мечту – круглогодичную навигацию в экстремальных ледовых условиях Арктики.

В области специального и вспомогательного флота прогресс также не отстает. В нашем классе эксплуатируются высокотехнологичные суда специального назначения высоких ледовых классов, обеспечивающие обустройство и эксплуатацию месторождений в Арктике.

– Какие задачи стоят перед компаниями, осваивающими шельфовые месторождения, и как осуществляется технический контроль за выполнением этих задач?

– Освоение морских ресурсов нефти и газа в Арктике и на Дальнем Востоке невозможно без современного флота, ледостойких морских стационарных платформ (МСП), плавучих буровых установок (ПБУ), специализированных снабженцев, крупнотоннажных транспортных судов. Кроме того, морские объекты, такие как точечные отгрузочные причалы, морские подводные трубопроводы, крупнотоннажные плавучие сооружения для хранения жидких углеводородов востребованы в качестве компонентов инфраструктуры не только морских, но и континентальных месторождений, например, отгрузки, хранения и транспортировки нефти и газа с береговых хранилищ и трубопроводов. Создание, эксплуатация и обслуживание этих высокотехнологичных объектов требуют высокой степени квалификации и достаточного опыта реализации подобных проектов от всех вовлеченных в процесс сторон.

Спектр услуг РС в отношении данного сегмента, помимо экспертизы проектов, технического наблюдения в постройке и эксплуатации собственно морских судов, включает классификацию и освидетельствование ПБУ и МСП, морских подводных трубопроводов (МПТ) и подводных добычных комплексов. РС проводит работы по обеспечению контроля качества на всех этапах обустройства морских нефтегазовых месторождений, включая стадии проектирования, строительства, эксплуатации, осуществляет верификацию проектной технической документации объектов обустройства морских нефтегазовых месторождений на соответствие принятой для проекта нормативно-технической базе.

В ходе оказания услуг РС опирается в первую очередь на собственные документы: правила, руководства, положения и процедуры Регистра, которые формируются и поддерживаются на современном уровне с учетом опыта работы по проведению технического наблюдения на всех стадиях жизненного цикла морских нефтегазовых сооружений, результатов научно-исследовательских работ, опыта работы в Международной ассоциации классификационных обществ (МАКО) по развитию и унификации классификационных требований, предложений представителей отрасли – клиентов Регистра (судостроителей, отечественных нефтегазовых компаний, судовладельцев). Документы РС распространяются на все объекты обустройства морских нефтегазовых месторождений, такие как плавучие нефтегазодобывающие комплексы (FSO, FPSO, FPO), ПБУ и МСП, подводные добычные комплексы и МПТ.

– Значительная часть нефтегазовых проектов, реализуемых в высоких широтах, сопряжена с трубопроводной транспортировкой углеводородного сырья. Специалисты РС осуществляют техническое наблюдение за укладкой морских подводных трубопроводов. Расскажите об особенностях такой работы, какова роль специалистов РС в этом процессе, какую помощь они оказывают, осуществляя техническое наблюдение за укладкой элементов системы межпромысловых трубопроводов на месторождениях?

– МПТ впервые начали строить под техническим наблюдением Регистра в 2007 году. Они существенно отличаются от трубопроводных систем на судах, за которыми традиционно приходилось вести техническое наблюдение. МПТ – это и большие диаметры труб (до 1000–1200 мм), и другой состав проходящих по ним сред, и особенности монтажа и изготовления самой трубной продукции.

Сегодня Правила Регистра содержат требования к МПТ и райзерам в части определения расчетных нагрузок, действующих на подводные трубопроводы, и их прочности, материалов труб, стальных фланцев и отводов, балластировки подводных трубопроводов, электрохимической защиты, монтажа и испытаний, ремонта и оценки риска.

Применение Правил и Руководств РС дает возможность проектантам, строительным подрядным организациям и эксплуатирующим компаниям создать все предпосылки для высокого уровня безопасности МПТ.

> РС проводит работы по обеспечению контроля качества на всех этапах обустройства морских нефтегазовых месторождений, включая стадии проектирования, строительства, эксплуатации

К настоящему моменту весь комплекс технического наблюдения полностью отлажен, Правила классификации и постройки МПТ претерпели уже семь редакций с учетом непосредственного практического опыта и наработок наших специалистов, а также научных исследований.

Большое влияние на развитие компетенций Регистра в этом направлении оказал опыт технического наблюдения за изготовлением труб для МПТ на месторождении им. В. Филановского на Северном Каспии. Представители Регистра осуществляли непрерывный контроль за производством трубопровода на всех стадиях, включая изготовление листового и трубного проката, испытания в тестовой лаборатории, нанесение на трубы бетонного покрытия, необходимого для обеспечения отрицательной плавучести и т.д. Чтобы обеспечить контроль такого объема в установленные сроки, наблюдение пришлось вести круглосуточно, работали посменно, смены длились по 12 часов.

По результатам работы наших специалистов в данном проекте в Правила РС интегрированы дополнительные требования к сварке и допустимым дефектам на основании Инженерной оценки критичности дефектов (ECA), внесены дополнительные требования к фланцам, арматуре, трубным вставкам и гальваническим подводным анодам (протекторам), параметрам бетона и его испытаниям, защите от коррозии и теплоизоляции труб.

Сейчас с классом Регистра 17 различных магистральных, межпромысловых, внутрипромысловых, отгрузочных морских подводных трубопроводов (нефтепроводы, газопроводы, мультифазные трубопроводы, поддержания пластового давления и др.) общей протяженностью свыше 600 км эксплуатируются на Черном, Каспийском и Карском морях.

На различной стадии проектирования и постройки под техническим наблюдением РС находятся еще 5 МПТ.

– Освоение шельфа требует инновационных решений. В Научно-технический совет РС входят почти 300 ученых в области проектирования, строительства и эксплуатации судов. О каких наиболее интересных технологических решениях для освоения Арктики Вы могли бы рассказать?

– Безусловно, одна из самых ярких разработок – требования к так называемым судам двойного действия. Корпус такого судна оптимизирован для эффективного движения как на чистой воде, так и движения кормой вперед в ледовых условиях. Положения, разработанные Регистром, основаны на результатах научно-исследовательской работы по конструкции ледовых усилений корпуса судов при движении во льдах кормой вперед, а также накопленного РС практического опыта рассмотрения проектов судов двойного действия. На класс РС построено уже порядка 40 судов двойного действия высоких ледовых классов.

На основе опыта эксплуатации мы продолжаем непрерывное совершенствование наших требований к судам ледового класса.

Так, с 2019 года допускается применение сварных форштевней для судов арктических классов и ледоколов. Активная работа проводится в отношении требований к арктическим сталям, используемым при изготовлении корпусных конструкций для судов, ПБУ и МСП. РС унифицировал свои требования с международными в отношении судостроительного стального проката (с индексом «W»), предназначенного для сварки на высоких погонных энергиях, а также консолидировал требования к судостроительной стали повышенной и высокой прочности с индексом «Arc» – мы единственное классификационное общество, внедрившее требования к таким материалам.

– РС является одним из ключевых классификационных обществ в мире, и в отличие от остальных стран Россия является единственной, работающей в Арктике. Какие требования в сфере безопасности предъявляются сегодня к арктической технике?

– РС с 1969 года состоит в Международной ассоциации классификационных обществ (МАКО), которая объединяет 12 ведущих обществ мира. Для понимания значения ассоциации приведу цифры: правила по проектированию, строительству и эксплуатации обществ-членов ассоциации применяются к более чем 90 % мирового грузового флота.

На международном уровне документ, в определенной степени унифицирующий особенности эксплуатации флота в полярных водах, – Международный кодекс для судов, эксплуатирующихся в полярных водах (Полярный кодекс). Это инструмент Международной морской организации (ИМО), призванный обеспечить безопасность судоходства в полярных водах, который вступил в силу с 2017 года и требования которого носят обязательный характер.

РС, в свою очередь, разработал Руководство по применению положений Полярного кодекса, которое применяется при освидетельствовании судов и судового оборудования, а также при рассмотрении проектной документации и документации на суда в постройке и эксплуатации.

До вступления в силу кодекса требования к судам, эксплуатирующимся в полярных широтах, были разработаны далеко не у всех классификационных обществ. В то же время правила Регистра для судов ледового плавания всегда содержали дополнительные требования, учет которых при строительстве судов на класс РС позволил в дальнейшем относительно легко пройти первоначальное освидетельствование на соответствие Полярному кодексу.

Спектр наших требований к судам, эксплуатирующимся в Арктике, предусматривает защиту от обледенения и целый ряд других мер в отношении конструктивных и эксплуатационных особенностей судов и нефтегазодобывающих платформ. Так, пакет требований на соответствие знаку ANTI-ICE предусматривает эффективную защиту от обледенения. Пакет WINTERIZATION с конкретизацией значения расчетной внешней температуры в диапазоне -30–(-50) градусов Цельсия с шагом в 10 градусов включает дополнительный комплекс требований Регистра для длительной эксплуатации судна в условиях низких температур, который охватывает конструкцию судна, оборудование, устройства и системы, подверженные воздействию низких температур, средства предотвращения обледенения и борьбы с обледенением, обеспечения экологической безопасности при эксплуатации судна в высоких широтах. Суда, на которых выполнены данные требования, практически полностью соответствовали Кодексу на момент его вступления в силу. Одними из первых судов, к которым был применен Полярный кодекс, стали челночные арктические танкеры проекта 42К и серия арктических газовозов проекта Yamal 172.

В 2020 году мы интегрировали в наше Руководство Унифицированную интерпретацию МАКО (UI SC 292 Ships intended to operate in low air temperature in Polar waters – Survival craft and rescue boat communications capabilities) 2020 года, в разработке которой мы также принимали участие. Она разъясняет требования

по средствам связи на спасательных средствах судов, осуществляющих навигацию в полярных водах. Данная интерпретация была одобрена в ИМО и включена в рекомендательные документы организации.

Еще один важный аспект, касающийся судов высоких ледовых классов – использование хладостойких сталей и особенности их сварки. В отличие от западных коллег РС обязательно требует проводить тесты на холодное растрескивание – данные требования были внедрены в правила РС на основе опыта технического наблюдения за постройкой арктических газовозов Yamal 172.

– В условиях строительства судов повышенной грузоподъемности для хранения и перевозки углеводородов, эксплуатации в отдаленных регионах стандарты безопасности приобретают особое значение. Расскажите о деятельности РС в этом направлении.

– Стандарты в целом одинаковы для всех судов, в их основе лежат требования международных конвенций, направленных на безопасность мореплавания, охрану человеческой жизни на море и защиту окружающей среды. При этом мы находимся в непрерывном процессе совершенствования наших требований, исходя из практики строительства и эксплуатации судов, появления новых технологий и материалов, активно внедряем расчеты по методу конечных элементов, разрабатываем программное обеспечение для расчета корпусных конструкций в соответствии с Правилами РС.

В конце прошлого года на основе практического опыта реализации проектов и проектных проработок для плавучих сооружений, крупнотоннажных судов, в частности атомных плавучих электростанций, плавучих газохранилищ, мы разработали особые требования с перспективой их применения для крупнотоннажных стоечных (атомных или газовых электростанций, газо- и нефтехранилищ), докование которых в связи с их размером или регионом эксплуатации невозможно. Нами были разработаны

требования, при соблюдении которых судно может проходить техническое обслуживание, освидетельствование и оставаться безопасным в течение 40–50 лет без докования. Учитывая технические трудности, возникающие при доковании крупных стоечных объектов морской инфраструктуры, выполнение требований РС позволит существенно оптимизировать затраты на техническое обслуживание стоечных судов.

– Международная ситуация, сложившаяся в последнее время, диктует необходимость усиливать импортозамещающую составляющую, выводить на рынок продукты российского производства, в том числе и в нефтегазовой отрасли. Изменились ли в связи с этим задачи, стоящие перед специалистами РС?

– Задача импортозамещения в настоящее время стоит перед всей отраслью. Мы как международное классификационное общество не можем диктовать, кто будет поставщиком оборудования на строящийся объект. В то же время наши специалисты все чаще занимаются одобрением нефтегазового оборудования, изготовителями которого являются отечественные компании. Раньше такое оборудование, предназначенное для установки на морских платформах российского шельфа, изготавливалось преимущественно за границей.

Строительство платформ ЛСП-А для месторождения «Каменномысское-море» – один из примеров проектов, при реализации которых решается задача максимального импортозамещения. Наиболее интересной в этом ключе является работа Регистра по освидетельствованию турбогенераторов российского производства, а также комплексных систем управления техническими средствами.

Регистр также включился в работу, которая стала активно вестись в последние годы в России, по созданию нормативной базы в области морской нефтегазодобычи, включая подводную добычу углеводородов. Специалисты РС входят в составы различных подкомитетов Технического комитета по стандартизации ТК 023 «Нефтяная и газовая промышленность», участвуя в процессе разработки стандартов в сферах, в которых у России нет пока достаточного опыта.

– При сертификации, разработке технической документации как удается соблюдать баланс между экономической эффективностью и безопасностью?

– Безопасность превыше всего.

– Над какими основными проектами работают сегодня специалисты Российского морского регистра судоходства? Повлиял ли на ход выполнения проектов прошлый год? Какие задачи намечены на обозримую перспективу?

– За всю историю Российского морского регистра судоходства (именно период после распада СССР) отечественное судостроение впервые достигло такого масштаба. Увеличивается количество судов в постройке, технологии не стоят на месте, вызывая необходимость постоянного совершенствования нормативно-технической базы Регистра. Сегодня в постройке на класс РС находится свыше 230 судов суммарной валовой вместимостью более 2,7 млн ед.

Лидерами по статистике в рамках текущих проектов Регистра по новострою являются рыболовные суда (более четверти всех судов в постройке), суда для перевозки генерального груза (более пятой части всего новостроя), нефтеналивные суда/химовозы и буксиры (около 15% каждый).

Следует отдельно подчеркнуть уникальные проекты с участием РС – это ледоколы, инновационные суда, перспективные проекты судов для перевозки СПГ высокого ледового класса.

Под техническим наблюдением РС продолжается строительство крупнотоннажных танкеров типоразмера «Афрамакс», способных ходить на газовом топливе

16 ноября 2020 года в первый рабочий рейс по Севморпути вышел построенный под техническим наблюдением Регистра атомный ледокол «Арктика». Это самый мощный ледокол в мире – его мощность 60 МВт. За счет увеличенной ширины ледокол будет способен в одиночку проводить в Арктике танкеры водоизмещением до 100 тыс. тонн.

Под техническим наблюдением РС продолжается строительство крупнотоннажных танкеров типоразмера «Афрамакс», способных ходить на газовом топливе. Дедвейт судна – 114 тыс. тонн, длина – 250 м, ледовый класс обеспечивает возможность эффективно работать в ледовых условиях, при необходимости возможно плавание в условиях тяжелой ледовой обстановки с ледокольным сопровождением. Главная и вспомогательная энергетические установки могут работать как на традиционном, так и на экологически чистом топливе – сжиженном природном газе, что позволяет соответствовать новым правилам по ограничению выбросов оксидов серы и парниковых газов в бассейнах Балтийского и Северного морей. Построено уже 7 судов и 7 находится в стадии постройки.

Завершено строительство ледокола «Виктор Черномырдин». Это современное, высокотехнологичное судно может функционировать в качестве линейного ледокола, осуществлять буксировку судов и других плавучих сооружений во льдах и на чистой воде, перевозить оборудование, контейнеры, оказывать помощь, выполнять аварийно-спасательные операции и подводно-технические работы, участвовать в тушении пожаров и ликвидации разливов нефти.

Нефтегазоконденсатное месторождение им. В.И. Грайфера – третий проект, реализуемый при участии Регистра на Северном Каспии, и при участии Регистра осуществляется обустройство нового арктического газового месторождения «Каменномысское-море».

В прошедшем году велась активная работа по совершенствованию и расширению наших документов. Среди знаковых – Руководство по кибербезопасности, Положения по классификации автономных судов, Руководство по оценке усталостной долговечности судов. Введен ряд изменений в требования по материалам и сварочным процессам, подлежащим техническому наблюдению РС в процессе постройки, эксплуатации и при ремонте судов и морских сооружений.

Были существенно переработаны правила по нефтегазовому оборудованию, их требования распространяются на нефтегазовое оборудование, системы и оборудование для бурения, системы и оборудование для добычи, подготовки и отгрузки продукции, функциональные составляющие нефтегазового оборудования и оценку безопасности ПНК/ПБУ/МСП при эксплуатации нефтегазового оборудования.

Все нефтегазовое оборудование, подлежащее техническому наблюдению РС, было разделено на группы по степени его критичности в отношении безопасности. В зависимости от группы технического наблюдения и объемов производства предприятия предусмотрена вариативность форм взаимодействия с РС.

На основе практического опыта РС в области технического наблюдения за станциями для приема/передачи жидких и сыпучих грузов между ПБУ/МСП и судном снабжения РС разработал и внедрил требования к шланговым станциям для приема/передачи бурового раствора (минерального масла), отработанного бурового раствора и буровых сточных вод, открытого опасного дренажа, технологической пресной воды, а также обеспечения погрузки сыпучих материалов (утяжелителя, цемента) и транспортировки их в систему пневмотранспорта.

Кроме того, внедрены новые требования к предприятиям, выполняющим диагностику, монтаж и пусконаладочные работы бурового и технологического оборудования.

Опыт прошлого года показал, что Регистр – современная технологичная организация, готовая к любым вызовам внешней среды и способная быстро переориентироваться в новых условиях. В 2020 году на базе Главного управления РС в Санкт-Петербурге начал действовать Морской операционный центр. Структура создана для организации выполнения дистанционных освидетельствований в рамках требований Правил РС, проведения совещаний в режиме видео-конференц-связи с клиентами, внешними организациями и региональными подразделениями РС. ●

Keywords: *offshore production, oil platform, special purpose vessels, icebreakers, regulatory and technical base.*

СИСТЕМА НАИМЕНОВАНИЙ СУДОВ ТЕХНИЧЕСКОГО ФЛОТА НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ:

исторические традиции и реальность

ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ФЛОТА – ЭТО ПОБЕДЫ И ПОРАЖЕНИЯ, УПАДОК И ВОЗРОЖДЕНИЕ, ОТКРЫТИЯ И ДОСТИЖЕНИЯ. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ НА ФЛОТЕ УДЕЛЯЕТСЯ ТРАДИЦИЯМ, ОДНОЙ ИЗ КОТОРЫХ ЯВЛЯЕТСЯ ЦЕРЕМОНИЯ ИМЯНАРЕЧЕНИЯ И ПРИСВОЕНИЯ СУДНУ НАИМЕНОВАНИЯ. НАЗВАНИЯ ПРИСВАИВАЛИСЬ В СООТВЕТСТВИИ С ОПРЕДЕЛЕННЫМИ КРИТЕРИЯМИ: КЛАСС СУДНА, ЕГО НАЗНАЧЕНИЕ И МОРЕХОДНЫЕ КАЧЕСТВА. ПРИ ЭТОМ СИСТЕМА ПОСТОЯННО СОВЕРШЕНСТВОВАЛАСЬ И ВИДОИЗМЕНЯЛАСЬ, ИГРАЯ ВАЖНУЮ ИДЕОЛОГИЧЕСКУЮ РОЛЬ. В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ СИСТЕМЫ НАИМЕНОВАНИЙ СУДОВ, ЕЕ ИСТОРИЧЕСКИЕ КОРНИ, АКТУАЛЬНОСТЬ НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ

THE HISTORY OF THE FORMATION OF THE RUSSIAN FLEET IS VICTORIES AND DEFEATS, DECLINE AND REBIRTH, DISCOVERIES AND ACHIEVEMENTS. SPECIAL ATTENTION IS PAID IN THE FLEET TO TRADITIONS – IN PARTICULAR, THE NAMING SYSTEM FOR SHIPS. THE NAMES WERE ASSIGNED ACCORDING TO CERTAIN CRITERIA: SHIP CLASS, ITS PURPOSE AND SEAWORTHINESS. AT THE SAME TIME, THE SYSTEM HAS BEEN CONSTANTLY MODERNIZED AND MODIFIED, PLAYING AN IMPORTANT IDEOLOGICAL ROLE. THIS ARTICLE DISCUSSES THE MAIN ASPECTS OF THE SYSTEM OF SHIP NAMES, ITS HISTORICAL ROOTS, AND ITS RELEVANCE TODAY

Ключевые слова: *флотская традиция, имянаречение, наименование, судно, технический флот, ПБУ.*

УДК 339.138, 929, 81`33

Лобанов Алексей Валериевич
начальник отдела судостроения и эксплуатации плавсредств ПАО «Газпром»

Бесага Юрий Владимирович
заместитель начальника отдела ПАО «Газпром»

«Как корабль назовешь, так он и поплывет»: небезызвестный афоризм капитана Врунгеля, произнесенный одноименным персонажем из книги А.С. Некрасова, доказал свою правоту в реальной жизни. Сегодня имена морских объектов отражают важнейшие исторические вехи, национально-культурную специфику, общественно-политический строй.

В период развития отечественного флота была сформирована достаточно стройная и логичная система присвоения наименований судам. Выбор в пользу названия осуществлялся в соответствии с определенными критериями: назначение судна, его класс, мореходные качества, история имени и др. Вместе с этим определение наименования играло и важную идеологическую роль: в частности, это касалось боевых кораблей, имена которых должны были воспитывать чувство патриотизма, обеспечивать сохранение преемственности поколений, поднимать престиж отечественного флота на международном уровне.

Еще Петр I в рамках создания регулярного флота, предпринимал попытки формирования единой системы для присвоения названий. Однако в большей степени она носила рекомендательный характер и имела целью укрепление основ государства, повышение престижа воинской службы и профессии моряка, а также создание флотских традиций. Общественно-политические

РИС. 1. Буровое судно «Валентин Шашин»

Источник: *http://www.polarpost.ru*

события, происходящие в государстве, не могли не сказаться на развитии флота, в том числе на системе наименований кораблей, которая подвергалась многочисленным изменениям, соответствующим духу времени и актуальной политической обстановке.

Сегодня же традиции наименования кораблей преобразуются и модернизируются, постепенно трансформируясь в единую современную систему.

РИС. 2. Судно снабжения «Нефтегаз-56»

Источник: *https://forums.airbase.ru/*

Роль морских традиций в развитии флота

Традиции играют основополагающую роль в жизни военно-морского и гражданского флота. Более того, некоторые из морских традиций плотно вошли в жизнь общества, используясь в качестве устойчивых афористических и образных выражений. Одной из традиций, которая укрепилась в жизни и повседневном быту моряков, является присвоение названий судам.

Известно, что первые корабли, которые прошли «крещение» именем, принадлежали к флоту Древнего Египта. Уже в то время фараоны старались наречь собственные суда, выбирая наиболее устрашающие для своих противников названия. Изначально традиция нарекать суда имела практическое значение: военачальники таким образом систематизировали данные о потерях и анализировали итоги морских сражений, подводили статистику по уничтоженным кораблям и разрабатывали планы дальнейших боевых действий.

В период царствования Петра I, который внес решающий вклад в формирование и развитие российского флота, традиция по выбору имен для кораблей была укреплена и зафиксирована царским указом. В данном случае между развитием флота и присвоением имен кораблям можно провести простую параллель: наименования отражали возрастающую роль государственного флота и способствовали повышению воинского духа. Если многочисленные морские традиции являлись отражением быта моряков, то процесс присвоения имен решал важнейшую задачу – формировал «летопись» флота, сохраняя память об исторических победах.

Несмотря на то, что в период становления и развития русского флота не существовало единой и четкой системы присвоения имен, подбор подходящего имени не являлся произвольным процессом. Напротив, во внимание принималось лексическое значение слова, его фоносемантическая роль и идеологический смысл, использовались методики создания художественных образов (аллегория, символизм и другие). В названия судов Петр I старался заложить смысл: имена святых, территорий и морей, на которых русский флот одерживал наиболее значимые победы, названия представителей мира фауны, сказочные персонажи. При этом наблюдалась и взаимосвязь между рангом корабля, его текущим статусом и названием. Малые суда имели наиболее простое наименование: чаще всего они носили названия животных. Что касается боевых кораблей большого водоизмещения, они отличались совершенно другими названиями: им могли присваиваться имена князей Древней Руси или святых.

Влияние исторических факторов на традицию присвоения судам наименований

Флот всегда являлся отражением национальной политики, положения государства на международной арене, культуры, истории. Любые изменения в жизни страны оказывали влияние, в том числе, на процесс присвоения

РИС. 3. Судно доставки персонала «Сабит Оруджев»

Источник: *https://forums.airbase.ru/*

ТАБЛИЦА 1. Примеры названий кораблей и судов русского флота XVII–XIX веков

	Названия кораблей и судов	Год вхождения в состав флота	Исторические особенности
Азовский флот	«Апостол Пётр»	1696 г.	Использовался в походах Петра I
	«Крепость»	1699 г.	Использовалось для дипломатических рейсов
	«Черепаха»	1701 г.	Линейный корабль 4 ранга
Балтийский флот	«Полтава»	1712 г.	Принимал участие в Северной войне
	«Святой Александр»	1717 г.	Принимал участие в Северной войне, использовался для учебных целей
	«Исаак-Виктория»	1719 г.	Применялось для обучения экипажей и учебных целей
Черноморский флот	«Азов»	1770 г.	Принимал участие в русско-турецкой войне
	«Императрица Екатерина II»	1831 г.	Применялось для учебных целей, перевозки войск, флотских экспедиций
	«Лесной»	1811 г.	Использовалось для учебных целей

названий судам. Это утверждение становится особенно актуальным при сравнительном анализе названий судов Российского Императорского флота и кораблей постреволюционного периода.

Несмотря на сохранение некоторых традиций морского флота, в период революции и гражданской войны система присвоения названий видоизменилась. В качестве примера можно привести пограничные сторожевые корабли «Киров» и «Дзержинский», построенные для нужд НКВД. Нередкой процедурой было и переименование кораблей: их имена должны были соответствовать веяниям нового времени и изменениям политического строя. Одним из ярких примеров проявления такого подхода является монитор «Красный Восток». Изначально данный боевой корабль (канонерская лодка), который был спущен на воду в 1909 году, носил имя «Ураган». В постреволюционный период, в 1922 году корабль был переименован в «Троцкий».

Спустя еще пять лет, в 1927 году, он был переклассифицирован в монитор и переименован в «Красный Восток». Таким образом, в упомянутый исторический период корабли часто называли в честь видных политических или военных деятелей, их имена отражали постреволюционный характер перемен в жизни страны.

Военные годы не стали предпосылкой для существенных изменений в системе присвоения названий. Необходимость стремительного наращивания флота привела к тому, что многие гражданские суда переоборудовали в боевые корабли. В это время система названий сохраняла определенную преемственность: использовались традиции, которые были созданы еще Петром I. С другой стороны, нельзя было отказываться и от названий, характерных для раннего советского периода. В итоге суда приобретали названия, которые ассоциировались с атрибутами советского государства, элементами и формой его государственного устройства.

Система названий кораблей практически не претерпела существенных изменений в послевоенные годы: она стала лишь более разнообразной. Корабли часто стали называть именами героев Великой Отечественной войны. Вместе с тем иногда в названиях встречались и подходы, характерные для флотских традиций начала XX века.

Особое внимание стоит уделить процессу становления нефтегазопромыслового флота СССР – одному из значимых этапов развития всей нефтегазовой промышленности.

РИС. 4. Судно снабжения «Капитан Мартышкин»

Источник: *https://forums.airbase.ru/*

РИС. 5. Многофункциональное инженерно-изыскательское судно «Кендрик»

Источник: *https://forums.airbase.ru/*

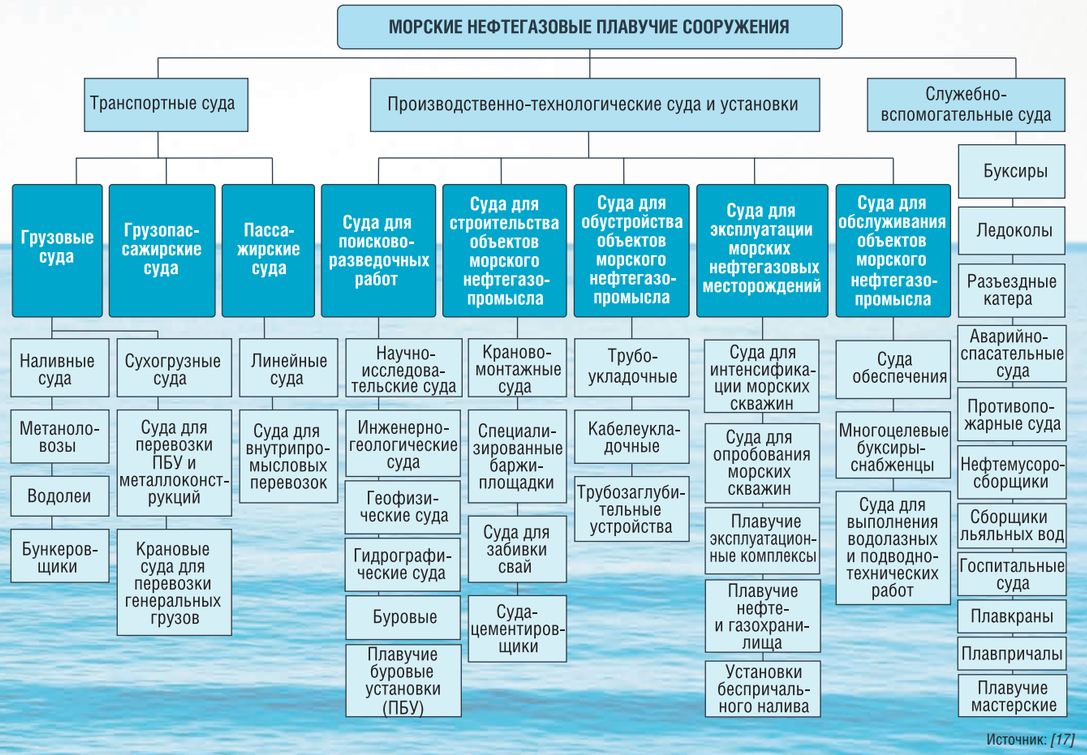
Активное освоение месторождений и необходимость строительства судов различного типа и назначения привело к потребности разработки определенных наименований, которые соответствовали бы этому специализированному классу судов и отражали бы в полной мере его специфику. Процесс создания и развития нефтегазовой промышленности пришелся на послереволюционный период, и это в определенной мере оказало влияние на выбор названий для морской техники.

На рисунке 7 представлена современная классификация морской техники нефтегазового флота, отображающая все многообразие его судового состава.

РИС. 6. Вымпел судов Министерства газовой промышленности СССР, флаг Министра газовой промышленности СССР

Источник: *Положение о вымпеле Министерства газовой промышленности, Положение о флаге Министра газовой промышленности, утвержденные 02 октября 1979 г.*

РИС. 7. Классификация морской техники нефтегазового флота



Источник: *[17]*

ТАБЛИЦА 2. Примеры названий, присваиваемых судам технического флота нефтегазовой промышленности СССР

Класс	Название	Соотношение названия объекта (судна) с тематикой (областью знаний)
Полупогружная плавучая буровая установка	«Каспморнефть», «Шельф-1», «Шельф-2», «Шельф-3», «Шельф-6»	География, название предприятия, регион работы ПБУ
Самоподъемная плавучая буровая установка	«Хазар», «Бакы», «60 лет Октября», «Сиваш», «60 лет СССР», «28 апреля», «60 лет Азербайджана», «40 лет Победы», «Таврида», «Кольская», «Сахалинская», «Мурманская», «Курильская», «Оха», «Каспий-1», «Каспий-2»	География, история/ политика, регион работы ПБУ
Буровое судно	«Валентин Шашин», «Виктор Муравленко», «Михаил Мирчинк», «Арктикшельф» (проект)	Государственные деятели, видные деятели нефтегазовой промышленности
Плавучая самоподъемная многофункциональная строительная платформа	«Темп-1»	Характеристика действия
Судно обеспечения	«Нефтегаз-1», -2, ... -33, -51 ... -73	Область применения, назначение судна
Судно снабжения плавучих буровых установок	«Пионер Охи»	География, политика
Судно геолого-геофизических работ	«Поиск»	Область применения, назначение судна
Геологоразведочное научно-исследовательское судно	«Агат», «Кварц», «Али Амиров»	Горная порода (минерал), видный деятель нефтегазовой промышленности
Океанографическое исследовательское судно	«Вулканолог»	Область применения, назначение судна, отраслевая специальность
Экспедиционное научно-исследовательское судно	«Меркурий»	Персонаж мифологии (увязано с назначением судна)
Научно-поисковое судно	«Одиссей»	Персонаж мифологии (увязано с назначением судна)
Противопожарное судно	«Вихрь-1», «Вихрь-2», … «Вихрь-14»	Характеристика действия, физическое явление
Крановое судно	«Кёр-Оглы», «Якуб Кязимов», «Мелик Геокчаев», «Фуад Самедов», «Валерий Рылов»	История/литература, видные деятели нефтегазовой промышленности
Плавучий кран	«Азербайджан»	География, история/ политика, регион работы судна
Трубоукладочное судно	«Сулейман Везиров», «Исрафил Гуссейнов»	Видные деятели нефтегазовой промышленности

Источник: *анализ данных [9, 10, 12, 13, 14, 15, 16, 18, 21, 22, 23, 26, 27]*

Как и в случае с военно-морским флотом, наименования техники нефтегазопромыслового флота ассоциировались с действующим политическим строем, а в качестве названий использовались имена выдающихся партийных деятелей или наименования судостроительных предприятий. Кроме того, при выборе наименований учитывалось географическое положение морских месторождений, где предстояло работать судам и плавучим буровым установкам. Поскольку с начала XX века началось активное освоение месторождений на Каспии, суда часто называли в честь определенных географических объектов и предприятий, располагающихся в данном регионе.

РИС. 8. ППБУ «Шельф-1»

Источник: *[22, 23]*

Точкой отсчета в развитии нефтегазопромыслового флота можно назвать 1949 год, когда существующих мощностей не хватало для достижения задач по освоению морских месторождений. В связи с этим перед судостроителями СССР были поставлены задачи по модернизации флота, использующегося для развития нефтегазовой промышленности. Результатом стало создание мощного флота специализированных судов и плавучих буровых установок (ПБУ), названия которых полностью соответствовали рассмотренным выше требованиям: например, крановое судно «Орджоникидзенефть», ПБУ «Хазар», транспортно-монтажное судно «Кёр-Оглы», ПБУ «Апшерон», крановое судно «Красные Баррикады», крановое судно «Красное Сормово» и другие.

РИС. 9. Судно обеспечения ПБУ/МСП «Балтийский исследователь»

Источник: *https://forums.airbase.ru/*

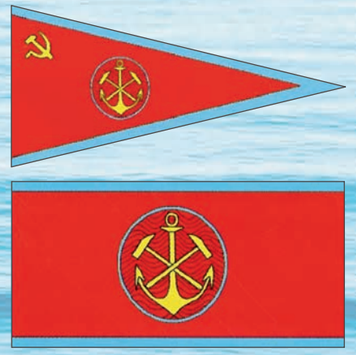
Указанная логика также прослеживается и при анализе названий судов технического флота нефтегазовой промышленности СССР, эксплуатируемых в период 1960–1990 гг. (таблица 2).

Впоследствии процесс развития нефтегазодобычи, обеспечивший освоение новых, более удаленных районов, также стал предпосылкой к формированию системы присвоения названий специализированным судам технического флота. В частности, было утверждено положение «О порядке присвоения названия судам Министерства газовой промышленности» от 30 декабря 1983 г. № 12/п.[1]

В качестве основных требований, изложенных в данном положении, следует выделить следующие:

- предложения по названию для судов могли вноситься организациями-судовладельцами Мингазпрома СССР, министерствами и ведомствами союзного и республиканского уровня, партийными и общественными организациями, управлениями и отделами Министерства газовой промышленности СССР;
- предложения о присвоении названий судам, определение перечня названий строящимся головным и серийным судам, плавучим буровым установкам и другим плавучим средствам на планируемый год и на перспективу рассматривались и обобщались Главной морской инспекцией Главморнефтегаза Мингазпрома СССР;
- объектам могли присваиваться имена в ознаменование революционных и других исторических событий, в честь выдающихся государственных деятелей и общественных организаций, героических защитников Родины, героев Советского Союза, Героев Социалистического Труда, заслуженных деятелей науки, техники и культуры, выдающихся деятелей международного коммунистического движения, ветеранов и передовиков производства газовой промышленности, в честь республик, городов Союза ССР и социалистических стран, а также различные географические и другие наименования;
- предложения об увековечении имен выдающихся государственных деятелей Советского Союза, деятелей международного коммунистического и рабочего движения принимались руководством Министерства по согласованию с соответствующими партийными органами;
- предложения об увековечении памяти особо заслуженных ветеранов газовой промышленности предварительно рассматривались руководством и партийными организациями и после решения партийного комитета Министерства газовой промышленности представлялись на утверждение;
- приказы о присвоении названий издавались не позднее 6 месяцев до срока поставки судов;
- переименование судов, находившихся в эксплуатации, производилось в исключительных случаях руководством Министерства.

РИС. 10. Вымпел судов Министерства геологии СССР, флаг Министра геологии СССР, утвержденные Постановлением Совета министров СССР от 03 мая 1983 г. [24]



Система наименований морской техники в нефтегазовой отрасли

Сегодня нефтегазовая промышленность является одной из ведущих отраслей сырьевого сектора. Успехи в данной области, в том числе, отображают положение государства на международном уровне. Нефтегазовая промышленность включает в себя множество смежных отраслей, характеризующихся

[1] *Ранее действовало Положение о порядке присвоения названий судам Министерства газовой промышленности СССР, утвержденное 1 марта 1979 г. № 7/П.*

РИС. 11. Морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная»

Источник: *ПАО «Газпром нефть»*

сложными производственными и технологическими процессами.

Инфраструктура современной нефтегазовой отрасли включает в себя морские стационарные платформы, плавучие буровые установки и другие типы морской техники. Наименования такой техники являются важным фактором, который оказывает косвенное влияние на развитие отрасли и прямое влияние на репутацию компании-судовладельца и ее статус на международном рынке.

Рассматривая систему присвоения наименований морским судам и платформам в контексте нефтегазовой отрасли, следует отметить определенную преемственность флотских традиций.

При присвоении названий судам следует учитывать сложившиеся флотские традиции, определяющие следующие принципы:

- иерархический: судам различных типов (классов), водоизмещения (дедвейта) и размерений (габаритов), а также разного предназначения присваиваются названия соответствующего уровня (масштаба) – с учетом статуса государственного деятеля или заслуженного работника отрасли, класса (ранга) государственного служащего, размера и значимости региона или населенного пункта, географического и астрономического объекта и т.п.;
- географический: при выборе в качестве названия географического объекта или имени государственного деятеля, заслуженного деятеля науки, техники и культуры, ветерана или передовика производства, как правило, такое название связано с местом основной производственной деятельности или портом приписки судна (в качестве названия целесообразно использовать наименование географического объекта, соответствующего региону производственной деятельности или порту приписки судна, имя личности, родившейся или осуществлявшей свою трудовую деятельность в регионе);
- преемственности: исторические имена ранее существовавших судов могут присваиваться вновь построенным судам;
- уникальности: название судна не должно быть слишком распространенным (когда в составе мирового флота функционирует одновременно несколько судов, имеющих одно название);
- единообразия: судам одной серии и одного класса (типа) присваиваются наименования одной группы (родственные по смыслу или содержанию).

В названиях судов одной серии могут использоваться слова, начинающиеся на одну букву алфавита, или наименование компании в качестве составной части названия (см. таблицу 3).

В случае если судну присваивается имя выдающегося деятеля государства, науки, техники и культуры, ветерана или передовика производства газовой промышленности, при принятии решения об увековечении его памяти, как правило, учитываются следующие критерии:

- особо выдающиеся заслуги и результаты в труде, личный вклад в развитие компании или отрасли;
- значительный личный вклад в производственную деятельность;
- высокие результаты работы и выполнение особо важных задач по ключевым направлениям деятельности компании;
- наличие особых достижений в выполнении общегосударственных задач и в отрасли;
- активное личное участие в научно-исследовательской деятельности и вклад в научно-техническое и инновационное развитие;
- наличие государственных и ведомственных наград.

Роль системы наименований судов в современном мире

Даже при условии сохранения многих морских традиций, в число которых входит процесс присвоения судну имени, долгое время порядок присвоения

РИС. 12. Вымпел судов ПАО «Газпром», утвержденный Правлением ПАО «Газпром» 16.12.2019

наименований судам носил несистемный характер. В частности, это касается примеров, когда судам одного класса могли присваиваться названия, имеющие отношение и к выдающимся флотоводцам, и к конкретному географическому объекту.

РИС. 13. Судно снабжения «Остап Шеремета»

Источник: *ПАО «Газпром»*

Формирование единой системы присвоения имен – одна из стратегических целей в процессе развития и наращивания флота. Данная цель позволяет решить сразу несколько актуальных задач, способствуя сохранению статуса одной из ведущих морских держав, исторических корней и национального самосознания.

ТАБЛИЦА 3. Варианты реализации отечественных морских традиций в крупнейших судоходных и нефтегазовых компаниях Российской Федерации

ПАО «Совкомфлот» (Группа Совкомфлот)	Балкерному судну с наибольшими размерениями (габаритами) и дедвейтом (показателем грузовместимости судна) присвоено название субъекта Российской Федерации – «НС Якутия»; судам-газовозам СПГ, имеющим несколько меньшие размерения, присвоены названия российских областных центров: «СКФ Томск», «Сибур Воронеж»; судну снабжения, имеющему наименьшие размерения и дедвейт, а также решающему менее масштабные задачи локального характера, присвоено название районного центра – «СКФ Волхов». При использовании в качестве наименований имен выдающихся деятелей судам большей грузовместимости присваиваются имена личностей, имеющих более высокую должность (статус): например, танкеру более крупного типоразмера Суэцмакс – «Алексей Косыгин» (в честь председателя Совета министров СССР А.Н. Косыгина), танкеру меньшего типоразмера Афрамакс – «Губернатор Фархутдинов» (в честь губернатора Сахалинской области И.П. Фархутдинова). Сформирована группа наименований судов так называемого «Е»-класса: «SCF Endurance», «SCF Enterprise», «SCF Endeavour», а также судов «Т»-класса: «Троицкий мост», «Тучков мост», «Тауэрский мост», «Торговый мост», «Театральный мост», «Таврический мост», «Тверской мост»
ПАО «Газпром нефть»	Танкерам ледового плавания одного технического проекта присвоены наименования в честь судоводителей (штурманов) – исследователей Арктики: «Штурман Овцын», «Штурман Скуратов», «Штурман Щербинин», «Штурман Кошелев». Использование наименования компании в качестве составной части названия танкеров: «Газпромнефть Ист», «Газпромнефть Норд», «Газпромнефть Зюйд», «Газпромнефть Норд-Вест», «Газпромнефть Омск» и т.д.
ПАО «Дальневосточное морское пароходство» (Группа FESCO)	Присвоение судам наименований одной группы (суда «Н»-класса): «ФЕСКО Наварин», «ФЕСКО Нагаево», «ФЕСКО Невельск», «ФЕСКО Новик»

Источник: *анализ данных сайтов компаний ПАО «Совкомфлот», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Дальневосточное морское пароходство»*

Нефтегазовая промышленность, являясь одним из ключевых элементов и опорой экономики многих государств, также нуждается в достижении указанной цели. Кроме того, здесь можно наблюдать определенную взаимосвязь между системой присвоения имен, задачами государственного развития и коммерческим успехом нефтегазовых предприятий.

Особенности системы наименований на примере российских компаний

На сегодняшний день в России не существует единых подходов присвоения наименований морским судам. В ПАО «Газпром» разработана собственная система, утвержденная в корпоративном положении «О порядке присвоения названий морским судам, плавучим буровым установкам и стационарным платформам ПАО «Газпром». Данное положение в полной мере соответствует действующим документам, регламентирующим различные

РИС. 14. Судно снабжения «Иван Сидоренко»

Источник: *ПАО «Газпром»*

области морской деятельности в Российской Федерации.

Важной отличительной особенностью упомянутого положения является сочетание таких требований, как:

- учет действующего законодательства Российской Федерации;
- соответствие лексическим и стилистическим требованиям русского языка, этическим нормам;
- использование имен выдающихся личностей (в том числе, деятелей газовой промышленности, науки, техники, культуры, государственных деятелей);
- учет флотских традиций, существовавших в различные исторические периоды российского государства.

При подготовке положения в полной мере был учтен положительный опыт отечественных судоходных и нефтегазовых компаний: ПАО «Совкомфлот», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Дальневосточное морское пароходство» (Группа FESCO) и др.

Таким образом, создание единой системы наименований судов (в том числе, для морской техники нефтегазовой отрасли) – это пример внедрения наилучших практик не только успешно развивающихся промышленных и судоходных предприятий, но и вклад в создание целостного представления о российском флоте и формирование его положительного имиджа. ●

Авторы выражают глубокую признательность Александру Александровичу Алисейчику, предоставившему данные о наименованиях судов и плавучих буровых установок СССР за период 70–80-х годов XX века.

Литература

1. *Кодекс внутреннего водного транспорта Российской Федерации от 07 марта 2001 г. № 24-ФЗ (с последующими изменениями).*
2. *Кодекс торгового мореплавания Российской Федерации от 30 апреля 1999 г. № 81-ФЗ (с последующими изменениями).*
3. *Приказ Министерства транспорта Российской Федерации от 09 июля 2003 г. № 160 «Об утверждении Положения о классификации судов и морских стационарных платформ» (с последующими изменениями).*
4. *Приказ Министерства транспорта Российской Федерации от 20 августа 2009 г. № 141 «Об утверждении Положения о порядке присвоения названий морским судам».*
5. *Приказ ПАО «Газпром» от 17 июня 2015 г. № 325 «Об утверждении Единой политики Группы Газпром по освоению континентального шельфа Российской Федерации».*
6. *Приказ ПАО «Газпром» от 26 октября 2020 г. № 442 «Об утверждении Положения о порядке присвоения названий морским судам, плавучим буровым установкам и морским стационарным платформам ПАО «Газпром».*
7. *Программа освоения ресурсов углеводородов на шельфе Российской Федерации до 2030 года, утвержденная решением Совета директоров ОАО «Газпром» от 19 апреля 2011 г. № 1792.*
8. *Стратегия развития морской деятельности Российской Федерации до 2030 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 30 августа 2019 г. № 1930-р.*
9. *Агусейнов Ю.А. и др. Самоподъемные плавучие буровые установки М. Недра, 1979 – 215 с.*
10. *Алексеев И.И. «Нева-91» // Судостроение. – 1992. – № 2 (651). – С. 34–41.*
11. *Веселаго Ф. Ф. Список русских военных судов с 1668 по 1860 год. – СПб.: Типография морского министерства, 1872. – 798 с.*
12. *Выхристюк П.Н. и др. Проблемы электрохимической защиты плавучих буровых установок от коррозии // Судостроение. – 1975 – № 10 (455). – С. 54–56.*
13. *Жемойдо Ю.Г. Способ кренования самоподъемных плавучих буровых установок // Судостроение. – 1982 – № 2 (531). – С. 20.*
14. *Зайцев Ю.В. Состояние и перспективы морской добычи нефти и газа // Судостроение. – 1982 – № 2 (531). – С. 3–4.*
15. *Иванов Г.А. Особенности судов-носителей подводных аппаратов Научно-поисковое судно «Одиссей» // Судостроение. – 1975. – № 10 (455). – С. 21–25.*
16. *Козярук А.Е., Васильев Б.Ю., Ивановский А.И. Анализ развития технических средств освоения нефтегазовых месторождений // Морской вестник. – 2017 – № 2 (62). – С. 115–119.*
17. *Кораблева М.С. Методология оценки стоимости работ по проектированию средств океанотехники: СПбГМТУ. – СПб., 2014. – 167 с.*
18. *Меженный В.И. и др. Самоподъемная плавучая буровая установка «Баку» // Судостроение. – 1975. – № 10 (455). – С. 8–12.*
19. *Портал Flot. Когда и как называли корабли? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://flot.com/publications/books/shelf/russianfleet/10.htm. (Дата обращения: 20.02.2021).*
20. *Портал HistoryWikireading. Откуда и что на флоте пошло [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://history.wikireading.ru/321059. (Дата обращения: 21.02.2021).*
21. *Портал Maritimeforum. Первые советские СПБУ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://maritimeforum.net/data/articles/pervye-sovetskie-spbu.html. (Дата обращения: 26.02.2021).*
22. *Постройка и эксплуатация плавучих буровых установок // Судостроение. – 1982. – № 2 (531). – Вклейка.*
23. *Потапов В.М. и др. Плавучая полупогружная буровая установка «Шельф-1» // Судостроение. – 1982 – № 2 (531). – С. 7–11.*
24. *Токарь Л.Н., Разыграев М.В. Судовые флаги, вымпелы и флюгарки. 1700-2006 гг. М., Фонд «Русские витязи», 2007. – 580 с.*
25. *Чернышёв А. А. Российский парусный флот. Справочник. – М.: Воениздат, 1997. – Т. 1. – 312 с. – (Корабли и суда Российского флота).*
26. *Шапошников Е.Н. Задачи судостроителей по созданию технических средств для освоения богатств Мирового океана // Судостроение. – 1975 – № 10 (455). – С. 3–4.*
27. *Шупляков Г.Г., Козлов Л.Н. Геологоразведочное научно-исследовательское судно «Агат» // Судостроение. 1975 – № 10 (455). – С. 16–17.*

KEYWORDS: *tradition, name, ceremonial ship launching, christening ship, technical fleet, floating drilling rig.*

REGUL

ПРОСОФТ СИСТЕМЫ

ПРОГРАММИРУЕМЫЕ ЛОГИЧЕСКИЕ КОНТРОЛЛЕРЫ **REGUL RX00**

для создания систем автоматизации технологических процессов любой сложности, включая системы ПАЗ

Линейка ПЛК REGUL внесена в реестр промышленной продукции, произведенной на территории РФ

«горячее» резервирование

«горячая» замена модулей

поддержка визуализации

время цикла от 1 м/с

веб-интерфейс

встроенные архивы

диапазон рабочих температур от -40 до +60°C

+60°C
-40°C

высокоточные измерительные каналы

единое ПО Epsilon LD с поддержкой языков стандарта IEC 61131-3 и CFC

Epsilon LD

единая высокоскоростная внутренняя шина для всех контроллеров REGUL RX00

Демонстрация оборудования на выставке "НЕФТЕГАЗ-2021", 26-29 апреля 2021г; Москва, ЦВК "Экспоцентр", стенд 23В15, павильон 2, зал 3.
www.prosoftsystems.ru

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПОРТОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА

С НАЧАЛА 90-Х ГОДОВ XX ВЕКА ПОРТОВЫЙ СЕКТОР РОССИИ, КАК И ДРУГИЕ ОТРАСЛИ ЭКОНОМИКИ, ОКАЗАЛСЯ В СИСТЕМНОМ КРИЗИСЕ. ПОСЛЕ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ СОБСТВЕННОСТИ В ВЕДЕНИИ МИНИСТЕРСТВА МОРСКОГО ФЛОТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ОСТАЛАСЬ ПРИМЕРНО ПОЛОВИНА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ МОЩНОСТЕЙ МОРСКОЙ ОТРАСЛИ. РЕЗКОЕ СОКРАЩЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВА, РАЗРЫВ СВЯЗЕЙ МЕЖДУ РЕГИОНАМИ РОССИИ И СО МНОГИМИ ВНЕШНЕТОРГОВЫМИ ПАРТНЕРАМИ ПРИВЕЛИ К СИЛЬНОМУ СПАДУ В МОРСКОМ ПОРТОВОМ СЕКТОРЕ СТРАНЫ. КАКОВО СЕГОДНЯ СОСТОЯНИЕ ПОРТОВ И КАКИЕ ШАГИ ПРЕДПРИНИМАЮТСЯ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ГРУЗОПЕРЕВОЗОК ПО СМП?

FROM THE BEGINNING OF THE 1990S THE PORT SECTOR OF RUSSIA, AS WELL AS OTHER ECONOMIC BRANCHES, WAS IN THE CONDITION OF SYSTEMIC CRISIS. AFTER THE REDISTRIBUTION OF STATE PROPERTY MANAGED BY THE MINISTRY OF MARINE OF THE RUSSIAN FEDERATION ABOUT A HALF OF MANUFACTURING FACILITIES OF THE MARINE BRANCH WAS LEFT. SWIFT REDUCTION OF PRODUCTION AND BREAKING OF BONDS BETWEEN THE REGIONS OF RUSSIA AND MANY INTERNATIONAL ECONOMIC PARTNERS LED TO THE HEAVY DECLINE IN THE MARINE PORT SECTOR OF THE COUNTRY. WHAT IS THE CONDITION OF PORTS TODAY AND WHICH STEPS ARE TAKEN TO INCREASE THE CARGO TRANSPORTATION ALONG THE NORTHERN SEA ROUTE?

Ключевые слова: *Северный морской путь, Арктика, морские порты, инфраструктура, грузоперевозки.*

УДК 627.2

Митько Арсений Валерьевич

вице-президент Арктической общественной академии наук, главный специалист ВНИИМ им. Д.И. Менделеева, к.т.н., доцент

Грузооборот портов РФ в первой половине 90-х годов упал почти на 40%. Правительством РФ была принята федеральная программа возрождения морской отрасли, рассчитанная на период 1993–2000 годов. Возникшие трудности с ее реальным выполнением привели к сокращению работ по программе почти вдвое.

Из-за слабого государственного финансирования даже откорректированный вариант был реализован лишь отчасти. В сфере портового хозяйства он был выполнен всего на 29%, причем только за счет реконструкции старых мощностей, а не нового строительства.

Основные портовые сооружения РФ были построены до 70–80-х годов прошлого века, и с того времени большинство из них капитально не ремонтировалось, строительство новых мощностей в портах практически не производилось. Портовое хозяйство вдоль СМП с годами также постепенно подверглось значительному физическому и моральному износу. Во всех северных портах и поселках, расположенных на побережье, весьма проблематичным стало инженерное обеспечение теплом, электроэнергией и пресной водой.

Экономические реформы, проводимые в России в 90-е годы, отрицательно повлияли на эксплуатационную деятельность СМП. Регионы, тяготеющие к нему, в связи с ограничением государственной поддержки были вынуждены постепенно снижать и даже прекращать производственную деятельность. В результате объемы перевозок грузов по СМП существенно сократились. К 2004 году завоз грузов в Арктику морскими судами сократился в 6 раз, вывоз грузов – в 4 раза.

Сквозное плавание судов по трассам СМП фактически прекратилось: за шесть лет, с 1998 по 2003 годы, в период навигации по СМП на Дальний Восток прошло только одно судно.

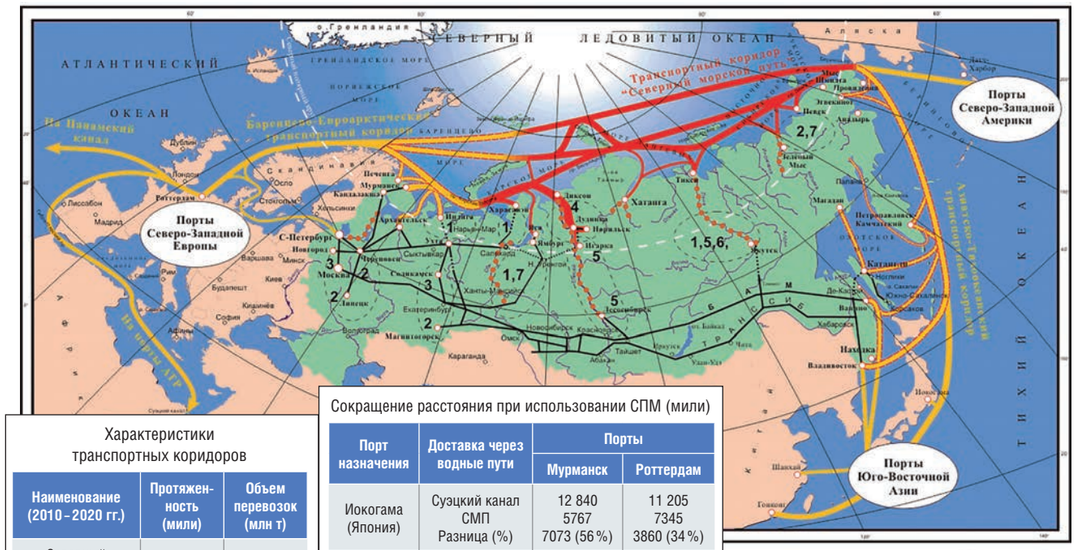
Снижение грузоперевозок в полной мере отразилось на инфраструктуре арктических портов. Работа большинства из них оказалась убыточной, и в ряде портов и портовых пунктов деятельность фактически прекратилась. Арктические порты являются самым проблемным элементом инфраструктуры Арктической морской транспортной системы (АМТС), призванной обеспечивать развитие Арктической зоны РФ, в которой сосредоточены значительные запасы энергетических ресурсов, металлов, минеральных удобрений и леса. Возросшее значение арктических портов отражено в «Транспортной стратегии России до 2030 года», предусматривающей резкое увеличение мощностей портов. В соответствии с планами освоения северных материковых и шельфовых нефтегазовых месторождений арктические порты и специализированные терминалы к 2030 году должны переваливать 110 млн тонн грузов (см. таблицу 1).

Основными задачами арктических портов и перегрузочных комплексов в настоящее время и в перспективе являются:

- экспорт углеводородов и продукции горнодобывающей промышленности, обеспечение освоения и эксплуатации нефтегазовых месторождений, включая шельфовые;
- обеспечение арктического транзита и обслуживание судов, работающих на трассах СМП;
- обеспечение жизнедеятельности и развития арктических субъектов РФ, их внешнеторговых связей и туризма.

В настоящее время работа большинства арктических портов убыточна. На модернизацию технического оборудования портов в последние два десятилетия практически не выделялось средств. Причальные сооружения

РИС. 1. Транспортный коридор «Северный морской путь»



Характеристики транспортных коридоров

Наименование (2010–2020 гг.)	Протяженность (мили)	Объем перевозок (млн т)
Северный морской путь	2500	15–50
Баренцево-Евроарктический	2100	15–30
Азиатско-Тихоокеанский	4020	10–15

Сокращение расстояния при использовании СПМ (мили)

Порт назначения	Доставка через водные пути	Порты	
		Мурманск	Роттердам
Иокогама (Япония)	Суэцкий канал СМП Разница (%)	12 840 5767 7073 (56%)	11 205 7345 3860 (34%)
Шанхай (Китай)	Суэцкий канал СМП Разница (%)	11 999 6501 5498 (46%)	10 521 8079 2442 (23%)
Ванкувер (Канада)	Суэцкий канал СМП Разница (%)	9710 5406 4304 (44%)	8917 6985 1932 (22%)

ЦНИИМФ 2005

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Экспорт: 1 – углеводороды, 2 – металлы, 3 – минеральные удобрения, 4 – продукция Норильского ГМК, 5 – лес, 6 – уголь
Импорт: 7 – продукция (товары)

- Морские транспортные коридоры
- Железные дороги
- Проектируемые железные дороги
- Речные судоходные линии
- Районы формирования грузовой базы для Северного Морского пути

ТАБЛИЦА 1. Грузооборот портов за 2010–2013 гг.

Название порта	Грузооборот, тыс. тонн			
	2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
Анадырь	224,0	215,6	175,9	183,3
Архангельск	3 667,0	4 264,0	5 154,0	4 415,4
Варандей	7 510,2	4 010,6	3 147,9	5 381,7
Диксон	0	0	0	29,2
Дудинка	1 092,7	1 102,1	1 132,4	970,0
Мурманск	32 809,2	25 687,2	23 669,1	31 406,0
Певек	141,9	189,0	208,8	232
Провидения	26,8	22,5	18,7	21,3
Тикси	40,3	55,5	358,4	327,1
Эгвекинот	135,3	128,4	97,7	102,6

требуют капитального ремонта и реконструкции. Необходимо дноуглубление для приема современных судов. К примеру, порт Тикси, являющийся базовым портом Республики Саха, ранее перегружавший свыше 800 тыс. тонн грузов в год, в 2010 году переработал всего 8 тыс. тонн и сократил численность персонала до 18 человек. На сегодня инициатива бизнеса в развитии арктических специализированных портов и терминалов опережает инициативу исполнительной власти. Так, компанией ЛУКОЙЛ в Баренцевом море создан и успешно эксплуатируется нефтяной отгрузочный терминал «Варандей». В июне 2008 года завершено строительство стационарного морского ледостойкого отгрузочного терминала, расположенного у порта Варандей, и начаты регулярные отгрузки нефти танкерами усиленного ледового класса дедвейтом 70 тыс. тонн. Расчетная пропускная способность терминала составляет 12 млн тонн в год. В настоящее время добыча на месторождении Южное Хыльчую, с которого нефть поступает на терминал, стала падать. В связи с этим компания ЛУКОЙЛ ищет другие способы загрузки терминала. Существует несколько совместных проектов ЛУКОЙЛА с другими компаниями (ОАО «АНК «Башнефть» и др.). На основе существующих прогнозов развития добычи нефти и с учетом умеренной волатильности спроса на рынке объем перевалки грузов через Варандейский отгрузочный терминал предполагается на уровне 8 млн тонн в год в 2020 и 2030 годах (рис. 2).

Полуостров Ямал – один из важнейших стратегических нефтегазоносных регионов России. Промышленное освоение месторождений Ямала и прилегающих к нему акваторий имеет принципиальное значение для обеспечения роста российской добычи газа в перспективе.

> В настоящее время работа большинства Арктических портов убыточна. На модернизацию технического оборудования портов в последние два десятилетия практически не выделялось средств. Причальные сооружения требуют капитального ремонта и реконструкции

На основе имеющихся прогнозов добычи и планов создания производственных мощностей объем перевалки грузов через строящийся на полуострове порт Сабетта предполагается на уровне 23 млн тонн в 2020 году и 30 млн тонн в 2030 году (рис. 3).

Перевалочный СПГ-терминал планируется построить в Ура-Губе в 50 км от г. Мурманска, что позволит НОВАТЭКу повысить эффективность доставки СПГ в Европу с действующего завода «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ-2».

В 2018 г. велись работы по переустройству инженерных сетей, строительству мостового перехода через р. Тулома, автодорожного моста через р. Кола, автодорожного путепровода тоннельного типа, переустройству участков автомобильных дорог Кола – Мурмаши и др. В Печенге проект порта «Северный» был временно заморожен.

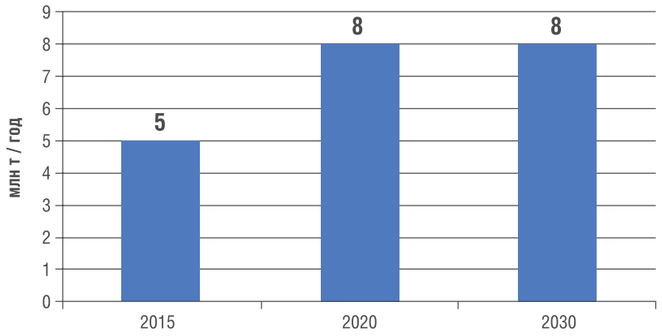
В числе ключевых морских портов в акватории Арктики, в том числе связанных с реализацией перспективных проектов, можно назвать Архангельский морской торговый порт круглогодичной навигации, имеющий мощности до 100 000 тонн, принимает морские суда осадкой до 9,2 метра, длиной до 190 метров, шириной до 30 метров, дедвейтом до 30 тысяч тонн. Осуществляет перевалку всех видов грузов: контейнеры, лесоматериалы, картон, бумага, целлюлоза, уголь, нефтеналивные, экспортно-импортные грузы.

Разработаны перспективные проекты «Белкомур», морского глубоководного порта «Северный». Для реализации проекта «Белкомур» решением субъектов РФ (Республика Коми, Архангельская область и Пермский край) еще в 1996 г. в г. Сыктывкаре была учреждена Межрегиональная акционерная компания «Белкомур» (Белое море – Коми – Урал) с филиалами в г. Архангельске и г. Перми. Без «Белкомура» проекты Северного широтного хода и другие окупятся гораздо позднее.

С перевалкой нефти и нефтепродуктов в Арктике связано развитие таких портов, как Варандей (нефть, генеральные грузы), Харасавэй (нефть и газовый конденсат); Витино – нефть, нефтепродукты, конденсат и др.

Арктический морской порт Варандей расположен на побережье Баренцева моря в районе Варандейской губы и предназначен для экспорта морским путем нефти, добываемой на севере

РИС. 2. Прогнозируемый объем перевалки сырой нефти через терминал «Варандей»



Ненецкого автономного округа. Отгрузка нефти на морские суда осуществляется на удалении 22,5 км от берега, через установленный стационарный морской ледостойкий отгрузочный причал (СМЛОП), к которому с берега подведены две нитки подводного трубопровода, перекачивающего нефть из береговых резервуаров. Оператором нефтяного терминала является ОАО «Варандейский терминал». МЛОП Варандей круглогодично принимает наливной флот ледового класса длиной до 258 метров, шириной до 34 метров и осадкой до 14 метров. На восточном берегу пролива Варандейский шар действует грузовой терминал с причальной стенкой длиной 200 метров, который используется для перевалки генеральных грузов в летний период, способен принимать суда с осадкой до 2,6 метров, длиной до 120 метров.

В Ненецком автономном округе несколько лет разрабатывались проекты глубоководного морского незамерзающего порта Индига и железной дороги «Сосногорск – Индига», связанные с проектом «Баренцкомур» Индига – Ухта – Пермь, обсуждались разные варианты, шел поиск инвесторов. Лицензиями на добычу нефти и газа в НАО владеют 26 компаний, 15 из них ведут добычу, в том числе Роснефть, Газпром, ЛУКОЙЛ, Зарубежнефть и другие, имеющие ресурсы для создания порта в Индиге. Порт был изначально включен в проект «Печора СПГ» для поставки газа по трубопроводу к побережью Баренцева моря с Кумжинского и Коровинского месторождений в НАО, строительство завода по производству СПГ и его экспорта.

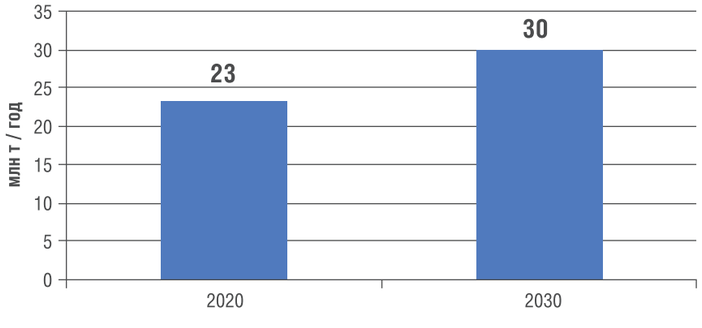
Совокупные запасы двух месторождений по российской классификации составляли 165 млрд м³ газа и 5,6 млн тонн конденсата. Первоначально СПГ-проект планировала осуществить частная компания Д. Босова для чего ей было необходимо разрешение на экспорт (из частных компаний им обладает лишь НОВАТЭК). В 2015 г. контролировать «Печора СПГ» начала Роснефть, но она не получила лицензию на экспорт СПГ и вышла из ООО «РН-Печора СПГ». Для увеличения ресурсной базы проекта «Роснефть» хотела купить соседние Лаявожское и Ванейвисское месторождения. Однако в ходе напряженной борьбы эти участки выиграл Газпром. В начале 2018 г. доля дочерней структуры Роснефти – ООО «РН-Газ» в компании «РН-Печора СПГ», которая должна была реализовывать проект, снизилась с 50,1 до 1%. А доля партнера Роснефти – Группы «АЛЛТЕК» возросла до 99%.

В 2018 г. проект порта Индига был реанимирован. Его стали ориентировать на экспорт до 50 млн тонн угля, инвесторами проекта могут стать «Кузбассразрезуголь», СУЭК Андрея Мельниченко и AEON Романа Троценко. Проект порта и железной дороги к нему оценивался в 258 млрд руб. Через порт по Севморпути может уходить на экспорт 70 млн тонн грузов, из которых 50 млн тонн – уголь из Кузбасса, добыча которого растет, а вывезти все на восток невозможно в силу инфраструктурных ограничений. С учетом отсутствующей инфраструктуры и трудовых ресурсов проект, по мнению экспертов, выглядит фантазийным.

В морском порту Диксон предусматривается строительство и реконструкция объектов инфраструктуры за счет внебюджетных источников финансирования: угольный терминал Чайка, нефтяной терминал Таналау (Пайяхское и Северо-Пайяхское месторождения). В поселках Диксон и Тикси, на архипелаге Новая Земля развертывается дивизия ПВО. У бухты Тикси на побережье моря Лаптевых в 2019 г. размещен военный городок ВВС и ПВО Северного флота. Морской порт Тикси обрабатывает продовольственные, генеральные, строительные грузы, контейнеры, уголь, круглый лес, продукты деревообрабатывающей промышленности, нефтепродукты, осуществляется доставка грузов в страны АТР.

Порт Провидения – морской порт федерального значения, имеющий геостратегическое преимущество; пункт формирования каравана судов, следующих под проводкой ледоколов по СМП; основные грузы – дизтопливо, уголь, продовольствие, стройматериалы; принимает круизные суда. В Бухте Провидения действует международный аэропорт.

РИС. 3. Прогнозируемый объем перевалки грузов через порт Сабетта



Морской порт Певек обладает самыми глубоководными причалами и является наиболее механизированным портом. Основные виды грузов – генеральные, контейнерные, уголь, песок, щебень, нефтепродукты легких сортов. Это замерзающий порт, навигация по нему открыта с июля по октябрь. В настоящее время реализуется проект модернизации инфраструктуры.

В остальных портах Арктического бассейна (Амдерма, Анадырь, Беринговский, Диксон, Дудинка, Игарка, Мезень, Нарьян-Мар, Онега, Певек, Провидения, Тикси, Хатанга, Эгвекинот) реализация крупных инвестиционных проектов в краткосрочной перспективе не предусматривается.

Однако эти порты являются составным звеном АМТС и должны получить государственную поддержку на создание промежуточных пунктов для обеспечения безопасности мореплавания и бункеровки транспортных судов, следующих по СМП.

По мере увеличения добычи природных ресурсов Севера и интенсивности судоходства следует ожидать притока инвестиций и повышения заинтересованности местных органов власти в развитии портового хозяйства не только для вывоза природных ресурсов, но и для завоза необходимой продукции для обеспечения жизнедеятельности людей в районах Крайнего Севера и внедрения новых технологий.

По результатам оценки состояния инфраструктуры Арктических портов в целях транспортного обеспечения развития районов Крайнего Севера, внешнеторговых связей и арктического транзита предлагается:

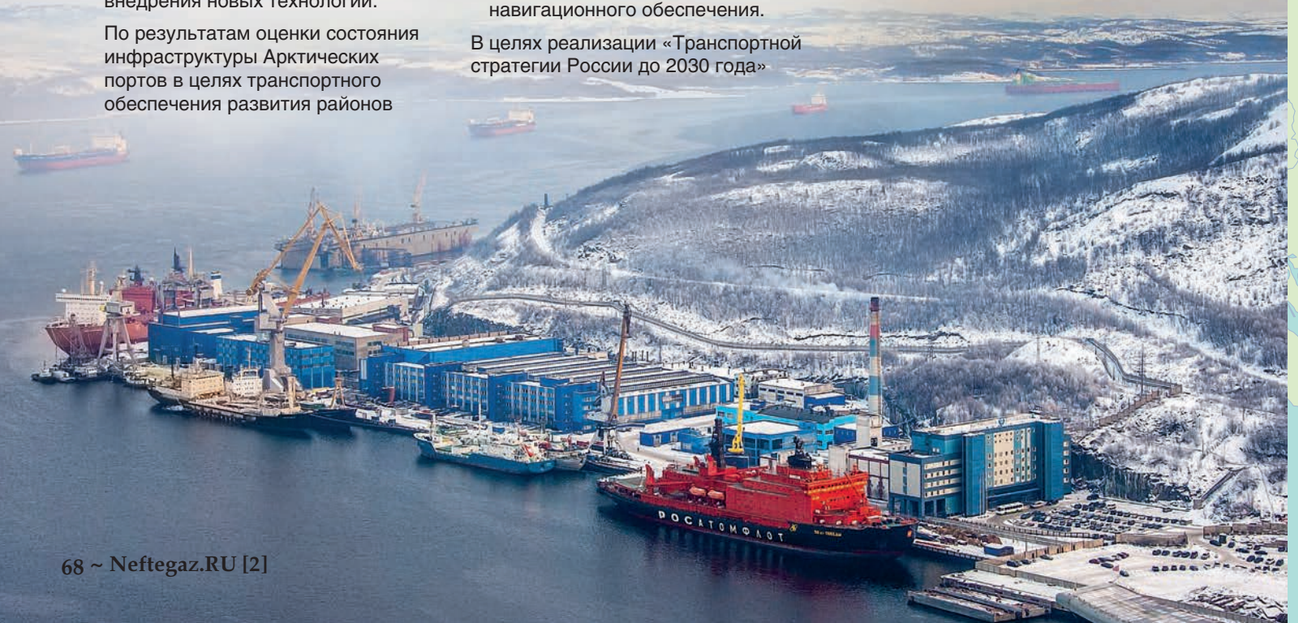
- Минтрансу России совместно с администрациями субъектов РФ и заинтересованными компаниями разработать Программу развития арктических портов вдоль трассы СМП, которая будет включена в государственную Программу развития Арктической зоны РФ;
- рассмотреть целесообразность создания контейнерных терминалов и портовых особых экономических зон в отдельных базовых портах АМТС на примере портов Мурманска и Петропавловска-Камчатского с возможным привлечением инвестиций и контейнерного транзитного потока Японии, Китая, Южной Кореи;
- ввиду строительства широтной железной дороги «Белкомур» (Архангельск – Сыктывкар – Гайны – Соликамск) построить новый базовый порт-хаб в западном секторе Арктики на Белом море в северной части губы Сухое море (глубоководный район Архангельского порта) с грузооборотом не менее 30–35 млн тонн в год;
- в интересах безопасности мореплавания расширить участие Минтранса России и головных бассейновых администраций морских портов в выборе оптимальных мест строительства нефтегазовыми компаниями отгрузочных терминалов, а также в создании необходимых средств навигационного обеспечения.

В целях реализации «Транспортной стратегии России до 2030 года» и принятой «Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года», утвержденной президентом РФ 20 февраля 2013 года, необходимо создать в северных регионах РФ, тяготеющих к трассе СМП, транспортно-логистические узлы:

- Кольский (Мурманск, Териберка);
- Урало-Западно-Сибирский (Архангельск, Индига);
- Ямальский нефтегазовый (Харасавэй, Сабетта, Новый Порт);
- Норильско-Туруханский и Нижне-Енисейский (Игарка, Дудинка, Диксон);
- Ленский (Якутск, Тикси);
- Чукотско-Камчатский (Певек, Провидения, Петропавловск-Камчатский).

Развитие базовых портов АМТС – Мурманск, Архангельск и Петропавловск-Камчатский – следует рассматривать как создание портов-хабов, способствующих привлечению транзитных грузопотоков, росту контейнеризации перевозок, экономическому развитию регионов. Финансирование проектирования и создания транспортных узлов должно осуществляться за счет федерального и регионального бюджетов, а также за счет частного капитала заинтересованных компаний. ●

Keywords: *Northern Sea Route, Arctic, seaports, infrastructure, cargo transportation.*



В Реестр морских портов России включены 67 портов, которые входят в пять морских бассейнов. Основная доля грузов в общем грузообороте - нефть (31,6 %), нефтепродукты (19,5 %) и уголь (18,9 %)

Порты арктического бассейна

БАРЕНЦЕВО МОРЕ

Мурманск

- Основан **1 сентября 1915 года**
- Состоит из трех частей: Рыбный порт, Торговый порт и Пассажирский порт
- **Габариты судов: без ограничений**
- **110** причалов + **2** пирса
- **Торговый порт** эксплуатирует **16 грузовых** и **5 вспомогательных** причалов
- **Количество стивидоров: 23**
- **Пропускная способность** грузовых терминалов: **24 647,2 тыс. т** в год
- Рейдовый перевалочный комплекс для нефтеналивных грузов «Белокаменка» (танкер-накопитель), перевалочной мощности **88 млн барр**

ФАКТ

Мурманск – это один из самых больших российских портов, не замерзающих круглый год. Благодаря Гольфстриму холода приходят в Мурманск на месяц позже, чем в другие северные города

Нарьян-Мар

- Включает два терминала: **Нарьян-Мар** и **Амдерма**
- **Пропускная способность: 501,016 тыс. тонн** в год
- **Количество причалов: 6**
- **Количество стивидоров: 2**
- Подходы к порту состоят из естественного фарватера и имеют протяженность **125,7 км**
- **Глубина искусственных каналов: 4,7–5,2 м**
- **Навигация 4–5 месяцев**
- **4** причала общей длиной **384,55 м** и глубиной **6 м**
- **Габариты судов:** длина **114 м** / ширина **14 м** / осадка **3,6 м**

ФАКТ

Вывоз нефти с терминала «Варандей» осуществляется тремя арктическими челночными танкерами ОАО «Совкомфлот»: «Василий Динков», «Капитан Готский» и «Тимофей Гуженко» вместимостью 85,3 тыс. м³, специально построенными в 2007–2009 гг. по технологии «Aker Arctic»

Варандей

- **Стационарный морской** ледостойкий отгрузочный причал построенный в 22-х километрах от порта Варандей
- **Глубина 17 м**
- **2** причала
- **Габариты судов:** длина **120 м** / ширина **15 м** / осадка **3,5 м**
- Соединен с береговыми нефтяными резервуарами подводным дюкером

  Высота отгрузочного причала **50 м**, вес – **11 тыс. тонн**
- **Функционирует круглогодично**
- **Количество стивидоров: 2**
- **Пропускная способность** грузовых терминалов: **12 100,4 тыс. тонн** в год

ФАКТ

Варандей в переводе с ненецкого языка означает «край земли». В 1970-х поселок Варандей стал опорным пунктом нефтегазоразведочной экспедиции, здесь были построены аэропорт и морской порт. В конце 90-х годов ЛУКОЙЛ начал разработку месторождений нефти – Медынского, Тобойского и Мядсейского. В 2000 г. для вывоза добытой нефти компания построила в 4 км от Варандея временный морской терминал с возможностью перекачки до 1,5 млн тонн в год

Порты арктического бассейна

Порты арктического бассейна

БЕЛОЕ МОРЕ

Витино

- **Пропускная способность** грузовых терминалов: **11 тыс. тонн** в год
- **Габариты судов:** длина **230 м** / ширина **32,2 м** / осадка **11,1 м**
- **Количество стивидоров: 1**
- **4 причала:** № 1 для судов портофлота, № 2 и № 3 обслуживают суда смешанного плавания «река–море» (нефтерудовозов), № 4 – рейдовый причал из 7 швартовых бочек, плавперехода с трубопроводами и якорных систем. Принимает морские танкеры водоизмещением до **70 тыс. тонн**
- **Навигация круглогодичная**

ФАКТ

Грязи Палкиной губы Белого моря целебны. Специалисты давали заключение, что эти грязи эффективны при лечении неврологических заболеваний, суставов, желудочно-кишечного тракта

Кандалакша

- Основан **в 1915 году**
- **Пропускная способность** терминалов: **1500 тыс. тонн** в год
- **Габариты судов:** длина **200 м** / ширина **33 м** / осадка **9,8 м**
- **Количество причалов: 5**
- **Количество стивидоров: 1**
- **Основной груз: каменный уголь**
- **Навигация круглогодичная**

ФАКТ

Кандалакшский государственный заповедник: два моря – Белое и Баренцево, два региона – Мурманская область и Карелия, две природные зоны – тайга и тундра

Онега

- Образован **11 марта 1781 года**
- **Пропускная способность:** **261,5 тыс. тонн** в год
- **Габариты судов:** длина **172,2 м** / ширина **24,6 м** / осадка **9 м**
- **Количество причалов: 7**
- **Количество стивидоров: 4**
- **В составе порта: 4** лесоэкспортных причала Онежского лесопильно-деревообрабатывающего комбината, принимающие суда; причал торгового порта, **2** наплавных причала

ФАКТ

В связи с мелководностью Онежской губы эксплуатируются подходные каналы и фарватеры протяженностью 12 миль

Архангельск

- **Первый** порт России
- Основан в **1584 году**
- **Пропускная способность:** **11 772,9 тыс. тонн** в год
- **Количество причалов: 6**
- **Количество стивидоров: 2**
- **Габариты судов:** длина **114 м** / ширина **14 м** / осадка **3,6 м**
- **Количество причалов: 75**
- **Количество стивидоров: 28**
- **Географическое расположение** обеспечивает прямой выход через Белое море в Мировой океан в западном и восточном направлении без ограничений по проливам
- **В составе порта: 3** грузовых района, контейнерный терминал, судоходная компания, морской-речной вокзал и единственный на Севере контейнерный терминал
- **Общая протяженность** причального фронта – **3,3 км**
- **Навигация круглогодичная**
- **Грузооборот** в 2020 г. составил **3,3 млн тонн**

Мезень

- Возник одновременно с началом лесопиления в Мезенском уезде заводчиками Н.И. Русановым и братьями Ружниковыми **в 1872 году**
- **Пропускная способность:** **132 тыс. тонн** в год
- **Габариты судов:** длина **120 м** / ширина **20 м** / осадка **4,2 м**
- **Количество причалов: 3**
- **Количество стивидоров: 3**
- **Навигация с середины мая до середины ноября**

ФАКТ

Два раза в сутки река Мезень течет против своего течения и наполняет воды своего русла. Этим пользуются сотрудники речного транспорта: наполняясь водой, река поднимает со дна корабли, что позволяет транспорту выйти в открытое море

КАРСКОЕ МОРЕ

Сабетта

- **Самый молодой** порт России
- **Навигация круглогодичная**
- Порт построен с нуля для «Ямала СПГ»
- Федеральный бюджет вложил в строительство более **47 млрд руб.**
- **В составе** имеет разные виды вспомогательных причалов, предназначенных для доставки и выгрузки генеральных грузов, техники, стройматериалов и готовых модулей, необходимых при строительстве как самого порта, так и береговых объектов (завода СПГ и др.)
- **В число основных объектов порта входят:** технологическая эстакада завода СПГ, два причала для отгрузки СПГ и ледозащитные сооружения
- **1 м²** причала должен выдерживать нагрузку не менее **10 тонн**
- Предусматривает морскую транспортировку **16 млн тонн СПГ** и **до 1,35 млн тонн** газового конденсата в год
- Связан с газовым месторождением «Южно-Тамбейское» и заводом по производству СПГ – крупнейший в России центр формирования портовой инфраструктуры для освоения морских месторождений нефти и газа

Диксон

- Основан **22 мая 1934 года**

  Изначальная цель стать базовым портом на трассе СМП для обеспечения стоянки и бункеровки судов углем
- **Пропускная способность:** **120 тыс. тонн** в год
- **Габариты судов:** длина **100 м** / ширина **20 м** / осадка **8 м**
- **Количество причалов: 2**
- **Количество стивидоров: 1**

ФАКТ

На острове Диксон нет ни одного дерева и ни одного куста. Абсолютный минимум температур -49°С, абсолютный максимум – +27°С. Полярная ночь длится 82 дня, полярный день, когда солнце совсем не заходит, – более 100 суток

Дудинка

- Основан **в 1935 г.** для снабжения строящегося Норильского горно-металлургического комбината
- **Пропускная способность 1885 тыс. тонн** в год
- **Габариты судов:** длина **260,3 м** / ширина **32,2 м** / осадка **11,8 м**
- **Количество причалов: 9**
- **Количество стивидоров: 2**
- С 2012 г. имеет статус **международного порта**
- **Навигация с июня по октябрь**
- Грузовой причальный фронт состоит из **23 речных** и **9 морских** причалов, в том числе причал спец. грузов и **8** причалов высокой воды
- Емкость резервуаров нефтепричала для нефтепродуктов составляет **180 тыс. м³**
- Порт оснащен мобильным комплексом охранной сигнализации, против проникновения посторонних судов и подводных аппаратов

ФАКТ

Функционирует Музей вечной мерзлоты с уникальной подземной частью

Амдерма

ФАКТ

В 2014 в порту не было навигации из-за отсутствия промеров глубин на подходном канале и возле причалов, в порту отсутствует представитель морской государственной власти и нет средств плавучего навигационного ограждения на акватории порта

- **Количество причалов: 6**
- **Навигация с июля по октябрь**
- Одновременно является терминалом порта Нарьян-Мар
- Порт обрабатывает генеральные, навалочные грузы и уголь. Нефтеналивного терминала в порту нет

Игарка

- Основан **15 июня 1928 г.**
- **Количество стивидоров: 1**
- **Самый южный** портопункт на Енисее, куда могут заходить океанские суда
- **Основная специализация:** перевалка лесо- и пиломатериалов для отправки на экспорт
- **В 2000 г.** поставлял через Игарку промышленное оборудование для освоения Ванкорского нефтегазового месторождения
- **Навигация с июня по сентябрь**
- **В составе: 4** береговых причала (в том числе пассажирский) общей длиной **580 м** и **12** рейдовых причалов общей длиной **1800 м**
- Принимаемые суда могут иметь осадку **до 8 м**

Порты арктического бассейна

МОРЕ ЛАПТЕВЫХ • ВОСТОЧНО-СИБИРСКОЕ МОРЕ

Певек

- Основан **20 апреля 1951 года**
- **Самый северный** морской порт
- **Пропускная способность** грузовых терминалов: **330 тыс. тонн** в год
- **Габариты судов:** длина **172,2 м** / ширина **24,6 м** / осадка **9 м**
- **Количество причалов: 3**
- **Количество стивидоров: 1**
- **Навигация с начала июля до конца октября**

ФАКТ

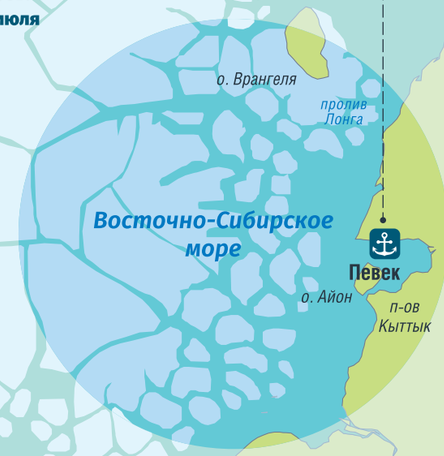
При скорости ветра 15 м/с ветровое течение достигает скорости 1,5 узла

ФАКТ

В селе Хатанга действует полярная геологическая разведывательная экспедиция

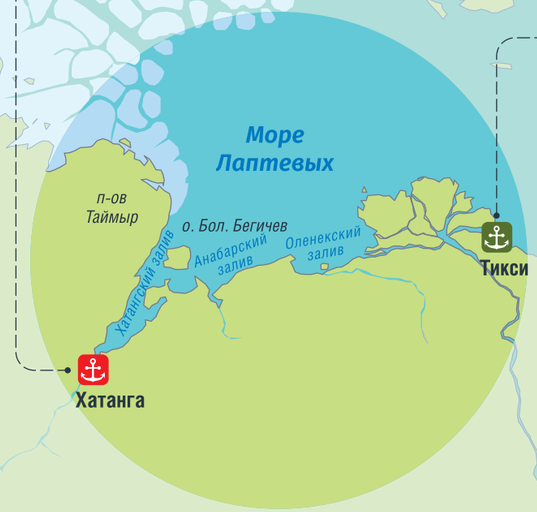
Хатанга

- Основан **25 декабря 1954 года**
- **Пропускная способность:** **95 тыс тонн** в год
- **Габариты судов:** длина **136 м** / ширина **16,5 м** / осадка **4,17 м**
- **Количество причалов: 5**
- **Количество стивидоров: 1**
- **Навигация: с июля по сентябрь**
- Располагает открытой складской площадкой **17500 м²**. В разгрузке задействуются: **3** плавкрана, **3** гусеничных крана, **1** автомобильный кран, **6** автопогрузчиков
- **Портофлот: 3** нефтяных танкера, **2** генгруза, **4** сухогруза, **2** сухогруза-наливника, **1** морской буксир



Тикси

- **Пропускная способность:** **67 тыс тонн** в год
- **Габариты судов:** длина **129,5 м** / ширина **15,8 м** / осадка **3,9 м**
- В порту используются **8** сухогрузных причалов и **2** вспомогательных, остальные выведены из эксплуатации из-за ветхости
- **Количество стивидоров: 1**
- Осуществляется ввоз продовольственных и промышленных товаров, стройматериалов, топлива и оборудования
- **Нефтеналивной причал** представляет собой 2 затопленных лихтера в виде буквы «Т»
- **Емкость резервуаров** под нефтепродукты составляет **38 тыс. тонн**
- В состав портофлота входят грузовые и пассажирские суда, буксиры, а также сухогрузы, задействованные для добычи и перевозки песка, действует судоремонтная база и водолазная станция



БЕРИНГОВО МОРЕ

ФАКТ

Бухта Провидения – на самом деле фьорд с несколькими небольшими бухтами, на одной из которых, бухте Эмма, расположен порт Провидения

Провидения

- Основан **в 1937 году**
- **Пропускная способность:** **345,4 тыс тонн** в год
- **Габариты судов:** длина **200 м** / ширина **24 м** / осадка **10 м**
- **Количество причалов: 3**
- **Количество стивидоров: 2**
- Порт включает акватории морских терминалов Уэлен и Лаврентия
- Является пунктом формирования караванов судов, следующих под проводкой ледоколов по СМП
- **Навигация: начало мая – начало января**
- Специально оборудованные места у берега для швартовки судна порта оборудованы полноповоротными стреловыми подъемными механизмами

Беринговский

- Основан **в 1941 году**
- **Назначение:** вывоз угля, добываемого на близлежащем месторождении
- **Пропускная способность:** **646 тыс тонн** в год
- **Габариты судов:** длина **34 м** / ширина **7 м** / осадка **2 м**
- **Количество причалов: 4**, **два** задействованы для погрузки угля, **2** – для принятия плашкоутов и буксиров
- **Количество стивидоров: 1**
- **Навигация: июль – октябрь**
- Погрузка-разгрузка морских судов происходит на внешнем рейде портовыми перегрузочными средствами

Анадырь

- **Крупнейший** морской порт на Чукотке
- **Один из самых сложных** по гидрометеорологическим характеристикам портов Дальнего Востока
- **Глубина на фарватере 20–42 м**
- **Пропускная способность: 900 тыс. тонн** в год
- **Габариты судов:** длина **177 м** / ширина **25 м** / осадка **7 м**
- **Количество причалов: 6**
- **Количество стивидоров: 1**
- **Навигация с июня по октябрь**
- **Портофлот: 3** танкера, **2** лихтера, грузовая баржа, **2** буксира-толкача, **1** буксир-кантовщик, пассажирский теплоход, рейдовый пассажирский катер, **2** единицы служебно-вспомогательного флота, плавкран, **2** самоходных плашкоута. Остальные плавсредства находятся на консервации
- Действует единственная на Чукотке водолазная группа, оснащенная оборудованием для выполнения подводного обследования и ремонта судов и гидротехнических сооружений

ФАКТ

- *В районе поселка проходит географическая линия перемены дат, здесь находится граница между восточным и западным полушариями*
- *22 сентября 2004 г. в долине реки Тадлеоан установлен красный столб – символический знак пересечения линии Северного полярного круга и 180-го меридиана. Это единственная точка, расположенная на суше*

Эгвекинот

- Основан **в 1947 году**
- **Пропускная способность:** **350 тыс. тонн** в год
- **Габариты судов:** длина **177 м** / ширина **25 м** / осадка **12 м**
- **Количество причалов: 3**
- **Количество стивидоров: 1**
- **Навигация: июнь-октябрь**
- **Основной груз:** уголь, генеральные и лесные грузы, контейнеры
- Морской буксир МБ-380, самоходный плашкоут СПА-014 «Вайгач» и нефтемусоросборщик

ФАКТ

На дне акватории морского порта находятся 14 судов различных типов, из которых 5 лихтеров утонуло в 1989 году во время сильного шторма

ЭВОЛЮЦИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ШТОКМАНОВСКОГО ГКМ

и современный взгляд на его обустройство

УДК 553.981;553.98(26);629.563;665.725

ПРОЕКТ ОСВОЕНИЯ ШТОКМАНОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАНТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРОДЕМОНСТРИРОВАЛ ВСЕ СЛОЖНОСТИ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ КРУПНЫХ ПРОЕКТОВ НА ШЕЛЬФЕ РОССИИ В УСЛОВИЯХ НОВЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ РЕАЛИЙ. ДЕЙСТВУЯ В ДУХЕ СДЕЛКИ 70-Х ГОДОВ «ГАЗ – ТРУБЫ», БАЗИРУЯСЬ НА УСПЕХАХ И ДОСТИЖЕНИЯХ ПРЕДШЕСТВЕННИКОВ, СДЕЛАВ СТАВКУ НА РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ ТРАНСКОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ, ПРЕДПРИЯТИЯ, РЕАЛИЗУЮЩИЕ ПРОЕКТ, СТОЛКНУЛИСЬ С ЖЕСТКОЙ КОНКУРЕНЦИЕЙ НА МЕЖДУНАРОДНЫХ ГАЗОВЫХ РЫНКАХ, КОТОРАЯ БУДЕТ ТОЛЬКО НАРАСТАТЬ. УТВЕРЖДЕНИЕ О ТОМ, ЧТО ТРУБОПРОВОДНЫЙ ГАЗ БЫЛ И ОСТАНЕТСЯ САМЫМ ДЕШЕВЫМ В ЕВРОПЕ И АЗИИ, ОСНОВАНО ИСКЛЮЧИТЕЛЬНО НА ГИГАНТСКОЙ РЕСУРСНОЙ БАЗЕ И УВЕРЕННОСТИ В ПОЛУЧЕНИИ ПРИБЫЛИ ДАЖЕ В УСЛОВИЯХ ЗАПРЕДЕЛЬНО НИЗКОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ, НО НЕ УЧИТЫВАЕТ ИЗМЕНЕНИЯ СТОИМОСТИ ЕГО ДОБЫЧИ, КОТОРАЯ ВСЕ БОЛЕЕ СМЕЩАЕТСЯ В АРКТИКУ, И ТРЕНДА В СТОРОНУ «ЗЕЛЕНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ». ВОПРОС «БЫТЬ ИЛИ НЕ БЫТЬ ПРОЕКТУ ОСВОЕНИЯ ШГКМ?» ЗА 40 ЛЕТ ЕГО РАЗВИТИЯ ТРАНСФОРМИРОВАЛСЯ В ВОПРОС «СМОЖЕТ ИЛИ НЕ СМОЖЕТ РОССИЙСКАЯ ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ В РАЗУМНЫЕ СРОКИ ВПИСАТЬСЯ В НОВУЮ ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ КАРТИНУ МИРА?». СОВРЕМЕННЫЕ РЕАЛИИ ПОКАЗЫВАЮТ, ЧТО ОДНОЗНАЧНОГО ОТВЕТА НА ЭТОТ ВОПРОС НЕТ

THE SHTOKMAN NATURAL GAS FIELD DEVELOPMENT PROJECT HAS DEMONSTRATED ALL THE DIFFICULTIES OF INDEPENDENT IMPLEMENTATION OF LARGE PROJECTS ON THE RUSSIAN SHELF IN THE CONTEXT OF NEW TECHNICAL AND ECONOMIC REALITIES. ACTING IN THE SPIRIT OF THE "GAS-PIPES" DEAL OF THE 70S, BEING BASED ON THE SUCCESSES AND ACHIEVEMENTS OF ITS PREDECESSORS AND RELYING ON THE DEVELOPMENT OF A SYSTEM OF TRANSCONTINENTAL GAS PIPELINES, THE COMPANIES IMPLEMENTING THE PROJECT FACED FIERCE COMPETITION IN THE INTERNATIONAL GAS MARKETS, WHICH WILL ONLY INCREASE. THE CLAIM THAT PIPELINE GAS HAS BEEN AND WILL REMAIN THE CHEAPEST IN EUROPE AND ASIA IS BASED SOLELY ON A HUGE RESOURCE BASE AND CONFIDENCE IN MAKING A PROFIT EVEN IN THE CONDITIONS OF EXTREMELY LOW ECONOMIC EFFICIENCY OF MANAGEMENT, BUT DOES NOT TAKE INTO ACCOUNT THE CHANGES IN THE PRODUCTION COST, WHICH IS INCREASINGLY SHIFTING TO THE ARCTIC, AND THE TREND TOWARDS "GREEN ENERGY". THE QUESTION "TO BE OR NOT TO BE?" UNDER THE SHTOKMAN NATURAL GAS FIELD DEVELOPMENT PROJECT HAS BEEN TRANSFORMED INTO THE QUESTION "WILL THE RUSSIAN GAS INDUSTRY BE ABLE TO FIT INTO THE NEW ENERGY IMAGE OF THE WORLD IN A REASONABLE TIME OVER 40 YEARS OF ITS DEVELOPMENT?". MODERN REALITIES SHOW THAT THERE IS NO CLEAR ANSWER TO THIS QUESTION

Ключевые слова: *Штокмановское месторождение, добыча на шельфе, транспортировка газа, технологии добычи, подводные добычные комплексы.*

Сочнева Инга Олеговна
Международный институт энергетической политики и дипломатии Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Московский государственный институт международных отношений (университет) Министерства иностранных дел Российской Федерации» – МИЭП МГИМО МИД, доцент кафедры «Глобальная энергетическая политика и энергетическая безопасность», к.т.н.

Сочнев Олег Яковлевич
д.т.н.

Штокмановское газоконденсатное месторождение

ШГКМ – одно из крупнейших газоконденсатных месторождений в мире. Расположено в Баренцевом море на север от Кольского полуострова в российской исключительной экономической зоне[1].

Месторождение расположено на расстоянии 550 км к северо-востоку от Мурманска. Ближайшая суша (около 300 км) – западное побережье архипелага Новая Земля.

Глубины моря в районе ШГКМ колеблются от 320 до 360 м.

Запасы ШГКМ по категории C_1 – 3,94 трлн м³ природного газа и 56,1 млн т газового конденсата. Продуктивными являются триасовые и юрские комплексы, нефтематеринскими – отложения пермо-триаса.

По запасам ШГКМ входит в первую десятку газовых месторождений мира.

Лицензией на поиск, геологическое изучение, а также добычу газа и газового конденсата на ШГКМ владеет ПАО «Газпром».

[1] *Штокмановское газоконденсатное месторождение. – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Штокмановское_газовое_месторождение.*

История освоения

Штокмановская структура была выявлена в 1981 г. в результате комплексных морских геофизических исследований Баренцево-Карского нефтегазоносного бассейна, проведенных специалистами Треста «Севморнефтегеофизика» с научно-исследовательского судна «Профессор Штокман», в связи с чем и получила свое название[2].

В 1985 г. структура была подготовлена к оценке бурением.

В 1988 г. сотрудниками Производственного объединения «Арктикморнефтегазразведка» (Мурманск) с борта бурового судна ледового класса «Валентин Шашин» начато бурение первой поисковой скважины глубиной 3153 м, в результате были открыты две залежи свободного газа с газовым конденсатом.

В 1990 г. для освоения ШГКМ был организован международный консорциум «Арктическая звезда» (Arctic Star). Консорциум состоял из компаний Conoco, Norsk Hydro и Finnish Barents Group. Со стороны СССР туда входило Министерство нефтяной и газовой промышленности. «Арктическая звезда» планировала приступить к добыче газа уже в 1995 г. Оператором проекта освоения ШКГМ стало ПО «Арктикморнефтегазразведка».

В 1991 г. президент России Б. Ельцин отстранил от проекта ШГКМ и «Арктическую звезду» и Арктикморнефтегазразведку. Монопольное право на разработку Штокмановского ГКМ указом Б. Ельцина было передано специально созданному в 1992 г. ЗАО «Росшельф»[3,4]. Тогда же декларировалось, что Штокмановский проект должен быть для европейских стран альтернативой разработке месторождения Troll в Норвежском море. Считалось, что из-за планируемого начала добычи на Troll в 1995 г. западные потребители надолго потеряют потребность в дополнительных поставках газа.

Но, в отличие от проекта ШГКМ, проект Troll был реализован и стал наглядным олицетворением технических достижений мировой морской нефтегазодобычи.

В 1995 г. по проекту ШГКМ было заключено соглашение между ПАО «Газпром», ЗАО «Росшельф», Norsk Hydro, Conoco, Total и Neste (Fortum).

Однако вскоре ЗАО «Росшельф» сообщило, что никаких реальных работ по проекту начато не будет из-за тяжелой экономической ситуации в стране и низкого спроса на природный газ в Европе (через 15 лет этот же аргумент будет приведен как причина остановки проекта уже Shtokman Development AG). В 2001 г. срок соглашения истек.

В 2002 г. было создано ЗАО «Севморнефтегаз» – совместное предприятие ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром».

В 2004 г. ПАО «НК «Роснефть» продало ПАО «Газпром» свою долю в ЗАО «Севморнефтегаз».

В 2004–2005 гг. были подписаны девять меморандумов с крупнейшими мировыми энергетическими компаниями, которые представили предложения по реализации совместных проектов освоения ШГКМ.

В 2005 г. ПАО «Газпром» озвучило имена 5 претендентов на участие в разработке Штокмановского ГКМ. В список вошли Hydro и Statoil (Норвегия), Total (Франция), Chevron и ConocoPhillips (США). В течение полугода ПАО «Газпром» обещало сформировать финальный список из двух-трех компаний. Предполагалось, что к концу 2006 г. участники примут инвестиционное решение по проекту.

В 2006 г. ПАО «Газпром» объявило, что ни одна из этих компаний не смогла предоставить активы, «соответствующие по объему и качеству запасам Штокмановского месторождения»[5]. В связи с этим недропользователем месторождения будет выступать само ПАО «Газпром», а «авторитетные международные компании» будут привлекаться лишь в качестве подрядчиков.

Одновременно ПАО «Газпром» объявило, что газ с месторождения не будет поставляться СПГ-танкерами в США, как предполагалось ранее, а будет транспортироваться по «Северному потоку» (Nord Stream) в Европу.

В 2007 г. партнеры были выбраны. Ими стали Total и объединенная компания StatoilHydro.

В 2008 г. ПАО «Газпром» совместно с партнерами создало компанию-оператора Stokman Development AG для реализации Фазы I (в этот же период проект был разделен на 3 фазы: фаза I с добычей 23,7 млрд м³, фаза II с добычей 47,4 млрд м³, фаза III с добычей 71,1 млрд м³ – полная проектная мощность). В том же году ПАО «Газпром» было создано ООО «Газпром добыча шельф», которое было назначено оператором II и III фаз освоения ШГКМ.

В 2012 г. ПАО «Газпром» признало, что состав участников проекта может измениться. Из проекта вышла Statoil (в 2018 г. переименована в Equinor). Shtokman Development AG и ПАО «Газпром» объявили о временной остановке проекта освоения ШГКМ, не указав ее сроки. Это сообщение было сделано в эпохальный день – завершения сварки второй нитки морского газопровода «Северный поток».

В 2014 г. Total предложил ПАО «Газпром» перезапустить Штокмановский проект на новых технических и технологических решениях. Однако договориться не удалось.

В 2015 г. Total из проекта вышел.

В 2019 г. по указанию правительства РФ ПАО «Газпром» было принято решение о прекращении деятельности и ликвидации компании Shtokman Development AG. Полностью процесс ликвидации планировалось завершить к декабрю 2020 года[6].

[2] *Вокруг газа. История попыток освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения. Материалы 19.12.2012 // Электронный журнал Бочка без дна. – URL: http://www.trubagaz.ru/issue-of-the-day/bochka-bez-dna-istorija-popytok-osvoenija-shtokmanovskogo-mestorozhdenija/.*

[3] *Merkushev A. Yeltsin Awards Arctic Energy Contract to Russian Consortium AP. November 25, 1992. – URL: https://apnews.com/article/5971839bacb28f7c7825e27ce5d1ed4f.*

[4] *Штокмановское месторождение в руках оборонного комплекса. «Известия» от 26 ноября 1992 г. – URL: https://yeltsin.ru/day-by-day/1992/11/26/19819.*

[5] *Вокруг газа. История попыток освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения. Материалы 19.12.2012 // Электронный журнал Бочка без дна. – URL: http://www.trubagaz.ru/issue-of-the-day/bochka-bez-dna-istorija-popytok-osvoenija-shtokmanovskogo-mestorozhdenija/.*

[6] *«ШТОКМАН ДЕВЕЛОПМЕНТ АГ» ликвидируется – URL: http://www.shtokman.ru/press/news/2019/287/.*

РИС. 1. Troll-A – крупнейшая в мире железобетонная платформа гравитационного типа (GBS – Gravity Base Structure), крупнейший объект, когда либо перемещенный человеком. Реализация проекта позволила норвежскому газу занять значительное место в энергобалансе Европы[8,9]

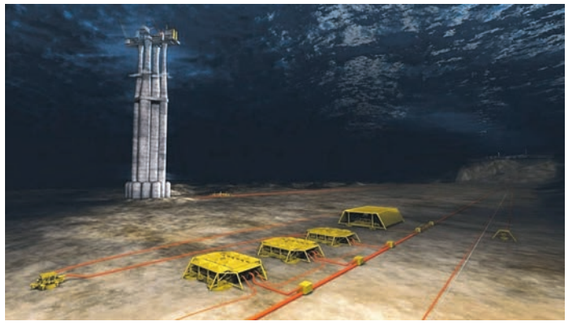


ТАБЛИЦА 1. Платформа Troll-A

Оператор	Statoil
Место установки	МесторождениеTroll в Норвежском море
Высота платформы, м	472
Подводное железобетонное основание, м	369
Вес платформы, т	683 600 т (1,2 млн т с балластом)
Количество скважин, шт.	40
Добыча в год:	
– газ	30 млрд м³ (около 30 % общей добычи в Норвегии)
– конденсат	1,2 млн т

В настоящее время ПАО «Газпром» намерено вернуться к ШГКМ в 2028 г. при появлении более дешевых технологий или повышении цен на газ на рынке[7].

Формально ликвидация Shtokman Development AG была обусловлена тремя факторами:

- «сланцевой революцией» в США;
- выходом иностранных партнеров, что сделало нецелесообразным сохранение Shtokman Development AG, зарегистрированной в швейцарской юрисдикции,
- активной охотой украинского Нафтогаза на европейские активы ПАО «Газпром».

А не формально, в первую очередь – это результат низкого профессионализма в управлении проектом.

Скоропостижная «смерть» проекта (который сложно было назвать «живым» на протяжении всей его истории) наступила не только и не столько из-за «сланцевой революции» в США. Здесь следует специально отметить, что ПАО «Газпром» долго считало, что сланцевая революция в США – не что иное, как мыльный пузырь, что сланцевый газ не является конкурентом российскому голубому топливу.

ПАО «Газпром» упорно игнорировало современные тренды газового рынка, в первую очередь – развитие технологии производства СПГ, систем его транспортировки и его спотовых продаж. Подтверждением этого является проект «Ямал-СПГ», успешно реализованный ПАО «НОВАТЭК» в гораздо более суровых природно-климатических условиях и имеющий гораздо более тяжелую морскую логистическую составляющую.

Эволюция технических решений

Штокмановский проект пытались реализовать несколько консорциумов. Однако ни одному из них не удалось значительно продвинуться. Их достижения в период 1991–2014 гг. (до объявления о переносе сроков реализации проекта) ограничились бурением одной поисковой скважины в 2006 г., проведением инженерных изысканий на предполагаемых площадках размещения объектов и по трассам трубопроводов, а также созданием нескольких вариантов ТЭО-обустройства. До остановки участники проекта не раз переносили принятие инвестиционного решения и сроки начала добычи, меняли конфигурацию продукции и способы ее транспортировки.

Эволюция технических решений для обустройства ШГКМ в полной мере отразила эволюцию технических решений для добычи нефти и газа в Мировом океане. Реализация проекта стагнировала и постоянно откладывалась, чего нельзя сказать о морской нефтегазодобыче в целом.

В 90-х годах прошлого века освоение ШКГМ планировалось с использованием железобетонных гравитационных платформ. Основные технические решения повторяли технические решения для месторождения Troll в Норвежском море (рис. 1, табл. 1). Предполагалось, что на месторождении будут установлены 2–3 подобные платформы. С них должно было проводиться кустовое бурение скважин. Предполагалась

[7] «Газпром» ожидает ввод в разработку Штокмановского месторождения в 2029 году. – URL: https://www.finam.ru/analysis/newsitem/gazprom-ozhidaet-vvod-v-razrabotku-shtokmanovskogo-mestorozhdeniya-v-2029-godu-20210211-203521/.

[8] GlobalData: В Норвегии появятся значительные запасы нефти как результат проектов восстановления добычи. – URL: troll-a-platform-photo-oyvind-hagen-statoil_0.jpg (3000×2002) (pro-arctic.ru).

[9] Нефтяной Тролль – URL: ucrazy.ru.

РИС. 2. SPAR на месторождении Aastra Hansteen[11,12]

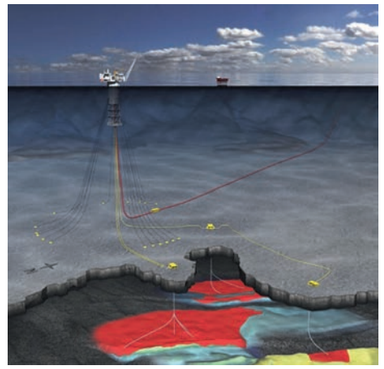
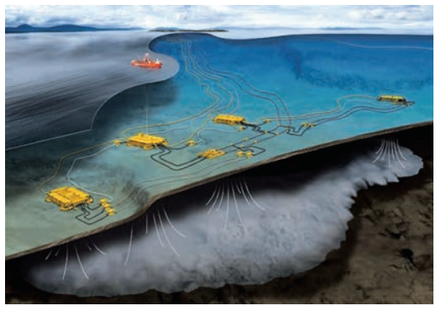


РИС. 3. Проект Ormen Lange[13,14]



транспортировка сухого газа на берег по системе магистральных морских трубопроводов и далее по системе сухопутных трубопроводов Териберка – Волхов к потребителю. Отгрузка газоконденсата предполагалась на танкеры непосредственно с платформ.

Предлагаемые для использования при реализации проекта технологии не требовали значительных затрат на адаптацию к условиям Баренцева моря и были уже хорошо опробованы. Платформы могли быть построены в одной из бухт (фьордов) Кольского залива.

В начале 2000-х годов успех применения платформ типа SPAR для добычи газа в Мексиканском заливе вызвал трансформацию технических решений для ШГКМ в сторону их применения. Хотя нужные технические решения для SPAR, работающих в арктических водах, так до конца и не были разработаны, в 2018 г. произошла установка SPAR в полярных водах (относительно холодные воды без льда) на месторождении Aastra Hansteen за полярным кругом[10] (рис. 2).

При этом очевидным ограничением для применения платформ данного типа была относительно малая глубина моря в районе ШГКМ. К этому же периоду относится начало рассмотрения использования в сочетании с платформами подводных добычных комплексов (ПДК).

При этом метод транспортировки газа также перетерпел изменения. Стала рассматриваться возможность двухфазного потока в сторону берега. К этому же периоду относится предложение компании Statoil не прокладывать магистральную трубопроводную систему до мурманского берега, а осуществить ее поворот в сторону Норвежского моря и стыковку с системой магистральных морских трубопроводов, идущих вдоль норвежского побережья в Европу. Существенное влияние на проект в этот период оказали проекты Ormen Lange (рис. 3) и Snovit (рис. 4), реализованные на севере Норвегии. Тогда же возникла концепция Statoil о полностью подводной добыче (рис. 5).

В середине и конце 2000-х годов концепция освоения ШГКМ претерпела последнюю трансформацию.

Предполагалось использование на ШГКМ FPU (Floating Production Unit), которые должны были заменить платформы в сочетании с ПДК. При этом система морских магистральных трубопроводов сохранялась, но на берегу в дополнение к системе сухопутных магистральных трубопроводов должны были создаваться мощности для производства СПГ (аналогично проекту Snovit).

[10] Aasta Hansteen – Norway's deepest field development. – URL: https://www.equinor.com/en/what-we-do/norwegian-continental-shelf-platforms/aasta-hansteen.html.

[11] Norway's Trump Card Oil & Gas. – URL: https://siteselection.com/theEnergyReport/2018/jan/oil-and-gas-norways-trump-card.cfm/.

[12] AASTA HANSTEEN Leirvik AS. – URL: leirvik.com.

[13] Shell to increase Ormen Lange output. https://www.upstreamonline.com/online/shell-to-increase-ormen-lange-output.

[14] Ormen Lange (gas field). ormen-lange-gas-field-e5b8df9d-00b1-48cf-b80c-e5086ecd19f-resize-750.jpg (736×509) (alchetron.com).

РИС. 4. Завод СПГ на о. Мелкоя в районе Хаммерфеста (проект Snovit)[15]

РИС. 5. Арктический подводный завод. Компания Statoil развивала эту технологию под лозунгом "Longer – Deeper – Colder. Longer" – добыча на больших дистанциях от берега и точек отгрузки продукции. Deeper – на большей глубине. Colder – в более холодной арктической воде[16]

Таким образом, несмотря на существенный прогресс в технических решениях в морской нефтегазодобычи, одно в проекте ШКГМ оставалось неизменным – система морских магистральных и сухопутных трубопроводов. С упорством, достойным лучшего применения, ПАО «Газпром» методично игнорировало какие-либо новации.

Обустройство ШКГМ с учетом энергетического перехода

В попытки освоения Штокмановского месторождения впустую были вложены большие силы и средства. Но проект в 2028 г. уже не в первый раз придется начинать с нуля.

Очевидно, что технологии морской нефтегазодобычи в последние десятилетия продолжали интенсивно развиваться, начался энергетический переход к низкоуглеродной энергетике.

Это дает возможность по-новому подойти к концепциям обустройства ШГКМ. И таких концепций может быть предложено две:

- строительство и установка на месторождении плавучего завода СПГ;
- строительство и установка на месторождении плавучего завода по производству водорода.

Как первая, так и вторая концепция подразумевают отказ от системы магистральных трубопроводов и транспортировку продукции исключительно газовозами.

Плавучий завод СПГ

Плавучие заводы СПГ относятся к **Floating Production, Storage and Offloading (FPSO)** – плавучим системам добычи, хранения и отгрузки. Как и предполагает название, FPSO не опираются и не связаны постоянно с морским дном, а спроектированы для швартования в заданном морском районе на длительный период времени.

Данные системы могут быть построенными с нуля или переоборудованными из существующего корпуса, как правило, списанного танкера, неся в себе ключевые изменения для повышения прочностного и усталостного сопротивления на отдельных участках. Каждый проект имеет свои особенности, и применение подобных плавучих систем зачастую позволяет учесть это наиболее полно.

FPSO особенно эффективны на отдаленных участках, где прокладка трубопроводов по дну моря экономически нецелесообразна. Также преимуществом FPSO является мобильность, возможность увода в безопасные зоны (например, от айсбергов) и перевода на другие месторождения. Время отстыковки современных систем составляет всего около 30 минут (со штатным глушением скважин).

Кроме того, FPSO являются олицетворением новой колониальной политики. Их значительное число располагается в шельфовых экономических зонах развивающихся стран с нестабильными политическими режимами.

Подобная система дает возможность оператору в любой момент появления нестабильности или претензий со стороны местных властей сняться с месторождения и прекратить добычу, выведя добычную платформу в нейтральные воды на время или навсегда.

Эти системы просто использовать повторно. Их также просто утилизировать.

Обычно характеристики корпуса платформы типа FPSO близки к характеристикам танкеров соответствующего водоизмещения (но возможны и иные технические решения, например, в виде корпусов цилиндрической формы). Размер корпуса определяется объемом добычи, характером продукции, необходимым объемом емкостей хранения и системой отгрузки на танкеры.

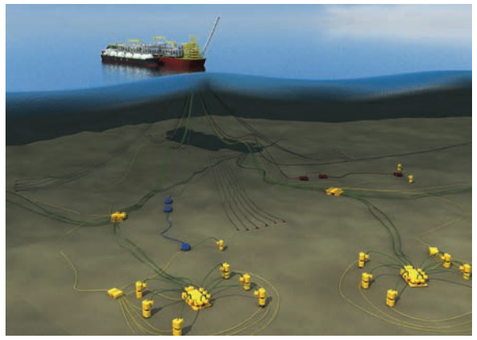
FPSO имеют большие площади палубы для размещения технологических модулей. FPSO хорошо воспринимают вертикальную нагрузку от якорей и райзеров, но из-за относительной нестабильности положения при ветре и волнении используются с донной фонтанной арматурой или ПДК.

К настоящему моменту судостроением были разработаны высокотехнологичные швартовые системы и системы позиционирования, позволяющие FPSO работать безопасно и надежно.

[15] *Scan-con.dk: Snøhvit (scan-con.dk).*

[16] *Abb to power subsea gas and oil field within the deep norwegian ocean. asgard-web.com.*

РИС. 6. FLNG Prelude[17,18] Длина судна более 4 футбольных полей по стандарту FIFA. Водоизмещение судна в 6 раз превышает водоизмещение самого большого авианосца. Ширина судна на 3 м больше размаха крыльев Boeing 747. Высота судна от киля на 12 м выше Big Ben



Большинство судов, эксплуатирующихся в суровых погодных условиях, имеет центральное швартовое устройство, расположенное внутри корпуса в специальной башне, которое позволяет им свободно перемещаться вокруг точки швартовки в соответствии с изменениями погоды. Это устройство известно как погодный флюгер (или турель) и позволяет носу FPSO (если применяется решение в виде корпуса танкера) всегда быть направленным в сторону преобладающего направления ветра и течений, сокращая тем самым негативное воздействие природных сил.

Зачастую также для удержания позиции и регулирования положения FPSO используются подруливающие устройства.

Для ШГКМ интересны FPSO в виде FLNG (Floating Liquefied Natural Gas) – заводов по производству сжиженного природного газа.

Крупнейшим FLNG является Prelude (рис. 6, табл. 2). Владелец судна – Royal Dutch Shell. Prelude FLNG было построено консорциумом Technip-Samsung в Южной Корее.

Prelude FLNG в 2019 г. начал добычу газа на бассейне Browse, примерно в 475 км к северо-востоку от г. Брум в Западной Австралии на глубине моря около 250 м. Добыча рассчитана на 25 лет, и после планового капитального ремонта FLNG сможет прослужить еще столько же.

Исходя из характеристик проекта можно констатировать, что FLNG Prelude может служить прямым аналогом для создания добычного комплекса на ШГКМ. Два таких FLNG могут полностью обеспечить реализацию фазы I проекта. При этом стоимость реализации фазы I может быть снижена как минимум на $10 млрд по сравнению с техническими решениями, предлагавшимися Shtokman Development AG, т.к. стоимость строительства Prelude FLNG оценивается в $14 млрд.[19] Кроме того, данное техническое решение существенно упрощает проект, избавляя его от необходимости строительства системы морских магистральных трубопроводов. Природно-климатические условия Баренцева моря также не станут существенной преградой для подобного FLNG, т.к. Prelude FLNG был спроектирован на устойчивую работу в условиях урагана 5 категории.

ТАБЛИЦА 2. FLNG Prelude

Глубина в месте постановки, м	250
Длина корпуса, м	488
Ширина корпуса, м	74
Осадка, м	43
Высота от киля, м	105
Водоизмещение, т	600 000
Сухой вес, т	260 000
Количество:	
– скважин, шт.	7
– райзеров, шт.	14
– шлангокабелей, шт.	6
Якорная система	16 цепных линий (4×4), каждая диаметром 175 мм, весом 2500 т и длиной – 1500 м
Хранилища:	
– СПГ, м³	220 000
– конденсата, м³	126 000
– ШФЛУ, м³	90 000
Производство в год:	
– СПГ, млн т	3,6
– конденсата, млн т	1,3
– ШФЛУ, млн т	0,4

[17] *Shell запустила крупнейший в мире плавучий СПГ-завод в Австралии. – URL: https://energybase.ru/news/industry/shell-zapustila-krupnejsij-v-mire-plavucij-spg-zavod-v-avstralii-2018-12-30.*

[18] *Technip Oceania PPU Win For EnerMech In Australia. – URL: https://www.ynfpublishers.com/.*

[19] *Савосин Д. С Prelude FLNG отгружена 1-я партия СПГ. Neftegaz.RU. – URL: https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/453662-s-prelude-flng-otgruzhena-1-ya-partiya-spg/.*

ТАБЛИЦА 3. Интегральные параметры КЭС

Параметр	Размерность	Значение
Расход природного газа	кг/с	590
Электрическая мощность	ГВт	16
К.п.д.	%	57,8
Характерные размеры, l×b×h	м×м×м	140×140×50
Масса оборудования	т	3 000
Полная масса	т	60 000
Количество автономных ЭБ	–	4
Удельная масса	т/МВт	3,8
Удельный объем	м³/МВт	60
Плотность оборудования	т/м³	0,06
Напряжение ЛЭП	кВ (±)	500

РИС. 7. Структурная блок-схема КЭС

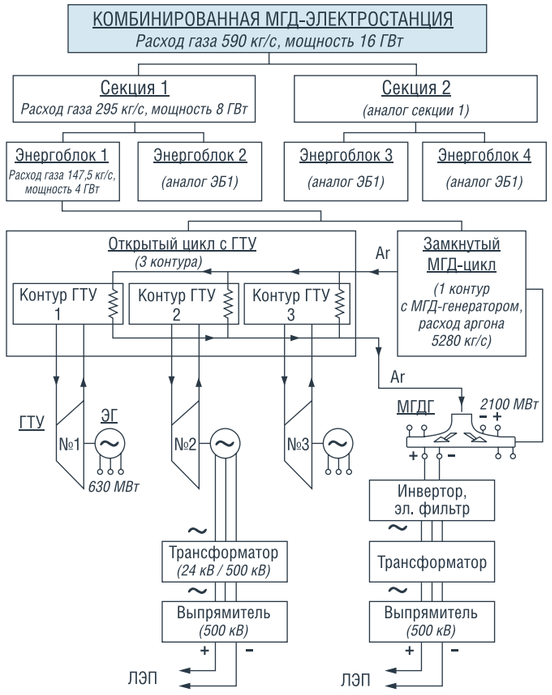
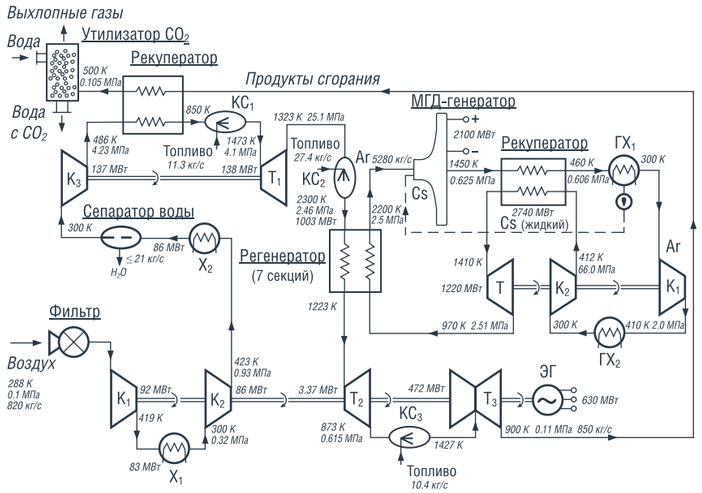


РИС. 8. Принципиальная схема энергоблока КЭС. Схема газотурбинной установки (ГТУ) двухвальная и включает компрессор низкого давления (КНД), промежуточный воздухоохладитель, компрессор среднего давления (КСД), с последующим промежуточным воздухоочистителем и сепаратором влаги, компрессор высокого давления (КВД), рекуперативный теплообменник подогрева воздуха, поступающего в первую камеру сгорания, газовую турбину высокого давления (ТВД), обеспечивающую привод КВД, высокотемпературную камеру сгорания с $T_{кс}$ = 2300 К, регенеративный теплообменник, обеспечивающий подогрев аргона в замкнутом контуре МГД-установки, турбину среднего давления (ТСД), камеру промежуточного подогрева продуктов сгорания, турбину низкого давления, отработавшие продукты сгорания из которой подогревают воздух в рекуперативном теплообменнике. На входе в ГТУ предполагается очистка газа только от механических примесей. Схема замкнутого цикла с МГД-генератором включает два компрессора с одним промежуточным охлаждением, газовую турбину, рекуперативный теплообменник (аргон-аргон), МГД-генератор, концевой газоохладитель



С учетом того, что лед и айсберги в районе ШГКМ появляются эпизодически, работа FLNG может быть обеспечена системой управления ледовой обстановкой.

Плавучий завод по производству водорода

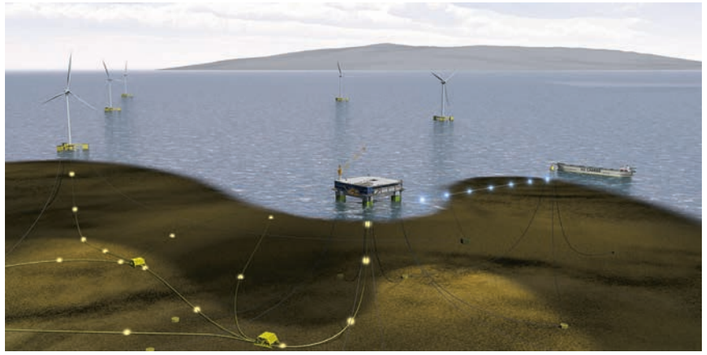
Впервые идея альтернативного использования природного газа ШГКМ была высказана академиком Е.П. Велиховым в 1999 г.[20]

Предлагалось использовать природный газ для работы компактной МГД-электростанции (КЭС) большой мощности (16 ГВт), а передачу выработанной электроэнергии на берег осуществлять с помощью подводного кабеля.

Электростанцию столь большой мощности оказалось целесообразно разделить на несколько автономных энергоблоков (табл. 3, рис. 7, 8). Компоновочные проработки

[20] *Велихов Е.П. и др. Компактная МГД-электростанция на природном газе. Тезисы IV междунар. конф. «Освоение шельфа арктических морей России (RAO-99): Санкт-Петербург, 23–26 сент. 1999». – СПб: ЦНИИ А.Н. Крылова, 1999.*

РИС. 9. Проект Jidai. Водородная установка расположена на полупогружной платформе и включает систему очистки воды (для процесса требуется вода очень высокой чистоты, и поэтому морская вода опресняется в три этапа; сначала вода пропускается через песчаный фильтр, а затем проходит двухпроходный обратный осмос; далее для удаления оставшихся солей используется электродеионизация; затем сверхчистая вода подается в электролизеры), установку электролиза (несколько стеков электролизеров с полимерными обменными мембранами выделяют из воды газообразные водород и кислород высокой чистоты), компрессоры (полученный газообразный водород пятиступенчато сжимается до 700 бар) и хранилище (газообразный водород высокого давления хранится в легких композитных резервуарах; емкость хранилища составляет 400 т водорода при 700 бар, что эквивалентно трем дням производства)[25]



показали, что оборудование КЭС может быть размещено в объеме 140×140×50 м³. Полный вес оборудования КЭС оценивался в 60 тыс. т.

Важно, что проектом предполагалась утилизация CO_2. Однако идея электрогенерации на ШКГМ оказалась слишком революционной для своего времени и воплощение в жизнь не получила.

В настоящий момент наиболее развитые страны мира, в том числе ЕС, приняли решение о переходе к «углеродной нейтральности» к 2050 г. Одним из локомотивов такого перехода может стать водород[21].

Использование водорода в качестве топлива было придумано дальновидным французским писателем Жюлем Верном, который также описал подводные лодки и космические путешествия почти 150 лет назад: «Я верю, что когда-нибудь вода будет использоваться в качестве топлива, что водород и кислород, составляющие ее, дадут неисчерпаемый источник тепла и света [...] Вода будет углем будущего»[22].

Водород представляет собой значительный неиспользованный потенциал в качестве возобновляемого источника энергии (ВИЭ). Последние разработки в области технологии топливных элементов способствовали тому, что водород стал привлекательным для транспорта и бытового потребления. При этом водород рассматривается и как энергоноситель, и как средство накопления избыточной электроэнергии, вырабатываемой ВИЭ в периоды активного солнца и ветра, когда ее производство превышает спрос потребителей.

На базе водорода могут быть созданы цепочки создания прибавочной стоимости, аналогичные созданным на базе СПГ.

На рубеже 2010-х годов в Канаде, США, Испании, Греции, Японии стали развиваться проекты по производству водорода с использованием электроэнергии, получаемой ветрогенераторами.

Одной из первых широко обнародованных концепций производства водорода у побережья Японии стал проект Jidai (2015 г.)[23,24] (рис. 9). Концепция использует плавучие морские ветряные турбины для производства электроэнергии и полупогружную морскую платформу (**SemiSub**) для производства водорода из очищенной морской воды с помощью процесса электролиза. Извлеченный водород сжимается и хранится в готовности к транспортировке танкерами на берег.

Отметим, что в настоящее время существуют **две основные технологические схемы производства водорода**. Первая – это электролиз воды («зеленый» водород, по терминологии Евросоюза (ЕС)), вторая – паровой риформинг метана SMR (steam methane reforming) («серый» водород). Вторая технология может быть модифицирована в производство «голубого» водорода, когда производство «серого» водорода осуществляется в комбинации с технологиями по улавливанию, использованию и хранению углекислого газа (SMR+CCS – carbon capture and storage / CCUS – carbon capture utilization and storage)[26,27].

Электролиз воды рассматривается как самый перспективный для зависимых от импорта энергоресурсов стран ЕС, хотя он и наиболее дорогой из-за наибольшей энергоемкости[28].

[21] *Harrison K.W., Remick R., Martin G.D. Hydrogen Production: Fundamentals and Cas Study Summaries. Preprint National Renewable Energy Laboratory A. Hoskin Natural Resources Canada. To be presented at the 18th World Hydrogen Energy Conference Essen, Germany May 16–21, 2010. – 21 p. – URL: www.nrel.gov/docs/fy10osti/47302.pdf.*

[22] *WHAT IS THE NEXT STEP? Offshore production of renewable hydrogen. DNV GL SUMMER PROJECT 2015. – URL: http://production.presstogo.com/fileroot7/gallery/DNVGL/files/original/9af5ee9d44454df49592fddbe5c959b3.pdf.*

[23] *Hydrogen production from offshore wind power. https://windeurope.org/confex2019/wp-content/uploads/files/networking/tlf/day-1/13.30-14.00-Denis-Thomas-Hydrogenics.pdf.*

[24] *Smalley J. A new era for hydrogen energy unveiled by students at DNV GL. www.windpowerengineering.com/a-new-era-for-hydrogen-energy-unveiled-by-students-at-dnv-gl/.*

[25] *WHAT IS THE NEXT STEP? Offshore production of renewable hydrogen. DNV GL SUMMER PROJECT 2015. – URL: http://production.presstogo.com/fileroot7/gallery/DNVGL/files/original/9af5ee9d44454df49592fddbe5c959b3.pdf.*

[26] *Конопляник А. Чистый водород из природного газа // Газовая промышленность. – 2020. – № 9. – С. 2–11.*

[27] *Митрова Т, Мельников Ю., Чугунов Д., Глаголева А. Водородная экономика – путь к низкоуглеродному развитию. Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. – 2019, июнь. – 63 с. – URL: energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Hydrogen-economy_Rus.pdf.*

[28] *Bermudez J.M. IEA: The Future of Hydrogen // IEA Webinar «The Swiss Army knife of the Circular Carbon Economy: hydrogen has the potential to Reduce, Reuse, Recycle and Remove carbon emissions», 3 June 2020. – URL: https://www.iaee.org/documents/2020/Webinar_kapsarc_Bermudez.pdf.*

Для сокращения издержек производства водорода методом электролиза (и одновременно для компенсации неравномерности производства солнечной и ветровой электроэнергии и балансировки ее пиковых значений относительно графика электрической нагрузки) предполагается использовать «избыточную» электроэнергию ВИЭ по нулевым или отрицательным ценам, чтобы уменьшить (сократить до нуля) энергетическую компоненту издержек. Для снижения издержек также предлагается использовать «эффект масштаба», или «эффект концентрации мощности». Для этого ставится задача освоить производство и использование промышленных электролизеров в ЕС и других странах (Северная Африка, Украина и др.) с сегодняшних уровней единичных мощностей, измеряемых киловаттами, до уровней, измеряемых сначала мегаваттами (то есть тысячами киловатт), а затем и гигаваттами (то есть миллионами киловатт). Считается, что электролизеры гигаваттной мощности, установленные вблизи ветровых и солнечных электростанций, смогут конкурировать с производителями «голубого» водорода (1,5–2 Евро/кг) к 2025 г. и «серого» водорода, производимого из органического топлива без улавливания CO_2 (1–1,5 Евро/кг), к 2030 г.

Для транспортировки водорода потребуется либо создание специализированной магистральной сети, либо использование существующей газотранспортной сети для транспортировки метано-водородной смеси до пунктов назначения с разделением этих двух газов уже на выходе из трубопровода. По оценке ООО «Газпром экспорт», в современных газопроводах типа «Северный поток» достижимо ограничение доли подмешивания водорода в природный газ в 70%[29]. Но, по мнению ПАО «Газпром», обе схемы ведут к удорожанию водорода по сравнению с его производством в местах потребления.

SMR и (или) автотермический риформинг ATR представляет собой сегодня наиболее развитую технологию получения водорода, которая значительно дешевле технологии «зеленого» водорода. Однако этот процесс сопровождается выбросами CO_2 и поэтому требует использования технологий улавливания CCS/CCUS), что добавляет по меньшей мере 20–40% к себестоимости водорода, производимого методом SMR.

В SMR высокотемпературный пар (700–1000 °C) используется для производства водорода из источника метана (например, природного газа, этанола, пропана)[30]. Метан реагирует с паром под давлением 3–25 бар в присутствии катализатора с образованием водорода, монооксида углерода и относительно небольшого количества диоксида углерода ($CH_4 + H_2O$ (+ тепло) $\rightarrow CO + 3H_2$). Паровая конверсия является эндотермической, то есть для протекания реакции в процесс необходимо подводить тепло.

Впоследствии в так называемой «реакции конверсии водяного газа» монооксид углерода и водяной пар (при 340 °C) реагируют с использованием катализатора с образованием диоксида углерода и большего количества водорода ($CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$ + небольшое количество тепла). На заключительном этапе процесса, называемого «адсорбция при переменном давлении», диоксид углерода и другие примеси удаляются из газового потока, оставляя практически чистый водород[31].

Возможно также получение водорода из метана без доступа кислорода (пиролиз и ряд других методов – третьи технологии) и, следовательно, без выбросов CO_2, то есть чистого водорода.

Так как в трансграничной производственно-сбытовой газовой цепи Россия – ЕС 80% выбросов парниковых газов происходит на стороне потребителя, ПАО «Газпром» считает, что наиболее рациональным для обеих сторон является декарбонизация газа (производство водорода из него) в местах будущего конечного потребления водорода и использование существующей (единой для России и ЕС) газотранспортной системы для доставки газа как сырья для производства водорода к местам его производства, максимально приближенным к потребителям. Декарбонизацию предлагается сделать в три этапа («трехходовка Аксютина»)[32,33]:

- Первый этап – замещение угля газом в электроэнергетике и жидкого топлива компримированным и (или) СПГ на транспорте. Это структурная декарбонизация (далее следует двухэтапная технологическая декарбонизация).
- Второй этап – на основе производства метано-водородной смеси на компрессорных станциях и ее использование в качестве топливного газа вместо метана на них самих, что позволит снизить выбросы CO_2 примерно на треть.
- Третий этап – глубокая декарбонизация на основе перехода к производству водорода из метана без выбросов CO_2.

Очевидно, что ПАО «Газпром» предлагает такой вариант декарбонизации с целью продлить срок службы, существующей экспортной трансграничной капиталоемкой стационарной газовой инфраструктуры в пределах ЕС, в основе которой лежат трубопроводы. Компания боится схлопывания спросовой ниши для российского газа в Европе. Цель ПАО «Газпром», как и в случае с ШКГМ, – сохранить «трубу».

Но цель ЕС – получение «возобновляемого», или «зеленого», водорода (производимого электролизом на основе ВИЭ). Точнее целью является замена «грязных» импортных молекул (в том числе, молекул «свободы»), пусть это даже наиболее чистый из всех видов органического топлива природный газ из России, США, Катара или др. стран, на «чистые» произведенные в ЕС электроны[34].

---

[29] Blue Fuel – Gazprom Export Global Newsletter / 2018, Issue 48.

[30] Hydrogen Production: Natural Gas Reforming. – URL: https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming.

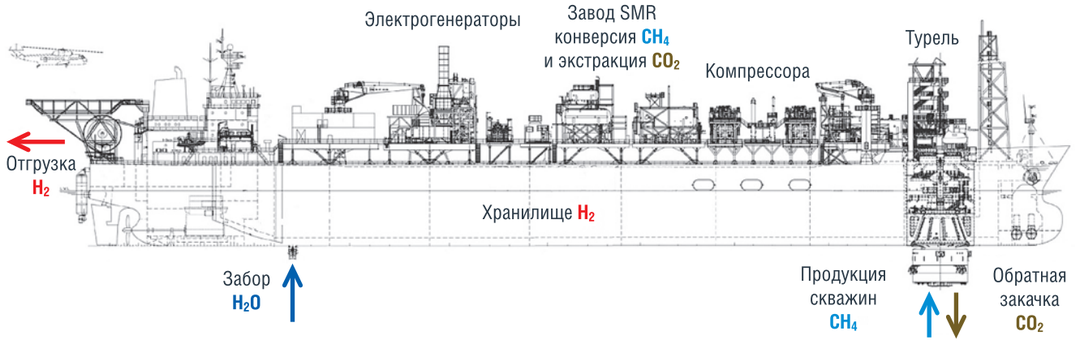
[31] Получение водорода. – URL: helpiks.org/2-47205.html.

[32] Aksyutin O. Future role of gas in the EU: Gazprom's vision of low-carbon energy future. // 26th meeting of GAC WS2, Saint-Petersburg, 10.07.2018 – URL: www.minenergo.gov.ru; www.fief.ru.

[33] PJSC Gazprom's feedback on Strategy for long-term EU greenhouse gas emissions reduction to 2050. – URL: ec.europa.eu.

[34] Конопляник А. Чистый водород из природного газа // Газовая промышленность. – 2020. – № 9. – С. 2–11.

РИС. 10. FPSOH



Кроме того, в ЕС вряд ли с энтузиазмом воспримут идею тотальной газификации транспорта вместо его электрификации, а также идею масштабного производства водорода из природного газа непосредственно в местах его потребления. Свободных земель в Европе не очень много, а местное население вряд ли будет очень радо появлению объектов, несущих дополнительную экологическую нагрузку. ЕС вряд ли будет играть в сомнительные игры, а будет самостоятельно двигаться в уже ясно обозначенном направлении.

Поэтому логичным шагом в развитии Штокмановского проекта может стать производство водорода непосредственно в районе добычи на плавучем заводе **FPSOH (Floating Production, Storage, Offloading Hydrogen) / FLH (Floating Liquefied Hydrogen)** и его транспортировка танкерами потребителю (рис. 10). При этом для производства водорода может быть использован как электролиз, так и технология SMR+CCS. Генерация электричества для электролиза может вестись аналогично генерации для производства СПГ, а CO_2 может закачиваться обратно в выбранные пласты непосредственно в районе добычи.

В пользу такого решения говорит то обстоятельство, что технологию SMR+CCS активно развивает Equinor с партнерами, включая улавливание CO_2 с промышленных установок, расположенных на побережьях Северного и Балтийского морей, с последующей его доставкой и закачкой в выработанные североморские месторождения. Норвежский нефтяной директорат уже предлагает выработанные нефтяные и газовые пласты североморских месторождений для утилизации CO_2. Там под воздействием высокой температуры и давления CO_2 вступает в физико-химическую реакцию с горной породой и минерализуется[35,36].

Транспортировка водорода осуществляется уже на протяжении десятилетий. Для нынешних масштабов рынка водорода эти технологии являются хорошо отработанными и обязательно найдут свое применение в будущем. Вместе с тем многократный рост рынка потребует новых решений, работающих с большими объемами водорода и дальними расстояниями (в том числе межконтинентального масштаба).

Морской транспорт возможен для водорода разнообразных видов – сжатого, сжиженного и химически связанного. Для создания глобального рынка водорода как энергоносителя потребуются технологии, сравнимые с индустрией СПГ – например, крупнотоннажные морские танкеры с сжиженным водородом общим объемом 150–200 тыс. м^3, которые бы использовали испарившийся водород для судовых двигателей. Разработки подобных судов начались в 1980–1990-х годах, но первые водородные танкеры появятся к середине 2020-х в рамках японско-австралийского проекта Hydrogen Energy Supply Chain[37].

Транспорт сжиженного водорода в целом более затратен, чем СПГ, из-за большей стоимости танкеров, затрат энергии на сжижение и необходимости поддержания гораздо более низкой температуры.

Заключение

Нельзя не согласиться, что постпандемический восстановительный рост экономики ЕС будет основываться на модели низкоуглеродной энергетики, еще более «зеленой», чем планировалось до пандемии COVID-19[38]. Это будет означать меньшую, чем в прежние времена, востребованность российского природного газа рядом традиционных отраслей. Однако трудно согласиться с тем, что COVID-19 позволит формировать новую сферу спроса на него в качестве сырья для производства водорода непосредственно в странах ЕС.

Более вероятной видится картина появления спотового рынка водорода, аналогичного рынку СПГ. Возможно, Россия, наконец смирившись тем, что ее глобальная газотранспортная система постепенно уходит в прошлое сделает решительный шаг в будущее – к производству водорода, в том числе на арктическом шельфе. ●

KEYWORDS: *Shtokman field, offshore production, gas transportation, production technologies, subsea production complexes.*

---

[35] North Sea Troll-area well to investigate carbon dioxide storage. -URL: https://www.offshore-mag.com/drilling-completion/article/14072892/north-sea-trollarea-well-to-investigate-co2-storage.

[36] Equinor hopes for a dry well near Troll, for potential CO_2 storage. – URL: https://www.worldoil.com/news/2019/11/28/equinor-hopes-for-a-dry-well-near-troll-for-potential-co-storage.

[37] Kawasaki Hydrogen Road. – URL: //global.kawasaki.com/en/hydrogen/index.html.

[38] Конопляник А. Чистый водород из природного газа // Газовая промышленность. – 2020. – № 9. – С. 2–11.

НАДЕЖНАЯ ТЕХНИКА ДЛЯ КЛЮЧЕВЫХ ПРОИЗВОДСТВ

УДК 629.437.4

СЕГОДНЯ ЗНАЧИТЕЛЬНАЯ ЧАСТЬ НЕФТИ И ГАЗА ДОБЫВАЕТСЯ В СЕВЕРНЫХ ШИРОТАХ И ЭТА ТЕНДЕНЦИЯ СОХРАНИТСЯ НА ОТДАЛЕННУЮ ПЕРСПЕКТИВУ. ДЛЯ РАЗРАБОТКИ АРКТИЧЕСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТРЕБУЕТСЯ ТЕХНИКА, СПОСОБНАЯ ЭФФЕКТИВНО РАБОТАТЬ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ. КОМПАНИЯ VOLAT ОБЛАДАЕТ БОЛЕЕ ЧЕМ 60-ЛЕТНИМ ОПЫТОМ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ШАССИ ВЫСОКОЙ ГРУЗОПОДЪЕМНОСТИ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ РАБОТЫ НА БЕЗДОРОЖЬЕ И В СЛОЖНОМ КЛИМАТЕ. О РЕШЕНИЯХ, ПРЕДЛАГАЕМЫХ КОМПАНИЕЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, РАССКАЗЫВАЕТ ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР ОАО «МИНСКИЙ ЗАВОД КОЛЕСНЫХ ТЯГАЧЕЙ» АЛЕКСЕЙ РИМАШЕВСКИЙ

TODAY MOST OIL AND GAS IS EXTRACTED IN THE NORTH REGIONS AND THIS TENDENCY IS GOING TO BE LONG-TERM. EQUIPMENT ABLE TO EFFICIENTLY WORK IN EXTREME CONDITIONS IS REQUIRED FOR DEVELOPMENT OF ARCTIC RESERVES. THE VOLAT COMPANY HAS MORE THAN 60 YEARS OF EXPERIENCE OF DESIGNING CHASSIS WITH HIGH LIFTING CAPACITY FOR WORK ON IMPASSABLE ROADS AND IN HARD CLIMATE. THE DIRECTOR GENERAL OF MINSK WHEEL TRACTOR PLANT OJSC ALEKSEI RIMASHEVSKII TOLD US ABOUT THE DECISIONS OFFERED BY THE OIL COMPANY

Ключевые слова: *колесные тягачи, шасси высокой грузоподъемности, добыча в Арктике, бортовая информационно-управляющая система, Минский завод колесных тягачей.*

Римашевский Алексей Иванович

генеральный директор ОАО «Минский завод колесных тягачей»

– Автотехника Минского завода колесных тягачей используется на ряде крупных проектов в нефтегазовой отрасли. Какие в основном модели VOLAT и для реализации каких задач задействуют на нефтегазовых промыслах?

– Шасси VOLAT Минского завода колесных тягачей в текущее время наиболее полно представлены в ХМАО (ПАО «Сургутнефтегаз»), Республика Татарстан (ПАО «Татнефть»), Восточной Сибири (АО «Иркутскгеофизика»). ОАО «МЗКТ» предлагает рынку широкий ассортимент шасси с диапазоном колесных формул от 6×6 до 14×14 под монтаж различных установок, задействованных при проведении разведки, бурения, ремонта и сервисных работ в нефтегазовой отрасли. Многолетнее взаимодействие предприятия с нефтегазовым сектором России и внешними рынками позволяет держать руку на пульсе потребностей отрасли и действовать, совершенствуя и кастомизируя свою технику под нужды заказчиков. Многоосные полноприводные шасси VOLAT повышенной проходимости и грузоподъемности – надежная, проверенная опытом эксплуатации колесная база для монтажа оборудования: мобильных буровых установок, колтюбингового оборудования, компрессорных, цементировочных установок, азотных станций, оборудования для выполнения геологоразведочных и других работ.

Шасси МЗКТ-800500

– Такой сектор применения предполагает наличие широкого модельно ряда. Насколько разнообразна линейка автомобилей, производимых на заводе, в каких отраслях, помимо нефтегазовой, они находят свое применение?

– С продукцией нашего предприятия не знакомы люди, которые ни разу не видели Парад Победы 9 мая на Красной площади в Москве. Техника ОАО «МЗКТ» с 1954 года широко используется в качестве колесной базы в ракетных войсках стратегического назначения, сухопутных войсках, войсках ПВО, радиотехнической разведке, инженерных войсках, не только на всей территории Российской Федерации, но и далеко за ее пределами. Было бы недальновидно не использовать уникальный опыт, знания и компетенции предприятия в гражданском автопроме и отраслях народного хозяйства.

– Один из ключевых трендов, затронувший все сферы жизни, – цифровые технологии. Внедряются ли они на производстве Минского завода колесных тягачей?

– В настоящее время на ОАО «МЗКТ» внедрена комплексная система автоматизации конструкторско-технологической подготовки производства на базе комплекса CAD/CAM/CAE/PDM-решений – система BASIS. Начинаются работы по внедрению системы FRACAS. Стратегией развития предприятия на 2020–2025 гг. предусмотрен еще целый ряд проектов, касающихся цифровизации процессов производства.

– Расскажите подробнее о сервисах, которые используются для упрощения коммуникации водителя и автомобиля.

– Все шасси VOLAT производства Минского завода колесных тягачей предусматривают возможность установки бортовой информационно-управляющей системы (БИУС). Система обеспечивает контроль, диагностику и отображение на цветных мониторах информации

АРС-125 на шасси МЗКТ-800300

о текущем состоянии бортовых систем и агрегатов автомобиля, электронной карты местности с маршрутным заданием и телевизионных изображений, получаемых от установленных на автомобиле телекамер заднего и бокового обзора. БИУС позволяет выявлять неисправности, опасные ситуации, индицирует их на дисплей с помощью визуального и звукового сигнала и вырабатывает рекомендации водителю по их устранению. Шасси VOLAT оснащены навигационными приемниками, работающими в системах GPS и ГЛОНАСС для определения текущих координат автомобиля.

– Есть ли испытательный центр, где автомобили проходят проверку?

– Конечно же, процесс разработки любого продукта подразумевает его испытания. Наше предприятие всегда имело подразделение, занимающееся испытаниями. Минский завод колесных тягачей имеет свой аккредитованный исследовательский центр, перед которым стоят задачи по проведению как стендовых испытаний узлов, агрегатов, компонентов автотехники, так и натурных на испытательных полигонах. Мы уделяем испытаниям техники пристальное внимание, поэтому наш исследовательский центр оснащен самыми современными средствами измерения и испытательного оборудования.

– Какие уникальные технические решения были внедрены инженерами завода?

– Мы всегда прислушиваемся к потребностям производителей надстроек. Одним из основных решений для нефтегазового комплекса является применение рамы автомобиля с коробчатым сечением, позволяющее крепить необходимое оборудование без надрамника, а также предусматривающее вариативность конфигураций рамы. Например, шасси МЗКТ-652760-231 под установку колтюбингового оборудования имеет раму с разной высотой верхней полки лонжерона для возможности установки увеличенного барабана для намотки трубы. Есть в нашем модельном ряду и шасси с рамой-платформой.

Для обеспечения лучшей проходимости на шасси VOLAT устанавливается система регулирования давления в шинах, управление которой осуществляется из кабины. Высокие показатели устойчивости шасси обеспечивает гидробалансирная подвеска, а минимальные радиусы поворота многоосных машин – передние и задние управляемые мосты.

В связи с тем, что в последние годы наблюдается тенденция к увеличению размеров надстроек и мощности применяемого оборудования, на шасси устанавливается редуктор обора мощности, позволяющий использовать всю мощность двигателя и направлять ее либо на привод трансмиссии, либо на привод оборудования заказчика. В случае установки на шасси бурового оборудования с грузоподъемностью более 180 т, необходим двигатель мощностью более 1 000 л.с., но такая мощность нужна не на всех технологических операциях. Эта задача успешно решена на шасси МЗКТ-800500, где применена двухмоторная схема с суммирующим редуктором нашего производства.

Колтюбинговая установка на шасси МЗКТ-652760

– Над какими проектами сегодня работает конструкторский отдел предприятия, какие качества улучшаете в технике, на какую продукцию в вашем сегменте сегодня делается ключевая ставка?

– Усилия конструкторов, как и всего предприятия в целом, направлены на то, чтобы наши клиенты получали продукт, превосходящий их ожидания. Только такой вариант мы считаем приемлемым для нас.

На постоянной основе ведется работа по оценке уровня удовлетворенности наших клиентов, получению обратной связи по работе техники, качеству сервиса, сбору предложений и рекомендаций по улучшению наших изделий. Полученная информация тщательно анализируется, вносятся изменения в конструкцию, что в конечном итоге приводит к повышению технических и эксплуатационных характеристик техники.

Мы регулярно отслеживаем тенденции и мнения экспертов, касающиеся развития нефтегазовой отрасли. Последние годы явно прослеживается тренд к увеличению глубины залегания нефти, что позволяет судить о востребованности более тяжелого бурового оборудования и, соответственно, транспортной базы для его монтажа. Созданию новых востребованных на рынке продуктов придается особое значение. Поэтому мы плотно работаем с нашими ключевыми заказчиками – производителями нефтегазового оборудования. Работа ведется как в направлении модернизации существующих моделей шасси, так и создания принципиально новых.

– Каковы основные конкурентные преимущества шасси, производимых на Минском заводе?

– Учитывая наш опыт производителя шасси для оборонного комплекса, автомобили VOLAT отличают непревзойденные ходовые качества, надежность, высокая ремонтопригодность, простота в эксплуатации, что особенно ценно в условиях северных широт. Одним из основных преимуществ техники ОАО «МЗКТ» является возможность, в отличие от серийных производителей, оперативно вносить изменения в конструкцию автомобиля, кроме того, мы можем дооснащать шасси необходимыми элементами для установки технологического оборудования. Мы знаем, насколько иногда важна оперативность поставки шасси, поэтому одним из преимуществ ОАО «МЗКТ» является наличие на складе небольшого запаса самых ходовых моделей шасси.

– Как Вы оцениваете современное состояние рынка колесных шасси и какое место на этом рынке занимает техника VOLAT?

– Спрос в данном сегменте подвержен колебаниям, коррелирующим с колебаниями нефтегазодобывающей отрасли. В будущем мы прогнозируем увеличение объема сегмента в связи с потребностью отрасли в более грузоподъемной технике для освоения новых месторождений нефти и газа с более глубоким залеганием. ОАО «МЗКТ» располагает продуктами и техническими решениями для удовлетворения потребности рынка практически во всех диапазонах колесных формул. Наибольшим спросом в настоящее время пользуются шасси колесной формулой 10×10 и 12×12.

Нужно отметить, что рынок не стоит на месте, а постоянно развивается. Если ранее мы являлись чуть ли не единственным поставщиком шасси под монтаж тяжелых надстроек, то сейчас мы чувствуем повышение уровня конкуренции. И в этом есть положительный момент. Конкуренция держит нас в тонусе, вынуждает постоянно предлагать нашим клиентам наилучшие технические решения, наилучшие условия поставки. Это, в свою очередь, позволяет нашим заказчикам максимально эффективно функционировать в условиях рынка.

– Предыдущий год был сложным, многие производства останавливались, сворачивались проекты. Как Минский завод колесных тягачей пережил этот период и какие планы намечены на 2021 год?

– Да, предыдущий год был непростым для всех. Мы также ощутили существенное снижение заказов. Снижение заказов на шасси для нефтегазового комплекса составило более 35%. Сегмент продукции для нефтегазового комплекса в продуктовой линейке ОАО «МЗКТ» не является доминирующим, поэтому компания благополучно завершила прошлый год и уверенно смотрит в будущее. Спад в сегменте шасси для нефтегазового сектора я расцениваю как временное явление. За каждым спадом следует подъем. На мой взгляд, на рынке имеет место эффект отложенного спроса. В 2021 году ОАО «МЗКТ» планирует как минимум компенсировать поставками отложенный в 2020 году спрос.

Ниша шасси для нефтегазового комплекса всегда была очень важна для ОАО «МЗКТ», поскольку производимая для этой ниши продукция наиболее близка к основному направлению деятельности компании и позволяет в полной мере реализовать имеющиеся компетенции в области разработки и производства полноприводной, созданной для тяжелых условий эксплуатации, колесной техники. ●

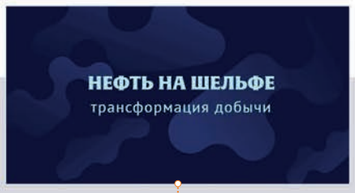
Keywords: *wheeled tractors, high-capacity chassis, mining in the Arctic, on-board information and control system, Minsk Plant of wheeled tractors.*

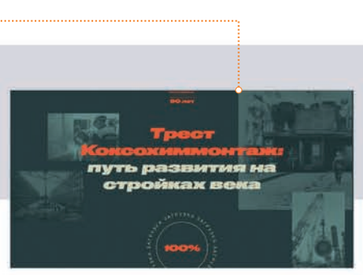
Neftegaz.RU

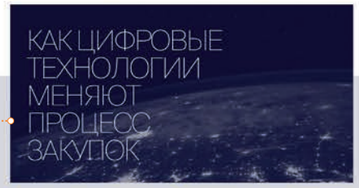
Отсканируй QR-код

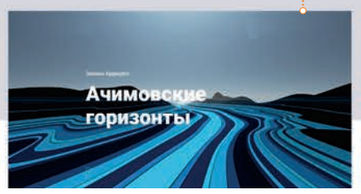
ВСЕ СПЕЦПРОЕКТЫ

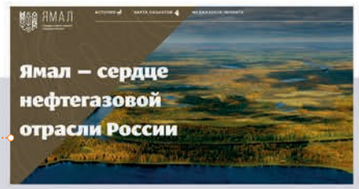
Некоторые проекты Агентства Neftegaz.RU











СЕВЕРНЫЕ РУБЕЖИ РОССИЙСКОЙ ГАЗОДОБЫЧИ

Решения «Трест Коксохиммонтаж» для обустройства Северо-Русского блока месторождений

Троско Алексей Александрович
руководитель проекта Северо-Русское ГКМ, Харбейское НГКМ

УДК 622.276

СЕВЕРО-РУССКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ НАХОДИТСЯ В ТАЗОВСКОМ РАЙОНЕ ЯНАО, В ДВУХСТАХ КИЛОМЕТРАХ ОТ НОВОГО УРЕНГОЯ. В СОСТАВ СЕВЕРО-РУССКОГО БЛОКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВХОДЯТ ДОРОГОВСКОЕ И ВОСТОЧНО-ТАЗОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ. НАЧАЛО ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ БЫЛО РАЗБИТО НА ДВА ЭТАПА. ПЕРВЫЙ ЭТАП ВКЛЮЧАЛ РАЗРАБОТКУ СЕНОМАНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ СЕВЕРО-РУССКОГО И ДОРОГОВСКОГО ГКМ С ПРОЕКТНЫМ УРОВНЕМ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА 10 МЛН М³ В СУТКИ. ВТОРОЙ ЭТАП – РАЗРАБОТКА ВАЛАНЖИНСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ СЕВЕРО-РУССКОГО И ВОСТОЧНО-ТАЗОВСКОГО ГКМ С ПРОЕКТНЫМ УРОВНЕМ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА 12 МЛН М³ В СУТКИ. С КАКИМИ СЛОЖНОСТЯМИ ПРИШЛОСЬ СТОЛКНУТЬСЯ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА, И КАКИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПОМОГЛИ СПРАВИТЬСЯ С ПОСТАВЛЕННЫМИ ЗАДАЧАМИ?

THE SEVERO-RUSSKOE FIELD IS LOCATED IN THE TAZOVSKY DISTRICT OF YAMALO-NENETS AUTONOMOUS DISTRICT, TWO HUNDRED KILOMETERS AWAY FROM NOVY URENGOY. THE NORTHERN RUSSKY FIELD BLOCK INCLUDES DOROGOVSKOE AND EASTERN TAZOVSKOE FIELDS. THE BEGINNING OF THE TEST PRODUCTION WAS DIVIDED INTO TWO STAGES. THE FIRST STAGE INCLUDED THE DEVELOPMENT OF CENOMANIAN DEPOSITS OF SEVERO-RUSSKOE AND DOROGOVSKOE GAS CONDENSATE FIELDS WITH THE PLANNED NATURAL GAS PRODUCTION LEVEL OF 10 MLN M³ PER DAY. THE SECOND ONE INCLUDED THE DEVELOPMENT OF VALANGINIAN DEPOSITS OF NORTHERN-RUSSKOE AND EASTERN TAZOVSKOE GAS CONDENSATE FIELDS WITH THE PLANNED NATURAL GAS PRODUCTION LEVEL OF 12 MLN M³ PER DAY. WHAT WERE THE DIFFICULTIES THAT WERE ENCOUNTERED DURING THE IMPLEMENTATION OF THE PROJECT IN THE EXTREME NORTH CONDITIONS AND WHICH TECHNICAL SOLUTIONS HELPED COPE WITH THE SET TASKS?

Ключевые слова: *Северо-Русское месторождение, строительно-монтажные работы, разработка северных месторождений, газоподготовка, энергоэффективность.*

Вызовы и решения

Работа в арктическом регионе всегда предполагает риски, сопряженные с суровым, непредсказуемым климатом. В 2019 году, когда сотрудники АО «Трест Коксохиммонтаж» приступили к работам на Северо-Русском месторождении, зима в ЯНАО выдалась мягкой, но уже в следующем году температура опускалась до -50 °С.

Чтобы не допустить замедления темпов строительства, необходимо было принять грамотные управленческие решения, с чем сотрудники АО «Трест Коксохиммонтаж» успешно справляются, основываясь на накопленном опыте обустройства месторождений.

Отдаленность Северо-Русского блока месторождений не дает возможности круглогодичной доставки материально-технических ресурсов на строительную площадку. С июня по сентябрь поставка осуществлялась по маршруту Коротчаево – Северо-Русское месторождение, а с декабря по апрель – с помощью зимника.

Для увеличения темпов строительно-монтажных работ и минимизации рисков по увеличению срока реализации проекта АО «Трест Коксохиммонтаж» применил ряд решений.

Во-первых, совместно с генеральным проектировщиком ООО «Газпром проектирование» был определен порядок выдачи рабочей документации, приоритетом которого были титулы с долгим сроком изготовления (ТХ и КМ части), что позволило своевременно осуществить поставку металлоконструкций, технологических трубопроводов и ЗРА в период работы зимника.

Во-вторых, для сокращения срока строительно-монтажных работ АО «Трест Коксохиммонтаж» применил шахматный принцип

19 декабря 2019 года Северо-Русское месторождение с проектным уровнем добычи 5,7 млрд м³ природного газа и 700 тыс. т газового конденсата в год начало опытно-промышленную эксплуатацию в режиме пуско-наладочных работ под нагрузкой

организации строительства, позволяющий минимизировать одномоментное производство смежных работ и значительно увеличить производительность труда.

Для комфортного проживания сотрудников компании был организован временный жилой комплекс на 1400 человек, включающий лицензированный медицинский пункт, банно-прачечный комплекс, спортивные залы, две столовые и магазин.

Больше газа!

Одна из главных задач специалистов АО «Трест Коксохиммонтаж» заключалась в сооружении установки комплексной подготовки газа. Подготовка природного газа валанжинских залежей Северо-Русского и Восточно-Тазовского ГКМ реализована методом низкотемпературной сепарации (НТС). В состав установки комплексной подготовки газа (УКПГ) входят две нитки НТС, у каждой имеется собственный цех подготовки газа и конденсата, площадка АВО и теплообменников, что позволяет плавно увеличивать или уменьшать количество подготавливаемого природного газа.

Технологически УКПГ Северо-Русского месторождения интересно применением турбодетандерных агрегатов компрессорного типа, интенсифицирующих охлаждение газового потока, а также облегчающих работу газоперекачивающих агрегатов (ГПА) за счет дополнительного компримирования среды.

Для подготовки выпавшего после НТС газового конденсата на Северо-Русском месторождении была построена установка деэтанизации конденсата (УДК). Нестабильный газовый конденсат поступает с УКПГ на УДК, где подготавливается с помощью буферных емкостей и двух колонн деэтанизации, после чего охлаждается до товарной температуры с помощью аппаратов воздушного охлаждения и теплообменников.

Увеличить энергоэффективность всей установки удалось за счет применения дополнительных теплообменников (газ–газ, газ–жидкость) позволяющих минимизировать затраты на охлаждение среды. Подогрев теплоносителя для технологических процессов, а также для инженерных систем промысла осуществляется с помощью применения утилизационных теплообменников (УТО) в выхлопных трактах ГПА и газотурбинных электростанций (ГТЭС).

Благодаря этим и другим решениям, а также продуманной и слаженной работе высококвалифицированных коллективов заказчика и АО «Трест Коксохиммонтаж» удалось обеспечить своевременный ввод в эксплуатацию объекта месторождения. ●

Keywords: *Severo-Russian field, construction and installation works, development of northern fields, gas treatment, energy efficiency.*

с 1930 года

КОКСОХИММОНТАЖ

90 ЛЕТ
НА СТРОЙКАХ РОДИНЫ

КОКСОХИММОНТАЖ

В промышленном
строительстве
с 1930 года

КОНТИНЕНТАЛЬНЫЙ ШЕЛЬФ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ –

территория формирования федерального резервного фонда месторождений углеводородов

УДК 553.045.2

ОТКРЫТИЕ ЦЕЛОГО РЯДА КРУПНЫХ И УНИКАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ПОД ВОДАМИ СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА ЗНАМЕНУЕТ НЕ ТОЛЬКО НАЧАЛО ФОРМИРОВАНИЯ АРКТИЧЕСКИХ ТЕРРИТОРИАЛЬНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ КЛАСТЕРОВ, НО И ОСТРО ПОДНИМАЕТ ВОПРОСЫ ПО РАЦИОНАЛЬНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ИХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ. ПОЛИТИЧЕСКИЕ, СОЦИАЛЬНЫЕ, ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ, А ТАКЖЕ НЕДОСТАТОЧНЫЙ АССОРТИМЕНТ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ СТАВЯТ ПОД СОМНЕНИЕ НЕОБХОДИМОСТЬ ФОРСИРОВАННОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА ЗА ПРЕДЕЛАМИ СУШИ, ВНУТРЕННИХ ВОД И ТЕРРИТОРИАЛЬНОГО МОРЯ. АРКТИЧЕСКИЙ КОНТИНЕНТАЛЬНЫЙ ШЕЛЬФ ДОЛЖЕН ПОЛУЧИТЬ СТАТУС ТЕРРИТОРИИ ФОРМИРОВАНИЯ ФЕДЕРАЛЬНОГО РЕЗЕРВНОГО ФОНДА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

THE LARGE AND UNIQUE HYDROCARBON PLAYS DISCOVERED UNDER THE WATERS OF THE ARCTIC OCEAN NOT ONLY MARKS THE BEGINNING OF THE FORMATION OF ARCTIC TERRITORIAL-INDUSTRIAL CLUSTERS, BUT ALSO SHARPLY RAISE QUESTIONS CONCERNING THE RATIONAL WAYS OF THEIR DEVELOPMENT. EXISTED POLITICAL, SOCIAL, ECONOMIC CONDITIONS, AS WELL AS AN INCOMPLETE RANGE OF DOMESTIC TECHNICAL AND TECHNOLOGICAL POSSIBILITIES CALL INTO QUESTION IS IT NEED FOR THE ACCELERATED EXTRACT OIL AND GAS BEYOND LAND, INLAND WATERS AND THE TERRITORIAL SEA. THE ARCTIC CONTINENTAL SHELF SHOULD RECEIVE THE STATUS OF THE TERRITORY OF FORMATION OF THE FEDERAL RESERVE FUND OF HYDROCARBON PLAYS

Ключевые слова: *Арктическая зона Российской Федерации, континентальный шельф, нефтегазоносность, экономические кластеры, Государственная региональная политика.*

Костюченко Сергей Леонидович
лауреат Государственной премии РФ в области науки и техники, Почетный разведчик недр, д.г.-м.н.

Важенин Юрий Иванович
член Совета Федерации Федерального Собрания РФ, представитель в СФ ФС РФ от законодательного органа государственной власти Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, к.т.н.

Арктический шельф – область национальных интересов Российской Федерации и международного сотрудничества

Арктический континентальный шельф, располагающийся под водами Северного Ледовитого океана, является составной частью Арктической зоны Российской Федерации (далее – АЗРФ). Разработка и утверждение «Основ государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года» [11] и «Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года» [14], актуализация «Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года» [21] и Государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации» с пролонгацией ее до 2025 года [3], а также ввод в действие целого ряда других нормативных правовых документов со всей очевидностью указывают на возрастание роли АЗРФ в области национальных интересов, развития топливно-энергетического комплекса и недропользования в России. Успехи ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «НОВАТЭК», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Сургутнефтегаз» и других вертикально-интегрированных компаний и недропользователей различных форм собственности в воспроизводстве запасов нефти, газоконденсата и свободного газа (далее – углеводородов) в АЗРФ раскрывают ее уникальный потенциал и расширяют перспективы освоения.

Политические, территориальные, экологические и другие вопросы, а также ресурсы арктического шельфа входят в повестку дня заседаний Арктического совета – ведущего межправительственного форума, основанного в 1996 году и членами которого являются Канада, Дания, Финляндия, Исландия, Норвегия, Российская Федерация, Швеция и Соединенные Штаты Америки, Арктического экономического совета (АЕС), созданного в 2014 году, и Совета Баренцева/Евроарктического региона (СБЕР), образованного в 1993 году как органа межправительственного взаимодействия России, Дании, Исландии, Норвегии, Финляндии, Швеции и Комиссии Европейских сообществ.

Стратегическими вопросами национальной безопасности и регулированием социально-экономического развития в России, в том числе в ее арктической части, в рамках своих компетенций занимается Правительство Российской Федерации, Совет Безопасности Российской Федерации, Морская коллегия при Правительстве Российской Федерации, территориальные и муниципальные органы власти.

При Совете Федерации Федерального Собрания Российской Федерации функционирует Совет по Арктике и Антарктике. Для целей планирования и координации фундаментальных и прикладных исследований в полярных районах в структуре Российской академии наук организован Научный совет РАН по изучению Арктики и Антарктики. Ответственным исполнителем государственной программы социально-экономического развития в Арктическом регионе с 26 февраля 2019 года выступает Министерство Российской Федерации по развитию Дальнего Востока и Арктики (далее – Минвостокразвития России). Ему же переданы функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере развития Арктической зоны Российской Федерации, включающей ее шельфовые территории.

Во исполнение Указа Президента Российской Федерации от 3 февраля 2015 года № 50 создана Государственная комиссия по вопросам развития Арктики, организационно-техническое обеспечение деятельности которой осуществляет Аппарат Правительства Российской Федерации, а распоряжением Правительства Российской Федерации от 11 декабря 2018 г. № 2742-р ее председателем утвержден заместитель Председателя Правительства Российской Федерации – полномочный представитель Президента Российской Федерации в Дальневосточном Федеральном округе Ю.П. Трутнев. При Минвостокразвития России образован Общественный совет Арктической зоны РФ, а при Государственной комиссии формируется Научный арктический совет. Распоряжением Комитета Санкт-Петербурга по делам Арктики от 27.08.2019 № 9-Р19 создано АНО «Центр арктических инициатив». Рекомендательные, совещательные и научные функции выполняет независимый аналитический и консалтинговый «Центр информационного и правового обеспечения развития Арктики (ЦИОРА)», «Арктический центр стратегических исследований при САФУ имени М. В. Ломоносова», Русское географическое общество, некоммерческая организация «Фонд полярных исследований» («Полярный фонд»). С 1990 года активную позицию занимает общественная организация «Ассоциация полярников», президентом которой является Депутат Государственной Думы Федерального Собрания России, Специальный представитель Президента по международному сотрудничеству в Арктике и Антарктике А.Н. Чилингаров. Проводимый под эгидой этой ассоциации с 2012 года на регулярной основе международный форум «Арктика: настоящее и будущее» стал крупнейшей дискуссионной площадкой, на которой в последние годы собирается более 2500 участников. К ключевым мероприятиям относится Международный арктический форум «Арктика – территория диалога», который проводится с 2010 года и является крупнейшей площадкой для совместного обсуждения с зарубежными партнерами актуальных проблем и перспектив развития Арктического региона с участием высших лиц заинтересованных государств.

Возрастающий перечень вопросов, касающихся Арктики, и рост числа участников обсуждений не могли не привести к многообразию взглядов, интересов и появлению очевидных или скрытых противоречий в понимании и способах решения тех или иных задач, часто влияющих на оценку инвестиционной привлекательности конкретных районов и участков. Например, на официальном сайте ПАО «НК «Роснефть» южная часть Медынско-Варандейского лицензионного участка в Печорском море и Хатангский лицензионный участок в пределах одноименного залива моря Лаптевых отнесены к шельфовым проектам [29]. Данный подход не противоречит понятию шельфа, применяемому в геологической литературе, но по Федеральному закону «О континентальном шельфе Российской Федерации» [19] и «О внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации» [20] рассматриваемая

часть Печорского моря должна относиться к территориальному морю, а Хатангский залив – к внутренним морским водам или в терминах Международной конвенции ООН по морскому праву (UNCLOS 1982) – к внутренним водам. В похожей ситуации находится месторождение Каменномысское-море, принадлежащее ПАО «Газпром». На официальном сайте компании оно обозначено как проект, расположенный на арктическом шельфе [23]. Но по существующим нормам его территория (акватория) должна относиться или к эстуарию р. Обь или по [20] – к внутренним морским водам. Четкое и недвусмысленное разграничение внутренних вод, территориального моря и континентального шельфа играет принципиальную роль, поскольку они относятся к участкам недр федерального значения и для каждого из них Законом о недрах [18] установлены правовые основы комплексного рационального использования и охраны недр. Для них постоянно совершенствуется пакет документов, который дает ряд налоговых льгот и неналоговых преференций.

В настоящее время активную работу по унификации терминологии и приведению ее в соответствие с документами программно-целевого и стратегического планирования всех уровней проводит директор консультационного центра «Гекон», член научного совета при Совете Безопасности Российской Федерации М.Н. Григорьев [5].

Федеральным законом [19] внутренняя граница континентального шельфа АЗРФ определяется внешней границей территориального моря, а внешняя – на расстоянии 200 морских миль от исходных линий, от которых отмеряется ширина территориального моря, при условии, что внешняя граница подводной окраины материка не простирается на расстояние более чем 200 миль. На шельф распространяются особые права и юрисдикция Российской Федерации, закрепленные [17] и Международной конвенцией ООН по морскому праву (UNCLOS-1982). Конвенцией допускается возможность расширения исключительной экономической зоны до 350 морских миль от береговой линии при условии, что морское дно за ее пределами является естественным продолжением континентального шельфа и сухопутной окраины материка. Российская Федерация 10 декабря 2001 г. представила в Комиссию по границам континентального шельфа при ООН заявку, а в 2015 г. – частично пересмотренное представление заявки на установление внешней границы расширенного континентального шельфа (ВГКШ) в Арктике. В настоящее время продолжается работа по сбору материалов к защите заявки.

Для континентального шельфа прописаны условия допуска [18], в рамках которых в период с 2012 по 2016 годы только ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром» и ПАО «Газпром нефть» смогли получить в его пределах лицензионные участки. В 2002–2003 годах отдельные участки (Кольский 1, 2 и 3) получило ОАО «Севернефтегаз» на юго-западе Баренцева моря и ЗАО «Арктикшельфнефтегаз» (Медынско-Варандейский участок) в Печорском море. По сообщению первого замглавы Минвостокразвития России А. Крутикова, в настоящее время разработан законопроект о либерализации шельфа, который внесен в правительство [26].

Нефтегазовый потенциал арктического шельфа

Континентальный шельф Российской Федерации в Арктике содержит «более 85,1 трлн куб. метра горючего природного газа и 17,3 млрд тонн нефти (включая газовый конденсат)» [14]. Принимая эти цифры за основу, необходимо заметить, что они относятся к категории ресурсных или прогнозных. Геологические запасы как правило на порядок и более отличаются в сторону уменьшения, а извлекаемые запасы, представляющие собой наиболее важную категорию, в несколько раз меньше геологических. В таблицах 1 и 2 показаны запасы месторождений, которые установлены в пределах границ континентального шельфа или расположены на границе территориального моря и шельфа (Медынское море-2 и Поморское). В качестве информационных источников использованы опубликованные данные и сайты нефтегазовых компаний «ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром» и ПАО «Газпром нефть» [13, 23 и 24]. Важно отметить, что в разных источниках, опубликованных в разные годы, используется различная индексация категорий запасов даже для одних и тех же месторождений. Связано это с применением разных редакций Классификации запасов и ресурсов нефти и газа, а также методических рекомендаций по их применению, введенных в действие Минприроды России в период с 2001 по 2016 гг. Кроме того, с 1 января 2016 года принята новая «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов», призванная приблизить российские критерии и требования к международным. Но для приведения уже существующих оценок и проектно-технической документации в соответствие с ее положениями Приказом Минприроды России от 1 ноября 2013 г. № 477 установлен переходный период сроком до шести лет, который еще не завершен.

На достоверность оценки запасов влияет также положение в новой классификации в котором «Для открываемых месторождений на акваториях морей, в том числе на континентальных шельфах морей Российской Федерации в территориальных морских водах, во внутренних морских водах, а также в Каспийском и Азовском морях, к запасам категории С1 относят залежь/часть залежи, вскрытую первой поисковой скважиной, в которой получены качественные результаты гидродинамического каротажа (ГДК), позволяющие оценить характер насыщенности пласта». Очевидно, что, какими бы качественными ни были результаты ГДК в одной скважине, при дополнительном бурении и исследовании возможны существенные корректировки. Одним из примеров служит Долгинское месторождение в Печорском море. После бурения двух Северо-Долгинских и одной Южно-Долгинской скважин были поставлены на баланс 0,9 млн т нефти, извлекаемых по категории $A+B_1+C_1$, и 234, 9 млн т по категории B_2+C_2 [13]. После бурения в 2014 году скважины Северо-Долгинская №3 стало очевидным, что геологическая модель месторождения отличается от принятой ранее. Дополнительно была выявлена газоконденсатная залежь с содержанием сероводорода до 20%, существенно снижающая рентабельность разработки месторождения. Необходимость переоценки месторождения привела (по согласованию с Федеральным агентством по недропользованию «Роснедра») к переносу начала его промышленного освоения на 12 лет с ранее заявленного 2019 года на 2031 год. Переоценку запасов на Ленинградском месторождении в Карском море инициировали результаты бурения и испытания разведочной скважины в 2020 году, когда была открыта новая залежь и получен промышленный приток газа дебитом около 600 тыс. м³ в сутки [23] и т.д.

Таблицы 1 и 2 показывают, что суммарные запасы газа (С1+С2) на континентальном шельфе в Баренцевом и Печорском морях составляют около 4,7 трлн м³, газоконденсата – около 60,3 млн т, а по нефти достигают 416,6 млн т. На континентальном шельфе в Карском море запасы газа составляют около 5,1 трлн м³, конденсата – 53,0 млн т и нефти – 130 млн т. В Море Лаптевых, Восточно-Сибирском, Восточно-Чукотском и Беринговом морях месторождения не обнаружены. Всего на шельфе по категории С1+С2 можно ожидать оценки, приближающиеся к 9,9 трлн м³ газа, 113,3 млн т конденсата и 546,6 млн т нефти.

Нефть на континентальном шельфе Арктики добывается только на Приразломном месторождении начиная с декабря 2013 г. Эксплуатация ведется в Печорском море с морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) гравитационного типа при глубине дна 19–20 м. На конец 2020 года накопленная добыча составила более 15 млн т [24]. Также МЛСП выполняет важную роль технико-технологического экспериментального «полигона» для шельфовых нефтедобывающих конструкций.

Приведенные выше показатели месторождений континентального шельфа могут быть сопоставлены с запасами отдельных месторождений, находящихся на первой стадии жизненного цикла или в категории новых (green fields) на прилегающей арктической суше. Бованенковское месторождение на западе Ямала имеет начальные запасы газа 4,9 трлн м³, а запасы расположенного западнее Крузенштернского и севернее Харасавэйского месторождений, распространяющихся с суши в территориальные воды Карского моря, по сумме категорий С1 и С2 составляют по 2 трлн м³ в каждом [23]. По состоянию на 31 декабря 2020 года доказанные сухопутные запасы углеводородов ПАО «НОВАТЭК» по стандартам SEC (включая долю в запасах совместных предприятий) составили 16 366 млн баррелей нефтяного эквивалента, в том числе 2 244 млрд м³ газа и 197 млн т жидких углеводородов [28]. За пределами Ямала одним из крупнейших по объему запасов и самым мощным по добыче газа в России является Заполярное нефтегазоконденсатное

ТАБЛИЦА 1. Запасы нефти, газоконденсата и газа на континентальном шельфе АЗРФ. Баренцево-Печорское море

Месторождения	Газ, млрд м³		Конденсат, млн т		Нефть, млн т	
	Категории запасов					
	С1	С2	С1	С2	С1	С2
Штокмановское	3900		56,1			
Северо-Кильдинское	5,083	10,469				
Мурманское	59,087	61,551				
Ледовое	91,722	330,395	0,845	3,342		
Лудловское	80,111	131,046				
Приразломное					72,0 (С1+С2)	
Долгинское					0,9 (A+B+C1)	234,9 (B2+C2)
Северо-Гуляевское	10,4 (A+B+C1)	41,4 (B2+C2)			0,8 (A+B+C1)	10,6 (B2+C2)
Медынское море-2					63,5 (A+B+C1)	33,9 (B2+C2)
Поморское	6,0 (A+B+C1)	15,9 (B2+C2)				
Суммарно:	**4152,403**	**590,761**	**56,945**	**3,342**	**416,6**	

ТАБЛИЦА 2. Запасы нефти, газоконденсата и газа на континентальном шельфе АЗРФ. Карское море

Месторождения	Газ, млрд м³		Конденсат, млн т		Нефть, млн т	
	Категории запасов					
	С1	С2	С1	С2	С1	С2
им. В. А. Динкова	390,7 (С1+С2)					
Нярмейское	120,8 (С1+С2)					
«75 лет Победы»	202,4 (суммарные)					
Русановское	240,4 (A+B+C1)	538,6 (B2+C2)				
Ленинградское	1900,0 (С1+С2)					
Победа	422,0 (суммарные)				130,0 (суммарные)	
Им. Маршала Жукова	800,0 (суммарные)					
Им. Маршала Рокоссовского	514,0 (суммарные)		53,0 (суммарные)			
Суммарно:	**5128,9**		**53,0**		**130,0**	

месторождение, расположенное в 220 км к северо-востоку от Нового Уренгоя. Его начальные запасы по категории С1+С2 составляют более 3,5 трлн м³ газа и около 80 млн т извлекаемых запасов газового конденсата и нефти. К юго-западу от него разрабатывается Южно-Русское нефтегазоконденсатное месторождение с запасами категории А+В+С1+С2 более 1 трлн м³ газа и более 50 млн т нефти и газового конденсата [23].

Среди нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений выделяется Новопортовское на юге полуострова Ямал, вступившее в активную фазу освоения в 2010 г. Его извлекаемые запасы нефти и конденсата по категории С1+С2 оцениваются в 250 млн т и 320 млрд м³ газа соответственно. Расширяет нефтяной потенциал континентальной части Арктики Восточно-Мессояхское месторождение на севере Красноярского края с извлекаемыми запасами нефти и конденсата 342,6 млн т и газа – 113,8 млрд м³ [24]. В этот далеко неполный список необходимо включить Западно-Иркинский участок, на котором в 2020 году открыто уникальное месторождение с извлекаемыми запасами нефти в объеме 511 млн т и растворенного газа в объеме 138 млрд м³ [27].

В целом можно констатировать, что суммарные запасы нефти и газа только по приведенным выше сухопутным месторождениям «перекрывают» современные возможности арктического континентального шельфа. Несомненно, нефтегазовый потенциал шельфа еще далеко не раскрыт. И, как показывают успехи ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром» за последние два года, в его пределах возможно обнаружение не только крупных, но и уникальных месторождений, обеспечивающих восполнение минерально-сырьевой базы углеводородов и пополнение стратегических запасов Российской Федерации. Но также очевидно, что на данный момент практически все выявленные и рассматриваемые в качестве наиболее перспективных объекты континентального шельфа, как показала «история освоения» Штокмановского, Долгинского и др. месторождений, без дополнительных объемов геофизических работ, разведочного бурения и решения целого ряда принципиальных технико-технологических задач не готовы даже к проведению предпроектных работ. Скорее всего, до 2031–2035 годов и даже в более отдаленной перспективе освоение шельфовых месторождений в арктических условиях маловероятно при толщине воды более 20–40 м, регламентирующих возможность установки добывающих платформ гравитационного типа, подобных МЛСП «Приразломная» (до 50 м по аналогии с платформой ЛУН-А в Охотском море). Или придется осуществлять бурение скважин протяженностью до 11 000–15 000 м с большим отходом от вертикали с суши или платформ со сталебетонным основанием, сопоставимых по технологии с проектами Сахалин-1 и Сахалин-2 в Охотском море.

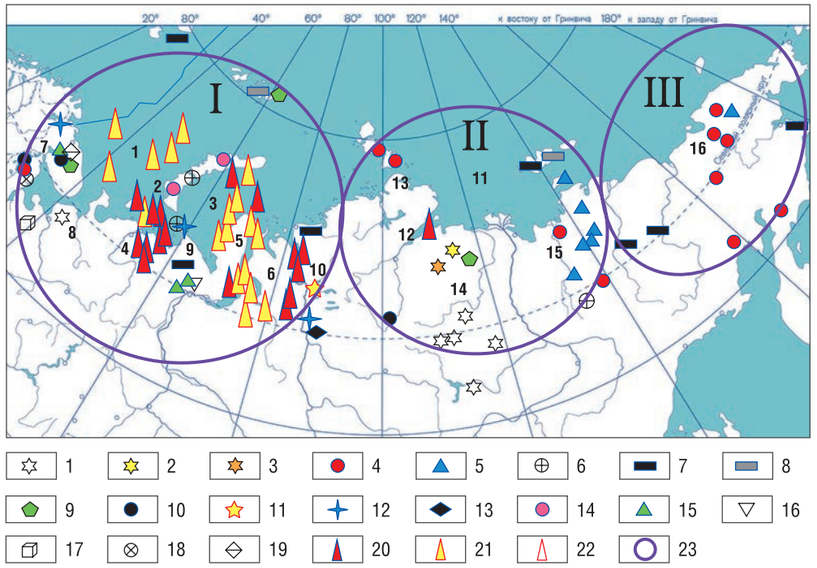
Арктический шельф – экономический кластер Российской Федерации

АЗРФ и ее континентальный шельф – это не только нефть и газ. В первую очередь это арктические территории Северного, Западно-Сибирского, Восточно-Сибирского и Дальневосточного экономических районов со сложившейся хозяйственной (экономической) деятельностью, инфраструктурой, перспективами и приоритетами дальнейшего развития, наличием транспортной сети, укладом коренных народов и природно-климатическими особенностями. В действующих нормативных правовых документах [4, 14] для объектов геологического содержания часто используется термин «минерально-сырьевой центр» (далее – МСЦ), под которым понимается «совокупность разрабатываемых и планируемых к освоению месторождений и перспективных площадей, связанных общей существующей и планируемой инфраструктурой и имеющих единый пункт отгрузки добываемого сырья или продуктов его обогащения в федеральную или региональную транспортную систему (железнодорожный, трубопроводный и морской транспорт) для доставки потребителям» [15].

В то же время Министерством экономического развития Российской Федерации, Министерством промышленности и торговли Российской Федерации и Национальным исследовательским университетом «Высшая школа экономики» (НИУ ВШЭ) применяется кластерный подход, который уже несколько десятилетий широко практикуется в мировой экономике. Задача формирования территориально-производственных кластеров была поставлена в [6]. Базовые принципы кластерного подхода в АЗРФ сформулированы в [9 и 10]. В них же вводятся понятия территориально-производственного комплекса (ТПК), подразумевающее «группу территориально сконцентрированных предприятий, технологически связанных процессом переработки сырья и энергии. В отличие от кластера предприятий в ТПК обязательны технологическая связь между предприятиями и вертикальная интеграция предприятий – от добычи сырья до его полной переработки», и территориального кластера (ТК) – объединения «предприятий, поставщиков оборудования, комплектующих, специализированных производственных и сервисных услуг, научно-исследовательских и образовательных организаций, связанных отношениями территориальной близости и функциональной зависимости в сфере производства и реализации товаров и услуг».

Придерживаясь кластерного подхода, который корреспондируется с выделением в АЗРФ Кольской, Архангельской, Ненецкой, Воркутинской, Ямало-Ненецкой, Таймыро-Туруханской, Северо-Якутской и Чукотской

РИС. 1. Минерально-экономические кластеры Арктической зоны Российской Федерации, [7] с изменениями и дополнениями



I-III – минерально-экономические кластеры:
I – Европейско-Северосибирский,
II – Лаптевоморско-Восточносибирский,
III – Дальневосточно-Чукотский;

1–14 – территориально-производственные кластеры (пояснения в тексте);
1–19 – твердые полезные ископаемые: 1–3 – алмазы: 1 – коренные, 2 – россыпи, 3 – импактиты; 4 – золото (золото/серебро, золото/медь) коренное и рассыпное, 5 – олово (олово/вольфрам), 6 – свинец (свинец/цинк/серебро), 7–8 – уголь: 7 – каменный, 8 – бурый; 9 – редкие земли, ниобий; 10 – железо, 11 – платина/медь/никель, 12 – медь, медь/никель; 13 – графит, 14 – марганцевая руда, 15 – хромиты, 16 – фосфориты, 17 – бокситы, 18 – молибден, 19 – апатит; 20–21 – скважины и месторождения углеводородов: 20 – нефти и газоконденсата, 21 – газа; 22 – граница с Королевством Норвегии (ФЗ от 5 апреля 2011 г. № 57-ФЗ); 23 – границы минерально-экономических кластеров

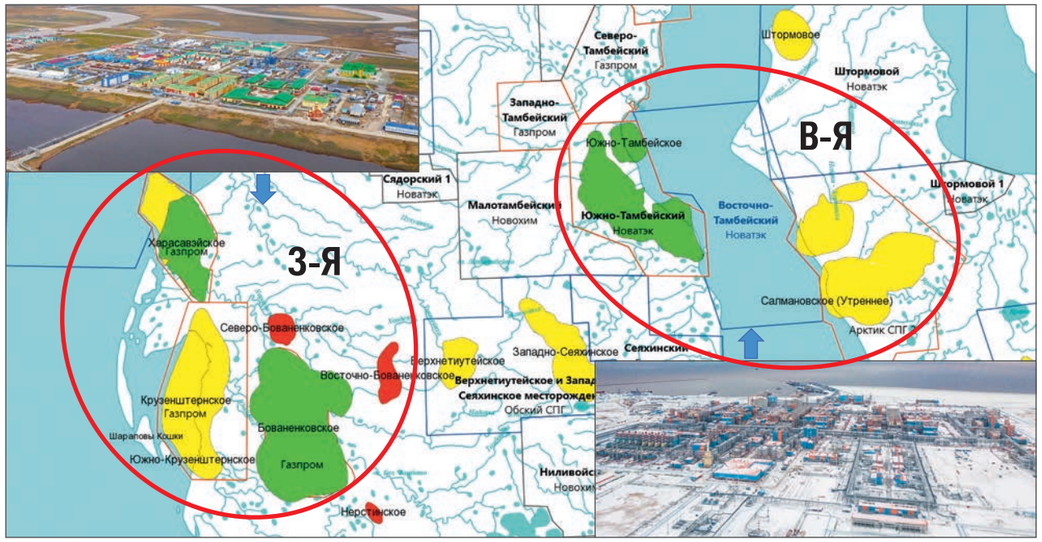
опорных зон с целью создания условий для ускоренного социально-экономического развития [3], и используя приведенную выше терминологию, на основе комплексной оценки уровня экономического развития и состояния минерально-сырьевой базы, как углеводородов так и твердых полезных ископаемых, предлагается выделять Европейско-Северосибирский, Лаптевоморско-Восточносибирский и Дальневосточно-Чукотской региональные минерально-экономические кластеры (рис. 1) [7].

Основными хозяйствующими субъектами наиболее развитого Европейско-Северосибирского экономического кластера в области добычи нефти и газа, формирования перерабатывающих мощностей, увеличения доли продукции с высокой добавленной стоимостью и ее поставок на внутрироссийский и международный рынки являются ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «НОВАТЭК», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Сургутнефтегаз» и др.

К якорным участникам экономической деятельности в области использования твердых полезных ископаемых относится базирующееся на севере Красноярского края ПАО «ГМК «Норильский никель» и его дочернее предприятие АО «Кольская горно-металлургическая компания» в Мурманской области, АО «Апатит» (ПАО «ФосАгро»), алмазодобывающее предприятие ПАО «Севералмаз» (дочернее общество АК «АЛРОСА»), АО «Первая горнорудная компания» (АО «Атомредметзолото» ГК Росатом), развивающее производство на Южном острове архипелага Новая Земля и УК «ВостокУголь» и др. Все они формируют единое экономическое пространство региона, часто являются градообразующими или содержащими вахтовые поселки, имеют на своем балансе заводы, порты, флот, внутреннюю транспортную сеть, аэропорты и др., осуществляют транспортировку грузов по Северному морскому пути (далее – СМП), обеспечивают внедрение цифровых информационных систем, а также оказывают социальную поддержку проживающему населению.

Например, на площадке ПАО «НОВАТЭК» на полуострове Ямал построен вахтовый поселок Сабетта, рассчитанный на 30 000 человек и аэропорт, отвечающий международным требованиям. Построен круглогодичный морской порт (находится в федеральной собственности). Завершена основная стадия конструкторских работ на заводе сжиженного природного газа (далее – СПГ) проектной мощностью 16,5 млн т в год. С августа 2017 года по декабрь 2019 года приняты в эксплуатацию 15 СПГ-танкеров ледового класса Arc7, первым из которых стал «Кристоф де Маржери». В сентябре 2019 года принято окончательное инвестиционное решение по новому проекту «Арктик СПГ 2», предусматривающему строительство трех технологических линий по производству СПГ общей мощностью 19,8 млн т в год на базе Салмановского (Утреннего) месторождения на полуострове Гыданский. Транспортировка СПГ осуществляется как по западному участку СМП через Мурманский и Норвежский перевалочные пункты в Англию и Европу, так и по его восточному участку в страны Азиатско-Тихоокеанского региона [28]. Перспективы развития этого экономического кластера дополняет проект «Восток ойл», основным инвестором которого является ПАО «НК «Роснефть». Проект предусматривает разработку месторождений, расположенных на севере Красноярского края. Потенциал поставки нефти на сырьевые рынки с использованием СМП оценивается в 2024 г. в 25 млн т, в 2027 г. – 50 млн т и к 2030 г. – до 115 млн т.

РИС. 2. Западно-Ямальский (З-Я) и Восточно-Ямальский (В-Я) территориально-производственные комплексы Ямальского ТК (пояснения в тексте). Цветом показаны месторождения: нефтегазоконденсатные (зеленым), газоконденсатные (желтым), газовые (красным)



Использованы материалы: *ПАО «Газпром» (https://www.gazprom.ru/projects/bovanenkovskoye/), ПАО «НОВАТЭК» (https://www.novatek.ru/ru/business/yamal-lng/) и НАЦ ГеоНедра (https://geonedra.ru/2018/salmanovskoe-oilgas-field/)*

Планируется создание промысловой инфраструктуры и морского порта в бухте Северная на западе Таймырского полуострова (проектный ввод в эксплуатацию в 2024 году). В проекте более 200 объектов нефтедобычи, свыше 2500 км магистральных и 7000 км внутрипромысловых трубопроводов, 15 опорных баз промыслов. Предусмотрено строительство до 10 вертодромов и трех аэродромов. Планируется создание ледокольного и транспортного флота в объеме свыше 50 единиц [30].

В региональном экономическом пространстве обособляются ТК (обозначены арабскими цифрами на рис. 1), в рамках которых функционируют ТПК на участках и площадях, образующих МСЦ. В области углеводородной специализации это Баренцевский (1), Печорского моря (2) и Западно-Карский (3) шельфовые ТК, Тимано-Печорский (4), Ямальский (5) и Северо-Западносибирский (6) сухопутные ТК. В сфере разработки твердых полезных ископаемых выделяются: Карело-Кольский (7), Архангельский (8), Полярноуральско-Новоземельский (9) и Норильский ТК (10). Спецификой арктических шельфовых кластеров, в отличие от кластеров на суше и, для сравнения, в прибрежных водах Сахалина, является отсутствие нескольких промысловых платформ, связанных системой внутрипромысловых трубопроводов, единой энергетической системой и системой хранения и отправки продукции. Каждое отдельное месторождение фактически выступает в качестве автономного МСЦ.

В кластере Печорского моря в перспективе может быть сформирован одноименный ТПК на базе Приразломного и расположенных рядом месторождений. В пределах Тимано-Печорского ТК с 2013 года функционирует Варандейский ТПК на базе МСЦ, объединяющего месторождение им. Р. Требса, А. Титова, Хыльчуюское, Южно-Хыльчуюское и Харьягинское. Ожидается развитие Колгуевского, Харьяга-Усинского и Хасырейского нефтяных МСЦ. На территории этого ТК также располагается Печорский угольный МСЦ и Парнокский железомарганцевый МСЦ.

В Ямальском ТК в рамках проектов ПАО «Газпром» и ПАО «НОВАТЭК» развивается Западно-Ямальский ТПК на базе МСЦ Бованенково-Крузенштернское-Харасавэй, Восточно-Ямальский (Ямало-Гыданский) ТПК на базе МСЦ Тамбейской группы месторождений-Салмановское (рис. 2) и Новопортовский ТПК на одноименном МСЦ. На севере Красноярского края, как уже отмечалось выше, формируется ТПК по реализации проекта «Восток ойл» на базе Западно-Таймырского МСЦ, включающего Лодочное, Ванкорское, Сузунское, Тагульское, Пайяхское, Западно-Иркинское и др. месторождения.

Лаптевоморско-Восточносибирский минерально-экономический кластер в силу значительной удаленности от центров сбыта и переработки, нерегулярного функционирования СМП и отсутствия постоянно действующей сухопутной транспортной системы, а также экстремальных природно-климатических условий рассматривается в рамках развития Центрально-Ольгинского нефтяного месторождения, освоения стратегических редких и редкоземельных металлов Томторского месторождения, россыпных месторождений алмазов на территории Анабарского, Булунского, Оленекского районов, Верхне-Мунского месторождения алмазов и Таймылырского месторождения каменного угля. В его формировании принимают участие Лаптевоморский морской (11) и Хатангско-Нордвикский (12) сухопутный нефтегазовые ТК, а также Горнотаймырско-Североземельский (13) и Анабаро-Оленекский (14) рудные ТК. Предусматривается развитие Яно-Индигирского ТК (15) на базе Северного, Центрального и Южно-Янского рудно-россыпных районов (МСЦ) олова и вольфрама в бассейне рек Яны и Индигирки.

Дальневосточно-Чукотский минерально-экономический кластер, по всей вероятности, даже в дальнесрочной перспективе будет номинироваться в рамках развития рудной специализации, ядро которой формирует Баимско-Пыркакайско-Майский ТК (16) меди, драгоценных металлов и олова, а также Беринговский угольный ТПК. Возможно развитие Краснореченского и Зырянского угольных МСЦ в бассейне рек Индигирки и Колымы.

Континентальный шельф как территория формирования федерального резервного фонда месторождений углеводородов

Признание за арктическим континентальным шельфом статуса территории размещения резервного фонда месторождений подразумевает отказ от попыток форсированного ввода в эксплуатацию обнаруженных в его пределах месторождений углеводородов при продолжении научно-исследовательских работ и геологического изучения с целью формирования стратегического запаса объектов для освоения в будущем после истощения запасов в традиционных районах добычи или при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Такой подход согласуется с принятыми стратегическими решениями, закрепленными в нормативных правовых документах, не противоречит планируемому спросу на углеводороды в средне- и долгосрочной перспективе и возможностям его удовлетворения на базе уже осваиваемых месторождений на суше или в более благоприятных условиях внутренних вод и территориального моря. Использование АЗРФ в качестве «стратегического резерва развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации» с поступательным наращиванием мощности предприятий, осуществляющих «добычу нефти на континентальном шельфе и на сухопутных территориях Арктической зоны» в 2031–2035 гг. предусматривается в [14]. Рассмотрение ее «в качестве стратегической ресурсной базы» закреплено в [11].

Поддержание добычи нефти и газового конденсата на период до 2024 года планируется в диапазоне 555–560 млн т, а в период до 2035 года – в диапазоне 490–555 млн т. В целом, прогнозируется замедление роста мирового спроса на нефть после 2025 года. В газовой отрасли поддержание добычи газа до 2024 года планируется в диапазоне 795–820 млрд м^3, а в период до 2035 года – в диапазоне 860–1000 млрд м^3. Для развития производства и потребления сжиженного природного газа, а также вхождения Российской Федерации в число мировых лидеров по его производству и экспорту к 2024 году предусмотрен объем производства сжиженного природного газа 46–65 млн т, а к 2035 году – 80–140 млн т. В среднесрочной перспективе ожидается завершение формирования мирового (глобального) рынка газа с нивелировкой цен в различных регионах мира и существенный рост доли сжиженного природного газа в общем объеме мировой торговли. Наиболее существенный рост энергопотребления прогнозируется в Азиатско-Тихоокеанском регионе, прежде всего в Китайской Народной Республике и Индии [21].

Приведенные показатели могут корректироваться в связи с нестабильностью международного нефтегазового рынка и изменчивости внутренних и внешних факторов. Так, в результате политической и экономической конъюнктуры, а также инфекции коронавируса COVID-19 в апреле 2020 года после понижения нефтяных котировок Brent до $25 за баррель страны ОПЕК+ экстренно заключили соглашение по сокращению добычи нефти в 23 странах-участниках соглашения суммарно на 9,7 млн баррелей в сутки. При этом Россия и Саудовская Аравия обязались сократить суточную добычу на 2,5 млн баррелей каждая с уровня 11 млн баррелей. В результате, по данным информационного агентства Интерфакс со ссылкой на Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса (ЦДУ ТЭК) [25], объем добычи нефти и газового конденсата в России в 2020 году вместо запланированных 562 млн т [16] составил 512,68 млн т, почти сравнявшись с уровнем 2010 года (512,3 млн т).

Серьезные риски для поддержания добычи на запланированном уровне представляют колебания спроса в связи со структурными изменениями экономики внутри России и за рубежом, набирающий силу выпуск электромобилей, устойчивые тренды изменения мирового энергетического баланса в пользу возобновляемых источников энергии, обострение конкуренции между российскими и зарубежными поставщиками сырьевой продукции, проявление негативной политической конъюнктуры и ужесточение экологических требований.

Природный газ входит в первую группу полезных ископаемых, запасы которых обеспечивают потребности страны на длительную перспективу и при любых сценариях развития экономики удовлетворят необходимые потребности до 2035 года и в последующий период. Что касается нефти, ее запасы относятся ко второй группе полезных ископаемых, достигнутые уровни добычи которых недостаточно обеспечены запасами разрабатываемых месторождений на период до 2035 года, но вовлечение в отработку трудноизвлекаемых запасов позволит удержать достигнутый уровень добычи в период после 2025 года. Прогнозируется, что доля использования нефти будет постепенно сокращаться, а доля газа – расти [16].

Из приведенных выше «рамочных позиций» следует, что наращивание добычи углеводородов (преимущественно газа) на арктическом шельфе в настоящее время не является критическим. Как было показано выше, сухопутные ТПК на полуостровах Ямал, Гыданский и на севере Красноярского края способны обеспечить эквивалентные объемы поступлений. Кроме того, дополнительные объемы нефти и газа могут и должны быть получены в результате расширения более экономически выгодной добычи в Охотском море, повышения эффективности освоения действующих сухопутных промыслов, вовлечения неразрабатываемых месторождений в Тимано-Печорской, Западно-Сибирской, Волго-Уральской, Лена-Тунгусской

и др. нефтегазоносных провинциях, перехода на новые, более глубокие горизонты, внедрения современных технологий и методов извлечения продукции (бурение горизонтальных скважин, «зарезка» боковых стволов, применение технологии и различных модификаций гидроразрыва пласта и др.), вовлечения в оборот залежей с трудноизвлекаемыми запасами (из абалакской и баженовской свит, доманикового и хадумского горизонтов и их аналогов, клиноформных отложений, палеозойских комплексов Западной Сибири и Предкавказья и др.), повышения коэффициента извлечения нефти и вовлечения в разработку малых месторождений. Например, только за счет применения современных методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи в ХМАО-Югра дополнительно добыто 38,7 млн т нефти, что составило 16% в совокупном объеме извлеченного сырья [12].

В настоящее время все больше экспертов сходится во мнении, что освоение нефтяных и газовых месторождений на континентальном шельфе Арктики, по крайней мере в ближайшее десятилетие, не рационально. К основным причинам, сдерживающим реализацию даже заявленных проектов, относятся суровые морские природно-климатические условия, неразвитость инфраструктуры, отсутствие не только отечественных, но и во многих случаях зарубежных апробированных технико-технологических решений и неудовлетворительные ценовые показатели для выхода на рентабельную добычу [1, 2, 8, 13]. Не вдаваясь в обсуждение этих вопросов, представляющих специальную тему, выходящую за рамки данной статьи, следует сослаться на мнение Е.М. Примакова, высказанное им на заседании «Меркурий-клуба» в 2015 г.: «На арктическом шельфе рентабельность добычи обеспечивается только при цене 100–120 долларов за баррель. Стоит ли нам в таких условиях форсировать добычу нефти на шельфе Ледового океана?» [22].

Заключение

Арктический континентальный шельф рассматривается в качестве совокупности территориально-производственных кластеров. Как регион национальных интересов Российской Федерации он в дополнение к задачам обороны и безопасности выполняет роль территории формирования федерального резервного фонда месторождений углеводородов.

В настоящее время на арктическом шельфе целесообразно проводить геологоразведочные, научно-исследовательские и комплексные гидрографические работы на основе утвержденных государственных программ, актуализированных лицензионных обязательств компаний-недропользователей, проектов частно-государственного партнерства, частных инвестиций и мультиклиентского бизнеса.

Поступательная подготовка к освоению шельфовых месторождений в Арктике после 2031 года (при необходимости) включает решение технико-технологических задач, в том числе в рамках импортозамещения, формирование полноценной федеральной, региональной и местной инфраструктуры, обеспечение регулярного функционирования Северного морского пути, модернизацию ледокольного флота и создание условий для социально-экономического развития субъектов АЗРФ. ●

Литература

1. *Ампилов Ю.П., Старостин В.И. Главные вопросы освоения Арктики // Neftegaz.RU. 2020. № 4 (100). С. 158–163.*
2. *Важенин Ю.И., Орденов Г.И., Ампилов Ю.П., Хакимов Б.В. Проблемы освоения минерально-сырьевых ресурсов территории и континентального шельфа Арктики // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2020. № 4–5. С. 43–47.*
3. *Государственная программа Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации» (утв. Постановлением Правительства РФ от 21 апреля 2014 г. № 366, в ред. Постановления Правительства РФ от 31 августа 2017 г. № 1064. Действующая редакция).*
4. *Государственная программа Российской Федерации «Воспроизводство и использование природных ресурсов» (утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 года № 322, с изменениями и дополнениями на 23 сентября 2020 года).*
5. *Григорьев М.Н. Минерально-сырьевые центры: критерии выделения и принципы локализации // Нефтяное хозяйство. 2020. № 10. С. 8–13.*
6. *Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года (утв. Распоряжением Правительства Российской Федерации от 17 ноября 2008 г. № 1662-р).*
7. *Костюченко С.Л. Минерально-сырьевая база как основа формирования социально-экономической политики в Арктике // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2017. № 5. С. 27–35.*
8. *Маммадов С.М., Ампилов Ю.П., Холодилов В.А., Хоштария В.Н. Сколько стоят месторождения арктического шельфа в условиях кризиса? // Газовая промышленность. 2017. № 6 (753). С. 16–24.*
9. *Методические рекомендации по реализации кластерной политики в северных субъектах Российской Федерации». Совет Федерации Федерального собрания РФ. 2008. 80 с.*
10. *Методические рекомендации по реализации кластерной политики в субъектах Российской Федерации (утв. Минэкономразвития РФ 26.12.2008 № 20615-ак/д19). 21 с.*
11. *Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года (утв. Указом Президента Российской Федерации от 5 марта 2020 г. № 164).*
12. *Парадоксальное КИНо. Интервью заслуженного геолога РФ, профессора института нефти и газа Югорского госуниверситета С. Кузьменкова // Российская газета Экономика УРФО № 197 (8251).*
13. *Скоробогатов В.А., Кабалин М.Ю. Западно-Арктический шельф Северной Евразии: запасы, ресурсы и добыча углеводородов до 2040 и 2050 гг. // Neftegaz.RU. 2019. № 11 (95). С. 36–51.*
14. *Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года (утв. Указом Президента Российской Федерации от 26 октября 2020 года № 645).*
15. *Стратегия развития геологической отрасли на период до 2030 г. (утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 21.06.2010 № 1039-р).*
16. *Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 г. (утв. Распоряжением Правительства РФ от 22.12.2018 № 2914-р).*
17. *Федеральный Закон от 17 декабря 1998 г. № 191-ФЗ «Об исключительной экономической зоне Российской Федерации» (с изменениями на 27 июня 2018 года) (редакция, действующая с 1 января 2019 года). Принят Государственной Думой 18 ноября 1998 года, Одобрен Советом Федерации 2 декабря 1998 года.*
18. *Федеральный закон от 21 февраля 1992 года № 2395-1 «О недрах» (в редакции Федерального закона от 3 марта 1995 года № 27-ФЗ с изменениями и дополнениями на 8 декабря 2020 года).*
19. *Федеральный закон от 30 ноября 1995 г. № 187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями на 13 июля 2020 г.).*
20. *Федеральный закон от 31 июля 1998 г. № 155-ФЗ «О внутренних морских водах, территориальном море и прилежащей зоне Российской Федерации» (с изменениями и дополнениями).*
21. *Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года (утв. Распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р).*
22. *https://ria.ru/20150113/1042426281.html.*
23. *https://www.gazprom.ru/....*
24. *https://www.gazprom-neft.ru/company/major-projects/....*
25. *https://www.interfax.ru/business/743906.*
26. *https://www.kommersant.ru/doc/4605844.*
27. *https://www.kommersant.ru/doc/4617210....*
28. *https://www.novatek.ru/ru/business/....*
29. *https://www.rosneft.ru/business/Upstream/offshore/.*
30. *https://www.vedomosti.ru/business/articles/2020/08/18/837050-rosneft-samostoyatelnoe.*

Keywords: *Arctic zone of the Russian Federation, continental shelf, oil and gas potential, economic clusters, State regional policy.*

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЙ ПОДХОД
УСПЕШНЫЙ РЕЗУЛЬТАТ

- Ремонт и сервисное обслуживание систем верхнего привода (СВП),
- Новый международный проект на территории Республики Узбекистан: производство, ремонт и поставка рукавов высокого давления с максимальным диаметром до 150 мм.,
- Ремонт двигателей внутреннего сгорания (ДВС) дизельных электростанций (ДЭС) и мобильных буровых установок (МБУ),
- Предоставление услуг по контролю расхода топлива на мобильных и стационарных буровых установках,
- Компания также осуществляет поставку широкого спектра бурового высококачественного оборудования и запасных частей для нужд нефтегазовых компаний.

г. Москва, Киевское шоссе, БП «Румянцево», корп: Г, офис: № 318 Г1

+7 (495) 902-57-49 +7 (495) 902-57-40

info@drillflot.ru www.drillflot.ru

АРМАТУРА ПТПА ДЛЯ КРИТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

УДК 621.646

ТРУБОПРОВОДНАЯ АРМАТУРА ПРИМЕНЯЕТСЯ НА ВСЕХ ЭТАПАХ ДОБЫЧИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА. В БОЛЬШИНСТВЕ СВОЕМ АРМАТУРА ЯВЛЯЕТСЯ ТИПОВЫМ ПРОДУКТОМ, И ОСНОВНОЕ ТРЕБОВАНИЕ К НЕЙ – СООТВЕТСТВИЕ СТАНДАРТУ ОТРАСЛИ ИЛИ ЗАКАЗЧИКА. НО В ЛЮБОМ КРУПНОМ ПРОЕКТЕ ЕСТЬ КЛЮЧЕВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ГДЕ ОТ РАБОТОСПОСОБНОСТИ КАЖДОЙ ЕДИНИЦЫ ОБОРУДОВАНИЯ ЗАВИСИТ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВСЕГО ОБЪЕКТА В ЦЕЛОМ. В ТАКИХ СИТУАЦИЯХ ВЫБОР АРМАТУРЫ ПЕРЕСТАЕТ БЫТЬ ПРОСТО ПОДБОРОМ САМОГО ЛУЧШЕГО ПО ЦЕНЕ ВАРИАНТА И ПРЕВРАЩАЕТСЯ В СЛОЖНОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ, ОШИБКА В КОТОРОМ ЧРЕВАТА САМЫМИ НЕЖЕЛАТЕЛЬНЫМИ ПОСЛЕДСТВИЯМИ И МИЛЛИОННЫМИ ПОТЕРЯМИ. КАК ЭТОГО ИЗБЕЖАТЬ И КАКИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ ПРОИЗВОДИТЕЛИ СОВРЕМЕННОЙ АРМАТУРЫ?

THE PIPELINE FITTINGS ARE USED DURING ALL STAGES OF EXTRACTION, TRANSPORTATION AND PROCESSING OF OIL AND GAS. IN MOST CASES THE FITTINGS ARE COMMON PRODUCTS AND THE MAIN REQUIREMENT IS THEIR COMPLIANCE WITH THE STANDARDS OF THE BRANCH OR THE CUSTOMER. BUT THERE ARE KEY TECHNOLOGICAL PROCESSES IN ANY LARGE PROJECT, WHERE THE EFFICIENCY OF THE OBJECT AS A WHOLE DEPENDS ON THE WORKING CAPACITY OF EACH EQUIPMENT UNIT. IN THESE CASES THE SELECTION OF FITTINGS STOPS BEING THE SELECTION OF THE BEST PRICE OPTION AND TURNS INTO A COMPLICATED TECHNICAL DECISION; MAKING A MISTAKE IN IT IS FRAUGHT WITH MOST UNDESIRABLE CONSEQUENCES AND LOSSES WORTH MILLIONS. HOW CAN THIS BE AVOIDED AND WHICH TECHNICAL SOLUTIONS ARE SUGGESTED BY MANUFACTURERS OF MODERN FITTINGS?

Ключевые слова: *трубопроводная арматура, транспортировка нефти, экстремальные условия, подводная установка, водород.*

Смирнов Максим Алексеевич
технический директор
Пензтяжпромарматура

ПТПА последние несколько лет при освоении новой техники включает в свою продуктовую линейку все более и более сложные с технической точки зрения продукты: арматуру для агрессивных и высокотемпературных сред, арматуру на высокое давление рабочей среды – до 70,0 МПА, криогенную арматуру, арматуру для подводной установки.
На сегодняшний день инженеры предприятия обладают компетенциями в выпуске высокотехнологичной продукции, которая отвечает требованиям не только российских, но и международных стандартов (API, ISO, PED, DIN, BS). Предлагаем на нескольких конкретных примерах рассмотреть, на какие моменты необходимо обращать внимание при заказе продукции для сложных технологических объектов в нефтегазовой отрасли.

Экстремальные температуры: работоспособность в жестком режиме

Сейчас наиболее надежной конструкцией в трубопроводной арматуре считается шаровой кран. Компактные размеры, стабильная герметичность на жидких и газовых средах, возможность изготовления деталей из различных, в том числе нержавеющих, сталей – вот преимущества этого вида арматуры. Но для типового решения крана с полимерными уплотнениями всегда есть ограничение по верхней границе температуры рабочей среды. Это происходит по нескольким причинам:

Во-первых, у каждого материала есть свой верхний температурный предел. В первую очередь это касается деталей уплотнения, например, для полиуретана это +100 °С, а для фторопласта +200 °С. Поэтому на высокую температуру возможно использование только кранов с типом уплотнения в затворе «металл-металл» или с применением терморасширенного графита.

Во-вторых, температура по-разному влияет на разные материалы, и для того чтобы сохранить прочность арматуры и ее герметичность относительно внешней среды, необходимо с ростом температуры снижать величину рабочего давления. Например, арматура из стали 09Г2С на рабочее давление 4,0 МПа сохраняет все свои характеристики при температуре до +200 °С, а в случае повышения температуры до +400 °С, для поддержания работоспособности изделия давление должно снизиться до 2,3 МПа.

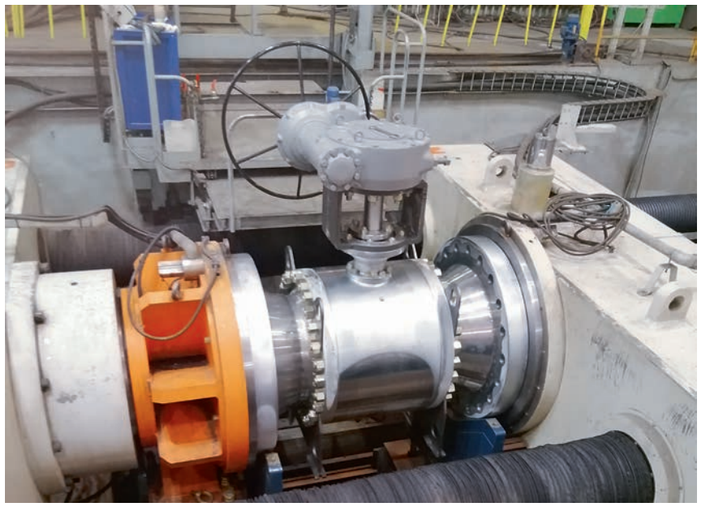
В-третьих, высокая температура влияет на изменение геометрии деталей и может привести к заклиниванию подвижных частей изделия.

Соответственно, при проектировании шаровых кранов на высокую температуру в обязательном порядке выполняется прочностной расчет для определения нужной геометрии деталей, а также производится расчет температурного воздействия и характер распространения температуры между деталями в изделии. Следующее обязательное требование – подбор материалов изделия с одинаковыми коэффициентами линейного теплового расширения, соответствующих максимальной температуре рабочей среды.
В затворе кранов применяется тип уплотнения «металл-металл» с манжетным уплотнением «седло-корпус» типа «shevron» из терморасширенного графита, на седла и пробку изделия наносится высокотвердое покрытие. Выполнение этих требований позволяет создавать шаровые краны для температуры рабочей среды до +550 °С со стабильными показателями герметичности.

Выбор правильных материалов деталей важен и для экстремально низких температур.

При работе на криогенных средах с режимом температуры от -196°С используются нержавеющие стали, для поршневых уплотнений седел, а также для герметизации соединений деталей корпуса используются манежные уплотнения типа «lip seal».
Испытания криогенных изделий на ПТПА проводятся в специальной бронированной криокамере, которая позволяет проверить работоспособность арматуры при различных значениях температуры. Рабочей средой для испытаний служит азот с добавлением гелия (99 % N_2 + 1 % He) для температур от -130 °С и чистый гелий (He) для температур от -196 °С.

> Для экстремально низких температур важен правильный выбор материалов деталей. На ПТПА проводятся испытания криогенных изделий в специальной бронированной криокамере, которая позволяет проверить работоспособность арматуры при различных значениях температуры



Подводная установка: безотказность в труднодоступных местах

С каждым годом все более и более усложняется доступ к новым месторождениям нефти и газа. Добыча ведется за Северным полярным кругом и на морском шельфе, в том числе с установкой подводных добычных комплексов. Подводная арматура должна обладать сразу несколькими характеристиками, которые отличают ее от типовых конструкций. Во-первых, это способность выполнять свои функции в агрессивной морской среде и в условиях глубоководного давления. Во-вторых – простота обслуживания и управления.
И, наконец, такая арматура должна обеспечивать 100 % герметичность относительно внешней среды, не допуская загрязнения морского шельфа.

Данные задачи на ПТПА были реализованы следующим образом.

1) В процессе проектирования подводной арматуры были проведены дополнительные проверки прочности конструкции с применением метода конечно-элементного анализа. Также при помощи

специального программного обеспечения был отработан ряд сценариев по нагружению арматуры и отработке возможных нештатных ситуаций, которые могли бы произойти с изделием на трубопроводе. В итоге был разработан усиленный корпус, способный выдерживать давление воды на глубине до 1000 метров.

2) Все внешние соединения деталей имеют дополнительные уплотнительные элементы. В затворе изделий устанавливаются особые манжетные уплотнения типа “lip seal” или “shevron”. На детали затвора наносится особое твердое покрытие. В итоге получается сверхнадежная конструкция, которая может работать под водой не менее 30 лет, не требуя никакого обслуживания.

3) Для управления подводной арматурой применяются специальные приводные устройства – гидроприводы и редукторы, которые оборудованы интерфейсом для управления с помощью робота ТНПА (телеуправляемого необитаемого подводного аппарата).

Опасный водород:
эффективность в особых средах

Увеличение инвестиций в «чистую энергию» с минимальными выбросами и влиянием на атмосферу – один из главных общемировых трендов. Особое место здесь занимает водород, который считается ключевым элементом декарбонизации – постепенного уменьшения объемов потребления нефти, природного газа и угля. Оборудование, применяемое в технологических процессах производства водорода, должно не только соответствовать всем требованиям технического процесса (температура, давление), но и учитывать особые свойства рабочей среды:

1. Водород адсорбируется на металле: он заполняет собой все имеющиеся на поверхности поры и микротрещины и в силу своей химической активности образует гидриды, которые нарушают пластичность, приводя к хрупкому разрушению стали.
2. Молекулы водорода очень малы: они обладает высокой проникающей способностью, поэтому при изготовлении арматуры устанавливаются повышенные требования по оценке герметичности изделия.
3. Водород пожароопасен: при смеси с воздухом он образует взрывоопасную смесь – «гремучий газ», а значит все оборудование должно обладать повышенным ресурсом надежности, не допуская ни малейшей утечки во внешнюю среду.

АО «ПТПА» – одно из первых предприятий в России предлагает поставку арматуры на водород. При этом с учетом всех особенностей рабочей среды специалисты компании заложили следующие обязательные требования:

- высокое качество материала заготовок: предпочтение отдается прокату и поковке, подбираются материалы, стойкие к водородному охрупчиванию, а в процессе производства детали проходят обязательную проверку неразрушающими методами контроля – радиография, ультразвук и капиллярная дефектоскопия;
- проведение испытаний на герметичность изделия на среде «гелий», который аналогичен по проникающей способности водороду;
- усиленный контроль качества выполнения технологических операций в процессе производства.

Таким образом создание арматуры для ключевых технологических операций и процессов требует особого внимания к конструкции изделий, геометрии основных деталей, подбору материалов, выполнению необходимого объема контроля, проведению испытаний готового продукта. Поэтому в процессе выбора поставщика, необходимо искать предприятия, у которых есть подтвержденный опыт выпуска изделий для сложных условий работы и нестандартных рабочих сред. ●

ПТПА – международная группа компаний, специализирующаяся на изготовлении высокотехнологичной трубопроводной арматуры для нефтяной, газовой, энергетической и других отраслей промышленности, включая объекты с критическими условиями эксплуатации. Производственные мощности группы расположены в России в городе Пензе и за рубежом (Шаржа, ОАЭ).

ПТПА предоставляет своим партнерам широкие возможности по модернизации продукции под конкретные требования проекта.

Подробная информация – на сайте компании **www.ptpa.ru**

Keywords: *pipeline fittings, oil transportation, extreme conditions, underwater installation, hydrogen.*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

3–5 мая

XIII Межрегиональный специализированный Воронежский промышленный форум

Воронеж, PLATINUM ARENA

10 мая

IV Всемирный Конгресс производителей минеральных удобрений и пестицидов

SCIF 2020

Азербайджан, Баку, «Boulevard Baku Autograph Collection»

МАЙ

П		3	10	17	24	31
В		4	11	18	25	
С		5	12	19	26	
Ч		6	13	20	27	
П		7	14	21	28	
С	1	8	15	22	29	
В	2	9	16	23	30	

19–20 мая

PEFTEC 2021

Роттердам, Нидерланды

21 мая

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ 2021

Москва, Балчуг Кемпински

24–25 мая

ASIAN DOWNSTREAM SUMMIT 2021

Сингапур, Singapore Marina Bay Sands – Sands Expo and Convention Centre

24–29 мая

10-я международная научно-практическая конференция

Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов

Сочи, Pullman Сочи Центр 5*

31 мая

16-я международная научно-практическая конференция

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

Россия, Сочи, Pullman Сочи Центр 5*

Крупные проекты в нефтехимической отрасли

Нефтегазохимический рынок Российской Федерации составляет около 2% мирового рынка

- Диверсификация производства
- Уход от сырьевой направленности
- Высокомаржинальное производство

«ЛУКОЙЛ» «Ставролен», г. Буденновск

- Второй по величине в России производитель полиэтилена низкого давления и третий по объемам производства полипропилена

МОЩНОСТЬ
300 тыс. т полиэтилена,
120 тыс. т полипропилена
70 тыс. т бензола,
40 тыс. т винилацетата в год

Усть-Кутский ГПЗ «Иркутской нефтяной компании»

ПЛАНИРУЕМАЯ МОЩНОСТЬ
600 тыс. т полиэтилена

ОРИЕНТИРОВОЧНЫЙ ЗАПУСК 2022 г.

Проект включает создание системы добычи, подготовки, транспорта и переработки природного и попутного нефтяного газа с месторождений компании

ИНВЕСТИЦИИ
свыше 500 млрд рублей

«СИБУР» «ЗапСибНефтехим»

ПЛАНИРУЕМАЯ МОЩНОСТЬ
1,5 млн т этилена,
500 тыс. т пропилена,
100 тыс. т бутан-бутиленовой фракции, 2 млн т полиэтилена и полипропилена различных марок

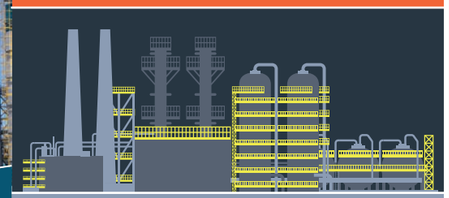
СТОИМОСТЬ
$9,5 млрд

Этиленовый комплекс «Нижнекамскнефтехим»

ПЛАНИРУЕМАЯ ГОДОВАЯ МОЩНОСТЬ
600 тыс. тонн этилена

СТОИМОСТЬ
860 млн евро

ОРИЕНТИРОВОЧНЫЙ ЗАПУСК
2022 г.



ЗАО «НефтеХимСервис», Кемеровская область, Яйский НПЗ

Строительство II очереди

СРОК ОКОНЧАНИЯ
после 2021 года

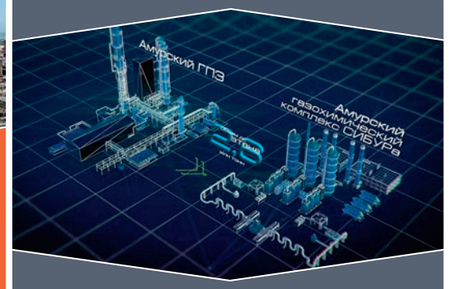
ИНВЕСТИЦИИ
72 млрд рублей

Амурский ГПЗ «Газпрома»

ПЛАНИРУЕМАЯ МОЩНОСТЬ
42 млрд м³ природного газа,
60 млн м³ гелия, 2,5 млн т этана,
1 млн т пропана, 500 тыс. т бутана,
200 тыс. т пентан-гексановой фракции

СТОИМОСТЬ 950 млрд руб.

ОРИЕНТИРОВОЧНЫЙ ЗАПУСК 2021 г.



Амурский газохимический комплекс, Сибур

Производство полиэтилена и полипропилена

МОЩНОСТЬ
2,7 млн тонн этилена в год
2,3 млн тонн в год полиэтилена,
0,4 млн тонн в год полипропилена

СТОИМОСТЬ $6–7 млрд

ОРИЕНТИРОВОЧНЫЙ ЗАПУСК
не раньше 2024 г. Синхронизирован с запуском 4 очереди Амурского ГПЗ

ГХК «Газпрома» в Усть-Луге

ПЛАНИРУЕМАЯ МОЩНОСТЬ
45 млрд м³ природного газа,
1,5 млн т полиэтилена

ПРИМЕРНАЯ СТОИМОСТЬ
$20 млрд

Новоуренгойский ГХК «Газпрома»

ПЛАНИРУЕМАЯ ГОДОВАЯ МОЩНОСТЬ
400 тыс. тонн полиэтилена

ОРИЕНТИРОВОЧНЫЙ ЗАПУСК
2021 г.

ПАО «Татнефть», г. Нижнекамск

Комплекс нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов «ТАНЕКО»

Комплекс будет состоять из трех взаимосвязанных между собой заводов:
НПЗ (первичная переработка нефти) мощностью по сырью 7 млн тонн в год;
завод глубокой переработки нефти;
нефтехимический завод.

СРОК ОКОНЧАНИЯ
после 2021 года

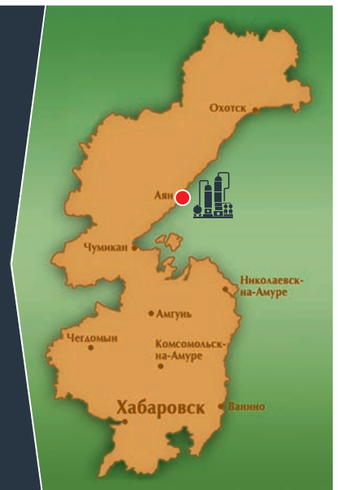
ИНВЕСТИЦИИ
528 млрд рублей

Завод по производству метанола в Хабаровском крае

Sherwood Energy и АНО АПИ реализуют потенциально крупнейший в мире завод по выпуску метанола

МОЩНОСТЬ 7,2 млн т в год
почти 10% мирового производства метанола

СТОИМОСТЬ 740 млрд руб.
в том числе разведка и разработка месторождений – 250 млрд руб.,
газопровод – 150 млрд руб., сам завод по выпуску метанола – 300 млрд руб.,
40 млрд руб. – инфраструктура в Аяне



«ЛУКОЙЛ», г. Кстово

Производство полипропилена

СТОИМОСТЬ УСТАНОВКИ
$1 млрд

МОЩНОСТЬ
500 тыс. тонн

СТАРТ ПРОИЗВОДСТВА
запланирован на 2023 год

Neftegaz.RU
номер 4/2021 г.

УДК 665.6

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

«ЛЕГКИЕ ФРАКЦИИ» – для решения тяжелых проблем

Аминев Салават Хурматович
генеральный директор ОАО «НИИТЭХИМ», вице-президент Российского Союза химиков, к.э.н.

В НАПРЯЖЕННОМ И СЛОЖНОМ 2020 ГОДУ РОССИЯ ДОВОЛЬНО СУЩЕСТВЕННО СНИЗИЛА ОБЪЕМЫ ДОБЫЧИ СВОИХ ГЛАВНЫХ ПРИРОДНЫХ БОГАТСТВ – НЕФТИ И ГАЗА. КАЗАЛОСЬ БЫ, В ЭТИХ УСЛОВИЯХ НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКИ ДОЛЖНЫ БОЛЕЕ РАЧИТЕЛЬНО ИСПОЛЬЗОВАТЬ ДОБЫТОЕ СЫРЬЕ И В МАКСИМАЛЬНОЙ СТЕПЕНИ ЕГО МОНЕТИЗИРОВАТЬ ЗА СЧЕТ ПОСТАВОК ПРЕДПРИЯТИЯМ ХИМИЧЕСКОГО И НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ПРОДУКЦИИ С ДОБАВЛЕННОЙ СТОИМОСТЬЮ. К СОЖАЛЕНИЮ, ПАРАДИГМА, ПРИ КОТОРОЙ ЭКСПОРТ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ПРЕДПОЧТИТЕЛЬНЕЕ ЕГО ПЕРЕДЕЛА, ПРАКТИЧЕСКИ НЕ МЕНЯЕТСЯ: ЦЕННЕЙШИЕ ФРАКЦИИ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ УХОДЯТ ЗАДЕШЕВО НА ЭКСПОРТ, В ТО ВРЕМЯ КАК ХИМИКИ ИСПЫТЫВАЮТ НЕХВАТКУ ТАКОГО СЫРЬЯ И В РЯДЕ СЛУЧАЕВ ВЫНУЖДЕНЫ ЗАКУПАТЬ ЕГО ПО ИМПОРТУ

DURING THE ROUGH AND COMPLICATED YEAR OF 2020 RUSSIA SIGNIFICANTLY REDUCED THE VOLUMES OF EXTRACTION OF ITS MAIN NATURAL RESOURCES – OIL AND GAS. ONE MIGHT THINK THAT IN SUCH CONDITIONS THE OIL PROCESSING COMPANIES SHOULD USE THE EXTRACTED RAW MATERIALS MORE DILIGENTLY AND MONETIZE IT TO THE MAXIMUM EXTENT DUE TO SUPPLYING THEM TO THE ENTERPRISES OF CHEMICAL AND PETROCHEMICAL COMPLEX IN ORDER TO MANUFACTURE THE VALUE-ADDED PRODUCTS. UNFORTUNATELY, THE PARADIGM DURING WHICH THE EXPORT OF RAW HYDROCARBONS IS MORE PREFERABLE THAT THEIR PROCESSING ALMOST DOES NOT CHANGE: THE MOST PRECIOUS LIGHT ENDS ARE EXPORTED ON THE CHEAP WHILE THE CHEMISTS SUFFER THE SHORTAGE OF SUCH RAW MATERIALS AND HAVE TO PROCURE THEM BY IMPORT IN CERTAIN CASES

Ключевые слова: *нефтехимический комплекс, углеводородное сырье, высокомаржинальное производство, легкие фракции углеводородов, нефтегазопереработка.*

Нефтепереработка: десятилетие этанового дефицита

Объем добычи сырой нефти и конденсата в 2020 г. в России стал минимальным за последние девять лет и составил 512,05 млн т, что ниже уровня предыдущего года на 8,7%. Снизился и объем добычи природного и попутного газа – на 6,1% по сравнению с 2019 г., до 694,25 млрд куб. м.

Нефтеперерабатывающие предприятия вырабатывают так называемое легкое углеводородное сырье (ЛУВС) – прежде всего сжиженные углеводородные газы (СУГ) и этан.

Совокупный объем производства УВС в 2020 г. составил 45,74 млн т, что оказалось ниже уровня предыдущего года примерно на 3%. В то же время объемы углеводородного сырья, поступающего на предприятия химического и нефтехимического комплекса, выросли на 16,4%, до уровня в 13,4 млн т. Казалось бы, это весьма отрадный факт. Однако в долевом отношении позитивных изменений не произошло: как и десятилетие назад доля УВС, поставляемого для нужд химиков, производящих продукцию с добавленной стоимостью, составляет не более 30%. Таким образом, порядка 70% добытого сырья реализуется по нижайшей степени монетизации, и это не может отвечать интересам российской экономики.

В структуре производства УВС преобладает нафта (порядка 60%), спектр превращений которой в химическую продукцию существенно уступает этану, доля которого в выработке углеводородного сырья ничтожно мала – в 2020 году – всего 1,6%.

ФАКТЫ

45,74
млн т
составил совокупный объем производства УВС в 2020 г.

Не более
30%
составляет доля УВС, поставляемого для нужд химиков, производящих продукцию с добавленной стоимостью

Нефтехимические предприятия многие годы выбирают на 100% все объемы дефицитного этана, в то время как объемы СУГ и нафты используются на 37 и 22% соответственно.

Газопереработка к «жирному газу» не готова

В России, занимающей лидирующие позиции в добыче природного газа, газохимия только набирает обороты: на химическую переработку поступает всего 5% добываемого газа, в то время как в США – до 70%, при этом широко и разнообразно используются все сопутствующие метану газы – этан, пропан и бутан.

Отчасти это связано с тем, что в нашей стране до недавнего времени более 70% добываемого газа составлял «сухой» газ сеноманских залежей крупных месторождений Западной Сибири, содержащий преимущественно метан.

Сегодня начата добыча газа валанжинских и ачимовских залежей, который отличается значительным содержанием этана, пропана, бутана и газового конденсата, то есть сырьевая база по выработке этана значительно расширена. Однако мощности по переработке газа валанжинских и ачимовских

залежей с целью извлечения ценного сырья для нефтегазохимической отрасли до настоящего времени не созданы. Поэтому этан, а также другие ценные составляющие газа – пропан и бутан – до настоящего времени в основном реализуются в составе и по цене природного газа.

Такая ситуация равнозначна сжиганию денег, и это тем более недопустимо, что с поставками природного газа за границу уходит ценное сырье, которое рачительным бизнесом извлекается из общего объема природного газа и перерабатывается в продукцию с высокой маржой.

Надежда на кластеры

В Плане развития газо- и нефтехимии в России на период до 2030 г. определено шесть ключевых кластеров, в рамках которых должны решаться задачи по созданию конкурентоспособных производств, развитию инфраструктуры и росту спроса на нефтегазохимическую продукцию.

Зададимся вопросом: А в какой мере обеспечены основными видами углеводородного сырья эти нефтегазохимические кластеры?

Этан в полном объеме производится и потребляется в Волжском нефтехимическом кластере. Производителями этана являются ООО «Газпром добыча Оренбург», Управление «Татнефтегазпереработка» ПАО «Татнефть» и газоперерабатывающие предприятия ПАО «НК «Роснефть». Основным потребителем этана традиционно является ПАО «Казаньоргсинтез», получающее это сырье от ООО «Газпром добыча Оренбург» и Управление «Татнефтегазпереработка» ПАО «Татнефть».

СУГ производятся во всех нефтехимических кластерах, но около 90% из них – в двух кластерах – в Западно-Сибирском и Волжском. В качестве сырья для нефтехимии СУГ используется только в четырех кластерах из шести: Волжском, Западно-Сибирском, Каспийском, Восточно-Сибирском.

Основными потребителями СУГ с совокупной долей более 90% также являются Волжский и Западно-Сибирский кластеры. Потребителями СУГ в Западно-Сибирском кластере являются предприятия ПАО «СИБУР Холдинг» и АО «ГК «Титан».

Производства нафты расположены во всех шести кластерах, из них самым крупным производителем является Волжский кластер – порядка 1/3 общего объема выпуска. Волжский кластер, в котором сосредоточен крупнейший производственный потенциал нефтехимии, доминирует и в потреблении нафты; его доля в общем нефтехимическом потреблении нафты превышает 60%, при этом основным потребителем является ПАО «Нижнекамскнефтехим».

Скрытый дефицит

На первый взгляд, может показаться, что нефтегазовая промышленность в достаточной степени обеспечивает потребности химического комплекса в углеводородном сырье.

Однако комплексной проблемой нефтегазовой отрасли в области обеспечения химического комплекса УВС остается дефицит и низкий уровень монетизации ЛУВС, (прежде всего – этана, пропана, бутана), а также отдельных фракций нефтегазопереработки. В частности, химикам не хватает некоторых бутиленсодержащих фракций. За последние три года объемы выпуска бутан-бутиленовой фракции (ББФ) составили немногим более 2 млн т в год, из них порядка 75% используют ее в низкоценовом производстве присадок для автомобильного топлива, повышающих октановое число. В то же время предприятия нефтехимической промышленности остро нуждаются в ББФ и вынуждены закупать ее за рубежом для производства продукции с высокой добавленной стоимостью – алкилатов, бутилена, бутиленсодержащих каучуков.

ФАКТЫ

5%
добываемого в России газа поставляется на химические предприятия для переработки, в то время как в США – до 70%

2
МЛН Т В ГОД
составил объем выпуска ББФ за последние три года

Взгляд в будущее

Минэнерго России реализует План развития газо- и нефтехимии на период до 2030 года и активно сотрудничает с Минпромторгом России в вопросах развития производства нефтегазохимического сырья для выпуска продукции крупно-, средне- и малотоннажной химии.

С вводом крупнейших мощностей по выпуску полиэтилена и полипропилена производство крупнотоннажных полимеров в 2020 году достигло 6,9 млн тонн, что на 25,5% превысило уровень 2019 года и создало предпосылки для развития пластпереработки, многие годы являющейся «ахиллесовой пятой» импорта химической продукции (в 2020 году на закупку изделий из пластмасс затрачено 5,3 млрд долларов США, или 23,4% валютных затрат на импорт химической и нефтехимической продукции).

В ближайшее десятилетие прогнозируется увеличение годовых объемов производства всех видов углеводородного сырья на 46% относительно 2020 года, в том числе производство этана должно вырасти более чем в 10 раз, а производство СУГ – на 47%, производство нафты – на 22%. При этом существенно изменится структура производства углеводородного сырья: доля этана увеличится с 1,6% в 2020 г. до 11,5%, а доля нафты будет сокращаться с 60% в 2020 г. до 50% к 2030 г.

К 2030 г. в нефтегазохимическое производство будет поступать до 42% выпуска УВС, то есть в ближайшие 10 лет для дальнейшей переработки дополнительно поступит 14,4 млн т УВС, в том числе 4,4 млн т нафты, 3,2 млн т СУГ и почти 7,0 млн т этана (табл. 1). При этом реализация ряда проектов, таких как ООО «Запсибнефтехим», ООО «Балтийский газохимический комплекс», ООО «Амурский газохимический комплекс», ООО «Новоуренгойский газохимический комплекс» и других направлена не только на расширение производства углеводородного сырья, но также на решение проблемы его более полного и комплексного использования (утилизация попутных нефтяных газов – ПНГ, извлечение ценных компонентов и фракций из «жирного» природного газа и др.).

Для реализации прогнозных показателей Стратегии развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 года (утверждена приказом Минпромторга России и Минэнерго России от 8 апреля 2014 г. № 651/172) необходимо, чтобы коррелировались темпы изменения структуры производства углеводородного сырья с темпами производства продукции химического и нефтехимического комплекса. Недостаточная обеспеченность химиков углеводородным сырьем создает серьезную проблему с реализацией ряда запланированных инвестиционных проектов, вынуждает потребителей закупать продукцию по импорту и в конечном счете тормозит развитие российской экономики.

Еще одна существенная деталь: в Плане развития газо- и нефтехимии России отсутствуют данные о фракционном составе УВС, что не дает возможности химикам четко определить, на какое сырье можно рассчитывать для производства высокотехнологичной химической продукции.

Обеспечение отечественных потребностей в основных крупнотоннажных полимерах и синтетических каучуках не снимает проблему дефицита целого ряда других видов полимерной продукции. Среди таковой – поливинилхлорид, полистирол, полиэтилентерефталат, АБС-пластики, полиуретаны, для которых в соответствии с Планом развития газо- и нефтехимии дефицит сохранится вплоть до 2030 года.

Одним из примеров нестыковки спроса на сырье со стороны химиков и предложения со стороны производителей сырьевой продукции является полистирол. По Плану развития газо-и нефтехимии производство полистирола к 2030 году возрастет на 130% и составит 825 тыс. т, в то время как в Стратегии развития химического и нефтехимического комплекса прирост спроса на полистирол по реалистичному сценарию прогнозируется на уровне 182% и составит 1151 тыс. т, то есть дефицит этого вида пластика, широко используемого в секторе упаковки, составит 326 тыс. т и за счет импорта будет удовлетворяться почти 30% потребностей в нем.

В условиях сохранения дефицита вышеупомянутых видов полимеров химикам сложно планировать объемы производства изделий из пластмасс и вполне вероятен сценарий продолжения миллиардных затрат на их импорт.

Резюмируя вышеприведенное, важно отметить, что для решения проблем обеспечения химического и нефтехимического комплекса высококачественным и разнообразным сырьем требуется заинтересованность и координация деятельности всех звеньев сырьевой цепочки – от недропользователей, добывающих углеводороднон сырье, до его потребителей, то есть предприятий газохимической, нефтехимической и химической промышленности, реализующих новые проекты по созданию мощностей по производству высокотехнологичной продукции высоких переделов.

На мой взгляд, для этого перспективные показатели Плана развития газо- и нефтехимии на период до 2030 года и Стратегии развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 года должны быть уточнены и сбалансированы с учетом прогнозных объемов поставок углеводородного сырья и объемов ожидаемого спроса со стороны его потребителей. Особой задачей должно стать недопущение «утечки», то есть экспорта, углеводородного сырья в ущерб потребностям отечественных переработчиков и, как следствие, – недополучение возможной прибыли.

Переработка углеводородного сырья – показатель научно-технического развития любого государства и драйвер инновационного развития экономики, что на практике демонстрируют многие страны мира. ●

ТАБЛИЦА 1. Прогнозная оценка объемов производства углеводородного сырья в 2020–2030 гг., тыс. т

	2020 г.	2024 г.	2030 г.
Производство УВС, всего	**45 740**	**61 746**	**66 926**
Этан	740	2282	7646
СУГ	17 500	24 520	25 816
Нафта	27 500	34 943	33 464
Потребление УВС на нефтехимию, всего	**13 400**	**17 300**	**27 800**
Этан	740	2282	7646
СУГ	6500	7900	9700
Нафта	6100	7100	10 500
Доля использования УВС в качестве сырья в нефтехимии,%	**29**	**28**	**42**
Этан	100	100	100
СУГ	37	32	38
Нафта	22	20	31

Источник: *ОАО «НИИТЭХИМ»*

ФАКТЫ

5,3
млрд долларов США
потрачено в 2020 г. на закупку изделий из пластмасс

KEYWORDS: *petrochemical complex, hydrocarbon raw materials, high-margin production, light fractions of hydrocarbons, oil and gas processing.*

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА СЕРООЧИСТКИ ГАЗОВ

УДК 665.622; 665.612

ОСНОВНОЕ КОЛИЧЕСТВО СЕРОСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ ИЗ ДОБЫВАЕМОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА УДАЛЯЕТСЯ НА ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДАХ ПЕРЕД ПОДАЧЕЙ В МАГИСТРАЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ. СОГЛАСНО ДЕЙСТВУЮЩИМ НОРМАТИВАМ, МАКСИМАЛЬНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ОСТАТОЧНОГО H_2S В НЕМ НЕ ДОЛЖНО ПРЕВЫШАТЬ 0,020 Г/М³, А МЕРКАПТАНОВОЙ СЕРЫ – 0,036 Г/М³. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНО МОДЕЛИРОВАНИЕ ДАННОГО ПРОЦЕССА, ОСУЩЕСТВЛЯЕМОГО НА ЦИНКОКСИДНЫХ ПОГЛОТИТЕЛЯХ, РАСКРЫТ МЕХАНИЗМ ХИМИЧЕСКОЙ АДСОРБЦИИ СЕРОВОДОРОДА, ВЫЯВЛЕНЫ ЛИМИТИРУЮЩИЕ ПАРАМЕТРЫ. ПОКАЗАНО, ЧТО ПРАВИЛЬНЫЙ ВЫБОР МОДЕЛИ СЕРООЧИСТКИ ПОЗВОЛИТ ПОВЫСИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ АППАРАТОВ И СТЕПЕНЬ УДАЛЕНИЯ СЕРНИСТЫХ СОЕДИНЕНИЙ ИЗ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

THE MAIN MASS OF SULFUR-CONTAINING COMPOUNDS IS REMOVED FROM THE EXTRACTED NATURAL GAS AT THE GAS PROCESSING PLANTS BEFORE IT IS TRANSFERRED TO THE MAIN PIPELINES. ACCORDING TO CURRENT STANDARDS, THE MAXIMUM CONTENT OF RESIDUAL H2S SHOULD NOT EXCEED 0.020 G/M3 AND THE CONTENT OF MERCAPTAN SULFUR SHOULD NOT EXCEED 0.035 G/M3. THE ARTICLE DEALS WITH MODELING OF THIS PROCESS PERFORMED ON THE BASIS OF ZINC OXIDE ABSORBENTS; THE MECHANISM OF CHEMICAL ADSORPTION OF HYDROGEN SULFIDE IS DESCRIBED AND THE LIMITING PARAMETERS ARE REVEALED. IT IS SHOWN THAT THE CORRECT SELECTION OF DESULFURIZATION MODEL ALLOWS INCREASING THE EFFICIENCY OF THE USED DEVICES AND DEGREE OF REMOVING SULFUR COMPOUNDS FROM THE HYDROCARBON GASES

Ключевые слова: *гсероочистка, адсорбенты, сероемкость, диффузия, моделирование, аппараты.*

Афанасьев Сергей Васильевич
начальник БРиЗОИС ПАО «Тольяттиазот», доцент по специальности «Экология», академик РАЕН, к.х.н., д.т.н.

Гартман Владимир Леонидович
ведущий научный сотрудник ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР», к.т.н.

Сернистые соединения, такие как SO_2, H_2S, COS и другие, при определенном содержании в газах представляют опасность и для окружающей среды, и в промышленности [1–3]. Тонкая сероочистка необходима не только для природного газа при использовании в традиционных химических производствах, в первую очередь каталитических, но также и для переработки возобновляемых источников сырья (таких как биогаз) и производства железа прямым восстановлением [4–7].

Моделирование процесса необходимо для прогнозирования работы узла сероочистки, как в условиях конкретного производства, так и для анализа работы новых технологических схем.

Наиболее простой и наглядной моделью рассматриваемой технологии является модель Бохарта-Хиншелвуда [4, 8, 9]. Она позволяет рассмотреть не только качественные особенности процесса, но и получать достаточно надежные прогнозы. Рассмотрим примеры ее использования для анализа поведения двухслойной загрузки поглотителя.

Моделирование двухслойного реактора

Технология приготовления поглотителей серы для тонкой сероочистки в настоящее время практически достигла своего предела с точки зрения сероемкости и скорости поглощения сернистых соединений.

Поэтому интерес представляет реактор, содержащий два слоя поглотителей серы с разными характеристиками (или два последовательных реактора, загруженных неодинаковыми адсорбентами), чтобы проверить, может ли такая комбинация увеличить время работы при фиксированном суммарном объеме загрузки.

Для моделирования выбраны два типичных поглотителя серы. Первый (Abs1, таблетированный) имеет низкую пористость (около 30 %) и, соответственно, низкий коэффициент диффузии, высокие значения насыпной плотности и сероемкости единицы объема. Его характеристики соответствуют промышленному поглотителю НИАП-02-02 производства ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР».

Второй (Abs2, экструдаты) обладает относительно высокой пористостью (около 50 %) и, соответственно, высоким коэффициентом диффузии при умеренной насыпной плотности и сероемкости. Его характеристики отвечают промышленному поглотителю НИАП-02-05 производства ООО «НИАП-КАТАЛИЗАТОР».

Проскоковые кривые были рассчитаны с использованием модели Бохарта-Хиншелвуда.

Принятые для моделирования характеристики поглотителей приведены в таблице 1.

В работах [7, 10] показано, что скорость движения фронта H_2S обратно пропорциональна сероемкости единицы объема поглотителя, а его ширина – коэффициенту диффузии сероводорода. Поэтому плотный адсорбент следует размещать в лобовом слое, а пористый после него, ниже по потоку газа.

Значение объемной скорости было выбрано типичным для промышленных установок сероочистки.

ТАБЛИЦА 1. Характеристики исследованных цинкоксидных адсорбентов

Поглотитель	Насыпная плотность, кг/л	Сероемкость единицы объема слоя P_0, кг/л	Коэффициент скорости q, м³/(кг·час)
Abs1	1,80	0,504	10
Abs2	1,23	0,394	19

В качестве предиктора использована доля fr объема лобового слоя в общей массе загруженного поглотителя, которая при постоянном диаметре аппарата соответствует соотношению длин слоев применяемых адсорбентов.

Ниже приведены уравнения модели Бохарта-Хиншелвуда и их решения для разных вариантов:

$$\frac{\partial c}{\partial t}+u\frac{\partial c}{\partial x}=-qc\left(P_0-P\right),\frac{\partial P}{\partial t}=-qc\left(P_0-P\right),$$

где

c – содержание серы в единице объема газа (кг/м³);

c_0 – мгновенное содержание серы в газе на входе (кг/м³);

P – локальная сероемкость единицы объема слоя (кг/м³);

P_0 – начальная сероемкость единицы объема слоя (кг/м³);

q – коэффициент скорости в модели Бохарта-Хиншелвуда (м³/(кг·с));

t – время (с);

u – линейная скорость газа (м/с);

x – координата вдоль потока газа (м).

Проскоковые кривые для двухслойной загрузки сравнивались с кривыми для однослойных загрузок Abs1 или Abs2, с кривыми для двухслойных загрузок, где слои Abs1 и Abs2 расположены в обратном порядке, и с кривыми для слоев, заполненных однородными смесями Abs1 и Abs2 с тем же значением fr.

Условия эксплуатации: T = 380 °C, P = 30 ати, V = 1000 ч$^{-1}$, c_0 = 10 мг/м³.

Однослойные загрузки:

Abs1: $$c=c_0\frac{\exp\left(q_1c_0t\right)}{\exp\left(q_1c_0t\right)+\exp\left(q_1P_{01}\sigma_0\right)}$$

Abs2: $$c=c_0\frac{\exp\left(q_2c_0t\right)}{\exp\left(q_2c_0t\right)+\exp\left(q_2P_{02}\sigma_0\right)}$$

Двухслойные загрузки:

– прямой порядок (2L-dir)

$$c_1=c_2\frac{\exp\left(q_1\int_0^t c_2d\tau\right)}{\exp\left(q_1\int_0^t c_2d\tau\right)+\exp\left(q_1P_{01}\sigma_1\right)},$$

$$c_2=c_0\frac{\exp\left(q_2c_0t\right)}{\exp\left(q_2c_0t\right)+\exp\left(q_2P_{02}\sigma_2\right)},$$

РИС. 1. Проскоковые кривые полной отработки

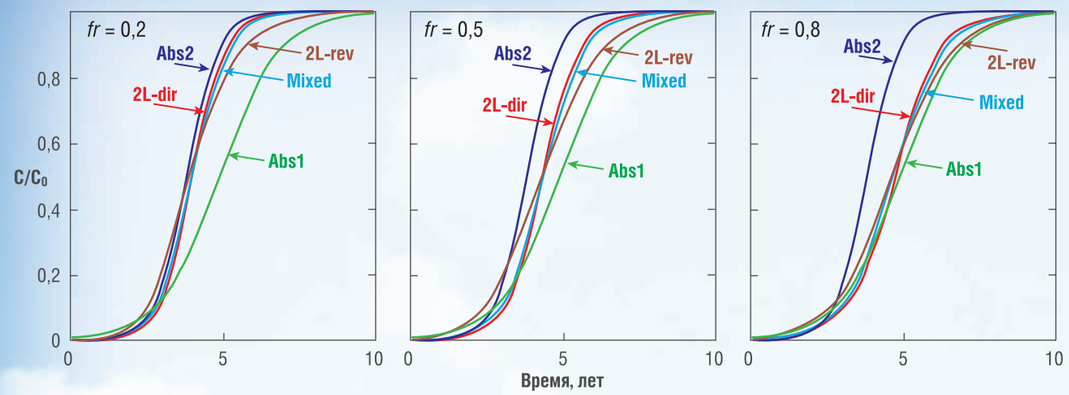
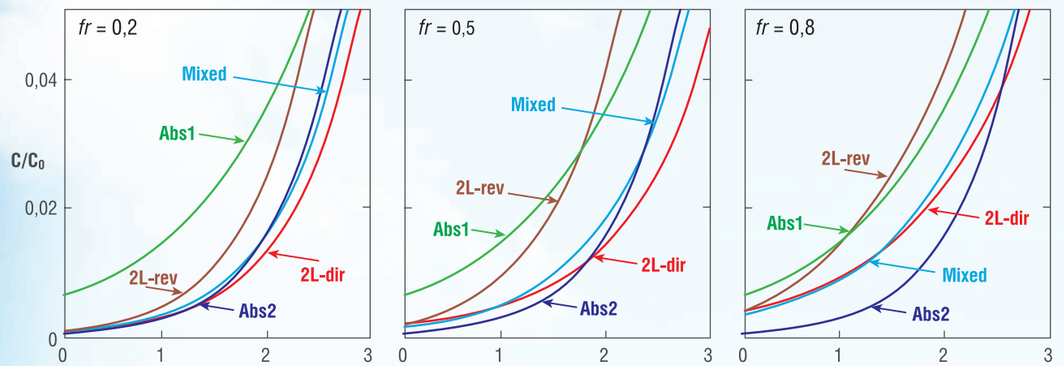


РИС. 2. Проскоковые кривые в начальной стадии пробега



– обратный порядок (2L-rev)

$$c_1 = c_2 \frac{\exp\left(q_1 \int_0^t c_2 d\tau\right)}{\exp\left(q_1 \int_0^t c_2 d\tau\right) + \exp\left(q_1 P_{01} \sigma_1\right)},$$

$$c_2 = c_0 \frac{\exp\left(q_2 c_0 t\right)}{\exp\left(q_2 c_0 t\right) + \exp\left(q_2 P_{02} \sigma_2\right)}$$

Однородная смесь (Mixed)

Для смеси поглотителей было принято:

- коэффициент скорости в слое $q_{mix} = fr \cdot q_1 + (1 - fr) \cdot q_2$;
- сероемкость единицы объема слоя $P_{0\,mix} = fr \cdot P_{01} + (1 - fr) \cdot P_{02}$,

где

c_1 – содержание серы в газе на выходе из слоя Abs1;

c_2 – содержание серы в газе на выходе из слоя Abs2;

q_1 – коэффициент скорости адсорбции Abs1;

q_2 – коэффициент скорости поглощения Abs2;

q_{mix} – коэффициент скорости в слое смеси;

P_{01} – начальная сероемкость единицы объема слоя поглотителя Abs1;

P_{02} – начальная сероемкость единицы объема слоя поглотителя Abs2;

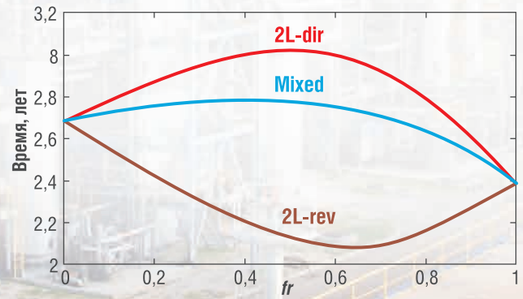
$P_{0\,mix}$ – начальная сероемкость единицы объема слоя смеси;

$\sigma_0 = L/u$; $\sigma_1 = fr \cdot \sigma_0$; $\sigma_2 = (1 - fr) \cdot \sigma_0$; L – длина слоя (м).

На рисунках 1 и 2 показаны проскоковые кривые полной отработки поглотителя в начале пробега для нескольких значений параметра fr.

Рисунок 3 иллюстрирует сравнение пробегов загрузок 2L-dir, 2L-rev и Mixed до проскока 0,5 мг/м³ серы на выходе в полном диапазоне значений параметра fr.

РИС. 3. Сравнение пробегов до проскока 0,5 мг/м³ серы на выходе



Наиболее интересные эффекты имеют место примерно в первой половине периода полной отработки сероемкости слоя (далее обозначаемой как «начальная стадия пробега»), когда наблюдаются, в основном, высокие значения степени очистки.

Основные качественные результаты моделирования следующие:

1. Максимальное время пробега до проскока имеет место при равных длинах слоев Abs1 и Abs2.
2. Степень очистки для двухслойной загрузки с предлагаемым порядком слоев выше, чем для однослойной загрузки Abs1 в начальной стадии пробега.
3. Степень очистки для однослойной загрузки Abs2 выше, чем для двухслойной загрузки с предлагаемым порядком слоев, в самом начале пробега (при очень высоких значениях степени очистки). Двухслойная загрузка работает лучше в остальной части начальной стадии пробега.
4. Степень очистки для двухслойной загрузки с предлагаемым порядком слоев на начальной стадии пробега лучше, чем для обратного порядка.

Использованный здесь подход позволяет получить количественные результаты для конкретных конфигураций и условий процесса. Он может быть легко распространен на более сложные конфигурации [11].

С другой стороны, авторы модели Бохарта-Хиншелвуда показали ее применимость и для других процессов необратимой адсорбции, широко используемых в процессах очистки газов. Поэтому полученные результаты могут быть применимы и к ним.

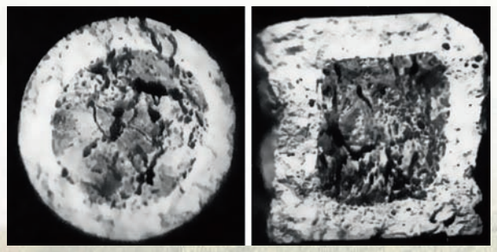
Моделирование с учетом процессов в грануле адсорбента

Для более точного анализа и прогноза сероочистки рассмотрен процесс на зерне поглотителя с учетом внутренней диффузии сероводорода в порах.

Визуализация фронта осернения единичной гранулы

Исследуемая гранула раскалывается по выбранному сечению, обрабатывается концентрированной соляной кислотой и обсушивается фильтровальной бумагой. После этого внутри сечения появляется резко очерченная темная область, в общем повторяющая его форму (рис. 4).

РИС. 4. Обработанные гранулы поглотителя ГИАП-10ф, выгруженного из II ступени сероочистки, расколотые по различным сечениям: а – поперечному, б – продольному



Обработанные гранулы рассматривались на микроскопе МИН-8 в отраженном свете.

Рентгенофазовый анализ зависимости содержания серы в грануле от положения границы адсорбционных зон подтвердил характер их расположения в отношении содержания сульфида цинка. Факт наличия четкой границы осерненной и неосерненной областей в грануле лежит в основе применения при моделировании этого процесса модели «сжимающегося ядра» [10].

Подобный подход позволяет определить мгновенную локальную скорость реакции при различных ограничениях, налагаемых механизмами управления процессом. В [7] детально рассмотрена модель реактора идеального вытеснения в процессе удаления серы слоем оксида цинка. Было показано, что система дифференциальных уравнений приводится к двум интегральным и одному алгебраическому уравнению. Там же приведено аналитическое выражение для ситуации, когда процесс лимитируется диффузией в порах прореагировавшей оболочки гранулы поглотителя и реакцией вместе с диффузией в объеме непрореагировавшего ядра.

Рассмотрим четыре модели реактора идеального вытеснения, которые различаются лимитирующими стадиями процессов и применяемым математическим аппаратом.

Использование удельной экспозиции E_{sp} позволяет повысить надежность интерпретации результатов.

Модель 1

Диффузия серосодержащей примеси через отработанную внешнюю оболочку реагирующей гранулы рассматривается как лимитирующая стадия процесса. Поглотитель в слое характеризуется двумя параметрами: сероемкостью P_0 и характерным временем диффузии τ_D.

Хорошо известно выражение для локальной скорости поглощения w_b:

$$w_b = \frac{c_0}{\tau_S} \nu \varphi_1(\eta),\ \varphi_1(\eta) = 0{,}5\left(\eta^{-1/3} - 1\right)^{-1},\ \tau_S = \tau_D,$$

где

c_0 – содержание примеси в единице объема газа на входе в слой, кг/м³,

$\nu = c/c_0$ – безразмерное содержание примеси,

$\eta = P/P_0$ – безразмерная сероемкость единицы объема слоя,

P – локальное значение сероемкости единицы объема слоя, кг/м³,

P_0 – начальное значение сероемкости единицы объема слоя, кг/м³,

$$\tau_D = \frac{R^2}{6(1-\varepsilon)D_S^*},\ \text{с},$$

R – радиус гранулы, м,

ε – порозность слоя

D_S^* – коэффициент диффузии примеси во внешнем слое гранулы, м²/с.

Используя опубликованные результаты [7], нами предложена следующая модель поведения адсорбента. При протекании реакции во фронтальном слое ($\eta_0 > 0$),

$$E_{sp}=\tau_S T_1(\eta_0),\ \tau_{ac}=\tau_S\left[I(\eta)-I(\eta_0)\right],\ \eta=\left[1-\nu(1-\eta_0)\right],$$

$$T_1(x)=1-3x^{2/3}+2x,$$

$$I(x)=3\ln\left(1+x^{1/3}+x^{2/3}\right)-2\sqrt{3}\left(\operatorname{arctg}\frac{1+2x^{1/3}}{\sqrt{3}}-\frac{\pi}{6}\right),$$

где

η_0 – значение η в лобовом слое поглотителя,

$\tau_{ac}=V^{-1}$ – среднее время контакта, с.

Время полного осернения лобового слоя имеет определенные значения и соответствует значению $E_{sp}=\tau_S$ [12].

При данном условии $E_{sp}=\tau_{ac}+\tau_S\left[1-I(1-\nu)\right]$.

Так называемое «статическое время полного осернения», которое часто используется для грубой оценки времени пробега, соответствует $E_{sp}=\tau_{ac}$.

В начале процесса на выходе из слоя $\nu = 0$. После достижения момента, соответствующего $E_{sp}=\tau_{ac}+\tau_S$ (время полного осернения слоя), $\nu = 1$.

Модель 2

В качестве лимитирующей рассматривается химическая реакция на поверхности непрореагировавшего ядра, а не диффузия примеси через отработанную внешнюю зону реагирующей гранулы. Она описывается уравнением первого порядка по отношению примеси в газе, и ее полная скорость пропорциональна площади раздела зон. Поглотитель в слое характеризуется двумя параметрами: сероемкостью P_0 и характерным кинетическим временем τ_K.

Хорошо известно выражение для локальной скорости поглощения w_b:

$$w_b=\frac{c_0}{\tau_S}\nu\varphi_2(\eta),\ \varphi_2(\eta)=3\eta^{2/3},\ \tau_S=\tau_K,$$

$$\tau_K=\frac{R}{(1-\varepsilon)K},\ \text{с}$$

$K=\sqrt{kD_O}$ – коэффициент скорости на единицу площади поверхности непрореагировавшего ядра, м/с;

k – коэффициент скорости на единицу объема непрореагировавшего ядра, с$^{-1}$;

D_O^* – коэффициент диффузии примеси в непрореагировавшем ядре гранулы, м^2/с.

Использование результатов, приведенных в работе [7], позволило предложить следующую модель поведения адсорбирующего слоя. Если во фронтальном сегменте реакция еще не завершилась ($\eta_0 > 0$), то

$$E_{sp}=\tau_S T_2(\eta_0),\ \tau_{ac}=\tau_S\left[F(\eta)-F(\eta_0)\right],$$

$$\eta=\left[1-\nu(1-\eta_0)\right],\ T_2(x)=1-x^{1/3},$$

$$F(x)=\frac{1}{2}\ln\frac{(1-x)^{1/3}}{1-x^{1/3}}+\frac{1}{\sqrt{3}}\left(\operatorname{arctg}\frac{1+2x^{1/3}}{\sqrt{3}}-\frac{\pi}{6}\right).$$

Время полного осернения лобового слоя соответствует $E_{sp}=\tau_S$. При этом условии

$$E_{sp}=\tau_{ac}+\tau_S\left[1-F(1-\nu)\right].$$

В начальной стадии сероочистки ($t = 0$), $\nu=\exp\left(-3\frac{\tau_{ac}}{\tau_K}\right)$ (минимально возможное значение проскока) на выходе из слоя. После момента, соответствующего $E_{sp}=\tau_{ac}+\tau_S$ (время полного осернения слоя), $\nu = 1$.

Модель 3

И диффузия, и химическая реакция на поверхности непрореагировавшего ядра рассматриваются как лимитирующие для скорости реакции. Здесь необходимы все три вышеупомянутых параметра поглотителя, а именно P_0, τ_D и τ_K.

Выражение для локальной скорости реакции описывается уравнением

$$w_b=\frac{c_0}{\tau_S}\nu\varphi_3(\eta),\ \varphi_3(\eta)=0.5\left[\frac{\tau_D}{\tau_S}\left(\eta^{-1/3}-1\right)+\frac{1}{6}\frac{\tau_K}{\tau_S}\eta^{-2/3}\right]^{-1},$$

$$\tau_S=\tau_D+\tau_K.$$

Пока лобовой слой адсорбирует сернистые соединения ($\eta_0 > 0$),

$$E_{sp}=\tau_D T_1(\eta_0)+\tau_K T_2(\eta_0),$$

$$\tau_{ac}=\tau_D\left[I(\eta)-I(\eta_0)\right]+\tau_K\left[F(\eta)-F(\eta_0)\right],$$

$$\eta=\left[1-\nu(1-\eta_0)\right].$$

Время полной отработки лобового слоя также конечно и соответствует $E_{sp}=\tau_S$, как и в случае одиночной гранулы [12]. После наступления этого момента

$$E_{sp}=\tau_{ac}+\tau_D\left[1-I(1-\nu)\right]+\tau_K\left[1-F(1-\nu)\right].$$

Минимально возможное значение проскока такое же, как в модели 2: $\nu = 1$ после полного истощения слоя, т.е. после момента, соответствующего $E_{sp}=\tau_{ac}+\tau_S$.

Модель 4

Считается общепризнанным, что поглощение примеси происходит в объеме непрореагировавшего ядра, причем его скорость пропорциональна содержанию примеси в газе, при этом примесь переносится через поры ядра путем диффузии. Такое усложнение модели приводит к тому, что для поглотителя требуется дополнительный параметр, а именно безразмерный радиус гранулы ρ_o.

В этом случае для локальной скорости реакции получаем:

$$w_b=\frac{c_0}{\tau_S}\nu\varphi_4(\eta),$$

$$\varphi_4(\eta)=0.5\left\{\frac{\tau_D}{\tau_S}\left(\eta^{-1/3}-1\right)+\frac{\tau_K}{\tau_S}\frac{\rho_0}{6\eta^{1/3}\left[\rho_0\eta^{1/3}\operatorname{cth}(\rho_0\eta^{1/3})-1\right]}\right\}^{-1},$$

$$\tau_S=\tau_D+\tau_K.$$

Для этой модели описание поведения слоя выглядит следующим образом:

$$E_{sp}=\tau_D T_1(\eta_0)+\frac{\tau_K}{\rho_0}\left[L(\rho_0)-L(\rho_0\eta_0^{1/3})\right],$$

$$\tau_{ac}=\tau_S\int_\nu^1\frac{dz}{z\varphi_4\left[1-z(1-\eta_0)\right]},$$

$$L(x)=\ln(x\operatorname{ch}x-\operatorname{sh}x).$$

Ни одно время полной отработки не является конечным. На выходе из слоя

$$\nu(t=0)=\exp\left[-3\frac{\tau_{ac}}{\tau_K}\left(\operatorname{cth}\rho_0-\frac{1}{\rho_0}\right)\right].$$

С использованием данных [7], получаем простое выражение для средней степени конверсии твердой фазы в реакторе идеального вытеснения:

$$\overline{X}=\frac{1}{\tau_{ac}}\left[E_{sp}-\tau_S\int_\eta^1\frac{dz}{\varphi_i(z)}\right],\ i=1,2,3,4.$$

Интеграл здесь может быть выражен аналитически для всех рассматриваемых моделей.

Сравнение моделей

Чтобы подобрать «чувствительный к модели» критерий для реакций «газ-твердое», были рассчитаны временные зависимости некоторых характеристик процесса. Значения параметров слоя выбраны как типичные для реакции небольших количеств газообразного H_2S с гранулами промышленного поглотителя на основе ZnO. Для этих условий получены следующие результаты: $c_o/P_o = 7\times10^{-5}$, $\tau_D = 1{,}03$ с, $\tau_K = 0{,}55$ с, $\rho_o = 9{,}5$.

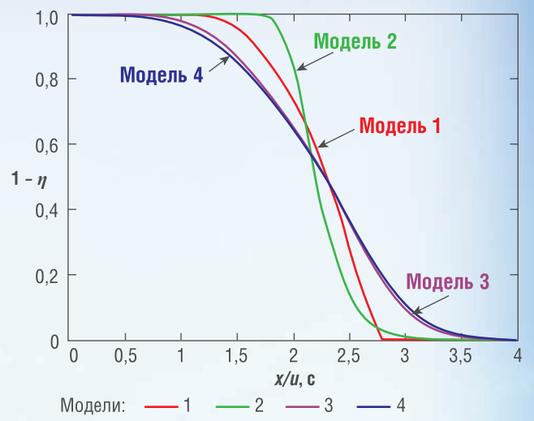
РИС. 5. Сравнение расчетных средних значений конверсии $\overline{X}$ твердой фазы в слое от времени с использованием различных моделей реакции газ–твердое для τ_{ac} = 0,5 с

На рис. 5 показана средняя степень $\overline{X}$ конверсии твердой фазы во всем слое в зависимости от времени проведения процесса. Как и в случае одиночной гранулы (в нашем случае это соответствует конверсии фронтального слоя), отсутствует существенное различие в форме этих кривых. При $\tau_{ac} > 0{,}5$ с разница становится еще меньше.

По данным [13], профили локальной степени конверсии могут использоваться для характеристики поглотителей.

На рис. 6 они представлены в виде расчетных графиков зависимости $(1 - \eta)$ от (x/u). После полной (или практически полной в случае модели 4) отработки фронтального слоя, эти профили равномерно перемещаются вглубь слоя адсорбента по направлению движения потока газа.

РИС. 6. Расчетные профили локальной степени конверсии поглотителя вдоль газового потока для τ_{ac} = 4 с в момент, соответствующий E_{sp} = 2,23 с



Таким образом, может показаться, что данные по степени конверсии твердой фазы недостаточно «чувствительны к выбранной модели».

Поэтому другая характеристика процесса, а именно, состав газа, должна быть проверена на роль доминирующего критерия.

Для выбора оптимальной модели путем расчета зависимостей содержания примесей от времени пробега для нескольких значений времен контакта были построены так называемые «проскоковые кривые». Результаты представлены на рисунках 7а–в.

В отличие от степени конверсии твердой фазы, формы «проскоковых кривых» на рис. 7а, 7б и 7в явно отличаются, особенно для моделей 1 и 2. Применительно к моделям 3 и 4 получаются близкие зависимости. Таким образом, среднее значение τ_{ac} представляется наиболее оптимальным для типичного абсорбента серы. В большинстве случаев его величина должна быть близка к значению τ_S.

РИС. 7а. Сравнение расчетных графиков зависимости ν от времени, τ_{ac} = 0,1 с для моделей 1, 2, 3, 4

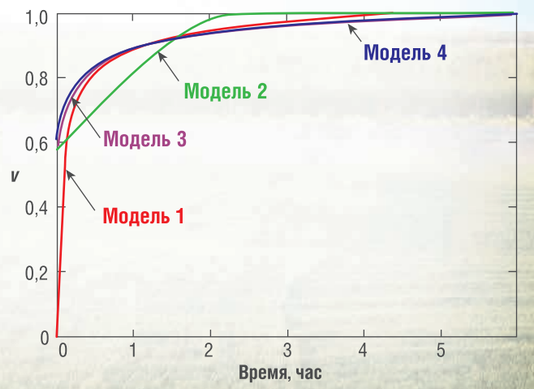


РИС. 7б. Сравнение расчетных графиков зависимости ν от времени, τ_{ac} = 0,5 с для моделей 1, 2, 3, 4

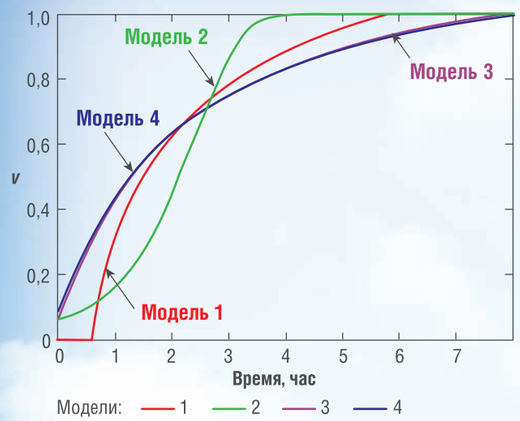
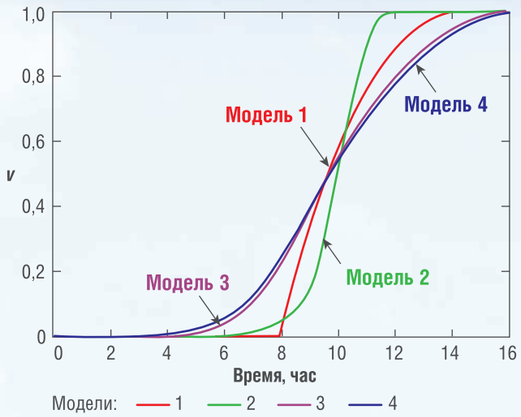


РИС. 7в. Сравнение расчетных графиков зависимости ν от времени, τ_{ac} = 2,5 с для моделей 1, 2, 3, 4



Выбор оптимальной модели

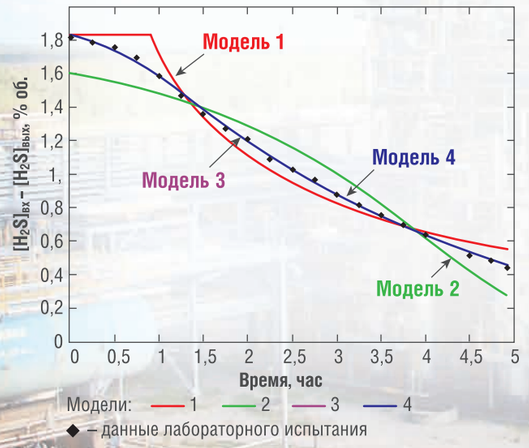
С целью оценки применимости рассмотренных моделей для описания тонкой сероочистки газов твердыми поглотителями вышеупомянутые уравнения были использованы для аппроксимации результатов лабораторных испытаний промышленного поглотителя серы на основе ZnO (условия испытаний: масса образца 1,4 г, расход газа 4,34 л/час смеси H_2 + 1,83 об.% H_2S при атмосферном давлении и 400 °C), как описано в [7].

Экспериментальные данные были получены в виде разности между содержаниями H_2S на входе и выходе из реактора в зависимости от времени осернения.

На рис. 8 приведены экспериментальные данные вместе с проскоковыми кривыми, рассчитанными для каждой модели.

Легко видеть, что модели 1 и 2 не обеспечивают надлежащего соответствия лабораторным данным.

РИС. 8. Сравнение расчетных графиков проскока, полученных аппроксимацией данных лабораторных испытаний с использованием формул для моделей 1, 2, 3, 4



Более того, формы кривых, рассчитанных по этим моделям, показывают качественные различия.

Напротив, модели 3 и 4 почти точно аппроксимируют экспериментальные данные, и кривые сливаются.

Совокупность полученных выводов и результатов убедительно свидетельствует о том, что при моделировании сероочистки следует отдать предпочтение модели 3 как наиболее достоверной. ●

Литература

1. *Каграманов Ю.А., Тупоногов В.Г., Рыжков А.Ф. Разработка глубокой очистки синтез-газов // Вестник Южно-Уральского государственного университета. 2016. Т. 16. № 4. С. 5–10.*
2. *Афанасьев С.В. Процессы и аппараты химической технологии. Учебное пособие для работников промышленных предприятий и студентов ВУЗов – Самара. Изд. Сам. научн. центра РАН. 2020. – 407 с.*
3. *Даут В.А., Гартман В.Л., Коновалов С.Я., Тарарышкин М.В., Обысов А.В., Бесков В.С., Голосман Е.З. Опыт экономичной загрузки узла сероочистки агрегата синтеза метанола // Химическая промышленность. – 2000. – № 10. – С. 507–511.*
4. *Афанасьев С.В., Садовников А.А., Гартман В.Л., Обысов А.В., Дульнев А.В. Промышленный катализ в газохимии. Монография. / Под ред. д.т.н. С.В. Афанасьева. – Самара: СНЦ РАН. 2018. –160 с.*
5. *Hartmann V. L. Gas–solid reaction modeling as applied to the fine desulfurization of gaseous feedstocks// Chem. Eng. J. – 134 (2007). – PP. 190–194.*
6. *Афанасьев С.В. Садовников А.А., Дульнев А.В., Обысов А.В., Гартман В.Л. Очистка природного газа от сернистых соединений // Neftegaz.ru. Деловой журнал. – 2018. – № 10 – С. 88–95.*
7. *Hartmann V.L., Effect of sulphur removal catalyst granules properties on the commercial-scale bed macrokinetics, Chem. Eng. J. 107 (2005). 39–43.*
8. *G.S. Bohart, E.Q. Adams, J. Am. Chem. Soc. // 1920. V. 42. N 3. P. 523.*
9. *C.J. Danby, J.G. Davoud, D.H. Everett, C.N. Hinshelwood, R.M. Lodge, J. Chem. Soc. // 1946. P. 918.*
10. *Гартман В.Л., Данциг Г.А. Особенности поглощения серы окисью цинка в промышленных условиях // Л., 1981. – Деп. в ВИНИТИ 16.06.1981. № 5251-8. – 8 с.*
11. *Гартман В.Л. Афанасьев С.В. Моделирование двухслойного реактора сероочистки // Химическая техника. Межотраслевой журнал для главных специалистов предприятий – 2018. – № 10. – С. 36–37.*
12. *O. Levenspiel, Chemical Reactor Omnibook, Oregon State University Bookstores, 2002.*
13. *M. V. Twigg, Catalyst Handbook, Wolfe Publishing Ltd., 1989.*

KEYWORDS: *hydrotreating, diesel fuel, mathematical modeling, broad fractions, pseudo-component.*

ГАЗПРОМ

АМУРСКИЙ ГПЗ

НОВЫЙ ЗАВОД ЖДЁТ ПРОФЕССИОНАЛОВ

- Один из крупнейших в мире газоперерабатывающих заводов
- Самые современные достижения в области газопереработки
- Самое современное оборудование

Присылайте резюме в отдел по подбору персонала ООО «Газпром переработка Благовещенск»

OK@AMURGPZ.RU

ГАЗПРОМ ПЕРЕРАБОТКА БЛАГОВЕЩЕНСК

www.blagoveshchensk-pererabotka.gazprom.ru/career/

ПЕРЕРАБОТКА СЕРЫ: сероуглерод

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ РАЗВИТИЕ ПРОИЗВОДСТВА СЕРОУГЛЕРОДА. ПОКАЗАНЫ ИСПОЛЬЗУЮЩИЕСЯ И СУЩЕСТВУЮЩИЕ СПОСОБЫ ПРОМЫШЛЕННОГО СИНТЕЗА СЕРОУГЛЕРОДА, РАССМОТРЕНЫ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОДУКТА, А ТАКЖЕ РАССМОТРЕНЫ РЫНКИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

THE ARTICLE DEALS WITH THE DEVELOPMENT OF CARBON SULFUR PRODUCTION. THE USED AND CURRENT WAYS OF INDUSTRIAL SYNTHESIS OF CARBON SULFUR ARE SHOWN; THE AREAS OF USING THE PRODUCT ARE EXAMINED, AS WELL AS THE MARKETS AND PROSPECTS OF USE

Ключевые слова: *газовая сера, сероуглерод, глубокая переработка серы.*

УДК 661.2

Козлов Андрей Михайлович
доцент, кафедра газохимии, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Карпов Алексей Борисович
старший преподаватель, кафедра газохимии, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Бутырская Ксения Георгиевна
ассистент, кафедра сооружения и ремонта газонефтепроводов и хранилищ, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Ханина Ольга Анатольевна
магистрант, кафедра газохимии, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Худяков Денис Сергеевич
доцент, кафедра газохимии, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

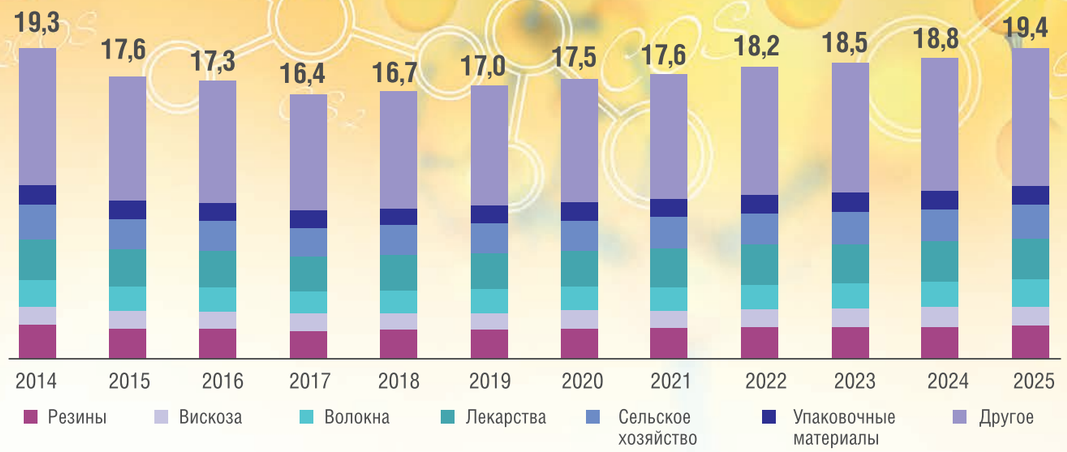
В настоящее время на российских предприятиях существуют проблемы с реализацией серы, особенно это актуально для крупных предприятий, перерабатывающих сернистый газ, например, Астраханского и Оренбургского ГПЗ. Тем не менее некоторые продукты, получаемые из серы, несмотря на изменяющиеся рынки сырья, характеризуются стабильным возрастающим мировым потреблением и возможностью экспорта.

Одним из таких веществ является сероуглерод (CS_2), который находит применение при производстве вискозы, целлофана, четыреххлористого углерода, в существенно меньших количествах – как добавка в процессе вулканизации резины, а использование сероуглерода как растворителя при экстракции жиров масел и восков по причине опасности этого соединения для человека практически прекращено. Однако из-за этого свойства для живых организмов этот продукт нашел использование для защиты свежих фруктов от насекомых и плесени при морских перевозках. На рисунке 1 представлены данные по распределению потребления сероуглерода по отраслям промышленности США с 2014 по 2025 гг. (млн долл. США).

Ограничения для широкого использования сероуглерода налагают как физические свойства сероуглерода (плотность меньше плотности воды, высокое давление насыщенных паров, малая растворимость в воде и прекрасная смешиваемость с органическими растворителями, широкие пределы взрываемости), так и опасность для человека и окружающей среды, поэтому производство сероуглерода снижается в странах Западной Европы и США при одновременном постоянстве или увеличении потребления.

За более чем два века исследования сероуглерода (впервые был получен в 1796 г.

РИС. 1. Потребление сероуглерода по отраслям в США, млн долл.



Лампадиусом, который пропускал пары серы через раскаленный древесный уголь) было предложено много различных способов производства из различного сырья, однако в промышленности получили распространение только пять: ретортный, электротермический, на основе метана (ФМК-процесс), на основе жидких нефтяных углеводородов (Теккер-процесс) и из пропилена (Прожиль-процесс). Ретортный и электротермический способы были самыми первыми, их особенности: твердый источник углерода (например, древесный уголь), простота конструкции, высокая удельная производительность на момент открытия, малое количество побочных газов. Данный способ, основанный на пропускании избытка паров серы через нагретый до 900 °С слой древесного угля, был широко распространен во многих странах, однако сейчас может быть использован только на территориях с неразвитой промышленностью из-за низкой производительности и большой доли немеханизированного ручного труда.

Основное отличие электротермического способа является пропускание электрического тока через древесный уголь для поддержания температуры реакции, тем не менее первое производство по этому способу было запущено в США в 1910 г., и, несмотря на более высокий тепловой КПД и меньший расход металла по сравнению с ретортным способом, дефицит и удорожание древесного угля, а также объективные недостатки электропечей привели к поискам новых способов и устареванию данного процесса. Новая веха в производстве сероуглерода была открыта в 1949 году в США с пуском предприятия по производству сероуглерода из природного газа и серы (способ был предложен Теккером в 1940 году). При таком непрерывном производстве использовались аппараты большой единичной мощности, а применение катализаторов позволило снизить температуры реакции до 300 °С, что сразу вывело данный способ на лидирующие позиции. Также к его преимуществам можно отнести применение тогда еще несовершенной автоматизации всех стадий производства, а проведение синтеза под давлением для повышения производительности и снижения металлоемкости аппаратов и оптимизация тепловых потоков заметно увеличили энергоэффективность и позволили снизить себестоимость продукта в два раза по сравнению с производством из древесного угля. Также следует отметить значительное увеличение газодобычи со II половины XX века, что сняло вопросы с обеспечением поставок сырья.

Учитывая широкое распространение ФМК-процесса конкурирующие фирмы разработали вариации процесса, где в качестве источника углерода использовался не природный газ, а жидкие углеводороды (газойли и мазуты), что было актуально при низких ценах на нефть и высоких на серу, однако при увеличении стоимости нефти и продуктов ее переработки актуальность таких установок стала снижаться, несмотря на меньшие расходные коэффициенты по сырью и экономическую целесообразность строительства установок как малой, так и большой единичной мощности.

Следует также рассмотреть Прожиль-процесс фирмы Прожиль СА (установки были построены во Франции и Бельгии), как напоминание о времени, когда стоимость серы была значительной. Для экономии тогда дефицитного сырья в качестве

РИС. 2. Распределение доходов от мирового рынка сероуглерода

источника углерода использовали пропилен, что в настоящее время является нецелесообразным.

Позднее был предложен еще один метод производства сероуглерода, в основе которого лежит реакция между твердым источником углерода (уголь, коксы), парами серы и кислородом для поддержания высокой температуры реакции, однако дисульфид углерода образуется и при непосредственном взаимодействии диоксида серы и углерода (пропускание диоксида серы через уголь), но данный метод не получил широкого промышленного применения. Также термодинамически возможна и интересна для ГПЗ реакция получения сероуглерода из сероводорода и природного газа, но температура в реакторе должна превышать 1400 °С, что создает значительные трудности при аппаратурном оформлении процесса.

На 2020 год объем мирового рынка сероуглерода был оценен в 134 млн долларов США и к 2025 году прогнозируется рост на 1,5–2%, что объясняется повышением спроса на целлофан для производства упаковочных материалов. На рисунке 2 показано распределение доходов от мирового рынка сероуглерода. В анализе рассматривались данные регионов Северная Америка (США, Канада), Европа (Россия, Германия, Великобритания, Испания, Италия), Азиатско-Тихоокеанский (Китай, Индия, Япония, Южная Корея, Австралия), Центральная и Южная Америка (Бразилия), Восток и Африка (ОАЭ, Саудовская Аравия).

Мировым лидером с долей около 35% в доходах рынка сероуглерода является Азиатско-Тихоокеанский регион, в котором Китай находится на первом месте в мире по потреблению сероуглерода. На Азию приходится большая часть как мирового производства, так и потребления сероуглерода.

Северная Америка в настоящее время в связи с экологическими ограничениями и опасностью для человека не производит сероуглерод и не имеет производств по его дальнейшей переработке. Они в основном импортирует химикаты и производные на основе сероуглерода из Азиатско-Тихоокеанского региона. Ранее в США были приняты меры по сокращению использования сероуглерода, последствиями которых стало значительное уменьшение потребления данного вещества, но, учитывая реалии рынка упаковочных материалов, прогнозируется увеличение использование сероуглерода в США.

На втором месте по потреблению сероуглерода находится Европа, это связано с развитием мощностей по производству полимеров. Аналогично в Северной Америке ужесточение экологических норм сдвигает синтез сероуглерода в Юго-Восточный регион, но одновременно до 2025 года ожидается рост импорта в Европейский регион.

Ключевыми кампаниями на рынке сероуглерода являются Akzo Nobel, Merck KGaA, GFS Chemical, Arkema, Avantor Performance и Shanghai Baijin Group. Также существуют мелкие предприятия, обслуживающие региональные рынки. Для большинства вышеперечисленных кампаний дисульфид углерода является промежуточным веществом для производства четыреххлористого углерода и полимеров, поэтому он является внутренним продуктом.

Следует отметить, что Россия – одна из немногих Европейских стран, сохранившая производство сероуглерода на своей территории (АО «Волжский химик», г. Волжский), для синтеза применяются сера и природный газ. С учетом ценообразования на это сырье и логистическое положение между Европой и Азиатско-Тихоокеанским регионом для России актуально развивать имеющиеся и стоить новые мощности по производству сероуглерода, что будет способствовать меньшей зависимости от нестабильного рынка серы и получению большей прибыли от реализации дорогостоящего продукта на экспорт. ●

Литература

1. *https://www.britannica.com/science/carbon-disulfide*
2. *Carbon Disulfide Market: Global Industry Analysis and Opportunity Assessment 2016–2026. – URL: https://www.futuremarketinsights.com/reports/carbon-disulfide-market*
3. *Carbon Disulfide Market Size, Share & Trends Analysis Report By Application (Rubber, Rayon, Fibre, Pharmaceuticals, Agriculture, Packaging), By Region, And Segment Forecasts, 2018–2025. – URL: https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/carbon-disulfide-market*
4. *ГОСТ 19213-73. Сероуглерод синтетический технический. Технические условия.*
5. *Alisa L Rich Carbon Disulfide (CS2) Mechanisms in Formation of Atmospheric Carbon Dioxide (CO2) Formation from Unconventional Shale Gas Extraction and Processing Operations and Global Climate Change / Alisa L Rich, Jay T Patel // Environ Health Insights. – 2015. – 9 (Suppl 1). – p. 35–39 (https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC4428389/).*
6. *Химия и технология сероуглерода / А.А. Пеликс, Б.С. Аранович, Е.А. Петров, Р.В. Котомкина. – Издательство «Химия». – 1986 г. – 224 с.*
7. *Organic Reactions of Carbon Disulfide. – URL: https://www.jstage.jst.go.jp/article/yukigoseikyokaishi1943/31/10/31_10_808/_pdf/-char/en*
8. *Carbon Disulphide, CS_2. – URL: http://sulphur.atomistry.com/carbon_disulphide.html*
9. *H. Hosseini Carbon Disulfide Production via Hydrogen Sulfide Methane Reformation / H. Hosseini, M. Javadi, M. Moghiman, and M. H. Ghodsi Rad // World Academy of Science, Engineering and Technology. – 201. – № 38. – p. 628–631/ (http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download;jsessionid=4EBF5706E2258DD65287FB504EF13BAC?doi=10.1.1.309.8291&rep=rep1&type=pdf).*

Keywords: *gas sulfur, carbon disulfide, deep processing of sulfur.*

ПЕРЕРАБОТКА СЕРЫ: сероокcид углерода

УДК 661.2

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ПРОИЗВОДСТВО И ПРИМЕНЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНОГО СЕРОСОДЕРЖАЩЕГО ВЕЩЕСТВА – СЕРООКСИДА УГЛЕРОДА (КАРБОНИЛСУЛЬФИДА). ДЕЛАЕТСЯ ВЫВОД О ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ И ПРОИЗВОДСТВА ЭТОГО ПРОДУКТА, РАССМАТРИВАЮТСЯ ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ В МИРЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ УСТАНОВОК В США

THE ARTICLE DEALS WITH PRODUCTION AND APPLICATION OF PROSPECTIVE SULFUR-CONTAINING PRODUCT – CARBON OXYSULFIDE (CARBONYL SULFIDE). THE CONCLUSION ON THE PROSPECTS OF USE AND PRODUCTION OF THIS PRODUCT IS MADE; ITS MAIN MANUFACTURERS IN THE WORLD ARE EXAMINED, AS WELL AS DISTRIBUTION OF PLANTS IN THE USA

Ключевые слова: *сера, сероокcид углерода, карбонилсульфид, малотоннажное производство, фумигант.*

Ростовцев Вадим Олегович
старший преподаватель, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Ефанова Оксана Юрьевна
старший преподаватель, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Бутырская Ксения Георгиевна
ассистент, кафедра сооружения и ремонта газонефтепроводов и хранилищ, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Ханина Ольга Анатольевна
магистрант, кафедра газохимии, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Мещерин Игорь Викторович
доцент, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

По сравнению с сероуглеродом и метионином (сероокcид углерода) карбонилсульфид не является многотоннажным продуктом, имеет узкую область применения и, как следствие, производится в небольшом количестве. Однако потребители сероокиси углерода (производители фумигантов, гербицидов, алкилкарбонатов, полимочевины, других сернистых соединений) готовы приобретать этот продукт по достаточно высоким ценам, поэтому данное вещество является интересным для возможного синтеза в России и экспорта.

Основное применение карбонилсульфида – это фумигант для сельскохозяйственных культур, а учитывая увеличение народонаселения Земли и интенсификацию сельского хозяйства, данное специфичное применение не даст просесть рынку этого малотоннажного продукта. Для сельского хозяйства необходимо иметь такой фумигант, который бы безопасно и эффективно боролся с насекомыми, однако при рассмотрении подходящих по влиянию на вредителей веществ (дибромид этана, четыреххлористый углерод, бромистый метил, оксид этилена, фосфин, этилформиат, цианоген) многие из них оказываются либо уже запрещенными, либо их применение ограничено. Поэтому после длительных поисков развитые страны обратили внимание на серосодержащие соединения, одним из которых и была газообразная сероокись углерода (COS).

В результате исследований было показано, что карбонилсульфид эффективен против термитов, жуков, мотыльков, клещей и нематод уже в малых концентрациях (не более 1,5 мг/м^3),

ТАБЛИЦА 1. Перспективные реакции получения серооксида углерода

Реакция	Примечание
$CO_2 + H_2S \rightarrow COS + H_2O$	при катализе и в печи процесса Клауса
$CO_2 + CS_2 \rightarrow 2COS$	при катализе SiO_2 и температуре около 500 °C
$SO_3 + CS_2 \rightarrow COS + SO_2 + SO$	при температуре выше 400 °C
$HSCN + H_2O \rightarrow COS + NH_3$	при H_2SO_4 и температуре 20 °C
$CO + FeS_2 \rightarrow COS + FeS$	при температурах выше 800 °C

ТАБЛИЦА 2. Перспективные реакции получения серооксида углерода

Штат	Кол-во предприятий	Область применения
Аляска	1	1, 5
Алабама	4	1, 5, 6, 10, 11
Арканзас	1	1, 3, 5, 6
Калифорния	14	1, 3, 5, 6, 10, 11
Делавэр	2	1, 3, 5, 6
Иллинойс	6	1, 3, 4, 5, 6, 10, 11
Индиана	7	1, 5
Канзас	6	1, 5, 11
Кентукки	3	1, 5
Луизиана	19	1, 3, 5, 6, 7, 10, 11
Мичиган	1	1, 5
Миннесота	3	1, 2, 3, 5, 6, 10
Миссури	1	1, 5
Миссисипи	3	1, 5, 6
Монтана	4	1, 5, 6, 10, 11
Северная Дакота	2	1, 5, 10, 11
Нью-Мексико	1	1, 5
Невада	1	1, 5
Нью-Йорк	2	1, 5
Огайо	6	1, 3, 5, 10
Оклахома	4	1, 5, 11
Пенсильвания	2	1, 5, 10
Южная Каролина	2	1, 5
Теннесси	3	1, 5, 6, 10, 11
Техас	25	1, 2, 3, 5, 6, 10, 11
Юта	3	1, 5
Вашингтон	6	1, 5, 10
Висконсин	1	1, 5
Вайоминг	2	1, 5
∑	**136**	

Область применения: 1 – производство; 2 – импорт; 3 – переработка на месте; 4 – продажа; 5 – побочный продукт; 6 – нежелательная примесь; 7 – реагент; 8 – компонент синтеза; 9 – товарный продукт; 10 – вспомогательное использование; 11 – постоянная примесь

а способность его проникновения в зерновые культуры и аэрации при одновременном отсутствии вредного влияния на всхожесть семян и низкой фитотоксичности открыли новому соединению удивительные возможности для применения на практически необъятном рынке сельского хозяйства. После этого были проведены исследования по синтезу данного вещества. Возможные промышленные методы синтеза серооксида углерода приведены в таблице 1, однако наиболее перспективными методами считаются реакции оксида углерода с парами серы в присутствии щелочных солей алюмосиликатов в качестве катализаторов и гидролиз тиоцианатов минеральными кислотами. Учитывая перспективность рынка, на сегодняшний момент основными производителями серооксида углерода уже являются ведущие мировые химические компании – Evonik Industries AG, ExxonMobil Corporation, Eastman Chemical Company, BASF, Mitsui Chemicals, DOW, Mitsui Chemicals. CSIRO Australia и BOC Group – причем даже в США сосредоточены более 100 установок (таблица 2), где выпускается карбонилсульфид разных торговых марок исходя из потребностей потребителей (сельское хозяйство или последующий синтез) в баллонах с массой до 31,8 кг с минимальной чистотой 97 %.

Таким образом, учитывая постоянное развитие сельского хозяйства и увеличение объема зерна, отправляемого на экспорт, России следует развивать это неосвоенное направление по синтезу серооксида углерода и расширять его использование. Возможность экспорта произведенного из недорогого сырья продукта, имеющего увеличивающуюся нишу на рынке, может способствовать увеличению прибыльности при переработке сероводорода и способствовать дальнейшему развитию малотоннажных установок по синтезу серосодержащих соединений. ●

Литература

1. *Wexler P., Encyclopedia of toxicology. – NY: Academic Press, 2005. – 2000 p.*
2. *Fertilizer outlook 2019–2023 // Market intelligence and agriculture services, IFA. 11–13 June 2019 – Monreal, 2019. – 14 p.*
3. *Сергеева Ю.А., Кузнецов Н.М.,Чирков А.В., Карбамид: свойства, производство, применение. – НН.: Кварц, 2015. – 544 с.*
4. *Birsa M.L., Braverman S., Charalambies Y. Science of synthesis: houben-weyl methods of molecular transformations vol. 18: four carbon-heteroatom bonds. – NY.: Thieme, 2014. – 1404 p.*
5. *Weil E. D., Sandler S. R. Sulfur compounds // Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology – 2000. – 47 p.*
6. *Paris D.N. Svoronos, Thomas J. Carbonyl sulfide: a review of Its chemistry and properties // Bruno. Industrial & Engineering Chemistry Research – 2002. – Vol. 41, № 25. P. 5321–5330.*
7. *Breysse P. N., Toxicological profile forhydrogen sulfide and carbonyl sulfide // Agency for Toxic Substances and Disease Registry (ATSDR) – 2016. – 298 p.*
8. *Global carbonyl sulphide market, competitive landscape, trends and opportunities – 2019. – 122 p.*
9. *Migues-Santyan M.P., Soler-Rodriguez F. Carbonyl Sulfide // Encyclopedia of toxicology – 2014. – 691–694 p.*
10. *Патент СССР № 1004901/23-26, 15.04.1966.*
11. *Патент СССР № 4899178, 30.01.1993.*
12. *Патент U.S. № 4007254, 9.09.1975.*

KEYWORDS: *sulfur, carbon disulfide, carbonyl sulfide, low-tonnage production, fumigant.*

ПОЛИМЕРНЫЙ БИЗНЕС РОССИИ
ЭКОНОМИКА · ТЕХНОЛОГИИ · ПЕРСПЕКТИВЫ
3–4 июня • Геленджик

Индустрия полимеров и экономика замкнутого цикла

Узнайте, как повысить прибыль предприятия при внедрении новых бизнес-моделей

- актуальная информация от ведущих экспертов о состоянии полимерного рынка в России и мире;
- способы повышения эффективности производства для сохранения вашей конкурентоспособности на внутреннем и внешнем рынках;
- новые разработки в области полимерных материалов, функциональных добавок и технологического оборудования;
- меры государственной поддержки отрасли;
- личное участие в дискуссиях и развернутые ответы экспертов на свои вопросы;
- расширение круга делового общения, профессиональных связей и партнерства в комфортной обстановке на берегу Черного моря.

Заполните форму на странице polymerforum.ru

Остались вопросы? Звоните 7-903-720-2702

Организаторы: Полимерные материалы, Российский союз химиков, ТБО отходами

Генеральный партнер: Krauss Maffei Pioneering Plastics

При поддержке: Messe Düsseldorf, Союз переработчиков пластмасс

Информационные партнеры: Экология Производства, PLASTINFO

ОСОБЕННОСТИ ДИНАМИКИ БЕРЕГОВ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОГО ПОБЕРЕЖЬЯ О. САХАЛИН

между заливами Луньский и Старый Набиль по результатам исследований 2015–2020 гг.

ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫПОЛНЕННОГО В 2015–2020 ГГ. КОМПЛЕКСНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ДИНАМИКИ БЕРЕГОВОГО УЧАСТКА О. САХАЛИН, ПРИМЫКАЮЩЕГО К ШЕЛЬФОВЫМ МЕСТОРОЖДЕНИЯМ. УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ОТКРЫТОЕ ВОЗДЕЙСТВИЮ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПОБЕРЕЖЬЕ ВО ВРЕМЯ СИЛЬНЫХ ШТОРМОВ ПОДВЕРЖЕНО ЗНАЧИТЕЛЬНЫМ ЛОКАЛЬНЫМ ДЕФОРМАЦИЯМ, КОТОРЫЕ МОГУТ ДОСТИГАТЬ 2,5 М, ЧТО НЕОБХОДИМО УЧИТЫВАТЬ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ БЕРЕГОВОГО ПРИМЫКАНИЯ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

THE RESULTS OF A COMPREHENSIVE STUDY OF THE DYNAMICS OF THE COAST OF SAKHALIN ISLAND ADJACENT TO THE OFFSHORE FIELDS, WHICH WAS CARRIED OUT IN 2015-2020, ARE PRESENTED. IT IS ESTABLISHED THAT THE COAST IS EXPOSED TO EXTREME HYDRODYNAMIC PROCESSES AND IS SUBJECT TO SIGNIFICANT LOCAL DEFORMATIONS UP TO 2.5 M DURING STRONG STORMS, WHICH MUST BE TAKEN INTO ACCOUNT WHEN DESIGNING THE SHORE APPROACH OF OFFSHORE PIPELINES

Ключевые слова: *северо-восточное побережье о. Сахалин, динамика побережья, береговое примыкание трубопровода, участки размыва, профиль пляжа, аккумуляция.*

УДК 551; 621.644

Онищенко Дмитрий Арсеньевич
начальник лаборатории геотехники морских сооружений и инженерных изысканий, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к.ф.-м.н.

Петренко Вадим Евгеньевич
начальник Управления Департамента ПАО «Газпром», к.т.н.

Рева Юрий Анатольевич
ООО «Эко-Система Ин», ведущий научный сотрудник, к.г.н.

Цвецинский Александр Станиславович
заместитель генерального директора, ООО «Эко-Система Ин», к.г.н.

Архипов Василий Владимирович
ФГБУ «ГОИН», заместитель начальника отдела морских и водохозяйственных прикладных исследований и изысканий

Исследуемый участок побережья Охотского моря между заливами Старый Набиль и Луньский представляет большой интерес в связи с освоением месторождений природных ископаемых на прилегающем шельфе о. Сахалин. В районе участка располагаются действующие трубопроводы Лунского и Киринского месторождений и трассы проектируемых трубопроводов к новым месторождениям [1]. Безопасность трубопроводов во многом определяется интенсивностью литодинамических процессов и адекватной оценкой величин возможных деформаций береговой зоны.

Для защиты морских трубопроводов от воздействия гидродинамических и ледово-экзарационных процессов в общем случае предусматривается заглубление трубопровода на определенную глубину. Например, в российских нормативно-технических документах, относящихся к проектированию морских трубопроводов, обычно устанавливается требование по заглублению (глубине заложения трубопровода) не менее 1 м от расчетного (минимального) положения морского дна, включая участок выхода на берег [2, 3].

Отметим, что при этом существует неопределенность в понятии расчетного положения морского дна. Например, в своде правил [2] (применяется в целях Технического регламента о безопасности зданий и сооружений) говорится о «предельной границе деформации морского дна», но не определено понятие «предельной границы». В документе ФАУ «Российский морской регистр судоходства» [3] величина заглубления отсчитывается от уровня «максимально возможной глубины размытого грунта» или «максимальной глубины борозды экзарации», но отсутствует характеристика термина «максимальный» (очевидно, что здесь существенное значение имеет рассматриваемый временной интервал, который в проектировании традиционно используется в виде периода повторяемости при назначении нормативных/расчетных значений нагрузок).

Интересно отметить, что, например, в нормативных документах США по шельфу [4] применительно к акватории Мексиканского залива (где находятся в эксплуатации более двух тысяч добычных платформ) установлено требование для трубопроводов, проходящих по акватории на глубине моря 4,6 м и менее, иметь заглубление относительно естественного дна моря не менее 0,91 м (3 фута), а на больших глубинах – на 0,76 м (2,5 фута). При этом содержится комментарий, что уровень естественного дна моря должен быть определен на основе обоснованного и общепризнанного опыта (“as determined by recognized and generally accepted practices” [4]), что, конечно, также несет в себе значительный фактор неопределенности.

В любом случае, принимая во внимание, что в зоне берегового примыкания будущих трубопроводов практически всегда вследствие штормовой активности наблюдаются деформации морского дна различной интенсивности и периодичности, корректная оценка экстремальных значений вертикальных деформаций морского дна имеет важное значение с точки зрения надежности эксплуатации проектируемых трубопроводов. Ниже приводятся результаты изучения данного вопроса для участка восточного побережья о. Сахалин.

Общая характеристика динамики побережья

В последнее время наблюдается тенденция усиления размыва берегов о. Сахалин вследствие гидродинамической активности в регионе [5]. Этому способствуют экстремальные штормовые условия, которые наблюдались последние годы в связи с происходящими климатическими изменениями [6, 7]. Северо-восточное побережье острова, открытое воздействию экстремальных гидродинамических процессов, в районе исследований также подвержено значительным деформациям во время сильных штормов. При этом участки с выраженным размывом берега чередуются с участками стабильного состояния.

В статье уточняются особенности морфолитодинамики береговой зоны рассматриваемого участка побережья с учетом материалов комплексных исследований в 2015–2020 гг., которые включают анализ спутниковых снимков, данные аэрофотосъемок и инструментальные измерения в центральной части участка на полигоне детальных исследований, а также делается попытка выявить связи морфолитодинамических характеристик с гидрометеорологическими процессами в прибрежной зоне.

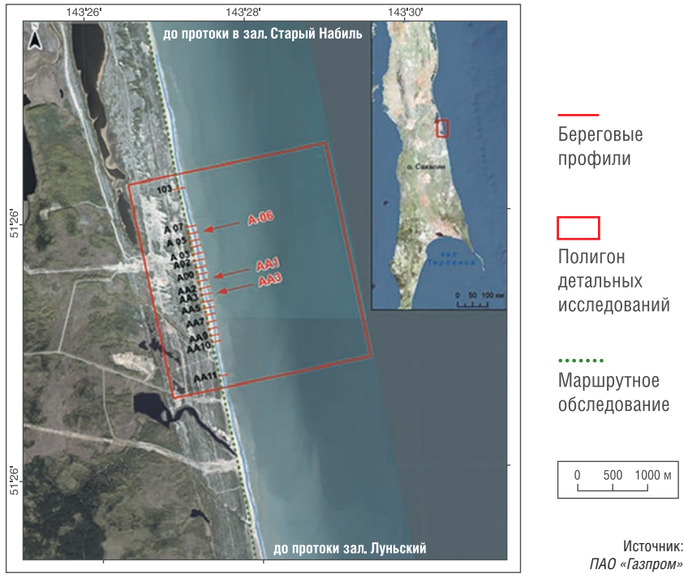
Экспедиции проводились осенью и в начале лета, чтобы зафиксировать изменения, произошедшие в холодный и теплый сезоны. В ходе экспедиций выполнялись маршрутные обследования состояния берегового участка, нивелирование профилей берега в створах полигона детальных исследований (ПДИ), аэрофотосъемка берегового участка в 2019–2020 гг., промеры на прибрежном участке, определение гранулометрического состава донных и пляжевых отложений. В осенний период 2015 г. и в летний период 2018 и 2019 гг. также проводилось измерение гидрологических параметров на прибрежных автономных гидрологических станциях. Были проанализированы космические снимки высокого разрешения, которые позволили оценить смещение береговой линии и границы растительности. Район работ и створы ПДИ показаны на рисунке 1 (ПДИ, где проводились инструментальные измерения, выделен контуром красного цвета).

Использование комплексного подхода при исследовании динамики береговой зоны позволило рассмотреть воздействие разных факторов на возникновение экстремальных деформаций, в том числе вызванных антропогенными причинами. При выполнении работ использовались стандартные методики наблюдений, геодезические измерения осуществлялись с использованием ГНСС приемников геодезического класса, аэрофотосъемки проводились с применением квадрокоптера и геодезической привязкой опорных точек на местности. Для гидрологических наблюдений на глубине 9 и 15 м были установлены донные гидрологические станции с измерителями скорости течений, параметров волнения, колебаний уровня, температуры и солености морской воды.

Наблюдения 2015–2020 гг. в целом подтвердили ранее полученные результаты [5, 8, 9], что состояние побережья в районе исследований можно считать относительно стабильным – береговой уступ за период наблюдений на большей части побережья не изменил своего положения. В местах сильного размыва отступание уступа не превысило 2 м/год, что совпадает с оценками [5]. Об аккумулятивной тенденции берегового рельефа свидетельствуют сформированные на многих участках современные низкие морские террасы, причлененные к уступу и покрытые растительностью.

Вместе с тем исследования показали, что динамика побережья в районе исследований

РИС. 1. Район полевых работ в 2015–2020 гг. и схема расположения створов ПДИ. Стрелками отмечены упоминаемые в тексте створы



Источник: *ПАО «Газпром»*

характеризуется пространственной неоднородностью – участки с преобладанием размыва чередуются с зонами относительно стабильного состояния. Чередование участков с разной литодинамической активностью побережья хорошо прослеживается по данным обработки космических снимков высокого разрешения за период 2015–2019 гг. с пространственным разрешением 0,5 м/пиксель (рисунок 2). Положение и плановые деформации береговой линии и границы растительности определялось по системе морфолитодинамических створов, разбитых через 100 м.

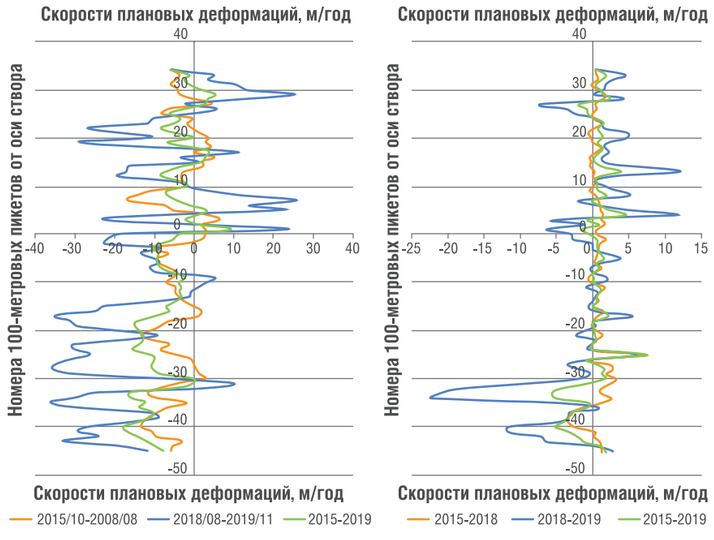
Результаты обработки космических снимков показывают, что береговая линия исследуемого участка подвижна и в большей степени подвержена размыву, зона уступа – более стабильна и здесь преобладают процессы аккумуляции. Вдоль побережья можно выделить пространственные волны большого масштаба 800–1200 м и более мелкие волны длиной 400–600 м.

Чередование участков с разной интенсивностью деформационных процессов с пространственными масштабами до 1300 м связано с характерной для побережья Сахалина мегафестонной структурой побережья – ритмическим повторением форм берегового рельефа, которое выражается в расширении и сужении зоны пляжа [5,10].

Мегафестоны достаточно отчетливо видны на космических снимках как участки сужения и расширения пляжей, а также были отмечены визуально при полевых обследованиях. Южнее ПДИ выявлено 16 мегафестонов длиной от 165 до 1106 м, средняя их длина составила 411 м. В пределах ПДИ средняя длина мегафестонов больше и составляет 675 м, при диапазоне от 375 до 835 м. Наибольшая длина мегафестонов наблюдается севернее ПДИ: средняя 1566 м, при диапазоне1263–1685 м.

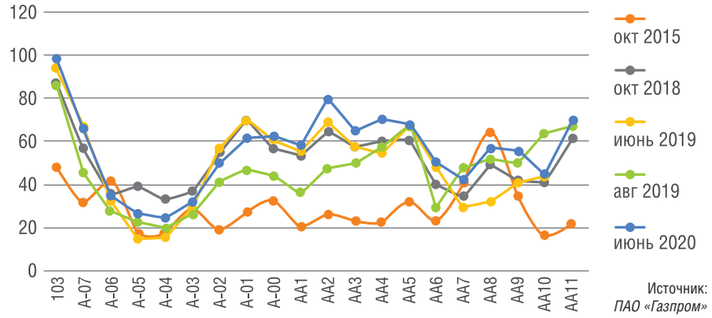
Сочетание участков берега с расширением и сужением пляжа, по мнению некоторых авторов (см., например, [11]), порождает неравномерное распределение волногасящих параметров вдоль берега и, как правило, приводит к абразии в районах сужений пляжевой зоны и аккумуляции в районе мысов. Берег сложен неконсолидированными горными породами – песками разной крупности, зоны отступания берегового уступа за прошедший период были отмечены на локальных участках. По свежим отсевшим блокам почвенно-растительного покрова с подстилающим их грунтом можно сказать, что величина отступания за прошедший год во многих местах размыва берега достигала не менее 0,8–1,2 м. В отдельных точках средние скорости отступания берега за прошедшие несколько лет составили 1,8–2,0 м/год. О наличии в прошлом сильных штормов указывает факт заброски крупных стволов деревьев (плавник) на удаление 50–170 м от берегового

РИС. 2. Плановые деформации береговой линии (а) и границы растительности (б) за период 2015–2019 гг. по спутниковым данным



Источник: *ПАО «Газпром»*

РИС. 3. Запас песка активного пляжа на ПДИ в разные сезоны



Источник: *ПАО «Газпром»*

уступа на поверхность пониженных участков низкой террасы – зачастую это ложбины в межгрядовых пространствах дюн. На северном участке района исследований наиболее сильное разрушение берега наблюдается на расстоянии 1 км от ПДИ (район дюны Подкова). Здесь наблюдается размыв берега со скоростью 1,8–2,0 м/год. На южном фланге в целом разрушения сильнее, наиболее сильному размыву подвержен самый южный участок, примыкающий к протоке в Луньский залив.

Обращает на себя внимание усиление размыва в 2018–2019 гг. в сравнении с 2015–2018 гг., особенно в южной части полигона (к югу от действующего трубопровода). Предположительно, помимо усиления штормовой активности (общее усиление размыва на всем полигоне), данная особенность (усиление размыва именно в южной части полигона) может быть связана с перехватом вдольберегового потока наносов траншеями, которые были выработаны на подводном береговом склоне в ходе дноуглубительных работ во время строительства действующего трубопровода.

В работе [5] высказано мнение, что система областей размыва на участке действующего трубопровода сложилась в результате строительства кофердама и не изменилась после его демонтажа. В ходе исследований была отмечена устойчивость мегафестонной структуры на этом участке в течение 2015–2020 гг. В районе ПДИ хорошо выделяются область с широким пляжем в центральной части полигона и две области с сужением пляжа на расстоянии 400–600 м к северу (створы A03–A06) и югу (створы AA6–A9) от центра полигона (рисунок 1). На границах ПДИ хорошо выражены фрагменты пляжевых выступов. За период наблюдений при средней ширине пляжа 37 м наибольшие значения достигали 70 м, минимальные – 15 м. Мегафестонная структура в районе исследований характеризуется относительным постоянством. В периоды сильного штормового волнения отдельные выступы мегафестонов размываются, однако в последующем они восстанавливаются.

Наличие на исследуемом участке побережья квазиритмических форм может быть связано с влиянием захваченных краевых волн, которые называют в качестве причины образования фестонов [5, 10]. В ходе измерения волнения на АГС на прибрежном участке ПДИ в летний период 2019 г. получено экспериментальное подтверждение существования краевых волн на изучаемом участке побережья и выполнена оценка их волновых характеристик. В течение двух месяцев два волнографа были расположены вдоль берега на глубинах около 9 м, третий – по нормали к ним на глубине 15 м. Оценивались когерентности и фазовые сдвиги волновых регистраций приборов, которые позволяют оценить характеристики волн. Измерения показали, что краевые волны присутствуют постоянно при различной интенсивности волнения и при различных направлениях подхода ветровых волн. Диапазоны периодов и скорости распространения захваченных длинных волн характеризовались значительной изменчивостью. Чаще всего фиксировались короткие краевые волны с длинами около 40–50 м и 80–100 м, а также волны сравнительно крупного масштаба, около 1 км. Последние сравнимы с размерами береговых мегафестонов.

Особенности берегов в районе полигона детальных исследований

В пределах ПДИ были выполнены детальные инструментальные измерения на береговом и прибрежном участках акватории. Измерения профилей пляжа позволили оценить запас песка на метр ширины пляжа. Эта величина характеризует ширину и мощность пляжа. По данным измерений профилей пляжа, запас песка в створах ПДИ значительно изменяется как во времени, так и от створа к створу (рисунок 3). Среднее значение объема песка в пределах ПДИ с сентября 2015 по июнь 2020 гг. составило более 127 тыс. м^3. Наименьший запас отмечен в октябре 2015 г. после двукратного воздействия экстраординарных штормов редкой повторяемости, в результате которых объем песка в теле пляжа сократился до 64 % от среднего значения. Наибольший запас песка отмечен в августе 2019 г. – порядка 120 % от среднего. В 2018 г. пляж полностью восстановился от воздействия мощнейших штормов октября 2015 г.

В июне 2019 г. запасы песка были на уровне средних значений, а к июню 2020 г. практически на всех профилях запас сократился в среднем на 16 % по сравнению с августом 2019 г. При этом на северном участке размыва (створы A-03–A-06) запасы песка сократились до значений октября 2015 г. Предположительно, это связано с воздействием на берег сильного продолжительного шторма в начале декабря 2019 г.

В пределах ПДИ минимальные запасы песка (15–20 куб. м/м) зафиксированы на участках с наименьшей шириной пляжа на севере и юге ПДИ, а максимальная изменчивость запасов наблюдается в центральной части полигона, где ширина пляжа наибольшая и запасы песка достигают 80 куб. м/м. На участках с минимальной шириной пляжа размыв приводит не только к разрушению самого пляжа, но велика вероятность разрушения берегового уступа. В зоне максимального размыва

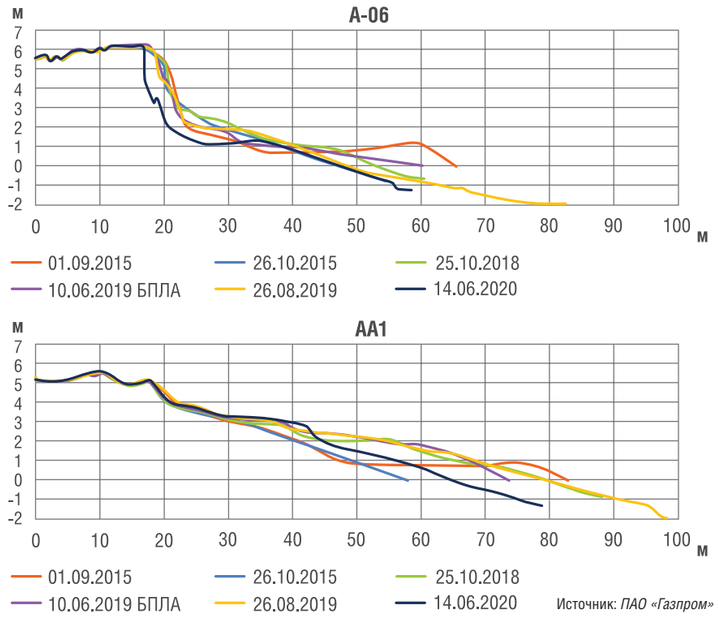
отмечено разрушение берегового уступа, в районе створов А05–А06 на севере и АА9–АА10 на юге берег отступил на 3–4 м (рисунок 4а).

На участках с широким пляжем в центральной части ПДИ деформации затрагивают переднюю приурезовую часть пляжа, при этом тыловой участок пляжа до берегового уступа и сам береговой уступ не подвергаются размыву. В районе береговой линии на отметке 0 БС отступание пляжа за период наблюдений происходило в пределах 25 м. Мощность деятельного слоя находится в диапазоне 1,0 до 2,5 м (рисунок 4б).

Основные деформации на пляже связаны с размывом и формированием береговых валов. Ареалы одинаковых вертикальных деформаций на пляже имеют форму узких вдольбереговых полос и имеют ограниченное распространение. Такие полосы вертикальных деформаций хорошо прослеживаются по результатам аэрофотосъемки. В июне 2020 г. по сравнению с августом 2019 г. в центральной части ПДИ отчетливо зафиксирована зона размыва (понижения поверхности) пляжа выше уреза. Понижение достигает 2 м. В верхней части пляжа наблюдается повышение поверхности до 1 м, что, вероятно, представляет собой компенсационную аккумуляцию размытых отложений нижней части пляжа.

Район исследований отличается активной сезонной динамикой, которая принципиально различается для теплого и холодного периодов. Сильный размыв берега происходил в осенне-зимний период во время сильных штормов. В летний период наблюдается общее восстановление пляжа после предшествующего периода размыва. Восстановление

РИС. 4. Разновременные профили пляжа на северном участке размыва (а – створ А 06) и в центральной части ПДИ (б – створ АА1). Вертикальная ось – высота, горизонтальная ось – протяженность



Источник: *ПАО «Газпром»*

пляжа выразилось в повышении его поверхности, а также формировании новых вдольбереговых валов. Наиболее заметно это произошло на северном участке размыва в створах А05–А06 (рисунок 5). Амплитуда деформаций пляжа в период весна – осень 2019 г. составляла -1,0...+1,0 м, а в период осень 2019 г. – весна 2020 г. она увеличилась до -2,0...+1,5 м. В целом для рассматриваемого участка берега характерно увеличение объема песка с весны до осени 2019 г. и уменьшение – с осени 2019-го до весны 2020 г.

Для пляжа, сформированного в теплый период года, характерны песчаные наносы – преобладает средний песок, с включением более крупных гравийно-галечных обломков, доля которых обычно не превышает единицы процентов. В холодный период года, как показали наблюдения в июне 2019 и 2020 гг., поверхностные пляжевые отложения обогащены крупными фракциями гравийно-галечных обломков, которые часто фиксировались в тыловой части пляжа.

Динамика прибрежного мелководья

Состояние и динамика берега зависят от берегозащитных свойств прибрежного мелководья (условно, часть подводного берегового склона до глубин 10–13 м), которые определяются в первую очередь динамикой подводных вдольбереговых валов.

Результаты промеров в июне и августе 2019 г. показали, что в летний период наблюдалось восстановление высоты вала после осеннего размыва и смещение его к берегу на расстояние 30–50 м. В августе наблюдался равномерно сформированный вал на всем протяжении ПДИ с глубинами от 2,5–6,0 м. Гребень вала оказался смещенным ближе к берегу

РИС. 5. Повышение поверхности пляжа на северном участке размыва в створе профиля А-05: слева – июнь 2019 г., справа – август 2019 г. (в уступе видно приметное бревно – показано кружком красного цвета)

Источник: *ПАО «Газпром»*

по сравнению с июнем 2019 г. Максимальная высота подводного берегового вала установлена в центральной части полигона и уменьшается к периферии.

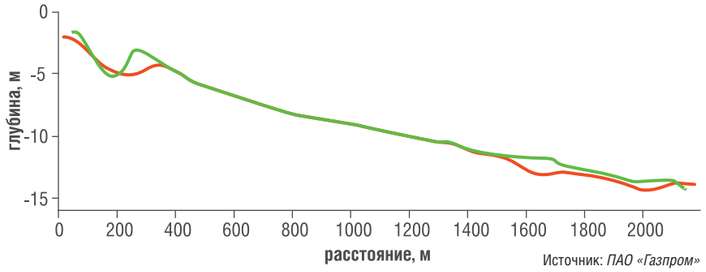
Промеры в июне 2020 г. показали заглубление гребня вала до отметок более 3,5 м и уменьшение его относительной высоты от 1,0 до 1,7 м, что в 2–2,5 раза меньше, чем в августе 2019 г. Такое увеличение глубины над валом и уменьшение его относительной высоты указывает на его размыв, что хорошо видно на совмещенных поперечных профилях большинства створов (рисунок 6). Наибольший размыв подводного берегового вала в июне 2020 г. отмечен в центральной части полигона. Отмеченный выше сильный размыв берега в центральной части ПДИ в зоне уреза прямо связан с потерей защитной роли подводного берегового вала – в результате его размыва. С учетом смещения подводного берегового вала вниз по склону на 1,0–1,8 м величину деятельного слоя в районе прибрежного мелководья можно оценить в 2,2–3,4 м.

Полученные результаты для берега и области подводных береговых валов довольно хорошо согласуются с литературными данными. Так, по [11] вертикальные деформации дна, связанные с сезонным переформированием профиля подводного берегового склона и действием несильных штормов в течение одного полевого сезона, составляют 1,5–2,0 м.

Экстремальные штормовые ситуации

Динамика берегов исследуемой береговой зоны тесно связана с погодными условиями, которые отличаются здесь экстремальными характеристиками. Ежегодно на

РИС. 6. Совмещенные профили дна в створе АА3 центральной части ПДИ (зеленая линия – август 2019 г., красная линия – июнь 2020 г.)



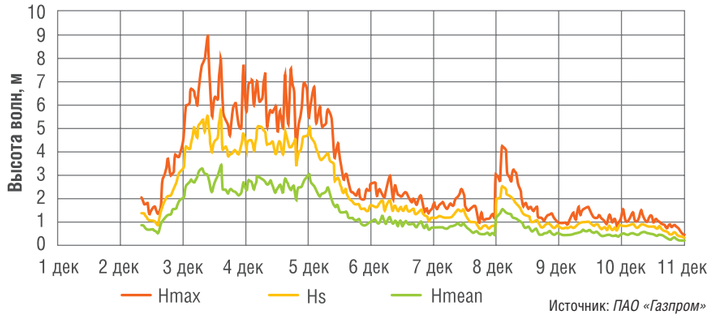
Источник: *ПАО «Газпром»*

акватории исследований проходят 3–4 сильных шторма. На фоне изменений климата наблюдается уменьшение количества циклонов и одновременно увеличивается вероятность выхода в район исследований циклонов с аномальными характеристиками [6]. В результате экстремальные значения скорости ветра растут, а средние уменьшаются. Вероятно, что именно эти экстремальные шторма приводят к существенным деформациям берега.

За период 2015–2020 гг. наблюдались несколько штормов с экстремальными характеристиками. Максимальные разрушения в береговой зоне были зафиксированы в октябре 2015 г. В этот период через район исследований прошли два очень сильных тропических циклона с интервалом около одной недели. Они вызвали усиление ветра до 20 м/с, порывы до 28 м/с. Высота максимальных волн в районе исследований достигала 12 м, у берега превышала 6 м. Это максимальные значения, зарегистрированные за весь период инструментальных наблюдений. Можно предположить, что именно волнение стало основной причиной сильного размыва берега во время этих штормов. Потери песка на пляже в пределах ПДИ достигли 36%. При этом значительные потери наблюдались как на вогнутых участках берега, так и на участках мысов, где размывалась приурезовая область.

В связи с наблюдающимися изменениями климата в последние годы возрастает воздействие на берег штормов в начале календарной зимы. Согласно обобщенным климатическим данным [12], для района исследований самые сильные ветры, большие приливы и нагоны имеют место в декабре. Наблюдающееся в последние годы отсутствие ледяного покрова и промерзание пляжа усиливают волновое воздействие на берег, что приводит к сильным деформациям берегового участка именно в декабре. Декабрьский шторм 2019 г. значительно превысил все наблюдавшиеся ранее штормовые ситуации по продолжительности экстремального волнения (рисунок 7). Шторм сопровождался значительным нагоном и был отмечен очень высокими скоростями течений (более 1 м/с) на всей прилегающей акватории до глубины 160 м. Такое усиление течений на всей акватории наблюдалось впервые за всю историю наблюдений.

РИС. 7. Высота волн во время шторма 2–6 декабря 2019 г. на глубине 27 м



Источник: *ПАО «Газпром»*

По свидетельству рыбаков во время шторма в декабре 2019 г. произошел сильный размыв берега на участках, где ранее берег был стабильным (рисунок 8). Береговые наблюдения также свидетельствуют о том, что воздействие осенних и зимних штормов 2019 г. привело к существенным размывам берегового участка в районе исследований.

РИС. 8. Вид сильно размытого в 2019 г. участка берега, прежде стабильного

Источник: *ПАО «Газпром»*

В ходе весенних работ 2020 г. в центральной части ПДИ был обнаружен участок сильного размыва приурезовой части пляжа – ширина пляжа сократилась на 10–12 м, а потерянная мощность пляжа в зоне уреза, как показали геодезические измерения, достигла 1,5–2,0 м. Запас песка на пляже ПДИ уменьшился на 16%.

В летний период (июнь–август) 2019 г. на ПДИ наблюдалось восстановление пляжа и высоты подводного берегового вала, запас песка на пляже увеличился на 18%. Летний период, как правило, характеризуется достаточно спокойными погодными условия с устойчивыми ветрами юго-восточного направления. По всей видимости, определенную роль в восстановлении пляжа могут играть редкие в этот период штормы. Летом 2019 г. зафиксировано только два сильных шторма, из них более значительным стал шторм 17–18 июня.

Заключение

Низменные берега в районе исследований характеризуются активной сезонной динамикой со значительной изменчивостью запасов песка. После сильного размыва пляж восстанавливается. За пятилетний период наблюдений отмечено незначительное локальное отступание берегового уступа на 3–4 м и незначительная аккумуляция наносов на береговом участке. Максимальный размыв наблюдается осенью и в начале зимы. На участках вогнутостей берега между мысами мегафестонов возможен размыв берегового уступа. В области мысов действие штормов может приводить к интенсивному размыву в приурезовой зоне и переформированию подводных береговых валов.

Важная роль летнего периода состоит в процессе восстановления дефицита пляжевого материала после размыва в осенне-зимний сезон. Благодаря летнему сезону и сохраняется относительная стабильность участка побережья в районе исследований.

В результате действия сильных штормов вертикальные деформации пляжа на локальных участках могут достигать 2,5 м. В области подводных береговых валов по данным наблюдений величина аккумуляции достигает значений 3,0…3,5 м, а величина размыва 1,5…2,0 м, общий размах вертикальных деформаций дна в прибрежной зоне может достигать 5,0 м.

Последние пять лет характеризовались усилением штормовой активности. За этот период были зафиксированы максимальные значения величины штормового нагона (1,2 м), высоты волны (12 м), скорости течений (120 см/с). В этих условиях повышается вероятность локальных размывов берега и дна.

Проведенные исследования и полученные результаты существенно дополняют имеющиеся данные по динамике берегов в рассмотренном районе и могут быть использованы при разработке проектных решений по строительству трубопроводов соседних морских месторождений. ●

Литература

1. *Сахалин 3. Передовые технологии подводной добычи углеводородов. – URL: https://www.gazprom.ru/projects/sakhalin3/ (дата обращения: 31.03.2021).*
2. *СП 378.1325800.2017 Морские трубопроводы. Правила проектирования и строительства.*
3. *НД № 2-020301-006 Правила классификации и постройки морских подводных трубопроводов. Российский морской регистр судоходства, Санкт-Петербург, 2020.*
4. *Electronic Code of Federal Regulations (e-CFR)/ Title 49 – Transportation. 49 CFR § 195.248 – Cover over buried pipeline. – URL: https://www.law.cornell.edu/cfr/text/49/195.248/ (дата обращения: 31.03.2021).*
5. *Афанасьев В.В., Уба А.В. Размыв морских берегов северо-восточного Сахалина // Геоморфология. – 2018, – № 4. – С. 25–35.*
6. *Глебова С.Ю. Циклоны над Тихим океаном и Дальневосточными морями в холодные и теплые сезоны и их влияние на ветровой и термический режим в последний двадцатилетний период / Известия ТИНРО. – 2018. – Т. 193. – С. 153–166.*
7. *Ростов И.Д., Дмитриева Е.В., Воронцов А.А. Проявления глобальных климатических изменений в прибрежных акваториях и прилегающих районах Охотского моря // Вестник ДВО РАН. – 2018. – № 6. – С. 20–34.*
8. *Бровко П.Ф., Микишин Ю.А. Современные тенденции развития берегов северо-восточного Сахалина // Гидрометеорологические и экологические условия дальневосточных морей: оценка воздействия на морскую среду. Тематический выпуск 2. – Владивосток, 1999. – С. 193–204.*
9. *Микишин Ю.А. О триасовом типе расчленения побережья северного Сахалина в среднем голоцене и масштабах трансгрессии Охотского моря // Географические исследования морских побережий. Владивосток: изд-во Дальневост. ун-та, 1998. С. 75–84.*
10. *Леонтьев И.О., Афанасьев В.В., Уба А.В. Ритмические структуры контура берега в заливе Терпения острова Сахалин // Океанология. 2019. Т. 59. № 3. С. 497–505.*
11. *Белошапков А.В., Гордин А.И., Ильин В.В., Путов В.Ф. Динамика донного рельефа верхней части шельфа северо-восточного Сахалина. Геоморфология на рубеже 21 века: Сборник. 4-е Щукинские чтения. Тр. М.: Изд-во «Географический факультет МГУ», 2000.*
12. *Гидрология и гидрохимия морей. Том IX. Охотское море. Вып.1. Гидрометеорологические условия. С.-Пб.: Гидрометеоиздат, 1998. – 342 с.*

Keywords: *north-east coast of Sakhalin Island, coastal dynamics, shore approach of a pipeline, areas of erosion, beach profile, accumulation.*

ИМЕЮТСЯ ПРОТИВОПОКАЗАНИЯ НЕОБХОДИМО ПРОКОНСУЛЬТИРОВАТЬСЯ СО СПЕЦИАЛИСТОМ

О чем не говорят мужчины...

Чтобы выяснить, существуют ли специальные процедуры по уходу за внешним видом мужчины и какие из них популярны, мы задали вопрос эксперту бьюти-индустрии с более чем 15-ти летним стажем, совладельцу клиники косметологии и пластической хирургии Beauty Trend, Шмалько Игорю.

Я - типичный представитель мужской половины российского общества, которая из кремов знает 2 основных: «для бритья» и «для обуви», а на фото втягивает живот и прикрывает подбородок.

- И в то же время, могу с уверенностью сказать, что отношение к своей внешности на протяжении последних лет у мужчин в России изменилось. Мы покупаем красивую спортивную форму и дорогие велосипеды, бегаем марафоны и катаемся на горных лыжах. Мы отдаём дань уважения прекрасно выглядящим Познеру и Кончаловскому. И при нынешнем уровне медицины и заботливой второй половинке ничто не мешает нам быть к «возрасту Президента» в силах, подтянутыми и ухоженными.

- Чаще Мужчину в клинику приводит Женщина?

- Сейчас, я бы сказал, бывает по-разному. Такой вариант справедлив для мужчин 50+. Мужчины 35-40+, занимающие руководящие должности, в основном, посещают клинику самостоятельно. Для них важен момент конфиденциальности. Поэтому иногда пользуемся отдельным входом в клинику с нашего паркинга. И не возражаем, когда наши узнаваемые пациенты предпочитают называться «Иван Иванов».
Есть ситуации, когда до визита своего руководителя приходит кто-то из подчиненных и согласовывает нюансы визита.

- Так что же из процедур чаще выбирают мужчины?

- Коррекция верхних и нижних век (блефаропластика) - самая популярная манипуляция у мужчин. Мы же, в отличие от женщин, замечаем присутствие возраста на своём лице, когда нам несколько раз зададут вопрос о том, что за мероприятие было вчера. Чтобы не было уставшего и «послепраздничного» вида, делают пластику век. Отпуска на пару недель достаточно, чтобы, вернувшись к работе, принимать комплименты, как пошёл на пользу свежий воздух в отпуске.

- А что ещё в своей внешности хотят скорректировать мужчины?

На втором по востребованности мужчинами месте, в нашей клинике, стоит устранение «второго подбородка». Возможно, это связано с известностью наших врачей в решении данного вопроса.

Едва наметившийся - убираем холодом на процедуре криолиполиз (Zeltiq) или ультразвуком (Ultraformer), если требуется и кожу чуть подтянуть.

Процедуры чаще однократные, занимают час-полтора. Сразу после можно спокойно заниматься своими делами, следов воздействия никто не заметит. Выраженный результат через 3-6 недель.

- А если подбородку можно приписать статус «солидный»?

- В этом случае для реального результата в виде четкого шейно-подбородочного угла выбор делается в пользу липомоделирования Face Tite. Тонкой канюлей пластический хирург через микропроколы забирает жировые избытки, а радиочастотная энергия стимулирует сокращения кожи. Манипуляция проходит под местной анестезией в течение 40 минут.

- Реабилитация в этом случае предусмотрена?

- В течение 5-7 дней круглосуточно носится компрессионная маска. За это время проходят синяки (если есть) и отеки, и формируется первичный результат. Финальный результат можно оценить примерно через 1,5-2 месяца, когда кожа полностью сократится.

- Вы так подробно знаете протокол… вы доктор?

- Я - управленец. Просто что-то я уже прошёл, а что-то в моих планах на ближайшее время!

BEAUTY TREND
КЛИНИКА ЭСТЕТИЧЕСКОЙ МЕДИЦИНЫ

г. Москва, ул. Лесная, д.6/1,
тел.: +7 (499) 653-96-83

Подробнее об указанных процедурах можно узнать на сайтах:
www.2podborodka.net, www.ultraformer.pro, www.blefaro.pro

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫЯВЛЯЕМОСТИ ДЕФЕКТОВ СТЕНКИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА МАГНИТНЫМ ДЕФЕКТОСКОПОМ

ЗАТРАГИВАЕТСЯ ТЕМА ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ В МАГНИТНЫХ МЕТОДАХ ДЕФЕКТОСКОПИИ К ГЛУБИННЫМ ДЕФЕКТАМ В СТЕНКЕ ДИАГНОСТИРУЕМОГО ТРУБОПРОВОДА. ОПРЕДЕЛЯЮТСЯ ЗАВИСИМОСТИ НАМАГНИЧЕННОСТИ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА ОТ СКОРОСТИ МАГНИТНОГО ДЕФЕКТОСКОПА. РАССМАТРИВАЮТСЯ НЕСКОЛЬКО ДЕФЕКТОВ РАЗНОГО ВИДА И ПРИВОДЯТСЯ ГРАФИКИ НЕОБХОДИМОЙ НАМАГНИЧЕННОСТИ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ КАЖДОГО ИЗ РАССМАТРИВАЕМЫХ ДЕФЕКТОВ РАЗНОЙ ГЛУБИНЫ. НА ОСНОВЕ ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ ЗАВИСИМОСТЬ НАМАГНИЧЕННОСТИ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА ОТ СКОРОСТИ ДЕФЕКТОСКОПА

THE TOPIC OF SENSITIVITY IN MAGNETIC METHODS OF FLAW DETECTION TO A DEEP DEFECT IN THE WALL OF THE DIAGNOSED PIPELINE IS TOUCHED UPON. THE DEPENDENCE OF THE MAGNETIZATION OF THE PIPELINE WALL ON THE SPEED OF THE MAGNETIC FLAW DETECTOR IS DETERMINED. SEVERAL DEFECTS OF DIFFERENT TYPES ARE CONSIDERED AND GRAPHS OF THE NECESSARY MAGNETIZATION OF THE PIPELINE WALL FOR DETECTING EACH OF THE CONSIDERED DEFECTS OF DIFFERENT DEPTHS ARE GIVEN. ON THE BASIS OF THE OBTAINED DATA, THE DEPENDENCE OF THE MAGNETIZATION OF THE PIPELINE WALL ON THE SPEED OF THE FLAW DETECTOR IS DETERMINED

Ключевые слова: *дефектоскоп, диагностика, магнитный дефектоскоп, магнитное изображение, коррозия.*

УДК 621.643.622.32

Коваленко Александр Николаевич
профессор кафедры проектирования и эксплуатации газонефтепроводов, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, д.т.н.

Уланов Валерий Владимирович
старший преподаватель кафедры проектирования и эксплуатации газонефтепроводов, заведующий лабораторией, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Чёботова Виктория Игоревна
студентка, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Шестаков Роман Алексеевич
старший преподаватель кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, к.т.н.

При эксплуатации магистральных газопроводов одной из основных задач является своевременная диагностика и оценка остаточного ресурса трубопровода. Обнаружение нарушений целостности (сплошности) металла трубопровода, например промышленные дефекты, коррозионное растрескивание под напряжением (КРН), отслоения, точечная коррозия и другие, с наибольшей эффективностью достигается магнитным методом [1, 13, 16, 18]. Однако из-за недостаточной намагниченности, или неустановившегося однородного магнитного поля в стенке стального трубопровода снижается достоверность результатов диагностики и, как следствие, малая выявляемость дефектов, что приводит к ошибочной оценке остаточного ресурса трубопровода. Для обеспечения становления однородного магнитного поля в стенке трубопровода следует знать предельно допустимую скорость дефектоскопа, которая зависит от толщины стенки трубопровода, марки стали, из которой он изготовлен, и магнитных характеристик стали. Также необходимо знать минимально возможную скорость дефектоскопа, которая в свою очередь зависит от типа устройства активного регулирования скорости дефектоскопа, его геометрии, силы трения между тянущими манжетам дефектоскопа и стенкой трубопровода, свойств перекачиваемого продукта и др.

Методы

Метод рассеяния магнитного потока (MFL)

Магнитные дефектоскопы предназначены для обследования состояний стенок труб действующих трубопроводов [15, 16].

Их работа основана на регистрации рассеяния магнитного потока в стенке трубы, происходящего в зоне поверхностных и подповерхностных дефектов [10, 13, 14, 17]. Принцип метода рассеяния магнитного потока заключается в том, что если в намагниченной части трубы имеется нарушение сплошности металла, то некоторая часть магнитного потока выходит наружу из стенки трубы, т.е. магнитный поток рассеивается на дефекте и может быть зафиксирован датчиком, расположенным на некотором расстоянии от поверхности трубы. Таким методом наиболее хорошо обнаруживаются дефекты, имеющие поперечный размер к направлению намагничивающего поля, достаточный для того, чтобы появилось поле рассеяния. Поэтому некоторые дефекты, которые расположены продольно по отношению к направлению магнитного поля или имеющие недостаточный для выявления размер раскрытия или глубины либо вообще не отражены на магнитограмме, либо сигналы от них трудно интерпретировать [6, 15, 16].

Из-за наличия магнитного шума, связанного с локальными изменениями магнитных свойств трубы, обусловленных изменением толщины стенки, структурными неоднородностями и др., существует некоторая пороговая величина обнаружения дефектов по глубине, которая в общем случае составляет примерно10% от толщины стенки трубы [7].

Реализация метода рассеяния магнитного потока

Намагничивание стенки трубопровода происходит с помощью постоянных магнитов и гибких магнитопроводящих щеток, которые в свою очередь передают магнитный поток между магнитами и стенкой трубы.

Индикаторами магнитного поля дефекта являются полупроводниковые датчики Холла, измеряющие величину тангенциальной составляющей магнитного поля. Датчики помещены в специальные блоки, которые имеют достаточную гибкость и упругость для поддержания постоянного усилия прижатия. Размещение датчиков позволяет охватывать весь внутренний окружной периметр трубы. Расстояние между датчиками в окружном направлении зависит от их общего количества и от диаметра трубопровода [6].

Условия проведения дефектоскопического обследования

Поддержание оптимальной скорости движения магнитного дефектоскопа является основным условием, которое обеспечивает качество обследования трубопровода. Стоит учитывать, что оптимальная скорость дефектоскопа – это величина, которая зависит в первую очередь от толщины стенки диагностируемого трубопровода и магнитных характеристик металла, из которого он изготовлен. Так, например, для трубопровода, изготовленного из стали марки 17Г1С при толщине стенки трубопровода от 6 до 10 мм, скорость дефектоскопа должна составлять от 6 до 2 м/с соответственно [8]. Для дефектоскопов продольного намагничивания существует требование об ограничении скорости движения в трубе. Это требование обусловлено физической природой процесса намагничивания ферромагнетика в динамике и не связано с какими-либо недостатками конструкции дефектоскопа [6, 12]. Возникновение вихревых токов при движении дефектоскопа в трубопроводе препятствует проникновению магнитного потока, что влечет за собой неоднородное намагничивание стенки по толщине трубы. Качество обследования также ухудшается вследствие неполного становления однородного магнитного поля в стенке трубопровода и, как следствие, становится невозможным обнаружение дефектов малой глубины на внешней поверхности трубы [7, 8].

Величина вихревых токов зависит от индукции магнитного потока в стенке трубопровода, от скорости движения дефектоскопа, от расстояния между полюсами постоянных магнитов и от толщины стенки трубопровода.

Величина оптимальной скорости движения зависит от толщины стенки трубы или от диаметра трубы. Чем толще стенка, тем меньше должна быть скорость. Так, например, для толщины стенки трубопровода, диаметр которого 1420 мм, изготовленного из стали марки 17Г1С, от 23 до 30 мм скорость дефектоскопа должна составлять от 0,37 до 0,22 м/с. Безусловно, данные значения зависят и от самого дефектоскопа и редко являются универсальными [7, 8].

Чувствительность магнитных методов дефектоскопии к глубинным дефектам

Пусть исследуемое тело – бесконечно длинный цилиндр, помещенный в однородное поле бесконечно длинного соленоида. Пусть материал этого тела – бесконечно магнитно-мягкий, т.е. способен намагничиваться до насыщения B в самом слабом поле. Пусть в этом теле имеется плоскость любой формы, наибольшая площадь сечения которой является плоскостью, перпендикулярной к длине данного тела. Эту плоскость назовем экваториальной плоскостью. В экваториальной плоскости целая часть тела будет иметь наименьшую площадь, пусть в этом сечении материал будет намагничен [7].

Вследствие предельной магнитной мягкости материала данного тела, скорость изменения направления вектора намагниченности доменов будет бесконечно велика до тех пор, пока намагниченность материала не достигнет насыщения. В результате, силовые линии вектора намагниченности тела будут плавно огибать (обтекать) данную плоскость, нигде не прерываясь и не упираясь о поверхность тела (наружную или у полости) до тех пор, пока намагниченность будет меньше намагниченности, достаточной насыщения. До этого же момента будет абсолютно невозможно какими-либо магнитными наблюдениями обнаружить признаки наличия полости в данном теле. Возмущения от полости, на которые реагируют датчики Холла магнитных дефектоскопов, появятся лишь при насыщении [7].

Величина сигналов, применяемых искателем и приводящих в действие индикатор дефектоскопа, тем или иным способом связана с величиной магнитных зарядов, окружающих дефект. Полная величина *Q* этих зарядов, находящихся по какую-либо одну сторону от экваториальной плоскости (заряды по другую сторону имеют ту же величину, но противоположный знак), равняется разности потоков вектора намагниченности в экваториальной плоскости и вдали от нее.

Очень мелкие полости, которые находятся вне действия магнитного поля ввиду того, что глубина становления однородного магнитного поля недостаточна, не будут обнаруживаться вовсе до тех пор, пока не наступит техническое насыщение диагностируемого изделия, и лишь при насыщении эти мелкие полости дадут сигналы, величина которых будет пропорциональна их площади [6].

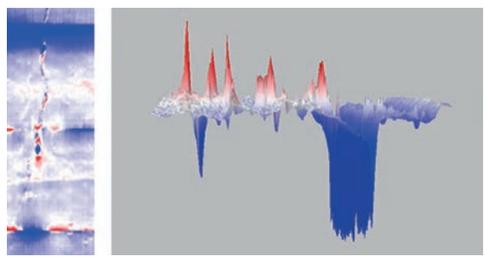
Опыт показывает, что на самом деле лишь при магнитном насыщении изделия получают от глубинных дефектов сигналы, пропорциональные действительной величине этих дефектов. При понижении намагниченности изделия мощность сигналов убывает так, что для малых дефектов эта убыль происходит с относительно большей скоростью, чем для больших; уже весьма недалеко от насыщения сигналы от малых дефектов исчезают практически полностью, и по мере дальнейшего уменьшения намагниченности эта же участь постигает сигналы от больших дефектов [8, 9].

Влияние скорости движения магнитного дефектоскопа на выявляемость дефектов

Рассмотрим несколько распространенных дефектов стенки трубопровода, выявленных отечественным дефектоскопом КОД 4М 1420у, где 1420 означает диаметр трубопровода в миллиметрах, для которого предназначен этот дефектоскоп.

Первый рассматриваемый тип аномалии, классифицируемый как задир, длина – 300 мм, ширина – 300 мм, максимальная глубина 30 %. Магнитное изображение дефекта отражено ниже (рисунок 1).

РИС. 1. Магнитное изображение дефекта «задир»



Синим и красным цветом отражены отклонения тангенциальной и нормальной составляющих магнитного поля. Слева на рисунке 2 изображена магнитограмма развертки участка диагностируемого трубопровода, а справа – магнитограмма области выявленного дефекта.

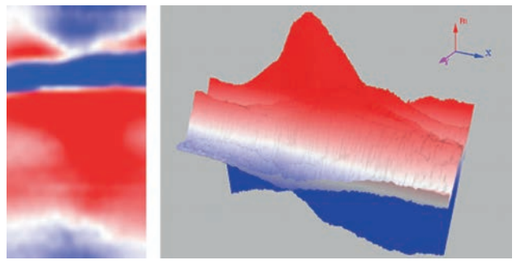
Глубина этого дефекта составляет 30 % от глубины стенки трубопровода, необходимая степень намагничивания стенки будет равна 70 %.

Так как требуемая скорость дефектоскопа для создания достаточной намагниченности зависит от толщины стенки, можем представить эту зависимость на графике (рисунок 2).

РИС. 2. График скорости, требуемой для обнаружения рассматриваемого дефекта с рассматриваемой глубиной 30 % в зависимости от толщины стенки

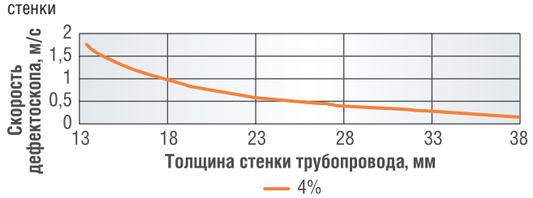
На следующих двух рисунках изображен второй рассматриваемый дефект, классифицируемый как трещиноподобный – его магнитное изображение далее (рисунок 3), по данным диагностики его длина 190 мм, ширина 800 мм, а глубина 4 % от толщины стенки трубопровода.

РИС. 3. Магнитное изображение трещиноподобного дефекта



Для выявления этого дефекта необходимая степень намагничивания стенки трубопровода будет равна от 96 %. Так как требуемая скорость дефектоскопа для создания достаточной намагниченности зависит от толщины стенки, можем представить эту зависимость на графике изображенном ниже (рисунок 4).

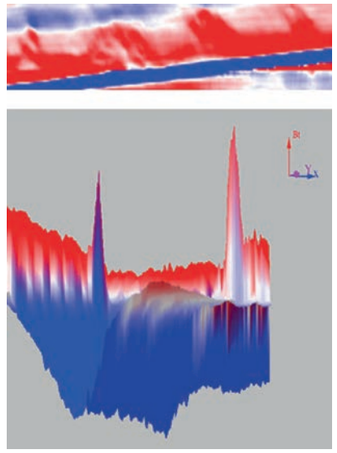
РИС. 4. График скорости, требуемой для обнаружения рассматриваемого дефекта глубиной 4 % в зависимости от толщины стенки



На следующих двух рисунках изображен третий рассматриваемый дефект, классифицируемый как коррозия – его магнитное изображение далее (рисунок 5), по данным диагностики его длина 350 мм, ширина 95 мм, а глубина 3 %.

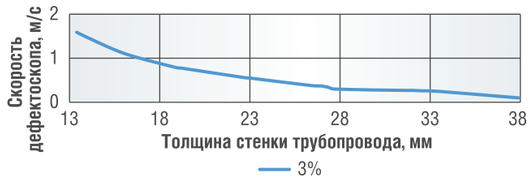
Для выявления этого дефекта необходимая степень намагничивания стенки трубопровода будет равна от 97 %.

РИС. 5. Магнитное изображение дефекта «коррозия»



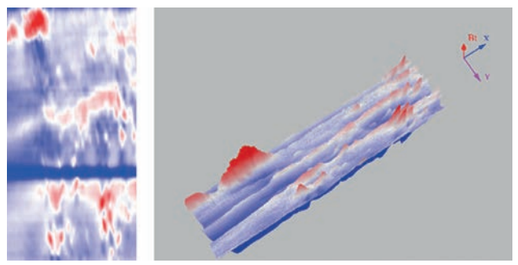
Так как требуемая скорость дефектоскопа для создания достаточной намагниченности зависит от толщины стенки, можем представить эту зависимость на графике, изображенном ниже (рисунок 6).

РИС. 6. График скорости, требуемой для обнаружения рассматриваемого дефекта глубиной 3% в зависимости от толщины стенки



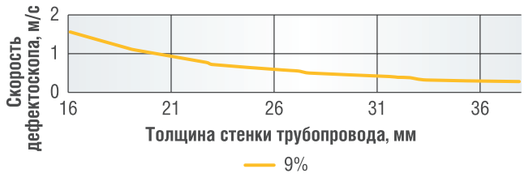
На следующих двух рисунках изображен четвертый рассматриваемый дефект, классифицируемый как коррозия – его магнитное изображение далее (рисунок 7), по данным диагностики его длина 1800 мм, ширина 300 мм, а глубина 9 %.

РИС. 7. Магнитное изображение дефекта «коррозия»



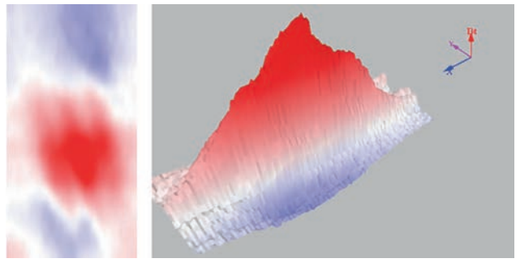
Для выявления этого дефекта необходимая степень намагничивания стенки трубопровода будет равна от 91%. Так как требуемая скорость дефектоскопа для создания достаточной намагниченности зависит от толщины стенки, можем представить эту зависимость на графике, изображенном ниже (рисунок 8).

РИС. 8. График скорости, требуемой для обнаружения рассматриваемого дефекта глубиной 9 % в зависимости от толщины стенки



На следующих двух рисунках изображен пятый рассматриваемый дефект, классифицируемый как коррозия – его магнитное изображение (рисунок 9), по данным диагностики его длина 10950 мм, ширина 530 мм, а глубина 6 %.

РИС. 9. Магнитное изображение дефекта «коррозия»



Для выявления этого дефекта необходимая степень намагничивания стенки трубопровода будет равна от 94 %. Так как требуемая скорость дефектоскопа для создания достаточной намагниченности зависит от толщины стенки, можем представить эту зависимость на графике, изображенном ниже (рисунок 10).

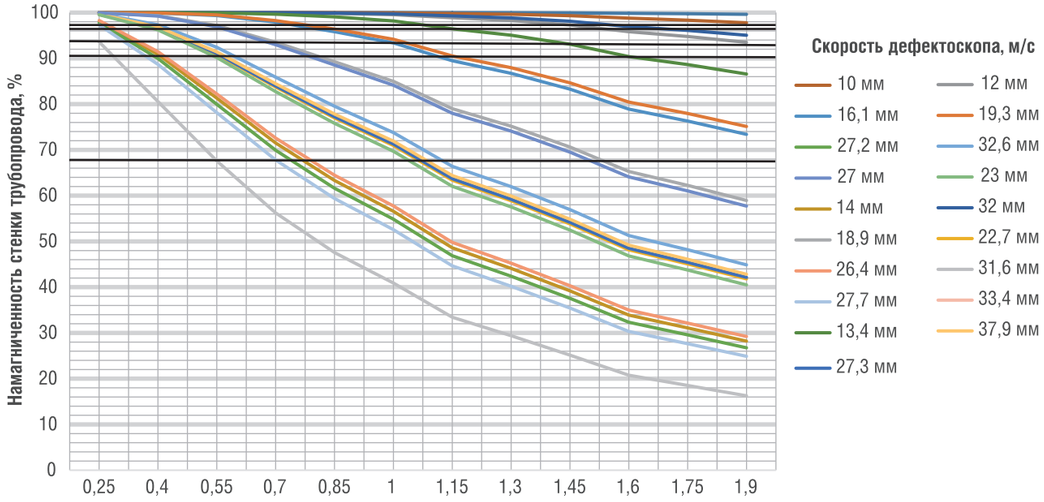
РИС. 10. График скорости, требуемой для обнаружения рассматриваемого дефекта глубиной 6 % в зависимости от толщины стенки

Для дальнейшего рассмотрения следует отметить, что для точного обнаружения продольно ориентированных относительно оси трубопроводов дефектов используются дефектоскопы поперечного намагничивания, а для поперечно ориентированных используются дефектоскопы продольного намагничивания.

Далее отметим глубины пяти рассмотренных дефектов глубиной 30 %, 4 %, 3 %, 9 % и 6 % от толщины стенки трубопровода.

Чтобы определить необходимую степень намагниченности стенки идеализированного трубопровода и максимальную допустимую скорость дефектоскопа, для выявления дефектов такой глубины

РИС. 11. Отметки рассматриваемых глубин дефектов относительно рассматриваемых толщин стенок



необходимо знать толщину стенки трубопровода, марку стали, из которой он изготовлен, и значение индукции магнитного поля, необходимое для магнитного насыщения стенки трубопровода. Если для трубопровода, изготовленного из стали марки 17Г1С (индукция магнитного насыщения 2 Тл), внешним диаметром 1420 мм, принимаем ряд ранее рассмотренных толщин стенок – 23 мм, 26,4 мм, 27,7 мм, 31,6 мм, 33,4 мм, 37,9 мм, то получаем соответствующие значения индукции магнитного поля, необходимые для выявления дефектов внешней стенки трубопровода глубиной 3% – 1,94 Тл, что для стали 17Г1С соответствует напряженности магнитного поля 15,44 кА/м, 4% – 1,92 Тл, что для стали 17Г1С соответствует напряженности магнитного поля 15,23 кА/м, 6% – 1,88 Тл, что для стали 17Г1С соответствует напряженности магнитного поля 14,96 кА/м, 9% – 1,82 Тл, что для стали 17Г1С соответствует напряженности магнитного поля 14,48 кА/м, 30% – 1,4 Тл, что для стали 17Г1С соответствует напряженности магнитного поля 14,11 кА/м.

ТАБЛИЦА 1. Скорость, необходимая для выявления дефектов

Толщина стенки трубопровода, мм	Глубина дефекта, %					Скорость дефектоскопа, м/с
	3%	4%	6%	9%	30%	
10						
12						
13,4	1,59	1,76	2,00			
14	1,47	1,57	1,87			
16,1	1,10	1,20	1,38	1,56		
18,9	0,79	0,88	1,01	1,14		
19,3	0,77	0,83	0,96	1,09		
22,7	0,56	0,60	0,68	0,78	1,46	
23	0,55	0,58	0,66	0,72	1,44	
26,4	0,38	0,46	0,49	0,58	1,08	
27	0,37	0,45	0,48	0,56	1,04	
27,2	0,35	0,43	0,48	0,55	1,04	
27,3	0,35	0,43	0,47	0,54	1,03	
27,7	0,30	0,40	0,45	0,50	1,00	
31,6	0,27	0,32	0,36	0,41	0,75	
32	0,27	0,30	0,35	0,39	0,73	
32,6	0,26	0,29	0,33	0,38	0,70	
33,4	0,25	0,27	0,29	0,32	0,66	
37,9	0,10	0,15	0,25	0,28	0,53	

Далее определим максимальную допустимую скорость дефектоскопа для выявления дефектов с заданными выше параметрами. Следует обратиться к ранее полученной зависимости намагниченности стенки трубопровода от скорости дефектоскопа. Отсюда мы можем определить, что для ряда глубин дефектов стенки трубопровода будут соответственно сопоставляться необходимые скорости дефектоскопа для их выявления.

Результаты

Так как для выявления дефекта, глубина которого 3%, необходима степень намагниченности стенки трубопровода 97%, а для глубин 4%, 6%, 9%, 30% степень намагниченности 96%, 94%, 91%, 70% соответственно, то определим необходимую для выявления каждой из рассматриваемых глубин дефекта скорость дефектоскопа для каждой из рассматриваемых толщин стенок, начертив горизонтальные прямые на оси ординат на уровне 97%, 96%, 94%, 91% и 70%. Точки пересечения этих прямых с кривыми графика на рисунке соответствуют величине скорости, необходимой для выявления дефекта глубиной, соответственно которой проведена прямая на оси ординат, и толщине стенки, соответственно которой построена каждая кривая (рисунок 11).

Заключение

В статье были выбраны пять дефектов разного типа и разных размеров, характеристики которых отражены на рисунках 1–11, и которые далее были рассмотрены в задаче выявления этих дефектов рассматриваемым в данной работе дефектоскопом. Определена скорость дефектоскопа, необходимая для достаточного становления однородного магнитного поля и выявления каждого из рассматриваемых дефектов для диапазона толщин стенки трубопровода от 10 мм до 37,9 мм.

Определена зависимость намагниченности стенки трубопровода от скорости дефектоскопа. Полученная зависимость, отраженная в таблице 1, имеет практическое применение: зная толщину стенки диагностируемого трубопровода и необходимую глубину становления магнитного поля, представляется возможным узнать ту скорость дефектоскопа, с которой он должен двигаться для выявления дефектов в диапазоне толщины однородного магнитного поля. ●

Литература

1. *Коваленко А.Н. Системы определения местоположения дефектов на трубопроводе // Контроль. Диагностика. 2016. № 2. С. 27–35.*
2. *Поляков В.А. Основы технической диагностики. М.: ИНФРА-М., 2016. С. 118.*
3. *Дейнеко С.В. Технологическая надежность магистральных трубопроводов: учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 2018. URL: http://elib.gubkin.ru/content/23046 (дата обращения: 10.03.2020).*
4. *Коваленко А.Н., Уланов В.В., Шестаков Р.А. Методы неразрушающего контроля и диагностики газонефтепроводов. Часть 1, учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 2018. URL: http://elib.gubkin.ru/content/23048 (дата обращения: 16.03.2020).*
5. *Коваленко А.Н., Уланов В.В., Шестаков Р.А. Методы неразрушающего контроля и диагностики газонефтепроводов. Часть 2, учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 2018. URL: http://elib.gubkin.ru/content/23050 (дата обращения: 17.03.2020).*
6. *Резвых А.И. Разработка методов диагностики технического состояния трубопроводов по результатам внутритрубной инспекции: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.13. М., 1999. – 214 с.*
7. *Коваленко А.Н. Теоретические и экспериментальные исследования магнитных полей дефектов конечных размеров и создание специализированных сканеров для дефектоскопии трубопроводов: дис. ... д-р тех. наук: 05.11.13. М., 2010. – 369 с.*
8. *Уланов В.В. Расчет времени становления магнитного поля в стенке магистрального газопровода при проведении внутритрубной диагностики // Территория Нефтегаз. 2019. № 10. С. 82–87.*
9. *Уланов В.В., Коваленко А.Н., Шестаков Р.А. Расчет устройств автоматического регулирования скорости дефектоскопа в магистральном газопроводе // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. 2019. № 4 (297). С. 137–148.*
10. *Техническая диагностика объектов транспорта нефти и нефтепродуктов / Ю.В. Лисин [и др.] // СПб.: Недра, 2011. С. 488.*
11. *Лурье М.В. Расчет движения поточных устройств в нефтепроводе // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. № 2 (10). С. 44–47.*
12. *Проектирование и эксплуатация нефтепроводов / М.В. Лурье [и др.] // М.: ООО «Издательский дом Недра», 2019. С. 434.*
13. *Опыт контроля состояния труб магистральных газопроводов электромагнитно-акустическим методом / А.Ф. Матвиенко [и др.] // Дефектоскопия. 2015. № 9. С. 28–37.*
14. *Основы технической диагностики трубопроводных систем нефти и нефтепродуктов / А.М. Шаммазов [и др.] // М.: Недра, 2010. С. 428.*
15. *Внутритрубная диагностика магистральных газопроводов / А. Комлев [и др.] // ТехНадзор. 2015. № 11 (108). С. 578–579.*
16. *Магнитометрическое сканирование как метод диагностики трубного металла в процессе замедленного разрушения / А.Б. Коростелев [и др.] // Металлург. 2009. № 10. С. 61–63.*
17. *Экспертная система мониторинга линейной части магистральных газопроводов / Ю.В. Колотилов [и др.] // М.: Известия, 2009. С. 445.*
18. *Методы и средства диагностики линейной части магистральных газопроводов / А.С. Лопатин [и др.] // М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2012. С. 190.*

KEYWORDS: *flaw detector, diagnostics, magnetic flaw detector, magnetic image, corrosion.*

КРУПНЕЙШИЕ МОРСКИЕ СУДА

Самое ДЛИННОЕ в мире судно

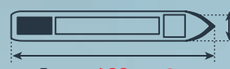
Плавучий завод СПГ «Prelude FLNG»

Первая в мире плавучая фабрика по добыче и сжижению природного газа

Проект реализован **в 2013 г.** компанией «Royal Dutch Shell»

Вес: 260 тыс. т

Водоизмещение **661 400 т**



Ширина **74 м**

Длина **488 м = Стене плача в Израиле**

На борту могло бы разместиться пять полноразмерных футбольных полей или 175 олимпийских плавательных бассейнов

Ежегодно производит около **3,6 млн т** СПГ, **5,3 млн т** жидких углеводородов и **1,3 млн т** конденсата

Общая емкость Prelude **более 430 млн л**

Стоит у берегов **Австралии**

ФАКТ

Правительство Австралии запретило строить завод на континенте, чтобы не отпугнуть туристов, поэтому завод построили на воде

Самый КРУПНЫЙ в мире сухогруз

Vale Sohar

Принадлежит бразильской горнодобывающей компании Vale

Флаг: Маршалловы острова

Спущен на воду **в 2012 г.**

Длина **362 м**

Дедвейт **400 315 т**

ФАКТ

Судно предназначено для транспортировки руды из Бразилии в США. Всего по этому маршруту курсирует 40 сухогрузов с дедвейтом 380–400 тыс. тонн. «Sohar» – крупнейший среди них

КРУПНЕЙШИЙ газовоз

Первый корабль серии Q-max – «Mozah»

В 2008 году компания Samsung Heavy Industries специально для перевозок СПГ из Катара построила первое судно класса Q-max. Спущен на воду **в 2007 г.**

Высота **43,7 м**

Ширина **53,8 м**

Дедвейт **128 900 т**

Длина **345 м**

Флаг: Катар

Серия включает **14 судов**

Имеет собственную установку сжижения газа

Вместимость: 266 тыс. м³ СПГ – достаточно для обеспечения теплом и электричеством Англии в течение 24 часов

ФАКТ

Назван в честь жены эмира Катара Шейхи Мозы бинт Насер аль-Миснед

Самое КРУПНОЕ в мире судно для транспортировки буровых платформ и прокладки трубопроводов по морскому дну

Судно-трубоукладчик «Pioneering spirit»

Судно построено на верфи компании DSME. Создатели утверждают, что на судне может поместиться небольшой городок

В первый рейс из Южной Кореи в Европу «Pioneering spirit» отправился **в 2014 г.**

Способно поднимать платформы весом **48 тыс. т** и буровые установки массой **25 тыс. т**

Укладывает трубопроводы на глубине **до 3,5 тыс. м**

Высота **30 м**

Ширина **124 м**

Длина **382 м**

Дедвейт **48 000 т**

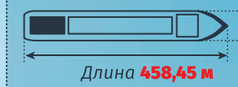
ФАКТ

До февраля 2015 г. судно носило имя нацистского преступника Питера Шельте Хеерма, обманом избежавшего наказания. После протеста еврейских общин в Великобритании и Голландии глава компании Allseas, которой принадлежит корабль, и родной сын Питера Шельте Эдвард Хеерма согласился не использовать имя отца в названии судна

КРУПНЕЙШЕЕ судно в мире до появления танкеров класса TI

Супертанкер «Knock Nevis»

Построено **в 1976 г.**
Компания: «Sumitomo Heavy Industries Ltd»



Ширина **69 м**

Дедвейт **564 763 т**

Длина **458,45 м**

Вместимость: более 550 тыс. т
Скорость: 13–16 узлов
Грузоподъемность: 564 763 т
Тормозной путь гиганта – **10,2 км**, а диаметр разворота более **3,7 км**
Силовая установка: паровые турбины общей мощностью **50 000 л. с.**

Из-за гигантских размеров и большой осадки у танкера не получалось проплывать через Суэцкий и Панамский каналы. При полной загрузке он оказывал влияние на вращение Земли. В 2010 году «Knock Nevis» перестали эксплуатировать и утилизировали

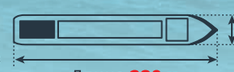
ФАКТ

Единственное, что сегодня осталось от самого большого в мире корабля, – 36-тонный якорь, который хранится в Морском музее Гонконга

СУПЕРТАНКЕРЫ класса TI

Линейка танкеров класса TI построена в 2002–2003 гг. в Южной Корее для канадской компании «Hellespont Group». Серия включает четыре судна – **«TI Europa», «TI Oceania» и «TI Asia», «TI Africa»**

Скорость: 16,5 узла



Ширина **68 м**

Длина **380 м**

Водоизмещение **162 477 т**

Из-за больших габаритов не могут путешествовать по Суэцкому и Панамскому каналу.

В настоящее время нефть перевозят два танкера серии: «TI Europa», «TI Oceania». «TI Asia» и «TI Africa» переоборудовали в плавучие нефтяные хранилища

ФАКТ

За одно плавание судно доставляет сырую нефть в количестве, достаточном для заполнения топливных баков автомобилей всей Канады

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ

Музычук Павел Стефанович
руководитель направления Управления техники и технологии добычи нефти, Департамент по технике и технологиям добычи нефти, НТЦ «Газпром нефть»

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СТАЛИ УСТОЙЧИВЫМ ОБЩЕОТРАСЛЕВЫМ ТРЕНДОМ В НЕФТЕДОБЫЧЕ. ОТ ТОГО НАСКОЛЬКО УДАЧНО ПОДОБРАНЫ И ГРАМОТНО ИСПОЛЬЗОВАНЫ ТЕ ИЛИ ИНЫЕ ЦИФРОВЫЕ РЕШЕНИЯ ЗАВИСИТ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДОБЫЧИ И КОНЕЧНАЯ СТОИМОСТЬ КАЖДОГО БАРРЕЛЯ НЕФТИ. КАКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИНДУСТРИИ 4.0 ИСПОЛЬЗУЮТ КРУПНЕЙШИЕ СОВРЕМЕННЫЕ КОМПАНИИ?

DIGITAL TECHNOLOGIES BECAME THE STEADY INDUSTRY-WIDE TREND IN OIL EXTRACTION. THE EFFICIENCY OF EXTRACTION AND THE FINAL COST OF EACH OIL BARREL DEPEND ON THE CORRECT SELECTION AND PROPER USE OF THOSE OR OTHER DIGITAL SOLUTIONS. WHICH INDUSTRY 4.0 TECHNOLOGIES ARE USED BY THE LARGEST MODERN COMPANIES?

Ключевые слова: *цифровые технологии, механизированная добыча, автоматизация производства, УЭЦН, цифровой двойник.*

УДК 622.276; 004

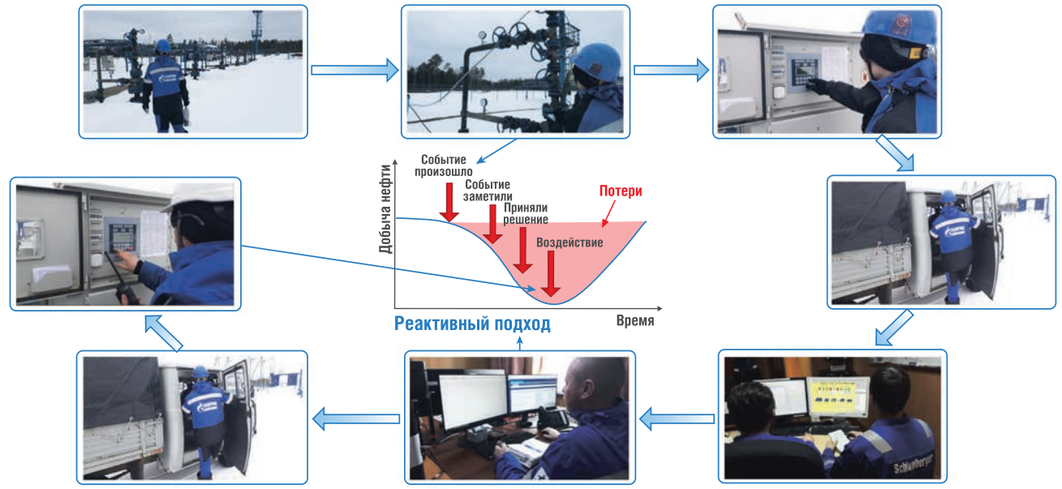
Сегодня компания «Газпром нефть» занимает третье место в России по добыче и переработке нефти. В условиях нестабильной рыночной стоимости нефти, ограничений ОПЕК, ухудшения ресурсной базы, увеличения доли трудноизвлекаемых запасов перед компанией стоят следующие бизнес-цели: укрепление позиции в десятке крупнейших в мире нефтегазовых компаний, лидерство по ROACE (не менее 15%), максимизация создаваемой стоимости каждого барреля на тонну добычи и переработки.

Цифровая трансформация ПАО «Газпром нефть»

Ключевым направлением в достижении этих целей является цифровая трансформация компании, а именно применение информационных технологий, трансформирующих операционные процессы и бизнес-модели. Активы «Газпром нефти» – это не только скважины и наземная инфраструктура, это сотни петабайт данных, которые генерируют объекты в России и за рубежом. Цифровые двойники всех месторождений, заводов и других активов образуют единую киберфизическую модель активов «Газпром нефти», которая развивается в режиме реального времени на основе поступающих данных. С ее помощью специалисты компании обучают искусственный интеллект прогнозировать, находить лучшие технологические решения и управлять интегрированным производством. Искусственный интеллект позволяет выявлять нестандартные взаимосвязи данных и находить в них новые источники роста эффективности, а также ускорять рутинные операции. Машинное обучение позволяет использовать обобщенный экспертный опыт лучших специалистов для тиражирования по всем активам. С каждым днем все больше бизнес-процессов проходят трансформацию и входят в данную интегрированную структуру. Применяемые технологии включают в себя искусственный интеллект, виртуальную и дополненную реальность (AR/VR), беспилотные авиационные системы, видеоаналитику и техническое зрение, носимые технологии и естественные интерфейсы, блокчейн, роботизацию и аддитивные технологии.

Цифровая трансформация функции Добыча

В рамках отдельной программы «Цифровая трансформация функции Добыча» сформулирована задача повышения эффективности добычи нефти за счет создания цифровых



инструментов управления базовыми технологическими процессами. К ним относятся:

- Повышение качества данных для проектов Актива Будущего и информационных систем БРД.
- Снижение трудоемкости и повышение качества управления технологическими процессами.
- Цифровизация «узких» компетенций, создание машинного интеллекта – снижение зависимости от текучки персонала.
- Тиражирование доступных перспективных технологий и в операционной деятельности и в среднесрочном планировании – повышение эффективности производственных процессов.
- Снижение инфраструктурной нагрузки новых удаленных активов – повышение PI проектов.

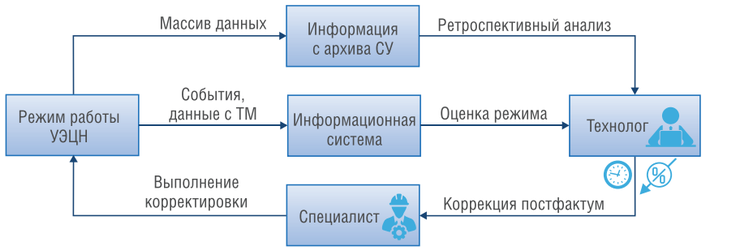
В целом в работе находятся 17 проектов по развитию информационных технологий и цифровых инструментов со сроком реализации до конца 2023 года.

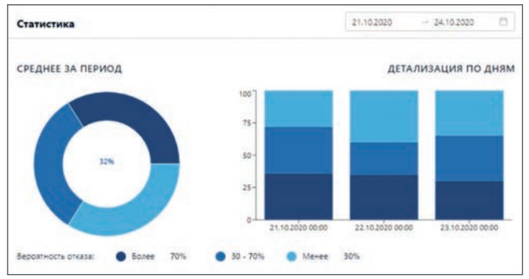
Механизированная добыча нефти

Одним из проектов цифровой трансформации функции Добыча является переход на проактивный подход и автоматизацию в работе с механизированным фондом скважин, который составляет 93% от всего фонда компании. Процедура работы с фондом требует постоянного мониторинга и анализа состояния с выбором на основании исторических данных. Развитие концепции безлюдного месторождения требует перехода с реактивного на проактивный подход. Текущая схема работы с механизированным фондом нацелена на работу с последствиями, а не предупреждением возможных отклонений работы насосного оборудования от режимного. Эффективность данных операция зависит от скорости сбора, анализа данных и принятия оптимальных решений. Делегирование этих операций IT-системе и есть трансформация процесса – автоматизация механизированного фонда скважин.

Концепт автоматизации механизированного фонда

В данном направлении разработана информационная система предиктивной аналитики, учитывающая динамическую





и историческую информацию о работе скважины:

- геологические факторы (газ, вода, отложение солей и парафина), конструктивные (диаметр эксплуатационных колонн, кривизна скважин, исполнение узлов и деталей УЭЦН),
- характеристики скважин (продуктивность, история работы),
- характеристики насоса (текущая производительность, напор, подача, КПД, рабочий диапазон),
- динамические характеристики (динамический уровень, температура жидкости, забойное давление, вибрация установки, температура ПЭД).

На основании сравнения текущих данных с историческими, по аналогии с нейронными сетями человеческого мозга, система прогнозирует потенциальные события, которые могут произойти с оборудованием, и на основании накопленного опыта формирует конкретные мероприятия по обслуживанию. Это позволяет снижать загрузку специалиста по мониторингу добывающего фонда скважин и работать уже с рекомендациями системы, направленными на предотвращение возможных отклонений.

Информационная система Солярис

ИС «Солярис» – это ИТ-система предиктивной аналитики с алгоритмом причинно-следственной связи аварий/отказов и рабочих параметров УЭЦН. Система ориентирована на автоматизацию производственных процессов по анализу динамической информации текущего состояния погружного насосного оборудования и накопленной исторической информации по скважине, оборудованию, выявлению отклонений от плановых нормативов.

При помощи системы Солярис решаются такие проблемы, как потери нефти от отказов и внутрисменных простоев, потребность в улучшении прозрачности процессов, усилении контроля, в увеличении МРП оборудования, а также работа с последствиями, а не их предупреждение.

Бизнес-задачи:

- Определение вероятности возникновения отказов, факторов и причин прогнозируемого отказа УЭЦН.
- Подбор мероприятий для предотвращения отказов УЭЦН.
- Определение зависимости между параметрами УЭЦН и последующими негативными событиями.
- Формирование оповещений о событиях.
- Анализ эффективности мероприятий по снижению риска отказа и аварий УЭЦН.
- Анализ возможности реализации автоматического принятия решений и проведения корректирующего воздействия системой.
- Формирование обоснования и согласование решения о проведении ремонта на основании прогноза.

В ходе реализации проекта разработан подход (модель, алгоритм) для формирования уровня риска прогнозного события и самообучающийся алгоритм прогнозирования, внедрен алгоритм самоанализа системы на основе требований к качеству данных, а также реализован уникальный концепт причинно-следственной связи в системе предиктивной аналитики. Кроме того, реализованы уведомление сотрудников системой и интуитивно понятный интерфейс. Результатом проекта также стало формирование прогнозного значения отказа (останова) УЭЦН для нескольких временных диапазонов с целевой точностью не менее 85 %.

В перспективе специалисты компании намерены обеспечить развитие данной системы за счет интеграции цифрового двойника насосного оборудования, увеличения количества параметров для предиктивной аналитики и передачи системе части функционала по управлению.

Будущее добычи – безлюдные месторождения

Цифровизация и автоматизация процесса нефтедобычи позволит компании «Газпром нефть» перейти от систем поддержки принятия решений к полноценным экспертным системам, решающим широкий круг оперативных задач с минимальным участием персонала.

Успешная реализация проектов по предиктивной аналитике позволяет в дальнейшем рассматривать принципиально новый подход по автоматизации кустовых площадок. Концепция автономных (безлюдных) активов в свою очередь позволяет создать безопасное и безаварийное производство в условиях автономности, мобильности, малого срока разработки актива, а также влияет на развитие уникальных отраслевых компетенций мирового уровня. ●

Keywords: *digital technologies, mechanized mining, production automation, ESP, digital twin.*

БК ПНГ
БУРОВАЯ КОМПАНИЯ ПНГ
СК ПНГ
СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ ПНГ
ПНГ
ТЕХНОЛОГИИ

ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
И ОБОРУДОВАНИЕ
В БУРЕНИИ И ЦЕМЕНТИРОВАНИИ
НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

127015, Москва, ул.Бутырская 77
Бизнес-центр «Диагональ Хаус»
+ 7 (495) 787-37-27

www.png-drilling.ru
www.png-service.ru
www.png-technologies.ru

info@png-drilling.com
info@png-service.com
info@png-technologies.com

Премия имени академика И.М. Губкина. Молодые ученые вступают в борьбу за лучший научно-исследовательский проект

21 сентября 2021 года в стенах Губкинского университета в совмещенном онлайн и офлайн формате состоится V конкурс на соискание молодежной Губкинской премии (далее – Конкурс), посвященный 150-летию со дня рождения выдающегося ученого-практика, основоположника нефтяной геологии, педагога и общественного деятеля, профессора, академика Ивана Михайловича Губкина (21.09.1871 – 21.04.1939).

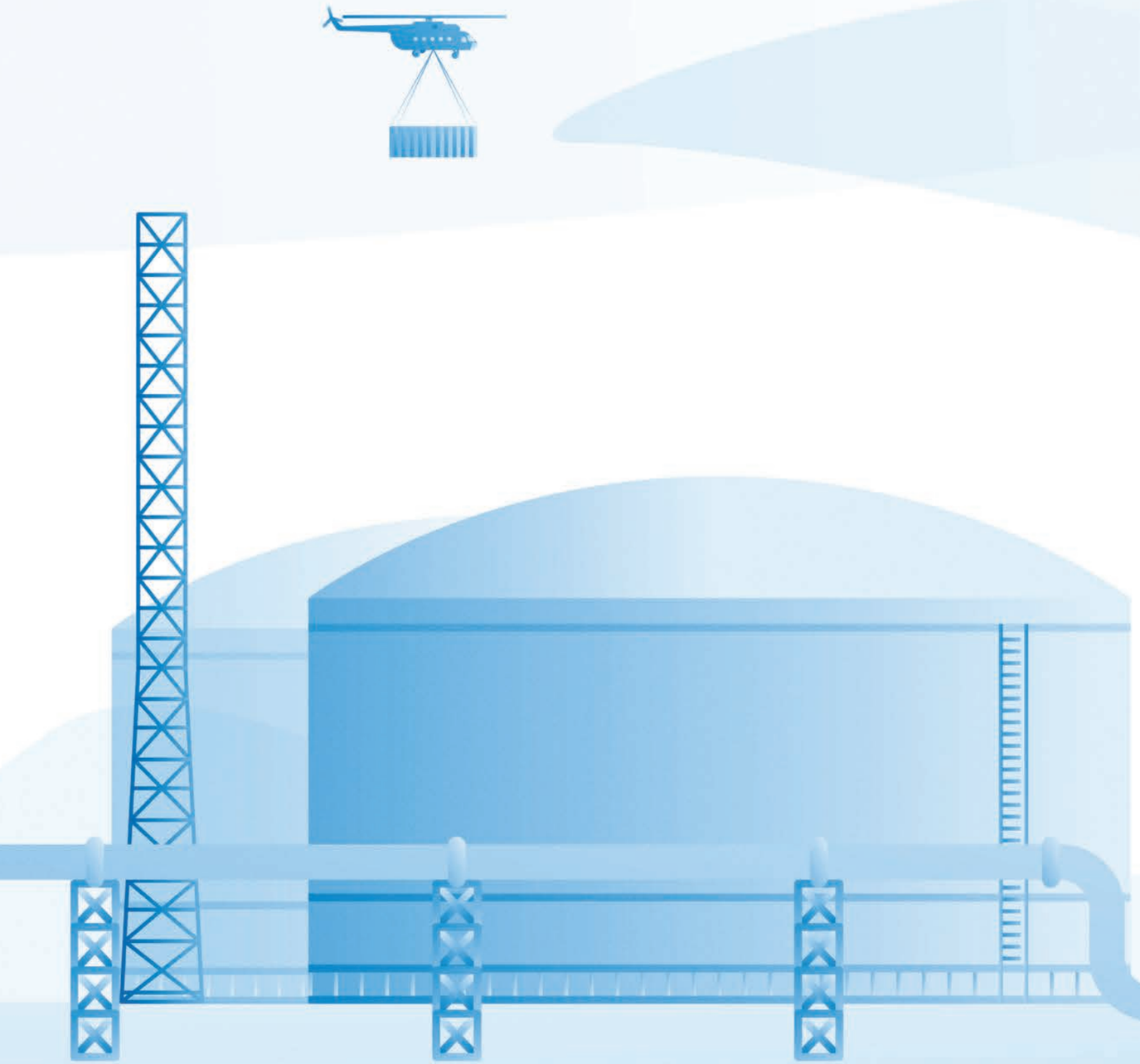
К участию в Конкурсе приглашаются магистранты, аспиранты, докторанты, специалисты, инженеры, научные и научно-педагогические работники высших учебных заведений в возрасте до 30 лет. Выдвигаемые на соискание молодежной Губкинской премии работы должны решать отраслевые и региональные научно-технические проблемы нефтегазовой отрасли, получить внедрение с подтвержденным экономическим или социальным эффектом.

Молодежная Губкинская премия учреждена Межрегиональным научно-техническим обществом нефтяников и газовиков им. акад. И.М. Губкина и присуждается за лучшие научно-исследовательские, проектные и конструкторские работы, представляющие значительный вклад в теорию и практику нефтяной и газовой промышленности.

Традиционно Конкурс проводится с 2012 года и призван способствовать ускорению технического прогресса, росту эффективности, улучшению качества, повышению надежности и безопасности эксплуатации производства, экономии трудовых, материально-технических и топливно-энергетических ресурсов, автоматизации и цифровизации производства, охране окружающей среды.

Условия участия в Конкурсе и форму заявки можно найти на сайте журнала **Neftegaz.RU**

Заявки на участие принимаются до 21.08.2021 по электронной почте ***niibt@gubkin.ru***



Neftegaz.RU

ГАЗ В ПЛАСТ!

Почему рациональное использование газа стало принципиальным условием эффективной добычи нефти на Мессояхе?
Как раньше использовали попутный газ на самом северном материковом нефтепромысле России?
Какая работа была проделана для реализации уникального газового проекта на Мессояхской группе месторождений?
Обо всем этом расскажет мультимедийный проект «Газ в пласт! Зеленые технологии для голубого топлива».

MESSOYAHA.NEFTEGAZ.RU

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ДОБЫЧА

Автоматизированное рабочее место технолога

УДК 621.644; 004

ВНЕДРЕНИЕ ПРИНЦИПОВ БЕРЕЖЛИВОГО ПРОИЗВОДСТВА НЕВОЗМОЖНО БЕЗ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. ПОЭТОМУ В РАМКАХ РЕАЛИЗАЦИИ СТРАТЕГИИ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИ В АО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ» БЫЛА РАЗРАБОТАНА И УЖЕ ПРОШЛА АПРОБАЦИЮ НА ПРОИЗВОДСТВЕ ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА «АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ РАБОЧЕЕ МЕСТО ТЕХНОЛОГА». ИС «АРМ ТЕХНОЛОГА» НАПРАВЛЕНА НА ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА «МЕХАНИЗИРОВАННАЯ ДОБЫЧА» ЗА СЧЕТ ВНЕДРЕНИЯ ЭКСПЕРТНО-АНАЛИТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ. ДАННАЯ СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА РЕЗУЛЬТАТАМ ВНЕДРЕНИЯ И РАЗВИТИЯ ЭТОЙ СИСТЕМЫ

THE IMPLEMENTATION OF LEAN PRODUCTION PRINCIPLES IS IMPOSSIBLE WITHOUT USING THE DIGITAL TECHNOLOGIES. THEREFORE, WITHIN THE FRAMEWORK OF IMPLEMENTATION OF DIGITAL TRANSFORMATION STRATEGY ZARUBEZHNEFT JSC DEVELOPED THE AUTOMATED WORKING PLACE OF A TECHNOLOGIST INFORMATION SYSTEM WHICH HAS ALREADY UNDERGONE THE INDUSTRIAL APPROVAL. THE AWP OF A TECHNOLOGIST IS IS DETERMINED TO INCREASE THE EFFICIENCY OF THE MECHANIZED EXTRACTION BUSINESS PROCESS DUE TO IMPLEMENTATION OF THE EXPERT SYSTEM. THIS ARTICLE DEALS WITH THE RESULTS OF IMPLEMENTATION AND DEVELOPMENT OF THIS SYSTEM

Ключевые слова: *автоматизация, бережливое производство, механизированная добыча, цифровое месторождение, информационная система.*

Палий Андрей Владимирович
начальник Управления по добыче нефти и газа ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»

Чернов Денис Анатольевич
заместитель начальника Управления по добыче нефти и газа ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»

Прытков Владимир Геннадьевич
руководитель направления Управления по добыче нефти и газа ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»

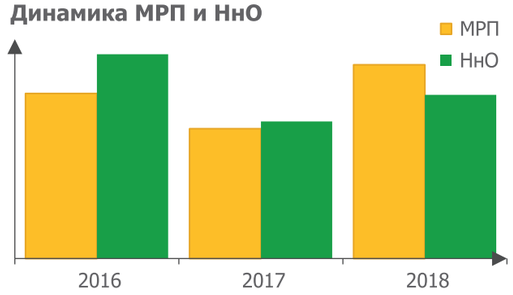
В настоящий момент АО «Зарубежнефть» осуществляет проект по внедрению систем цифрового месторождения на своих активах, цель которого – оптимизация всех работ на предприятиях за счет «цифровых помощников» на каждом этапе обработки данных.

Компания запустила цифровую трансформацию производств в 2018 году, дочернее общество (ДО) «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга» («ЗНДХ») является одним из первых предприятий Группы, на котором разрабатываются и внедряются инструменты цифрового месторождения. В рамках стратегии в 2018–2020 гг. сотрудниками «ЗНДХ» обработано более 17 тыс. файлов и визуализировано 30 тыс. единиц оборудования, которые легли в основу цифрового ландшафта месторождения.

Над реализацией проекта ИС «АРМ технолога» работают: Управление по добыче нефти и газа в качестве бизнес-заказчика и дизайнера оцифровки процесса механизированной добычи, Управление метрологии и автоматизации как методолог IT-процессов и инфраструктуры, экспертную поддержку по моделированию работы установки электроприводного лопастного насоса (УЭЛН) оказывает РГУ нефти и газа им. Губкина, в качестве разработчика программного обеспечения выступает ООО «ИНТАС Компани».

Основными предпосылками к созданию программы являются потери. В первую очередь это потери, связанные со временем работы специалистов. Анализ рабочего времени

Динамика МРП и НнО



Потери нефти по причине «Человеческий фактор»

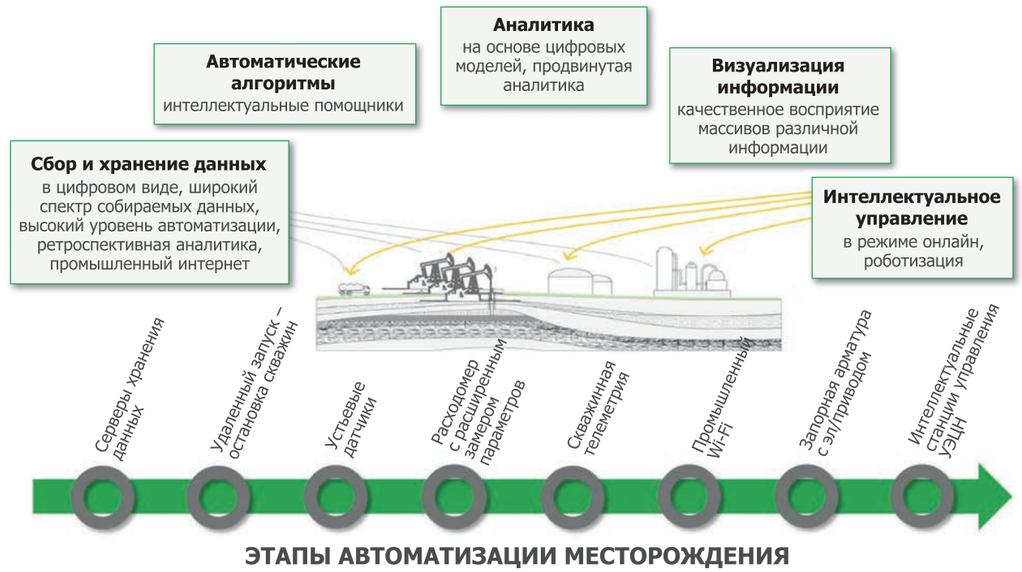
Источник: *ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»*

показал, что 70% приходится на необходимую, но не приносящую ценности работу. Высококвалифицированные инженеры занимаются тем, что собирают из разных источников различного рода данные, формируют сводки, таблицы, презентации аналитические материалы и т.п. И лишь 30% приходится на то, что мы называем полезной работой, анализ процессов, выработку решений, «полевую работу». Безусловно, мы обратили внимание и на то что, несмотря на наличие регламентов и инструкций, каждый специалист реагирует на изменения в процессе с разной эффективностью и за различный период времени, что негативно сказывается на показатели внутрисменных потерь нефти. Кроме того, в основе цифровизации процесса лежит автоматизация, и с ее ростом значительно повышается объем данных к обработке, увеличивается сложность анализа, ручная обработка данных требует все больше времени, как следствие, увеличивается количество ошибок, а это для нас потери нефти и отказ погружного оборудования. Анализ данных потерь показал, что, несмотря на довольно высокие показатели по межремонтному периоду скважин (МРП) и наработки на отказ (НнО) УЭЛН (1114 и 1152 суток соответственно в среднем за 2016–2018 г.), повышение качества работы с фондом скважин за счет сокращения этих потерь может привести к значительному эффекту.

При создании программного продукта основное внимание уделялось следующим задачам:

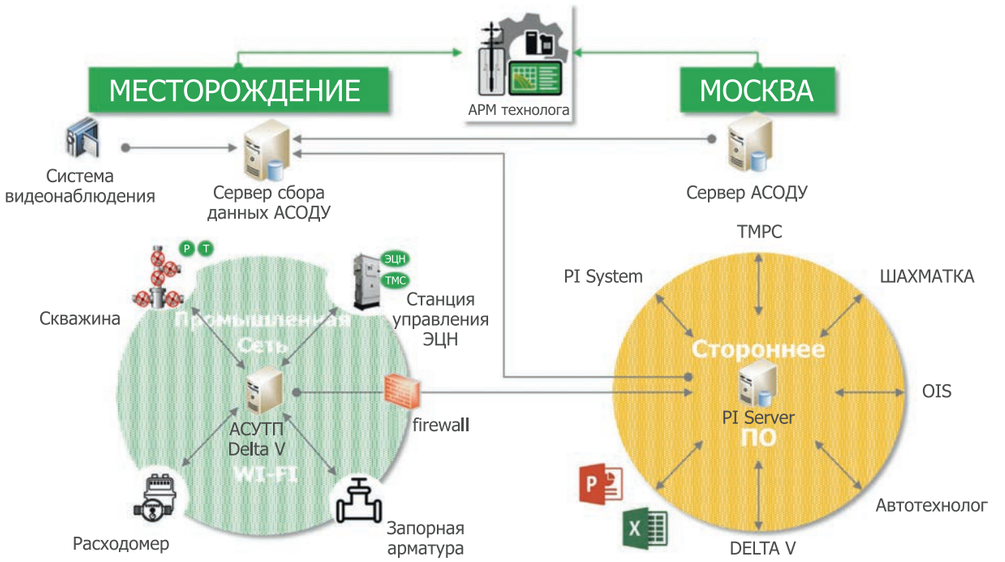
- стандартизации инструментов принятия решений (сокращение потерь, связанных с «человеческим фактором»);
- цифровизации бизнес-процесса «Механизированная добыча»;
- созданию единого информационного поля от оператора ДНГ до руководства ДО и КЦ;
- доступу к оперативной, структурированной и достоверной информации;
- повышению точности планирования и скорости принятия решений за счет технологий BigData;
- сокращению рутинного труда, повышение времени полезной работы.

Фундаментом данного решения является автоматизация месторождения.



ЭТАПЫ АВТОМАТИЗАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Источник: *ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»*



Источник: *ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»*

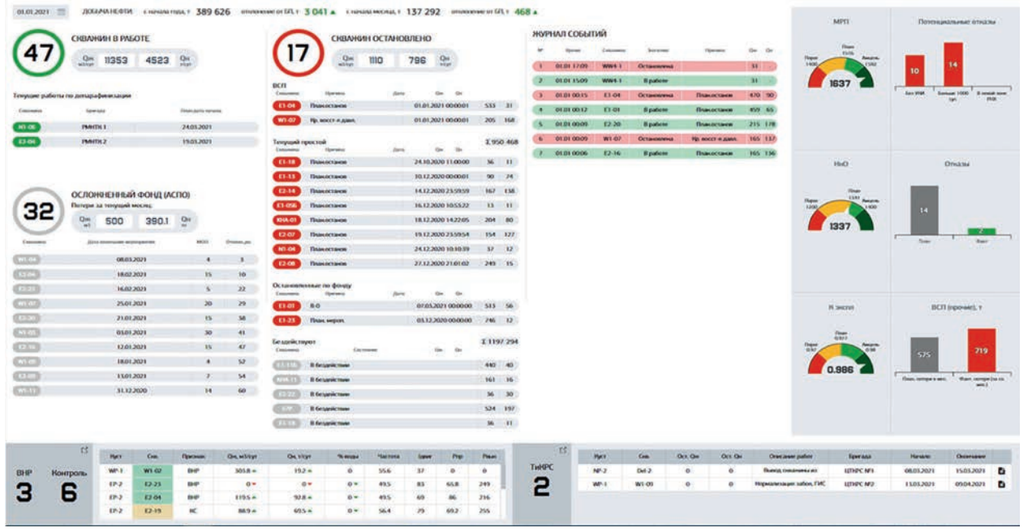
Она подразумевает оснащение погружного и наземного оборудования скважины, инфраструктуры кустовой площадки необходимым оборудованием и датчиками для передачи показаний работы УЭЛН (давление и температура на устье и на приеме / выкиде насоса, дебит, обводненность, газовый фактор, токовые характеристики и т.д.), оснащение запорно-регулирующей арматуры с возможностью дистанционного управления, в том числе и на замерном устройстве, и самое главное – организация высокоскоростной передачи данных.

ИТ-инфраструктура представлена двумя блоками – закрытой промышленной сетью, позволяющей управлять механизированным фондом скважин (критическая информационная инфраструктура отделена физически), локальной сетью и непосредственно самим автоматизированным рабочим местом. ИС «АРМ технолога» представляет многоуровневую распределенную web-платформу, доступную из любой точки мира.

Она обеспечивает интеграцию с сервером хранения, со смежными системами необходимыми для импорта и консолидации данных.

На текущий момент ИС «АРМ технолога» состоит из семи модулей. Первые четыре отвечают за работу как с фондом скважин, так и с каждой скважиной в отдельности.

Модуль «Дашборд» *отвечает за визуализацию основной производственной информации в динамике суток (добыча, фонд,*

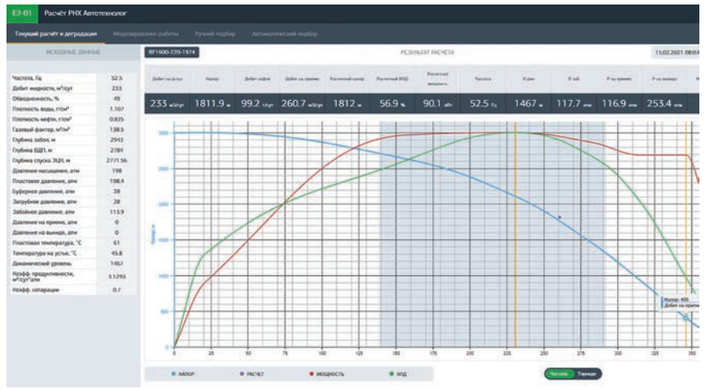


Источник: *ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»*

внутрисменные потери, ТиКРС, вывод скважин на режим) и исполнения КПЭ технологической службы (МРП, ННО, ВСП, отказы).

Модуль «Мониторинг фонда» *дает возможность осуществлять мониторинг всего фонда скважин, в том числе осложненного фонда и скважин на ВНР, выявлять отклонения в технологическом режиме скважин. Данный модуль состоит из 6 подмодулей:*

- Оперативный мониторинг фонда – структурная таблица, отображающая технологический режим работы скважин (параметры автоматически собираются с устьевых датчиков, смежных программ), которая позволяет строить и выгружать отчеты по заданным параметрам (фильтры).
- Журнал событий – уставки по технологическим параметрам скважин; Квитирование/ отклонение; «Алармы» по скважинам, формирование и контроль исполнения мероприятий.
- Осложненный фонд (ОФ) – визуализация ОФ, продвинутая аналитика (определение приоритета, автоматическое формирование графика, контроль исполнения работ).
- Отклонения – Визуализация скважин с отклонениями от технологических параметров, планирование мероприятий (УВЧ, промывка и т.д.).
- ВНР – автоматическое формирование карты ВНР, отправка по списку рассылки, интеллектуальные алгоритмы контроля ВНР (мониторинг отклонений, выдача рекомендаций), подсчет отобранной жидкости/нефти.
- Матрица Мэриленда – визуализация скважин по отклонениям от режимных параметров.



Источник: *ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»*

Модуль «Скважины», *состоящий из 6 подмодулей, хранит полную историю по работе скважины от момента бурения до ТиКРС:*

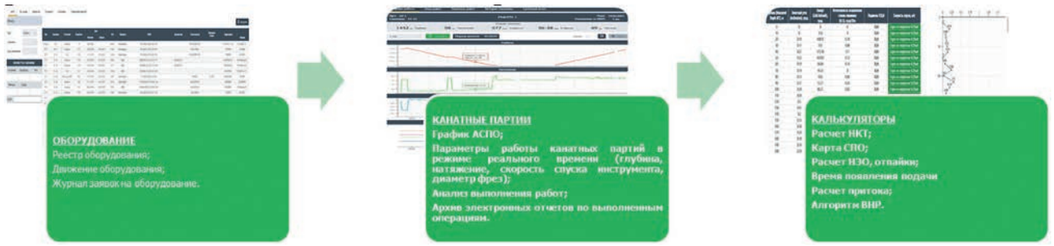
- ИНФОРМАЦИЯ О РАБОТЕ СКВАЖИНЫ – визуализация внутрискважинного оборудования, технологические параметры скважины, мероприятия (план/факт), интеллектуальные алгоритмы градации по степени осложнений, хронология остановок по скважине, расчет РНХ.
- АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ – построение трендов основных технологических параметров.
- ДЕЛО СКВАЖИНЫ – история работы скважины с начала бурения, банк документации (акты, план-заказы и т.д.).
- ИНКЛИНОМЕТРИЯ – 3D-модель скважины, выделение зон подвески УЭЦН.
- Электронный паспорт на УЭЦН (весь цикл от отгрузки с завода до разбора), электронные подписи, выгрузка в Excel, PDF. Совместная работа с подрядчиком по сервисному обслуживанию УЭЛН.

Подмодуль «Расчет ЭПО» представляет собой программное средство, позволяющее автоматически рассчитывать рабочие характеристики для выбранной скважины в режиме реального времени.

Разработка данного модуля производилась совместно с РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина и представляет собой глубоко переработанный программный продукт «Автотехнолог». К «АРМ технолога» подключена внешняя библиотека, которая используется системой для расчетов РНХ погружного оборудования. В программе реализовано четыре типа расчетов:

- Текущий расчет и деградация – выводит на экран графики РНХ УЭЛН, позволяет оценить РНХ на текущие параметры, определить деградацию в режиме реального времени по выбранной скважине.
- Моделирование работы – позволяет провести моделирование режима работы УЭЛН на выбранной скважине при изменении какого-либо параметра (дебит жидкости, частота, давление на приеме, линейное давление и т.д.).
- Ручной подбор (оборудование выбирает специалист) – позволяет провести полноценный подбор всей системы УЭЛН (насос, погружной электродвигатель, гидрозащита, кабельная линия, НКТ, глубина спуска). Реализованы рекомендации при подборе с целью исключения «человеческого фактора» (глубина, минимальный зазор в ЭК, мощность ПЭД).
- Автоматический подбор (оборудование выбирает программа) – позволяет автоматизировать процесс подбора УЭЛН за счет внедрения интеллектуальных алгоритмов подбора. Выполняется пакетный подбор оборудования по скважине по заранее заданным алгоритмам: максимальное КПД, минимальное УРЭ, оборудование из наличия, составление нескольких дизайнов УЭЦН, выдача рекомендаций.

Модуль «Аналитика» *предназначен для консолидации данных из смежных нефтепромысловых систем и подготовки регламентной отчетности по механизированному фонду скважин.* Модуль автоматически формирует пользовательские отчеты по любым данным, имеющимся в системе, аналогично функционалу



Источник: *ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»*

сводных таблиц в Microsoft Excel и презентаций Power Point. Отчеты формируются по следующим направлениям: внутрисменные потери, динамика МРП и НнО, фонда, Кэксп, Котк, анализ удельного расхода электроэнергии, статистика отказов УЭЦН, анализ осложненного фонда скважин, отчетная регламентная презентация с возможностью выгрузки в формате Power Point.

Также в ИС «АРМ технолога» внедрены 3 модуля для учета оборудования, мониторинга в режиме онлайн за работой канатных партий и калькуляторы для расчета основных технологических операций.

Модуль «Оборудование» *дает возможность производить учет движения погружного и наземного оборудования*. В табличном виде хранится информация по оборудованию в скважине: признак (нов./рем.), серийный номер, наработка и др. технические характеристики, реализован учет за движением оборудования.

Модуль «Осложненный фонд (АСПО)» *позволяет осуществлять контроль в режиме онлайн за проведением депарафинизации скважины* (контроль глубины, скорости спуска скребков, натяжения проволоки и т.д.), таблица с обозначенными плановыми и оперативными мероприятиями по скважинам, а также с данными по факту их выполнения. Разработан механизм автоматического формирования графика скребкования, автоматическое определение приоритета.

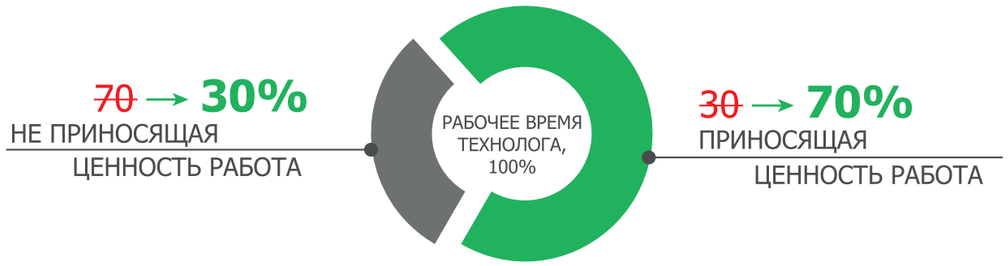
Модуль «Калькуляторы» – включает в себя стандартные формы по расчету подвески НКТ, станции управления, трансформатора, притока, внедрены формулы «закона подобия».

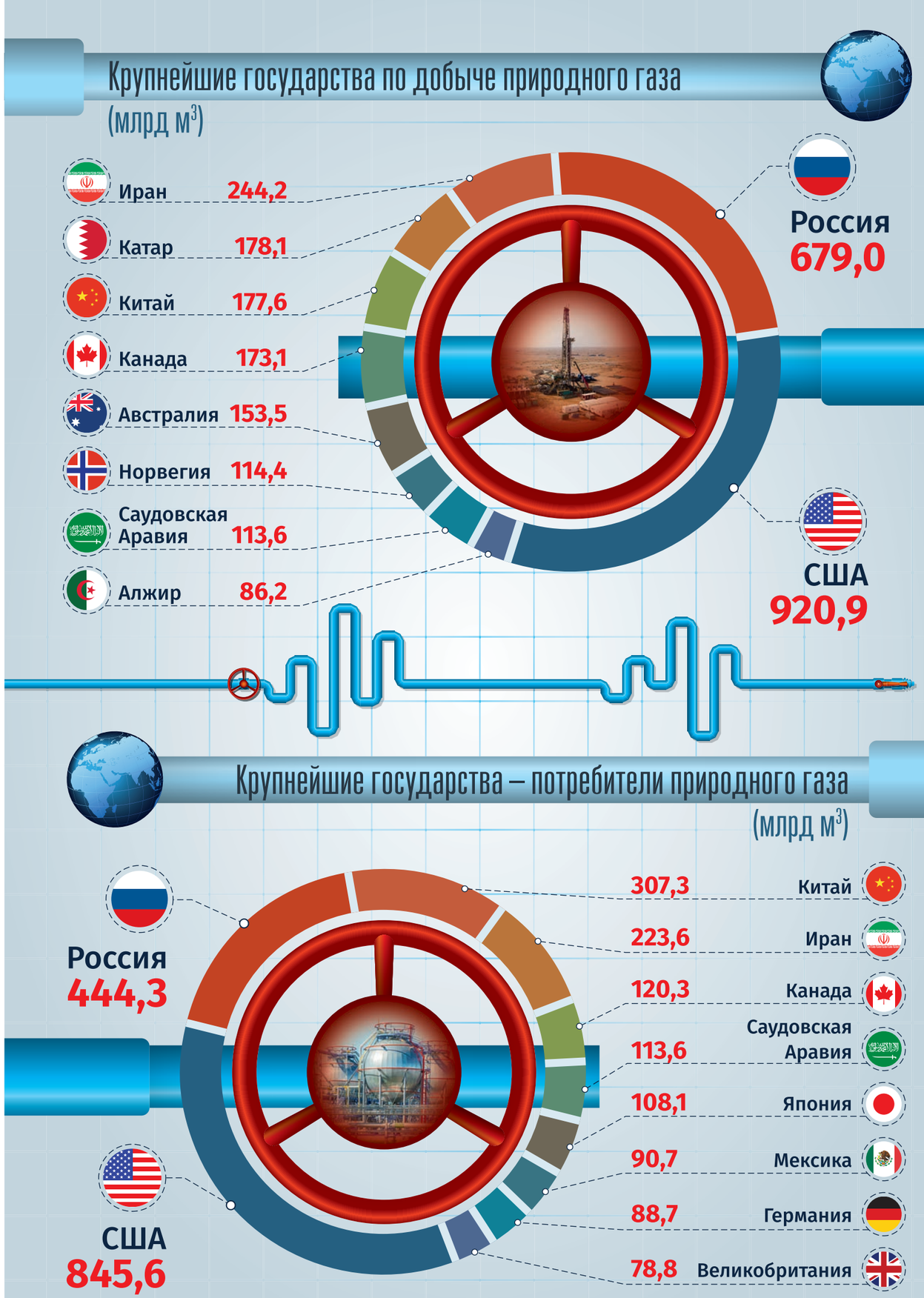
ИС «АРМ ТЕХНОЛОГА» – интеллектуальная цифровая система отечественного производства, охватывающая весь цикл эксплуатации механизированного фонда скважин. За 2018–2020 гг. в «АРМ технолога» реализовано 7 модулей, 14 статистических и 11 аналитических отчетов, разработано и внедрено 10 интеллектуальных алгоритмов. Экономический эффект в два раза превышает затраты на разработку, период окупаемости 1 год. На 17% увеличен межремонтный период по скважинам. На 15% снижены потери по нефти.

По итогам внедрения достигнута главная цель – снижение непроизводительного рабочего времени специалистов за счет стандартизации принимаемых решений и роботизации процессов в едином программном продукте: одно рабочее место – один программный продукт. Обеспечена возможность работы специалистов технологической службы и руководства в едином информационном поле при решении бизнес-задач по управлению фондом скважин и технологическими режимами. Большую часть времени технологов занимает анализ и разработка мероприятий, принятие решений и «полевая» работа!

В ближайшей перспективе в рамках развития ИС «АРМ технолога» запланирована доработка функциональных особенностей информационной системы, в т.ч. внедрение принципов искусственного интеллекта (предиктивная аналитика), основанная на прогнозировании показателей работы скважины с целью принятия оптимальных решений и диагностики работы УЭЛН в режиме реального времени. Планируется разработка и внедрение модулей: автоматизированное формирование пакета документов на текущий и капитальный ремонт скважин, виртуальный расходомер, система уведомлений и подсказок, прогнозирование осложнений интеллектуальный подбор методов защиты, прогнозирование аварийных ситуаций. ●

KEYWORDS: *automation, lean manufacturing, mechanized mining, digital field, information system.*





Neftegaz.RU
номер 4/2021 г.

ЦИФРОВИЗАЦИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

при мониторинге надежности нефтепроводов Арктической зоны РФ

Голик Василий Викторович
старший преподаватель кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Земенков Юрий Дмитриевич
д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Земенкова Мария Юрьевна
к.т.н., доцент кафедры «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Субботин Владимир Яковлевич
к.т.н., профессор, Институт промышленных технологий и инжиниринга, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Заварзин Виктор Анатольевич
преподаватель, Институт промышленных технологий и инжиниринга, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

УДК 621.644; 004

НА КАФЕДРЕ ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ ТЮМЕНСКОГО ИНДУСТРИАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА ПРОВОДЯТСЯ КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБЛАСТИ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА. РАБОТА ПОСВЯЩЕНА ОДНОЙ ИЗ ЗАДАЧ, СВЯЗАННОЙ С РЕШЕНИЕМ ЗАДАЧ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ В ГРУНТОВЫХ ОСНОВАНИЯХ НЕФТЕПРОВОДОВ. В РАБОТЕ ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ВОЗМОЖНОСТИ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ СОЗДАНИЯ ЦИФРОВЫХ МОДЕЛЕЙ ПРИ МОНИТОРИНГЕ НАДЕЖНОСТИ ЗАГЛУБЛЕННЫХ МНОГОСЛОЙНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ, ПРОКЛАДЫВАЕМЫХ В РАЙОНАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, С БОЛЬШИМ РАСПРОСТРАНЕНИЕМ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД. МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЫПОЛНЕНО НА ОСНОВЕ ДАННЫХ С РАЗЛИЧНЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕПРОВОДОВ СО СПЕЦИФИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ ЗАЛЕГАНИЯ

THE COMPLEX RESEARCH IN THE AREA OF DEVELOPMENT OF SYSTEMS OF MONITORING OF RELIABILITY AND SAFETY OF THE PIPELINE TRANSPORT OBJECTS IS PERFORMED IN THE DEPARTMENT OF TRANSPORTATION OF HYDROCARBON RESOURCES OF TYUMEN INDUSTRIAL UNIVERSITY. THE WORK DEALS WITH ONE OF THE TASKS RELATED TO SOLVING THE ISSUES OF FORECASTING THE PARAMETERS OF THERMAL PROCESSES IN FOUNDATION SOIL OF THE OIL PIPELINES. THE POSSIBILITIES OF MODERN TECHNOLOGIES OF CREATION OF DIGITAL MODELS DURING THE MONITORING OF RELIABILITY OF THE BURIED MULTI-LAYER OIL PIPELINES LAIN IN THE AREAS OF WESTERN SIBERIA AND THE ARCTIC ZONE OF THE RUSSIAN FEDERATION WHERE THE PERMAFROST FORMATIONS ARE WIDESPREAD, ARE ANALYZED IN THE WORK. THE MODELING IS PERFORMED ON THE BASIS OF THE DATA FROM VARIOUS PIPELINE PATCHES WITH SPECIAL OCCURRENCE CONDITIONS

Ключевые слова: *цифровизация, надежность, нефтепровод, обетонированные нефтепроводы, многослойные оболочки, тепловое поле, моделирование, многолетнемерзлые грунты, конечно-элементное моделирование, криолитозона.*

Введение

В настоящее время освоение углеводородного потенциала континентального шельфа арктических морей и Севера России является основой «Энергетической стратегии России на период до 2035 года». Одна из ключевых задач – обеспечение надежности и безопасности объектов трубопроводного транспорта является приоритетной задачей при проектировании, строительстве и в ходе эксплуатации нефтетранспортной системы. Современные информационные технологии цифровизации процессов, инструменты и программные продукты позволяют инженеру-проектировщику еще на стадии разработки проекта спрогнозировать параметры тепловых процессов, а в ходе эксплуатации предупредить дальнейшее поведение системы «труба – грунт» и аварийные ситуации [1].

ФАКТЫ

Ярудейское нефтегазоконденсатное месторождение

расположено в ЯНАО, в верховьях реки Полуй, правого притока р. Оби. Основная часть извлекаемых запасов – 13 млрд м^3 газа и 20 млн т жидких УВ – приходится на нефтяные залежи

РИС. 1. Деформация нефтепровода [2]

Выбор надежных и экономичных теплоизолированных трубопроводных конструкций при проектировании линейных участков проводиться с учетом условий эксплуатации, типов прокладки и условий на местности.

Теплотехнические расчеты таких конструкций зачастую являются трудоемкими в связи с большим количеством изменяющихся условий по длине нефтепровода.

Математическое моделирование данных процессов на современных ЭВМ позволяет задать большое количество изменяющихся параметров во времени, а также спрогнозировать поведение близстоящих инженерных конструкций на протяжении большого периода времени.

Обсуждение

Первый этап цифровизации процесса и объекта моделирования заключается в качественной постановке модели и задании граничных условий, соответствующих определенным участкам местности с многолетнемерзлыми грунтами. В данной работе в качестве примера был смоделирован участок нефтепровода, пролегавшего в сложных геокриологических условиях,

РИС. 2. Модель многослойного нефтепровода, разработанная в AutoCAD

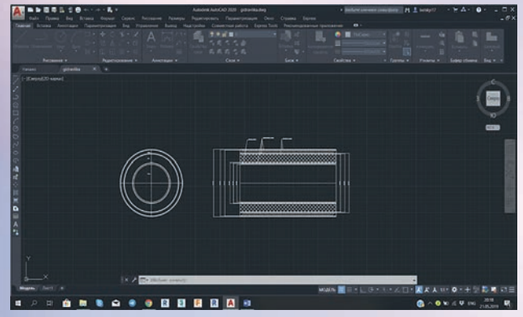


РИС. 3. Модель, разработанная в Autodesk Inventor

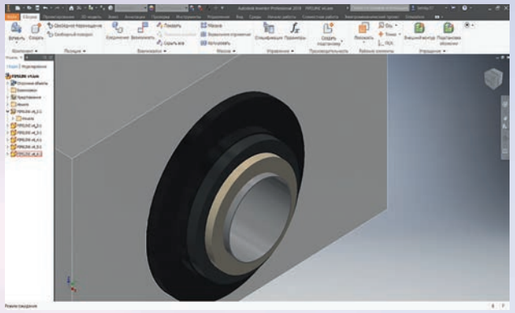


РИС. 4. Модель, разработанная в Fusion 360

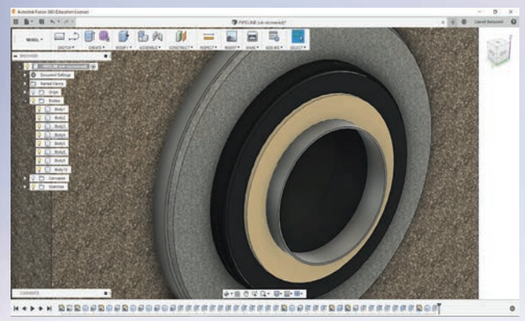
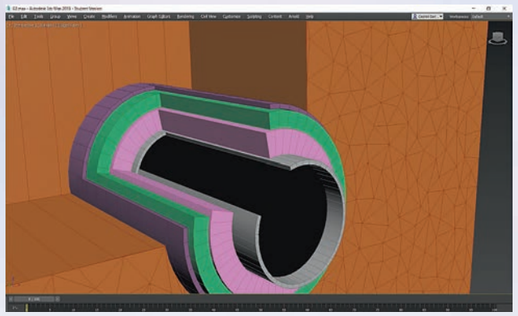


РИС. 5. Модель, разработанная в 3ds Max



характерных для Ярудейского месторождения. Данный участок является показательным ввиду большого геологического разнообразия мерзлых пород и большого количества случаев смещения трубопроводов из проектного положения (рис. 1) [2].

Существует большое количество программных комплексов, позволяющих создать двухмерную модель рассматриваемого участка, среди них как наиболее точные при верификации себя зарекомендовали такие продукты семейства Autodesk, как AutoCAD, и встроенные пакеты САПР (средства автоматизированного проектирования и черчения).

Другим вариантом является непосредственное создание трехмерной модели рассматриваемого участка, дающей наглядное представление о близлежащих инженерных объектах и сооружениях, входящих в общую систему. Наиболее широко известны такие программы САПР как Inventor, Fusion 360, 3ds Max (рис. 3, 4, 5) [4].

Второй этап – моделирование процессов передачи тепла при условии, что большая часть требуемых параметров уже известна. В настоящее время моделирование тепловых процессов, максимально приближенных к реальным условиям, обеспечивают следующие средства создания цифровых моделей:

- универсальная программная система конечно-элементного моделирования – ANSYS,
- система для моделирования потоков жидкостей, газов и процессов теплопередачи – Autodesk CFD,
- Frost 3D Universal – программный комплекс для моделирования тепловых процессов в грунтах [5, 6].

ФАКТЫ

Моделирование тепловых процессов, максимально приближенных к реальным условиям, обеспечивают: система конечно-элементного моделирования – ANSYS, система для моделирования потоков жидкостей, газов и процессов теплопередачи – Autodesk CFD и Frost 3D Universal – программный комплекс для моделирования тепловых процессов в грунтах

На этапе моделирования в системе ANSYS в пакете Transient Thermal на заранее подгруженную модель создается треугольная сетка (triangles) и производится ее оптимизация для более точного и корректного расчета тепловых потоков. Также устанавливаются граничные условия и задаются параметры изоляционных материалов и грунта.

РИС. 6. Результаты моделирования в ANSYS

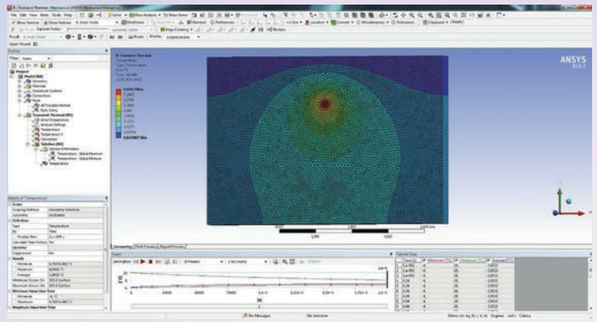


РИС. 7. Результаты моделирования в ANSYS

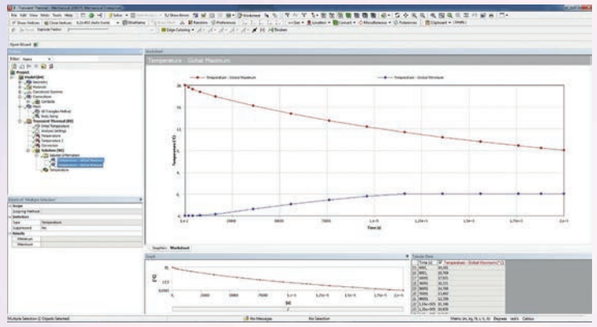


РИС. 8. Определение параметров модели

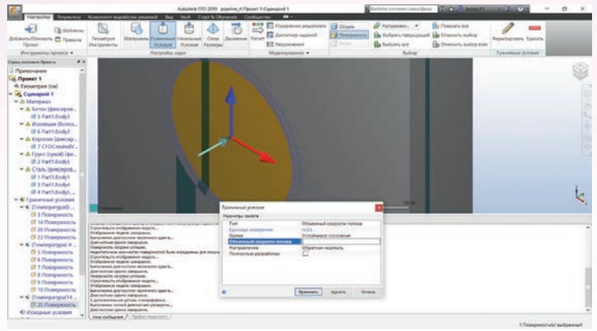
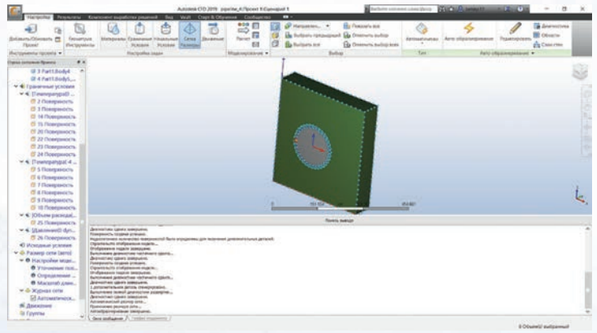


РИС. 9. Создание сетки для расчета в Autodesk CFD



Для грунта определяются параметры фазового перехода из мерзлого состояния в талый и наоборот. После завершения расчета в данном программном пакете можно вывести не только графическое изображение температурного ореола, но и графики и различные зависимости (рис. 6, 7).

Моделирование тепловых процессов в Autodesk CFD заметно отличается от предыдущей системы меньшим числом функций и менее точными результатами.

При создании цифровой 3D-модели объекта на первых этапах можно указать вспомогательные элементы и объекты, которые программа может учитывать при расчетах избирательно: это положительно влияет на скорость обработки, но негативно – на точность конечного результата [7, 8].

Далее необходимо завершить первичную модель объекта, исключить из расчета микропустоты и дефекты конструкции во избежание ошибок при расчетах, каждый слой изоляции здесь принимается как сплошная среда. После окончания работы с геометрией каждому проектируемому слою присваивается комплекс физико-технических свойств: определенный параметр плотности, температуры и т.д. Данные параметры задаются только из предустановленных материалов, что является существенным недостатком среды моделирования (рис. 8).

После определения материала каждого из элементов модели, построения облака точек и сетки для расчета сетка рассчитывается в автоматическом режиме, можно корректировать только геометрические параметры (рис. 9).

На последнем этапе производится симуляция движения тепловых потоков и вывод данных. Расчеты производятся по определенному количеству итераций, но не позволяют рассчитывать тепловое воздействие трубопровода в долгосрочной перспективе (рис. 10).

РИС. 10. Результаты моделирования CFD

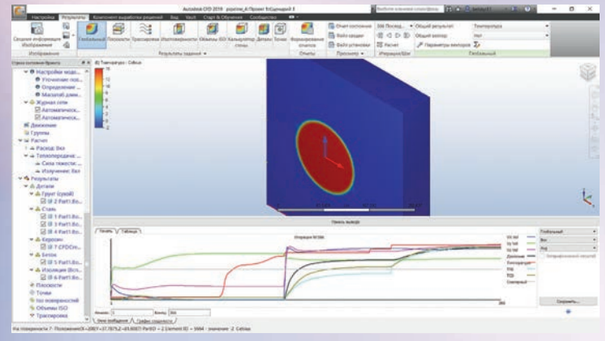
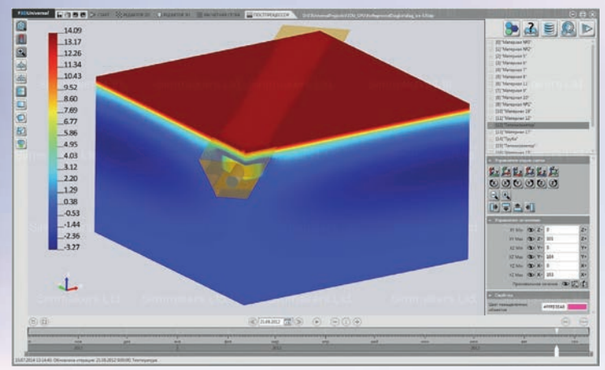


РИС. 11. Пример моделирования в Frost 3D Universal [9]



Специализированным программным средством является комплекс Frost 3D, он позволяет оценивать и прогнозировать ореол оттаивания грунта вокруг нефтепровода.

Для выполнения специфических расчетов авторами создан программный комплекс и концепция модуля мониторинга для расчетов многослойных обетонированных трубопроводов для функционирования в рамках программного комплекса интеллектуального мониторинга надежности и безопасности [10].

Выводы

Современные средства имитационного моделирования позволяют создать цифровую модель объекта и термодинамических процессов в грунте. Математическое моделирование с применением универсальных программных комплексов как метод исследования позволяет получить представление о физико-технических процессах, протекающих в местах проведения эксперимента без непосредственного вмешательства в процесс транспорта нефтепродукта, их динамике либо оценить конструктивные параметры надежности сооружений на различных стадиях жизненного цикла. Цифровая модель системы и имитационный эксперимент в отличие от реально поставленного физического или промышленного эксперимента позволяют с минимальными материальными ресурсами оценить параметры работоспособности систем с длительными технологическими циклами (недели, месяцы, годы) в существенно более сжатые сроки. ●

ФАКТЫ

Комплекс

Frost 3D

является специализированным программным средством, позволяющим оценивать и прогнозировать ореол оттаивания грунта вокруг нефтепровода

Литература

1. *Энергетическая стратегия россии на период до 2035 года. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ac.gov.ru/files/content/1578/11-02-14-energostrategy-2035-pdf.pdf*
2. *Математическое моделирование взаимодействия наземных трубопроводов с окружающей средой. Земенков Ю.Д., Моисеев Б.В., Илюхин К.Н., Налобин Н.В. // Известия вузов. Нефть и газ. – 2014. – № 2. – С. 51–56.*
3. *Golik V.V., Zemenkov Yu.D., Shagbanov I.F. Complex thermophysical modeling of processes in the foundation soil of oil pipelines in the Arctic and offshore conditions. IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 952 (2020) 012014 doi:10.1088/1757-899X/952/1/012014.*
4. *Аксенов, Б.Г. Моделирование колебаний границы промерзания-оттаивания в грунтах и наружных строительных конструкциях / Б.Г. Аксенов, С.В. Корякина, Б.В. Моисеев, А.Ф. Шаповал, О.А. Степанов // Современные проблемы науки и образования. – 2012. – № 2. – Режим доступа: http://science-education.ru/ru/article/view?id=6088.*
5. *Golik V.V., Moiseev B.V., Zemenkov Y.D., Kabes E.N. Assessment of geo-cryological conditions in the design and operation of pipelines in the Arctic zone of the Russian Federation // IOP Conference Series Materials Science and Engineering 445(1):012005 DOI: 10.1088/1757-899X/445/1/012005.*
6. *Moiseev B., Zemenkov Y., Nalobin N., Dudin S. Thermal calculations of underground oil pipelines MATEC Web of Conferences 2017//MATEC Web of Conferences 106:06005 DOI: 10.1051/matecconf/201710606005.*
7. *Zemenkova M., Shastunova U., Shabarov A., Kislitsyn A., Shuvaev A. Physical and mathematical modeling of process of frozen ground thawing under hot tank//IOP Conference Series Materials Science and Engineering 357(1):012007 DOI: 10.1088/1757-899X/357/1/012007.*
8. *Stepanov O., Moiseev B., Chekardovskiy M., Aksenov B., Shapoval A. Physical and mathematical conditions of non-stationary thermal conditions of the underground air channels / International Journal of Applied Engineering Research. T12#20 – 2017 P. 10110–10113.*
9. *Расчет теплового взаимодействия нефтепровода и ММГ в программе frost 3d universal [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://frost3d.ru/raschyot-truboprovoda-mnogoletnemyorzlaya-poroda/10-15/.*
10. *Zemenkova M.Y., Gladenko A.A., Zemenkov Y.D. Innovative intelligent technologies for predictive reliability and risk management in oil and gas transport and storage systems//AIP Conference Proceedings, 2020, 2285, 050012 DOI: 10.1063/5.0029598.*

KEYWORDS: *digitalization, reliability, oil pipeline, concreted oil pipelines, multilayer shells, thermal field, modeling, permafrost, finite element modeling, cryolithozone.*

РОДНИКИ
бутик-отель
★★★★★
ПЕРЕЗАГРУЗКА
для топ-менеджеров
в Подмосковье
Отдых для тех, кто ценит высокое качество и стиль жизни
+7 (495) 212-12-32
www.rodniki-hotel.ru
info@rodniki-hotel.ru

БУРОВАЯ БЕЗ ЛЮДЕЙ:

от Центра удаленного сопровождения до автоматизации процесса наклонно-направленного бурения

Рамозанов Артур
инженер по бурению,
Baker Hughes

Васильев Владислав
директор по производству,
регион Западная Сибирь,
Baker Hughes

Анциферова Анастасия
начальник Центра технической поддержки
и удаленного управления,
Baker Hughes

Поляков Петр
инженер-электроник,
Baker Hughes

Neftegaz.RU
номер 4/2021 г.

УДК 622.24; 004

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ СТАНОВИТСЯ НЕ ТОЛЬКО ЭФФЕКТИВНЫМ ИНСТРУМЕНТОМ ДЛЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОГО И УСТОЙЧИВОГО РОСТА В УСЛОВИЯХ ЖЕСТКОЙ КОНКУРЕНЦИИ, НО И ПРАКТИЧЕСКИ ЕДИНСТВЕННЫМ ВОЗМОЖНЫМ РЕШЕНИЕМ ДЛЯ ПРЕОДОЛЕНИЯ ВЫЗОВОВ, РАНЕЕ НЕЗНАКОМЫХ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. НАЧАВШАЯСЯ В 2020 Г. ПАНДЕМИЯ COVID-19 ПОДЧЕРКНУЛА НЕОБХОДИМОСТЬ И ВАЖНОСТЬ РАЗВИТИЯ ЦЕНТРОВ УДАЛЕННОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ В СЕКТОРЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО БУРЕНИЯ. ЦИФРОВИЗАЦИЯ СЕРВИСА НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ В КОМПАНИИ BAKER HUGHES В РОССИИ НАЧАЛАСЬ В 2014 ГОДУ. НАРАБОТКИ КОМПАНИИ ЗА 6 ЛЕТ ПОЗВОЛИЛИ ИСКЛЮЧИТЬ СРЫВЫ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОГРАММ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ В УСЛОВИЯХ ИСПОЛНЕНИЯ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО НЕРАСПРОСТРАНЕНИЮ COVID-19. АВТОМАТИЗАЦИЯ И ПЕРЕНОС ПРОЦЕССОВ НА ДИСТАНЦИОННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПОЗВОЛИЛИ СОКРАТИТЬ СОСТАВ ПОЛЕВОЙ ПАРТИИ С ЧЕТЫРЕХ ДО ОДНОГО ЧЕЛОВЕКА. ДАЛЬНЕЙШАЯ СИНЕРГИЯ С ТЕХНОЛОГИЕЙ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ СУЩЕСТВЕННО ПРИБЛИЗИТ К КОНЦЕПЦИИ «БУРОВАЯ БЕЗ ЛЮДЕЙ». В ДАННОЙ СТАТЬЕ БУДЕТ РАСКРЫТА ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ЦЕНТРА, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И РЕШЕНИЯ, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛЯЮТ ОСУЩЕСТВЛЯТЬ И КОНТРОЛИРОВАТЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИНЫ НА УДАЛЕННОМ УПРАВЛЕНИИ

THE DIGITALIZATION OF TECHNOLOGICAL PROCESSES FOR OIL AND GAS ENTERPRISES IS BECOMING NOT ONLY A TOOL FOR THE CONSISTENT AND EFFECTIVE USE OF TECHNOLOGIES IN A HIGHLY COMPETITIVE ENVIRONMENT, BUT ALSO A POSSIBLE WAY TO OVERCOME A PREVIOUSLY UNFAMILIAR INDUSTRY. STARTED IN 2020. THE COVID-19 PANDEMIC HAS HIGHLIGHTED THE NEED TO DEVELOP REMOTE SUPPORT IN PRODUCTION DRILLING. THE DIGITALIZATION OF DIRECTIONAL DRILLING SERVICES AT BAKER HUGHES BEGAN IN 2014. THE COMPANY'S ACHIEVEMENTS OVER 6 YEARS MADE IT POSSIBLE TO EXCLUDE DISRUPTIONS TO THE PRODUCTION PROGRAMS OF OIL AND GAS PRODUCING COMPANIES, IN THE CONDITIONS OF FULFILLING OBLIGATIONS ON THE NON-PROLIFERATION OF COVID-19. AUTOMATION AND TRANSFER OF PROCESSES TO REMOTE CONTROL MADE IT POSSIBLE TO REDUCE THE COMPOSITION OF THE FIELD PARTY FROM FOUR TO ONE PERSON. FURTHER SYNERGY WITH AUTOMATED DRILLING TECHNOLOGY WILL BRING THE CONCEPT OF A "NO-MAN RIG" SIGNIFICANTLY CLOSER. THIS ARTICLE WILL REVEAL THE HISTORY OF THE DEVELOPMENT OF THE CENTER, THE TECHNOLOGIES AND SOLUTIONS USED THAT ALLOW THE IMPLEMENTATION AND CONTROL OF TECHNOLOGICAL PROCESSES FOR THE CONSTRUCTION OF A WELL ON REMOTE CONTROL

Ключевые слова: *эксплуатационное бурение, искусственный интеллект в бурении, концепция «буровая без людей», цифровой двойник, производство в условиях пандемии.*

Центр удаленного сопровождения бурения и управления бурением (в дальнейшем RO-центр, от англ. remote operations – удаленное управление) позволяет выполнять обязанности и задачи полевого инженера из дистанционного офиса. Спектр выполняемых при этом задач различен: от программирования телеметрического забойного оборудования и управления КНБК в процессе бурения до передачи заказчику финальных данных. В текущих условиях, когда пандемия COVID-19 полностью изменила привычный порядок работы на нефтегазовых месторождениях, внеся коррективы в виде обязательных обсерваций для персонала, использование RO-центра позволяет значительно снизить риск распространения вирусной инфекции как для работников компании, так и для всего задействованного персонала на кустовых площадках.

Задачи, решаемые RO-центром:

- Снижение рисков в области ОТ, ПБ, ООС за счет сокращения задействованного персонала на буровой. Уменьшение рисков распространения коронавирусной инфекции.
- Минимизация НПВ, в том числе по человеческому фактору.
- Полное обеспечение сопровождения и управления процессом наклонно-направленного бурения в режиме реального времени.
- Круглосуточная техническая поддержка, включающая в себя штат специалистов по различным областям: оптимизация процессов бурения, геонавигация, контроль качества данных ГИС и инклинометрии.
- Эффективное взаимодействие с решением возникающих проблем силами смежных инженерных групп.
- Улучшение качества предоставляемого сервиса, за счет повышенной скорости принятия решений.
- Хранение агрегированных данных с буровой для заказчика на изолированном сервере с возможностью доступа в реальном времени.

ФАКТЫ

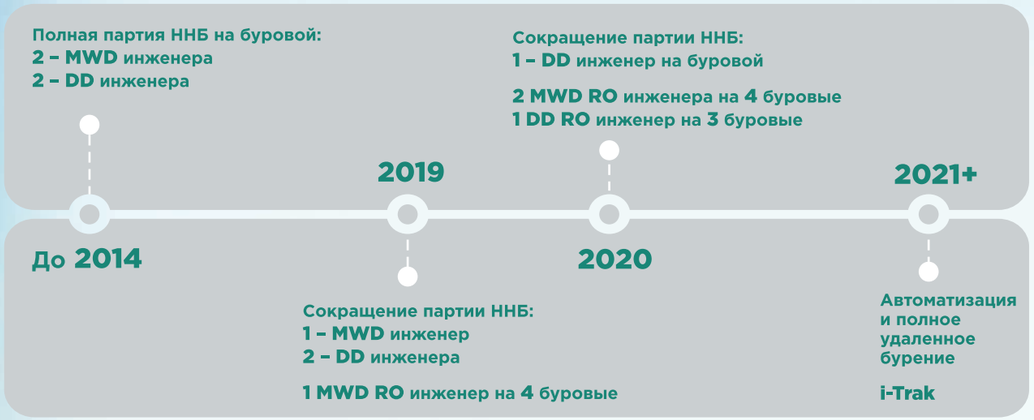
2200

скважин

было пробурено на удаленном сопровождении

Решение о развитии сервиса удаленного сопровождения было принято еще в 2013 г. Одной из стран для пилотирования технологии стала Россия, где представлено большое количество ВИНК-компаний. В 2014 г. на базе завода по производству нефтепогружного кабеля в Тюменской области был создан RO-центр. В процессе развития технологий удаленного сопровождения бурения, можно

РИСУНОК 1



выделить несколько моделей (стадий) работы персонала на месторождениях (рис. 1) при наклонно-направленном бурении.

По первой модели, использовавшейся по 2014 г. включительно, персонал на буровой площадке был представлен двумя инженерами по телеметрии и двумя инженерами-технологами, работавшими посменно день/ночь. На тот момент данная схема была распространена повсеместно среди нефтесервисных компаний, предоставляющих услуги по наклонно-направленному бурению. По мере развития спутниковых каналов связи, обеспечивающих коммуникацию с месторождениями даже в самых удаленных регионах, к 2019 г. удалось перейти к второй модели удаленного сопровождения, сократив полевую партию до одного инженера по телеметрии и двух инженеров-технологов. При этом один инженер по телеметрии RO-центра уже мог вести работу дистанционно на четырех буровых одновременно. В 2020 г. была достигнута целевая модель работы, включающая в себя всего одного инженера-технолога на буровой, остальной объем работ выполнялся дистанционно. За последние пять лет работы было пробурено десятки тысяч скважин на удаленном сопровождении, только за последний год эта цифра составила свыше 2200 скважин, при этом часть из них была пробурена полностью без присутствия полевого персонала компании на буровой.

При осуществлении процесса удаленного сопровождения бурения выделяется несколько этапов работы. На подготовительном этапе осуществляется завоз оборудования и бригады для монтажа оборудования (два человека), сборка и программирование телеметрической забойной системы, настройка спутникового комплекта VSAT/3G связи с последующей проверкой работоспособности средств связи с бурильщиком. После успешного тестирования спутникового комплекта координатор проекта отправляет заявку в RO-центр, заявка обрабатывается и принимается, о чем все заинтересованные службы заказчика

ФАКТЫ

12 станций

удаленного сопровождения и 10 станций удаленного управления бурением оборудованы на базе RO-центра

получают уведомления со всеми необходимыми контактами. Начинается работа удаленного центра (рис. 2), оперативная партия уезжает или остается на время процесса наклонно-направленного бурения в зависимости от выбранной схемы работы.

На следующем этапе инженер удаленного сопровождения и управления бурением выполняет всю необходимую работу. Сбор и агрегация данных осуществляется по стандартам индустрии: WITSML, Modbus, PRODML, OPC-UA. При этом сбор данных с буровой осуществляется в реальном времени, источниками могут являться как датчики станции ГТИ, так и датчики партии ННБ. Обмен данными с заказчиком происходит также в режиме реального времени по безопасному соединению. Выполняется проводка скважины по проектному профилю, построение каротажных планшетов. Осуществляется круглосуточная поддержка и контроль различными службами из RO-центра.

На заключительном этапе инженеры удаленного сопровождения обрабатывают финальные данные и отправляют заказчику отчетный пакет документов. Производится заезд оперативной бригады для демонтажа оборудования и комплекта связи.

Возможности, реализуемые RO-центром, заключаются в следующем:

РИСУНОК 2

Цифровая цепочка бурения

- Наблюдение и контроль за скважиной в режиме реального времени со стороны: координаторов проекта, инженеров по бурению, петрофизиков, прочих технических специалистов.
- Применение современного оборудования, позволяющего визуализировать графическую информацию для быстрого принятия коллективного решения.
- Использование технологий удаленного доступа обеспечивает надежную связь между бурильщиком и инженером дистанционного сопровождения в офисе.

Инфраструктурное обеспечение RO-центра осуществляется отдельными службами компании. На базе центра оборудованы 12 станций удаленного сопровождения и 10 станций удаленного управления бурением. Работу посменно осуществляют 35 инженеров по телеметрии и 21 инженер-технолог. Все специалисты имеют опыт в бурении свыше пяти лет. Каждая станция укомплектована собственными источниками бесперебойного питания, рассчитанными на 15 часов автономной работы в случае сбоя в электроснабжении центра. Помимо станций, имеет собственные ИБП серверное и сетевое оборудование центра. Передача данных дублируется шестью каналами связи от четырех провайдеров; голосовая передача VoIP представлена тремя различными провайдерами. Хранение и обработка данных осуществляется на отдельном зашифрованном сервере с отдельной независимой системой охлаждения.

За все время работы RO-центра было отработано свыше 90 000 человекосмен, 100% скважин компании сопровождаются дистанционно. Станции телеметрического сопровождения способны поддерживать 96 смен в сутки, станции технологического сопровождения скважин – до 60 смен в сутки. Удалось значительно сократить НПВ, связанное с человеческим фактором; сократить время на локализацию и устранение проблем; наработать огромный опыт и успешно его использовать в пользу верных решений. Одним из показательных результатов работы центра является пробуренная многозабойная скважинам с 15-ю боковыми стволами (рис. 3), т.наз. «березовый лист». Данная скважина была пробурена в Восточной Сибири при поддержке RO-центра, общая протяженность составила 12 349 м, при этом общая протяженность горизонтальной части боковых стволов – 10 253 м.

РИСУНОК 3

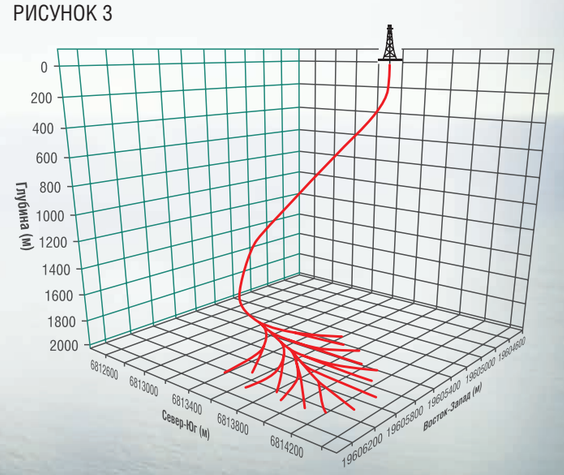
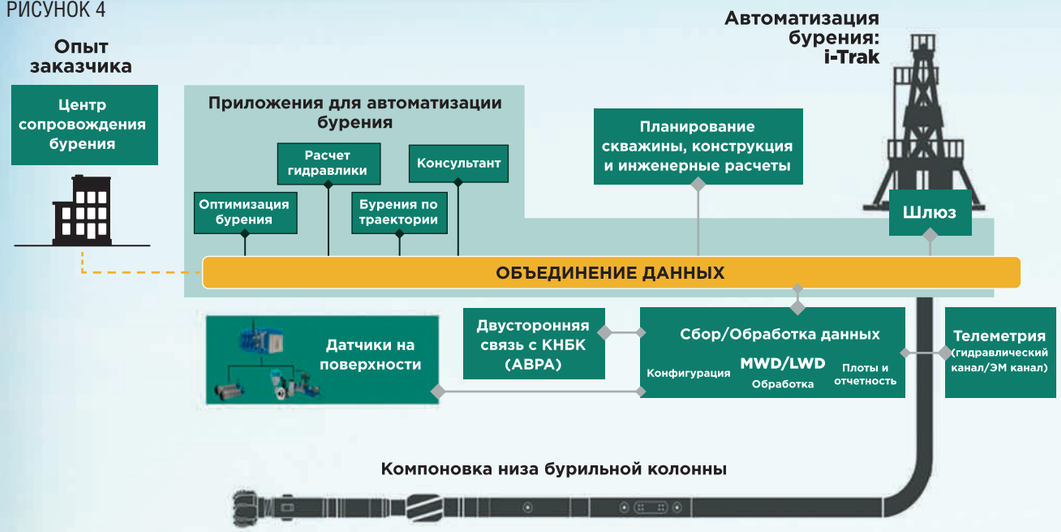


РИСУНОК 4



Другой пример, демонстрирующий необходимость развития подобных технологий, – в июле 2020 года на месторождении в Западной Сибири компания обеспечила проводку горизонтальной секции без непосредственного присутствия сотрудников компании на буровой. Достигнуто опережение плановых показателей и не допущен срыв производственной программы заказчика, связанный с невозможностью оперативного заезда персонала на объект оказания услуг из-за пандемии COVID-19.

Дальнейшее развитие концепции «буровая без людей», помимо развития RO-центра, заключается в полной автоматизации процесса наклонно-направленного бурения. Такой технологией, позволяющей обеспечить непрерывность проводки скважины программным режимом бурения, является i-Trak. Данный сервис основан на базе искусственного интеллекта, наземного оборудования, а также данных от наземных и скважинных датчиков. Сервис, используя машинное обучение, в процессе наклонно-направленного бурения способен сам следовать проектной траектории скважины, производить гидродинамическое моделирование очистки скважины в реальном времени и постоянно мониторить динамику бурения с целью достижения максимальной эффективности и увеличения механической скорости проходки (рис. 4). Сервис состоит из четырех компонентов, отвечающих за различные области в процессе строительства скважины. При этом возможно использование компонентов отдельно друг от друга.

Первым компонентом является **функция автоматического следования**. Искусственный интеллект, используя возможности замкнутых роторно-управляемых систем (РУС), автоматически подбирает оптимальные режимы бурения и производит следование плановой траектории скважины. Производится непрерывный расчет фактического расстояния от планового с использованием как статических замеров, так и значений наддолотного инклинометра (зенит, азимут) в реальном времени. Без участия человека производится построение прогнозного профиля с учетом пространственного расположения соседних скважин. В случае отклонений, происходит автоматическая коррекция положения КНБК. Данный компонент позволяет существенно снизить человеческий фактор, и разгрузить инженера-технолога, которому остается только контролировать работу системы и следить за режимами бурения скважины для максимизации показателей.

ФАКТЫ

96 смен в сутки

способны поддерживать станции телеметрического сопровождения, станции технологического сопровождения скважин – до 60 смен в сутки

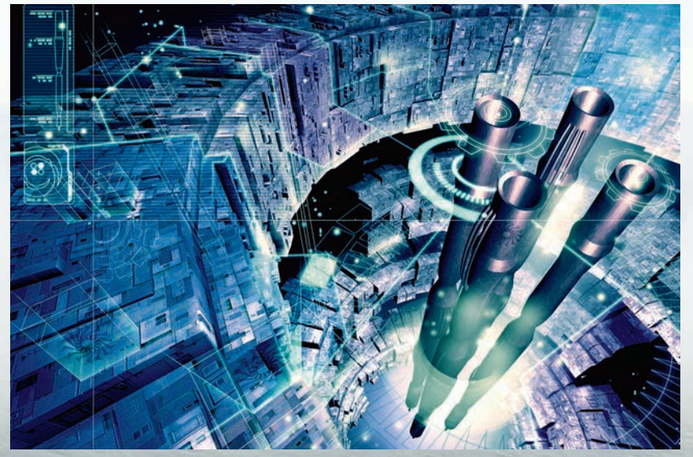
Второй компонент сервиса – **гидравлические расчеты**. В данном компоненте используется цифровой двойник в процессе моделирования различных процессов в реальном времени. Входными данными являются показания скважинных и наземных датчиков. Данный компонент имеет несколько подсистем:

- Консультант по спуско-подъемным операциям. Защищает от эффектов свабирования/поршневания на любых глубинах при включенных и выключенных буровых насосах. Производит раннее информирование, позволяющее избежать нарушения граничных градиентов давления вдоль всей бурильной колонны. Отслеживает все операции над забоем.
- Автоматический расчет весов и крутящего момента. Искусственный интеллект считывает показания с датчиков, и при помощи машинного обучения экстраполирует показатели, сигнализируя при отклонениях. Учитывает фактический скважинный коэффициент трения, реагирует при его изменении. При получении данных ранжирует параметры и отсекает внеоперационные показатели, такие как вытяжка инструмента, постепенный выход вращения инструмента в рабочий диапазон. Высокочастотное получение данных позволяет улавливать, обрабатывать и визуализировать крутящий момент и веса при страгивании, что позволяет заблаговременно распознать возможные осложнения.
- Давление в скважине. Контролирует значения ЭЦП и ЭСП в процессе бурения. Производит калибровку данных согласно датчику затрубного давления, включенному в состав КНБК. Мониторинг давления в любой точке открытого ствола особенно актуален в скважинах с узким гидравлическим окном бурения.
- Очистка скважины. На основе цифрового двойника скважины производится моделирование шламонакопления вдоль всего ствола в реальном времени на основе поступающих данных от скважинных, наземных датчиков и обновленной информации по реологическим свойствам бурового раствора (по ежесуточным отчетам инженера по растворам либо в реальном времени при помощи установки автоматического мониторинга реологических показателей раствора), определяется оптимальный расход промывочной жидкости, происходит построение визуальной модели для быстрого реагирования сопровождающих сервис инженеров.

ФАКТЫ

i-Trak

– это технология, позволяющая обеспечить непрерывность проводки скважины программным режимом бурения



Третьим компонентом сервиса является **динамика бурения**. Данный компонент производит постоянный мониторинг вибрационных явлений в процессе бурения и непрерывное определение твердых пропластков. На основании полученных данных выдаются рекомендации по минимизации преждевременного износа породоразрушающего инструмента.

Последний компонент – **буровой консультант**. Заменяет процессы по ручной интерпретации данных, руководств по эксплуатации, локальных нормативных документов работниками на автоматическую интерпретацию. Создает контекстно-зависимые рабочие инструкции с последующим обязательным заполнением журналов аудита. В итоге полевые инженеры строго следуют всем необходимым процедурам и нормативам. Использование данного сервиса позволило поставить рекорд скорости строительства секции 311,2 мм, на морской буровой платформе в Северном море. Моделирование цифрового двойника скважины позволило сократить срок строительства секции на 23 часа (ускорение 10,3% от плана), при увеличении рейсовой скорости. Система была интегрирована с наземными сенсорами реологии АМР и датчиком затрубного давления.

Реализация концепции «буровая без людей» требует глубокого понимания процессов, происходящих при строительстве скважины. В совокупности с этим необходимо использовать комплексные решения для автоматизации процессов на буровой, особенно на фоне распространения коронавирусной инфекции COVID-19. Данный подход, когда традиционная нефтегазовая отрасль внедряет цифровые технологии, существенно оптимизирует цепочку технологических процессов, что в конечном итоге позволяет сократить издержки при производстве работ на месторождениях. ●

Keywords: *production drilling, artificial intelligence in drilling, the concept of "drilling without people", digital twin, production in a pandemic.*

ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ И ПРЕДИКТИВНЫЙ АНАЛИЗ работы установок ЭЛН в осложненных условиях

Ивановский Владимир Николаевич
заведующий кафедрой МОНиГП РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, академик РАЕН, профессор, д.т.н.

Сабиров Альберт Азгарович
доцент кафедры МОНиГП РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

Деговцов Алексей Валентинович
доцент кафедры МОНиГП РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

Герасимов Игорь Николаевич
ведущий инженер кафедры МОНиГП РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ, КАК И ВО ВСЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ, ПРОВОДЯТСЯ РАБОТЫ ПО РАЗРАБОТКЕ И ВНЕДРЕНИЮ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ», «УМНЫХ» И «ЦИФРОВЫХ» ТЕХНОЛОГИЙ. ПРИ ЭТОМ ЧАСТО РАБОТЫ ПРОВОДЯТСЯ ЧИСТО ФОРМАЛЬНО, А ПОД «ЦИФРОВИЗАЦИЕЙ ПРОИЗВОДСТВА» ПОНИМАЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЛЮБЫХ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ДАЖЕ ПЕРЕВОД РУКОПИСНОЙ ИНФОРМАЦИИ В КОМПЬЮТЕРНЫЕ БАЗЫ ДАННЫХ В ВИДЕ ЦИФРОВЫХ ФОТОГРАФИЙ. ОДНАКО ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЦИФРОВИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ НЕДОСТАТОЧНО ПЕРЕВОДА ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ В «ЦИФРУ», ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ, АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ И ДАЖЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ. ВСЕ ЭТИ МЕТОДЫ МОГУТ ОБЕСПЕЧИТЬ ПОЛУЧЕНИЕ ТОЛЬКО «ЦИФРОВОЙ ТЕНИ», «ФОТОГРАФИИ» СУЩЕСТВУЮЩЕГО ПОЛОЖЕНИЯ ДЕЛ. ЧТО ЖЕ НА САМОМ ДЕЛЕ ОБЕСПЕЧИВАЕТ СОЗДАНИЕ АДЕКВАТНОЙ МОДЕЛИ ПРЕДИКТИВНОГО АНАЛИЗА РАБОТЫ СИСТЕМЫ «ПЛАСТ – СКВАЖИНА – НАСОСНАЯ УСТАНОВКА» ПРИ ИЗМЕНЕНИИ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ?

DURING THE RECENT YEARS THE WORKS REGARDING DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION OF VARIOUS INTELLECTUAL, SMART AND DIGITAL TECHNOLOGIES HAVE BEEN PERFORMED IN OIL INDUSTRY, AS WELL AS IN ALL INDUSTRY OF RUSSIA. AT THE SAME TIME IT OFTEN HAPPENS THAT THE WORKS ARE PERFORMED ONLY FORMALLY, AND DIGITALIZATION OF THE INDUSTRY MEANS USING ANY DIGITAL TECHNOLOGIES, EVEN TRANSFER OF HAND-WRITTEN INFORMATION TO THE COMPUTER DATABASES IN THE FORM OF DIGITAL PHOTOGRAPHS. HOWEVER, TRANSFER OF THE INDUSTRIAL INFORMATION TO DIGITAL FORM, USING THE METHODS OF MATHEMATICAL STATISTICS, AUTOMATION OF INDUSTRIAL PROCESSES AND EVEN USING THE NEURONAL NETWORKS IS NOT ENOUGH FOR ENSURING THE DIGITALIZATION OF OIL EXTRACTION PROCESSES. ALL THESE METHODS MAY ENSURE OBTAINING ONLY THE 'DIGITAL SHADOW', A 'PHOTOGRAPH' OF THE EXISTING SITUATION. WHAT IT ACTUALLY GOING TO ENSURE THE CREATION OF THE PROPER MODEL OF PREDICTIVE ANALYSIS OF WORK OF THE FORMATION-WELL-PUMPING STATION SYSTEM IF THE OPERATION CONDITIONS CHANGE?

Ключевые слова: *цифровизация, нефтедобыча, предиктивный анализ, электроприводный лопастной насос, компьютерное моделирование.*

УДК 622.276; 004

Подлинная цифровизация и предиктивный анализ работы системы «пласт – скважина – насосная установка» при изменении условий эксплуатации возможен только при создании и использовании «цифровых двойников» всех элементов указанной системы. При этом умный цифровой двойник должен минимум на 95 % соответствовать своему физическому оригиналу.

Цифровизация работы основного на сегодняшний день нефтедобывающего оборудования – установок электроприводных лопастных насосов (УЭЛН) – требует создания цифровых двойников системы, в которой работают УЭЛН.

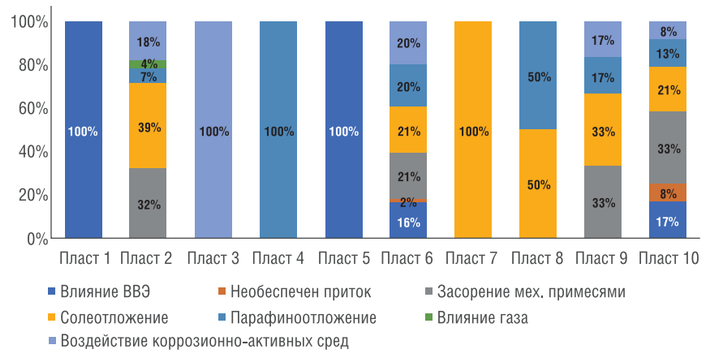
К основным элементам системы «пласт – скважина – насосная установка» необходимо отнести:

- Призабойную зону пласта;
- Скважину с учетом конструкции эксплуатационной колонны и инклинометрии;
- Установку электроприводного лопастного (центробежного) насоса;
- Колонну НКТ с ее рабочими элементами;
- Устьевое оборудование скважины;
- Гидродинамическую модель движения ГЖС по скважине и по колонне НКТ

Для нормального функционирования системы предиктивного анализа необходимо создание в первую очередь «цифровых двойников» именно для этих элементов.

Цифровой двойник призабойной зоны пласта должен показывать не только потенциал скважины, значения коэффициента продуктивности и скин-фактора, но и наличие и влияние осложняющих факторов на работу указанной выше системы. При этом должно быть установлено влияние того или иного осложняющего фактора, а также их совместного воздействия на вероятность безотказной работы УЭЛН [1]. На рис. 1 представлено распределение осложняющих

РИС. 1. Распределение осложняющих факторов по нескольким пластам одной из нефтедобывающих российских компаний



факторов по нескольким пластам одной из нефтедобывающих российских компаний, которые влияют на работоспособность установок ЭЛН.

В результате анализа вероятности безотказной работы осложненного фонда скважин данной нефтедобывающей компании выявлено 7 (семь) основных осложняющих факторов. Каждому из них присвоено определенное количество баллов (коэффициент весомости) в зависимости от влияния этого фактора на наработку до отказа ЭЛН (табл. 1).

Работы по созданию цифровых двойников призабойной зоны скважин связаны с разделением всего фонда скважин на категории по осложнениям, которые влияют на работоспособность установок ЭЛН (табл. 2).

К 1-й категории относятся скважины, у которых общая сумма баллов осложнений не превышает 1,0.

Скважины 1-й категории – это скважины, на которых эксплуатируется оборудование в стандартном исполнении без проведения дополнительных мероприятий по защите от вредного воздействия или, если уже на скважине применяются мероприятия по защите от вредного воздействия, следовательно, эти мероприятия обеспечивают необходимую защиту оборудования.

Ко 2-й категории относятся скважины с количеством баллов от 1,1 до 17 включительно.

Скважины 2-й категории – это скважины, на которых эксплуатируется оборудование в стандартном исполнении с проведением мероприятий для защиты от таких осложняющих факторов, как отложения АСПВ, влияние ВВЭ и солеотложения.

К 3-й категории относятся скважины с количеством баллов от 17,1 до 38 включительно.

Скважины 3-й категории – это скважины, на которых необходимо использовать оборудование в износостойком исполнении.

К 4-й категории относятся скважины с количеством баллов от 38,1 до 50 включительно.

Скважины 4-й категории – это скважины, на которых необходимо использовать оборудование в коррозионностойком исполнении.

К 5-й категории относятся скважины с количеством баллов более 50.

Скважины 5-й категории – это скважины, которые осложнены сразу несколькими факторами и для их эксплуатации необходимо использовать оборудование в износо-коррозионностойком исполнении с применением дополнительных мер по защите от таких факторов, как отложения АСПВ, влияние ВВЭ и солеотложения. На основе данного распределения созданы цифровые двойники призабойной зоны нефтедобывающих скважин.

Цифровой двойник скважины с учетом конструкции эксплуатационной колонны и инклинометрии с распределением основных рабочих показателей создавался в течение более 10 лет; эти разработки с учетом работы устьевого оборудования скважины и гидродинамической модели движения ГЖС по скважине и по колонне НКТ стали основой программного комплекса «Автотехнолог» [4].

Цифровые двойники установок электроприводных лопастных насосов основаны на результатах стендовых испытаний (рис. 2, 3 и 4) и на компьютерном моделировании основных узлов установки (рис. 5); эти данные дополняются основными зависимостями деградации рабочих характеристик оборудования [2].

Компьютерное моделирование позволяет произвести расчет надежности основных узлов и деталей ЭЦН по выбранным критериям надежности. Моделирование рабочих процессов, происходящих в рабочем колесе (РК), в направляющем аппарате (НА), позволяет определить

ТАБЛИЦА 1. Весомость осложняющих факторов

№ п.п.	Факторы, влияющие на наработку	Максимальная бальная оценка
1	Воздействие коррозионно-активных сред	50
2	Засорение рабочих органов механическими примесями	30
3	Солеотложения на рабочих органах	10
4	Влияние на работу высоковязких эмульсий	10
5	Отложение АСПВ	10
6	Влияние газа	10
7	Необеспечение притока в скважине	1

ТАБЛИЦА 2. Категории скважин, осложненных негативными факторами

Категория	1	2	3	4	5
Кол-во баллов	≤ 1	1,1 – 17	17,1 – 38	38,1 – 50	> 50

РИС. 2. Напорно-расходные характеристики новой и изношенной ступени ЭЦНД5-60 со скважины ПАО «НК «ЛУКОЙЛ»

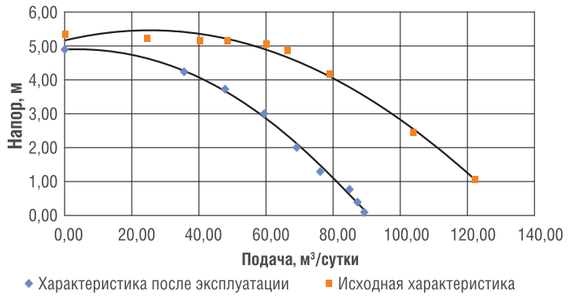


РИС. 3. Зависимость КПД от подачи новой и изношенной ступени ЭЦНД5-60 со скважины ПАО «НК «ЛУКОЙЛ»

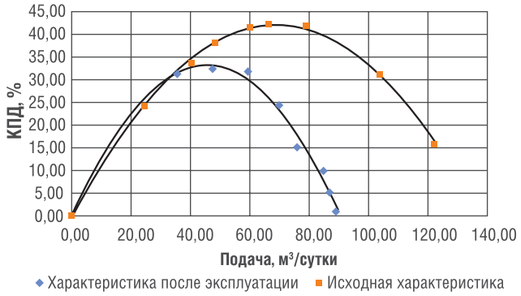
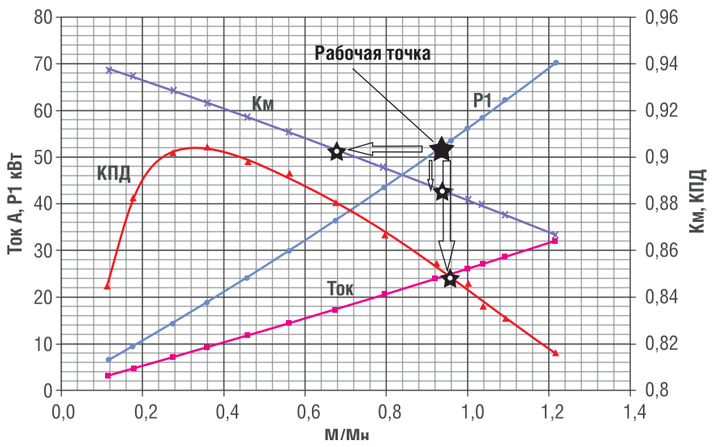


РИС. 4. Рабочие характеристики вентильного погружного электродвигателя



гидравлические потери, градиентное поле скорости гидроабразивного износа в проточной части ступени с учетом влияния механических примесей, связанных с градиентом давления в потоке. Данный подход позволяет снижать затраты, связанные с проведением количества стендовых испытаний, с применением различных модельных жидкостей [3].

Для уточнения цифровых двойников установок ЭЛН необходимо постоянно и с высокой точностью оценивать подачу этого насосного оборудования. При этом необходимо понимать, что при совместной работе системы «пласт – скважина – насосная установка» подача насосной установки соответствует дебиту скважины. Поэтому важным элементом цифровизации нефтедобывающей скважины является виртуальный расходомер.

Задачами виртуального расходомера являются:

- получение достоверной оперативной информации о дебите каждой скважины, затратах энергии, состоянии скважинной насосной установки;
- обработка, анализ, хранение информации;
- принятие решения об изменении параметров работы системы «пласт – скважина – насосная установка» по выбранным критериям (объем добычи нефти и пластовой жидкости, затраты электроэнергии, сумма капитальных и операционных затрат на работу системы), задаваемым с верхнего уровня управления;
- контроль работы системы «пласт – скважина – насосная установка» и управление работой этой системы;
- онлайн-регулирование основных рабочих параметров (давления, дебита скважин, обводненности и т.д.) на отдельных объектах добычи;
- определение зависимости потерь активной и реактивной мощностей в кабельной линии по длине ствола скважины;
- мониторинг коррозии, солеотложения, зон парафиновых и газогидратных образований по длине ствола скважины, технического состояния эксплуатационной колонны и НКТ;
- управление системами защиты скважины от коррозии и т.д. в реальном времени;
- режим исследования притока скважины и настройки УЭЦН на максимальный дебит (может называться также «сканирование», «автоадаптация», «динамическая оптимизация» и т.д.);
- автоматический вывод УЭЛН на режим (в том числе «щадящий»);
- автоматическая оптимизация потребления электроэнергии;
- уход от аварийных режимов работы УЭЛН;
- обеспечение работы насоса на границе срыва подачи (предотвращение остановок от срыва подачи по напору и газу);
- управление работой УЭЛН в циклическом режиме, а также автоматический переход из циклического режима в непрерывный и обратно при наличии соответствующих предпосылок.

РИС. 5. Компьютерное моделирование работы ступени ЭЛН

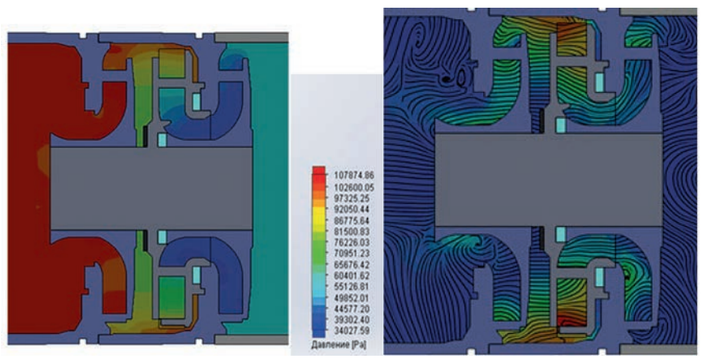
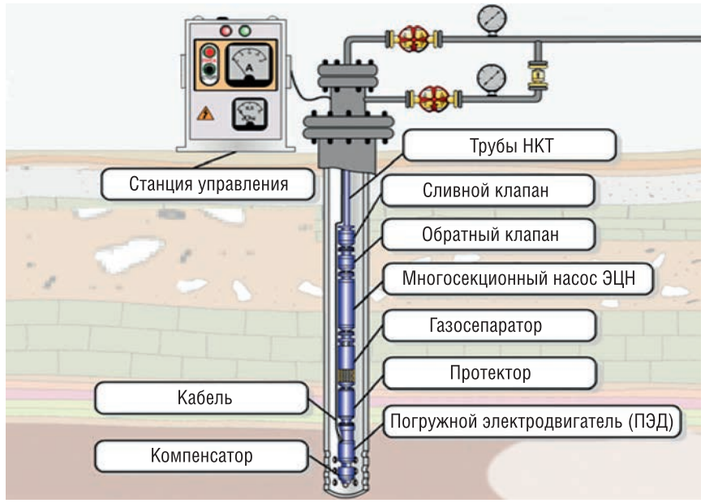


РИС. 6. Состав оборудования УЭЛН, достаточный для функционирования системы «Виртуальный расходомер»



По оценкам специалистов ПАО «НК «Роснефть», система «Виртуального расходомера» позволяет оптимизировать работу «проблемных» скважин: работающих в периодическом режиме, характеризующихся нестабильным притоком, тяжелым выводом на режим, высоким газосодержанием, а также скважин с неопределенным потенциалом после геолого-технических мероприятий (ГТМ). Другими словами, эта инновационная технология направлена на повышение эффективности эксплуатации месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (низкопроницаемые коллекторы, высокая неоднородность строения объектов, высокий газовый фактор, высокие давления насыщения и другие).

> Непрерывное измерение дебитов играет все более существенную роль в управлении разработкой месторождений и повышении эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин. Решить эту задачу позволяет система «Виртуальный расходомер», с высокой точностью рассчитывающая текущий дебит жидкости на основе данных, получаемых от современных станций управления (СУ) УЭЦН.

По величине дебита, определяемого в режиме онлайн, проводится процесс управления рабочими параметрами системы «пласт – скважина – насосная установка» («П – С – НУ») на «нижнем уровне», без отсрочки времени на передачу, анализ, обработку информации и формирование отклика по обратной связи. В существующей концепции «интеллектуальное месторождение» на этот процесс уходит от 2 до 36 часов. За это время при неблагоприятных обстоятельствах УЭЦН может выйти из строя, минимальным негативным явлением будет остановка работы системы «П – С – НУ» на несколько часов по уставкам защиты станции управления. Даже этот вариант приводит к снижению добычи нефти на 5–100 тонн нефти в зависимости от добычных свойств скважины.

Разработанная система «Виртуальный расходомер» не требует дополнительных элементов обустройства скважинным или наземных оборудованием (рис. 6).

Использование «стандартной комплектации» УЭЦН снижает до минимума капитальные затраты на внедрение системы «Виртуальный расходомер». Стоимость дополнительного оборудования (при использовании «старых» станций управления, на которых невозможна установка современных программных продуктов и баз данных) составляет около 400 тыс. рублей. При наличии современных СУ стоимость перехода к системе «Виртуальный расходомер» составит около 100 тыс. рублей на скважину.

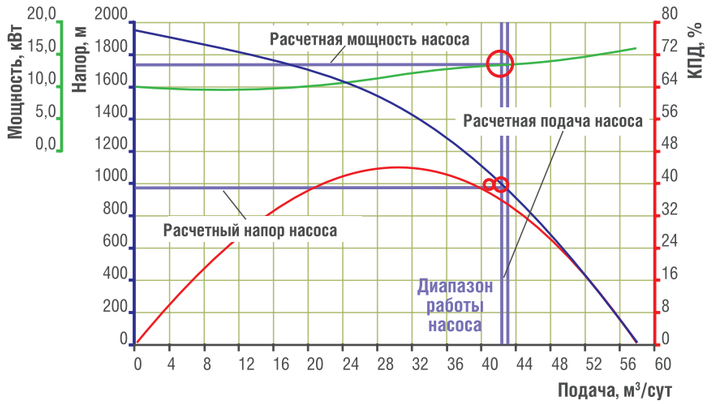
Расчеты показывают, что даже при обычных условиях эксплуатации окупаемость таких затрат происходит за 3–4 месяца работы УЭЦН.

Применение системы «Виртуальный расходомер» при осложненных условиях эксплуатации (вынос механических примесей, солеотложение, коррозия, АСПО и т.д.) позволяет снизить срок окупаемости до 1–1,5 месяцев. При отсутствии возможности достоверного замера дебита скважин существующими стандартными системами (ГЗУ, ИЗУ объемного, массового способа и т.д.) из-за высокого линейного давления, высокой вязкости, работы нескольких скважин на один сборный манифольд и т.д. система с виртуальным расходомером становится просто незаменимой. Программный комплекс «Виртуальный расходомер» может устанавливаться не на каждой скважине, а на кустовой площадке и даже на «верхнем уровне» системы управления работой месторождения, что приводит к дополнительной экономии капитальных затрат.

Основой работы системы «Виртуальный расходомер» служат цифровые двойники нефтедобывающей скважины и установки ЭЛН. Для определения подачи насосной установки (дебита скважины) используется несколько независимых методов, основными из которых являются методы «напора» и «мощности» (рис. 7).

На рис. 7 представлен принципиальный подход к определению дебита скважины (равного подаче насосной установки)

РИС. 7. Графическое отображение определения подачи расчетным методом на основе напора и мощности насосной установки

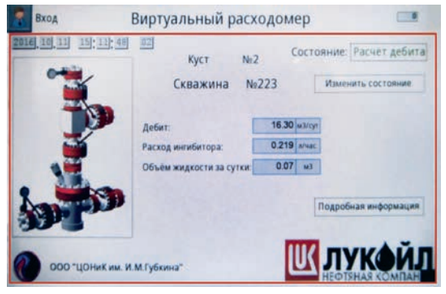


по напорно-расходной и энергетической характеристике. В программном комплексе «Виртуальный расходомер» используется намного более сложный алгоритм, обеспечивающий учет большого количества поправок, связанных с вязкостью, обводненностью, наличием свободного газа, деградацией рабочих характеристик насосной установки и т.д. Именно этот алгоритм позволяет добиться значительного снижения погрешности определения подачи насосной установки [5].

Обработка и анализ полученных данных обеспечивает получение результата по дебиту, погрешность величины которого не превышает 5% по сравнению с коммерческими системами учета количества жидкости (внутри рабочей зоны характеристики насоса и ПЭД).

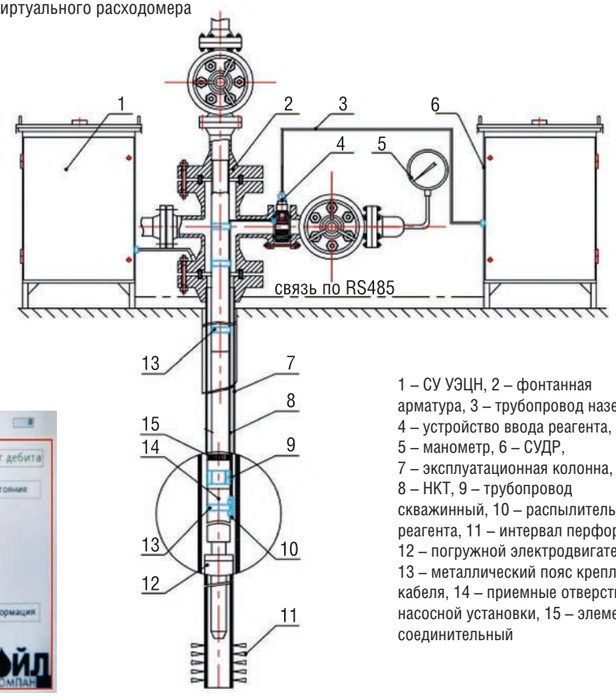
Как уже было отмечено, при этом для работы системы «Виртуальный расходомер» необходимо использование цифровых двойников пласта, ПЭД, ЭЛН, лифта и т.д.

РИС. 8. Интерфейс системы «Виртуальный расходомер», выводимый на экран ПАК БИНУС



Система «Виртуальный расходомер» может быть «прошита» в виде программного обеспечения в контроллер или промышленный компьютер, который используется на современных СУ установками ЭЛН, а также может поставляться в виде программно-аппаратного комплекса (ПАК). Например, сегодня серийно выпускается ПАК БИНУС-3М, в котором заложен полный функционал системы «Виртуальный расходомер».

РИС. 9. Система определения дебита и защиты от солеотложения на основе виртуального расходомера



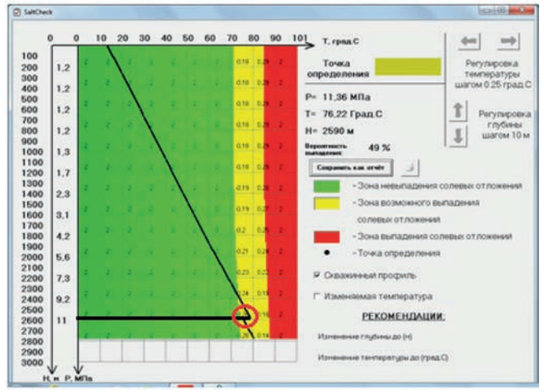
1 – СУ УЭЦН, 2 – фонтанная арматура, 3 – трубопровод наземный, 4 – устройство ввода реагента, 5 – манометр, 6 – СУДР, 7 – эксплуатационная колонна, 8 – НКТ, 9 – трубопровод скважинный, 10 – распылитель реагента, 11 – интервал перфорации, 12 – погружной электродвигатель, 13 – металлический пояс крепления кабеля, 14 – приемные отверстия насосной установки, 15 – элемент соединительный

Интерфейс, выводимый на экран ПАК БИНУС, представлен на рис. 8.

Данный ПАК может работать как на одну скважину, так и собирать, обрабатывать, хранить и передавать информацию на верхний уровень от нескольких (до 6) скважин. Этот же ПАК обеспечивает «самоуправление» работой системы «П – С – НУ» на основе расчетных данных по дебиту скважин, возможности солеотложения, срыва подачи, перегрузки двигателя и т.д. Например, при выходе рабочей точки ЭЦН за правую границу рабочей части характеристики (РЧХ) и возможности «всплытия рабочих колес» система снижает частоту вращения вала насоса; при увеличении напора и выходе рабочей точки за левую границу РЧХ система увеличивает частоту вращения вала насоса и т.д.

На рис. 9 показана схема управления системой закачки ингибитора солеотложения, основанная на определении дебита и условий возникновения солеотложения в скважине. Все параметры работы системы «П – С – НУ» определяются с помощью системы «Виртуальный расходомер».

РИС. 10. Расчетная модель возможности солеотложения в нефтедобывающей скважине



По величине дебита и по расчетной модели возможности солеотложения (рис. 10) система «Виртуальный расходомер» определяет необходимый расход химического ингибитора, который обеспечит «нулевое» солеотложение и дает «команду» на включение СУДР. При отсутствии возможности солеотложения система «Виртуальный расходомер» даст команду на прекращение подачи ингибитора. За счет применения указанной системы получена 2–5-кратная экономия химических реагентов при сохранении успешности защиты внутрискважинного оборудования (ВСО) от солеотложения и коррозии.

Рисунок 10 отражает информацию о цифровом двойнике системы «скважина – насосная установка», который показывает распределение основных рабочих параметров по глубине скважины. Изменение и сочетание этих параметров позволяет обеспечить предиктивный анализ вероятности и интенсивности выпадении солей, интенсивности коррозии, отложения асфальтенов и парафинов.

При возможности применения различных ингибиторов (солеотложения, коррозии и т.д.) система «Виртуальный расходомер» обращается к базе данных (БД) и определяет потребную концентрацию того ингибитора, который имеется в наличии (рис. 11). По расчетной модели солеотложения система определяет вероятность солеотложения в точке приема насоса и дебит скважины. По указанным параметрам система определяет темп закачки реагента, который может меняться в зависимости от условий эксплуатации, что постоянно отслеживается системой (каждые 15–30 с). При отсутствии возможности солеотложения система «Виртуальный расходомер» дает команду на прекращение подачи ингибитора.

Использование системы «Виртуальный расходомер» позволяет без остановки скважины и без использования услуг сервисной компании строить индикаторную линию притока и определять потенциал скважин (рис. 12). Для этого в установках ЭЛН меняется частота вращения вала приводного электродвигателя. С помощью системы ТМС определяются новые значения забойного давления при измененной частоте вращения ротора насоса, а система «Виртуальный расходомер» определяет в режиме онлайн дебит скважины.

На объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» система «Виртуальный расходомер» передает результаты своей работы на верхний уровень через каналы информационной системы i-well B-1336 в режиме онлайн. Быстродействие этих двух систем позволяет обеспечить постоянный мониторинг всех рабочих параметров системы «пласт – скважина – насосная установка» по всем «точечным» объектам (скважинам) и перейти к анализу состояния таких интегральных объектов, как «куст скважин», ЦДНГ и «месторождение».

Постоянный мониторинг рабочих параметров системы «пласт – скважина – насосная установка» позволяет выявить деградацию характеристик насосных установок и тенденции к снижению дебитов скважин (рис. 13). Управляющий сигнал с «верхнего уровня» или сигнал «самоуправления» из СУ УЭЦН позволяет стабилизировать подачу насоса за счет увеличения частоты вращения вала установки и не допустить снижение добычи

РИС. 11. Расчетная модель возможности солеотложения в нефтедобывающей скважине

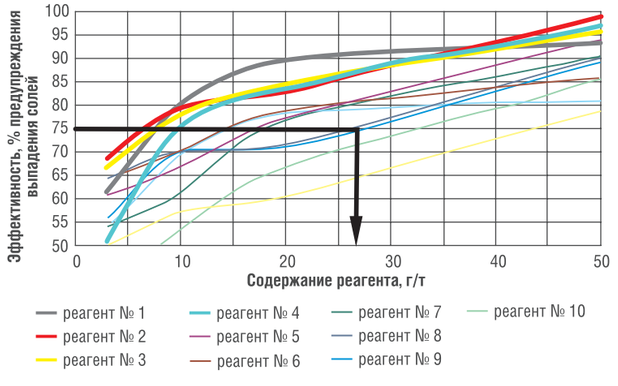


РИС. 12. Построение индикаторной линии притока в скважину с помощью системы «Виртуальный расходомер»

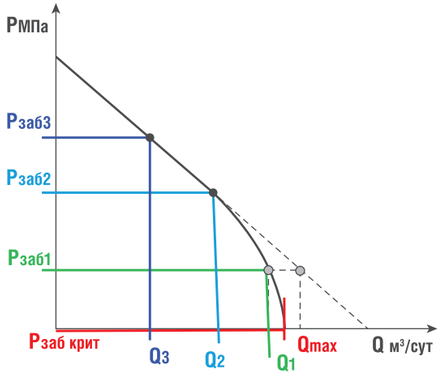


РИС. 13. График деградации характеристик насосных установок и тенденция к снижению дебита скважины позволяет определить ресурс системы до параметрического и физического отказа

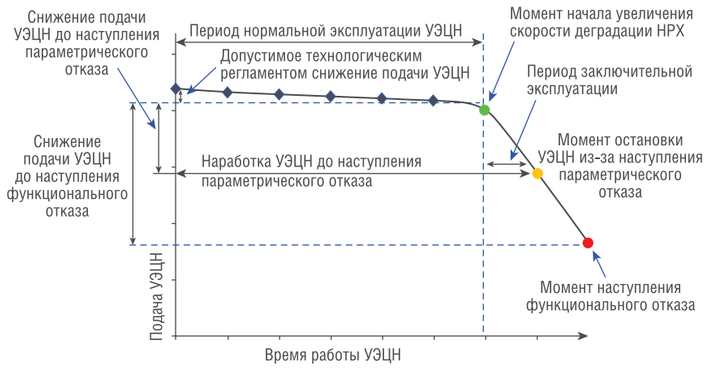


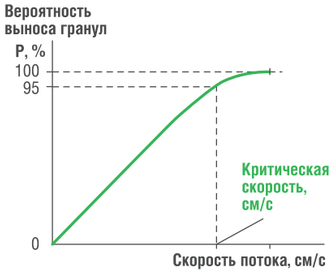
Схема наступления параметрического отказа УЭФН в скважине месторождения N

нефти из данной скважины до физического отказа установки. Одновременным действием системы «Виртуальный расходомер» должен быть сигнал «тревоги» и заявка на плановое проведение ПРС через расчетное время. Этот вариант действий системы «Виртуальный расходомер» позволит сократить время ожидания ПРС и снизить за счет этого потери нефти.

Возможность определения дебита и других рабочих показателей системы «П – С – НУ» в режиме онлайн позволяет осуществить и новый подход к выводу скважины на режим при осложнениях за счет выноса песка и проппанта после ГРП, контроль выноса механических примесей на слабосцементированных пластах.

После проведения ПРС, а тем более – ГРП, из скважины во время освоения и вывода на режим выносится большое количество механических примесей и проппанта. Это часто приводит к быстрому выходу из строя первого насоса, спущенного в скважину после ПРС (так называемый «насос-жертва»). Система «Виртуальный расходомер» позволяет установить требуемый дебит скважины во время освоения скважины или ВНР, который не приведет к выносу тех или иных фракций проппанта или механических примесей (рис. 14).

РИС. 14. Зависимость вероятности выноса гранул механических примесей от скорости потока (дебита скважины)



Методика и программное обеспечение определяют критическую скорость подъема жидкости определенной вязкости, по дебиту скважины определяем скорость, при которой механические примеси не выносятся с забоя на прием насоса (вероятность – 95 %).

Наличие цифровых двойников основных элементов системы «пласт – скважина – насосная установка» позволило создать систему предиктивного анализа работы этой системы при наличии или при прогнозе возникновения негативных, осложняющих добычу нефти факторов.

Реализация системы предиктивного анализа работы системы «П – С – НУ» выполнена в рамках развития программного комплекса «Автотехнолог», скрин-шоты с интерфейса которого представлены на рис. 15–18.

РИС. 15. Форма ПК «Автотехнолог» с возможностью ввода осложняющих эксплуатацию скважины факторов (влияние ВВЭ, механические примеси, солеотложение и т.д.)

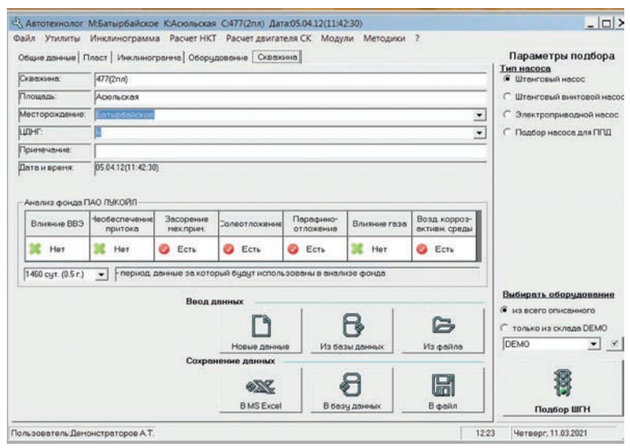
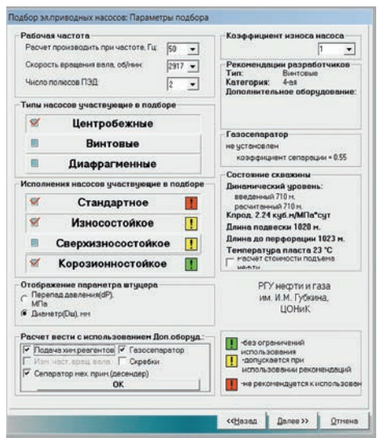


РИС. 16. Форма ПК «Автотехнолог» с функцией получения информации о возможности использования исполнений оборудования при наличии осложняющих эксплуатацию скважины факторов (использование без ограничений, с использований рекомендаций и т.д.)



Вывод

1. Разработанные в результате комплекса теоретических, промысловых, стендовых и компьютерных исследований цифровые двойники призабойной и стволовой зоны скважины, гидрогазодинамики потока газо-жидкостной среды по эксплуатационной колонне и колонне НКТ, работы скважинных насосных установок для добычи нефти позволили создать систему цифрового виртуального расходомера.

2. Виртуальный расходомер, доказавший свою работоспособность и эффективность, в сочетании с цифровыми двойниками элементов системы «пласт – скважина – насосная установка» и системой деградации рабочих характеристик обеспечили эффективное функционирование системы предиктивного анализа. Система предиктивного анализа позволяет определять расчетные значения ресурса и рабочих параметров системы «пласт – скважина – насосная установка» при наличии или прогнозировании осложняющих эксплуатацию нефтяных скважин негативных факторов.

3. Использование адекватной системы предиктивного анализа, основанной на цифровых двойниках и виртуальном расходомере, позволяет прогнозировать работу объектов нефтедобычи, повышать эффективность добычи нефти, снижать совокупную стоимость владения системами «пласт – скважина – насосная установка», в первую очередь – при осложненных условиях эксплуатации этих объектов. ●

РИС. 17. Форма ПК «Автотехнолог» с возможностью использования дополнительного оборудования или технологий для борьбы с осложняющими эксплуатацию скважины факторами (использование сепаратора, использование ингибиторов и т.д.)

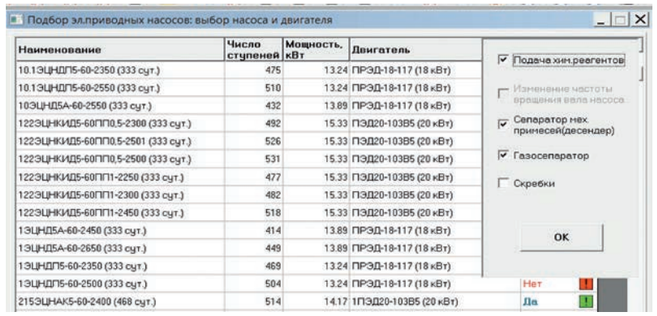


РИС. 18. Форма ПК «Автотехнолог» с расчетным значением ресурса (468 суток) при наличии осложняющих эксплуатацию скважины факторов и без применения рекомендованных дополнительных видов оборудования или технологий

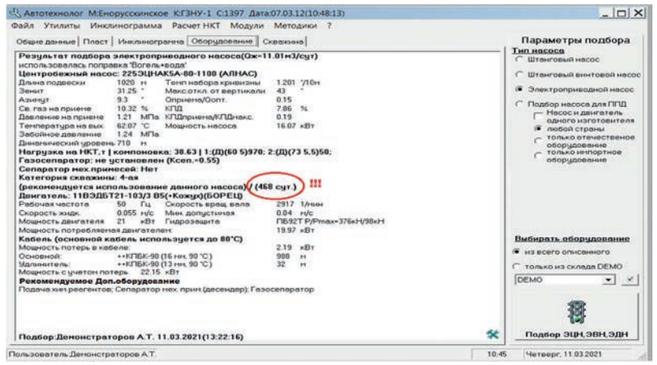
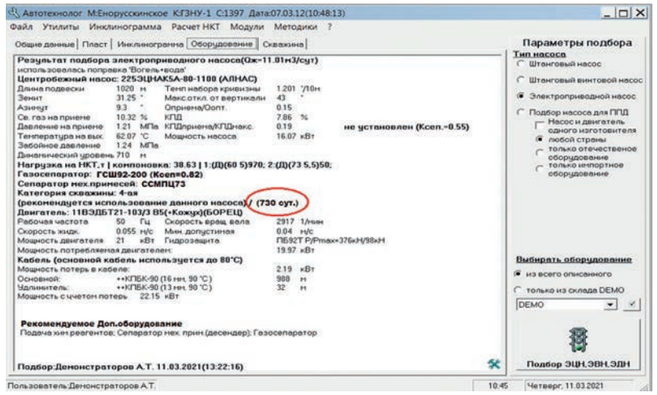


РИС. 19. Форма ПК «Автотехнолог» с расчетным значением ресурса (730 суток) при наличии осложняющих эксплуатацию скважины факторов и при условии применения рекомендованных дополнительных видов оборудования или технологий



Литература

1. *Сабиров А.А., Деговцов А.В., Кузнецов И.В., Алиев Ш.А., Мазвин И.И., Меркушев С.В., Красноборов Д.Н. «Прогнозирование наработки на отказ, выбор исполнения и оптимизация закупок установок электроцентробежных насосов для осложненного фонда скважин». Территория Нефтегаз. 2019. № 7–8. С. 44–48.*
2. *Герасимов И.Н., Деговцов А.В., Долов Т.Р., Ивановский В.Н., Кузнецов И.В., Сабиров А.А. «К вопросу о деградации рабочих характеристик электроприводных лопастных насосов». Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2020. № 3 (117). С. 14–20.*
3. *Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В., Долов Т.Р., Донской Ю.А., Кривенков С.В., Соколов Н.Н., Кузьмин А.В., Ивановский А.В., Орлова Е.А., Шайхулов Р.М. «Основы конструирования, расчета и стендовых испытаний рабочих ступеней электроприводных лопастных насосов для добычи нефти». Москва, 2020. 247 с.*
4. *Донской Ю.А., Сабиров А.А., Ивановский В.Н., Герасимов И.Н., Клименко К.И. «Программный комплекс «Автотехнолог» и интеллектуальные устройства на его основе». Территория Нефтегаз. 2020. № 9–10. С. 20–26.*
5. *Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В., Булат А.В., Герасимов И.Н., Якимов С.Б. «Способ оптимизации работы скважины, оборудованной скважинным насосом». Патент на изобретение RU 2700149 C1, 12.09.2019. Заявка № 2018127884 от 30.07.2018.*

KEYWORDS: *digitalization, oil production, predictive analysis, electric vane pump, computer modeling.*

ОГОВОРКА О ФОРС-МАЖОРЕ В КОНТРАКТАХ КУПЛИ-ПРОДАЖИ СПГ:

применение, смягчение и преодоление последствий

УДК 665.725

В ДАННОЙ ПУБЛИКАЦИИ РАССМАТРИВАЮТСЯ ПРИМЕРЫ ОГОВОРКИ О ФОРС-МАЖОРЕ В ДОЛГОСРОЧНЫХ И КРАТКОСРОЧНЫХ КОНТРАКТАХ КУПЛИ-ПРОДАЖИ СПГ, ОБЪЯВЛЕНИЕ ФОРС-МАЖОРА В УСЛОВИЯХ РЕЗКОГО СНИЖЕНИЯ СПРОСА И ПАДЕНИЯ ЦЕНЫ НА РЫНКАХ СПГ В РЕЗУЛЬТАТЕ КОРОНАВИРУСА, ПОСЛЕДСТВИЯ ОБЪЯВЛЕНИЯ ПОКУПАТЕЛЯМИ СПГ ОБСТОЯТЕЛЬСТВ ФОРС-МАЖОРА, А ТАКЖЕ СМЯГЧЕНИЕ И ПРЕОДОЛЕНИЕ ПОСЛЕДСТВИЙ ОБЪЯВЛЕНИЯ ФОРС-МАЖОРА

THIS PUBLICATION INCLUDES CONSIDERATION OF THE EXAMPLES OF FORCE MAJEURE CLAUSES IN THE LONG-TERM AND SHORT-TERM LNG SALE AND PURCHASE CONTRACTS, THE DECLARATION OF FORCE MAJEURE IN THE CONTEXT OF A SHARP DECLINE IN DEMAND AND FALLING PRICES IN THE LNG MARKETS AS A RESULT OF THE CORONAVIRUS, THE CONSEQUENCES OF THE DECLARATION OF FORCE MAJEURE BY THE LNG BUYERS, AS WELL AS THE MITIGATION AND OVERCOMING OF THE CONSEQUENCES OF THE FORCE MAJEURE DECLARATION

Ключевые слова: *контракт купли-продажи СПГ, рынок СПГ, форс-мажор, обстоятельства непреодолимой силы, объявление форс-мажора, преодоление последствий форс-мажора, смягчение последствий форс-мажора.*

Гаврилина Елена Александровна

доцент кафедры правового регулирования ТЭК, МГИМО МИД России, к.ю.н.

До вспышки пандемии спотовые цены на СПГ уже были на исторически низком уровне из-за теплой зимы в Азии и переполненных хранилищ Европы, вызывая обоснованные опасения продавцов, что крупные покупатели будут стремится пересмотреть свои долгосрочные контракты.[1] Переговорная позиция Китая, второго по величине потребителя в Азии, резко усилилась с 2015 года, в том случае если Китай решит пересмотреть условия своих долгосрочных контрактов, продавцы могут оказаться в безвыходном положении из-за страха потерять долю на рынке.[2]

Возможность прибегнуть к оговорке о форс-мажоре в условиях пандемии и на фоне возросшего риска многочисленных арбитражных разбирательств только усилила опасения продавцов, что объявление форс-мажора будет использоваться покупателями в качестве попытки

[1] *Poten & Partners, LNG in World Markets Special Update (February 2020), "Coronavirus to hit Chinese LNG Imports, Global Market".*

[2] *Agnieszka Ason, Michal Meidan, Force majeure notices from Chinese LNG buyers: prelude to a renegotiation? The Oxford Institute for Energy Studies, March 2020.*

инициировать переговоры о пересмотре условий долгосрочных контрактов купли-продажи СПГ, особенно в части снижения его цены.[3] В отрасли делались предположения, что уведомления о форс-мажоре сначала направлялись в отношении поставок, на которые установлена более высокая цена.[4]

Так, действительно, решение CNOOC прибегнуть к объявлению форс-мажора было вызвано низким спросом, логистическими ограничениями на приемных терминалах СПГ и переполненными хранилищами. 5 марта 2020 года, когда состояние экономики в Китае постепенно начало возвращаться в привычный ритм, агентство Reuters сообщило, что PetroChina направила своим поставщикам трубопроводного газа и «по крайней мере одному поставщику СПГ» уведомления о форс-мажоре, подчеркивая слабость внутреннего спроса и давление, которое это оказывает на крупных китайских импортеров газа.[5]

В ответ Total отклонила уведомление о форс-мажоре, обосновав это тем, что не все регазификационные терминалы были закрыты на карантин, заявив, что «существует сильное искушение со стороны некоторых долгосрочных контрагентов попытаться поиграть с концепцией форс-мажора [...]. Сказать, что я не могу принять свой груз СПГ по долгосрочному контракту, но хотел бы купить по спот сделке – создает определенное противоречие»,[6] за которым стоит желание провести «обычные переговоры».[7]

Безусловно, форс-мажор может оказаться непростым периодом в долгосрочных договорных отношениях сторон. Споры, касающиеся применения форс-мажорной оговорки, скорее всего, возникнут с самого начала, если продавец поставит под сомнение существование форс-мажорного события. Однако несмотря на то, что ссылка покупателей на форс-мажорные обстоятельства может быть необоснованной, в случае отказа покупателя от груза, поставщику неизбежно придется продавать такие объемы на уже и без того переполненном спотовом рынке и уже позднее добиваться возмещения ущерба от покупателя СПГ, однако, вероятнее всего, уже после длительного периода, когда будет вынесено арбитражное решение по делу.[8]

Объявление форс-мажора

6 февраля 2020 года, когда правительство Китая ввело карантин, чтобы остановить распространение COVID-19, крупнейший китайский импортер СПГ – CNOOC – объявил форс-мажорные обстоятельства в отношении невозможности принять партии СПГ как минимум по трем контрактам купли-продажи СПГ, подтвердив факт наличия форс-мажорных обстоятельств сертификатами Совета по содействию международной торговле Китая (China Council for the Promotion of International Trade, CCPIT). Это стало первым объявлением форс-мажора покупателем СПГ в связи с пандемией COVID-19, что привело к повышенному интересу других китайских покупателей «к объявлению со своей стороны форс-мажорных обстоятельств».[9]

Совет по содействию международной торговле Китая (China Council for the Promotion of International Trade, CCPIT) объявил, что будет осуществлять освидетельствование обстоятельств непреодолимой силы (форс-мажора) с выдачей сертификата китайским компаниям в попытке защитить их от исков в связи с нарушением ими своих договорных обязательств в результате вспышки COVID-19.[10] Согласно информации, размещенной на веб-сайте Совета, компании, которые не исполнили свои обязательства по договору в срок, а в особенности в случае невозможности исполнения ими какого-либо обязательства по международному коммерческому договору, могут обратиться в Совет за получением такого сертификата.[11]

Однако уведомления о форс-мажоре были отклонены продавцами СПГ – Total, Shell и Qatargas, а также такими торговыми домами, как Trafigura и Middle East gas producers. Продавцами оспаривались, прежде всего, правовые основания объявления форс-мажора.[12]

Форс-мажор в английском праве. Возможность применения оговорки о форс-мажоре в условиях эпидемии COVID-19 по контрактам купли-продажи СПГ

Как правило, контракты купли-продажи СПГ регулируются и подлежат толкованию в соответствии с правом Англии или штата Нью-Йорк.

Форс-мажор – это непредвиденные внешние обстоятельства, которые не позволяют стороне договора исполнить свои договорные обязательства. Цель оговорки о форс-мажоре заключается в том, чтобы освободить сторону от выполнения своих обязательств или приостановить их исполнение при наступлении форс-мажорного события.

[3] *https://www.reuters.com/article/us-china-health-lng-tankers/virus-outbreak-knocks-four-asia-bound-lng-tankers-off-course-sources-idUSKBN20712G.*

[4] *Stephen Stapczynski, Mark Burton, Jacqueline Davalos. "China Reneges on Commodity Deals, Worsens Global Trade Chaos", Bloomberg, 6 February 2020, https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-02-06/chinese-gas-buyer-cnooc-declares-force-majeure-on-lng-contracts.*

[5] *Chen Aizhu, Jessica Jaganathan, "Exclusive: China's top gas importer PetroChina declares force majeure on imports – sources", Reuters, 5 March 2020, https://www.reuters.com/article/us-petrochina-gas-exclusive/exclusive-chinas-top-gas-importer-petrochina-declares-force-majeure-on-imports-sources-idUSKBN20S10W.*

[6] *Bate Felix, Jessica Jaganathan, "France's Total rejects force majeure notice from Chinese LNG buyer", Reuters, 6 February, https://www.reuters.com/article/us-china-health-total/frances-total-rejects-force-majeure-notice-from-chinese-lng-buyer-idUSKBN2001XQ.*

[7] *Stephen Stapczynski, Mark Burton, Jacqueline Davalos. "China Reneges on Commodity Deals, Worsens Global Trade Chaos", Bloomberg, 6 February 2020, https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-02-06/chinese-gas-buyer-cnooc-declares-force-majeure-on-lng-contracts.*

[8] *Agnieszka Ason, Michal Meidan, Force majeure notices from Chinese LNG buyers: prelude to a renegotiation? The Oxford Institute for Energy Studies, March 2020.*

[9] *"China's CNOOC declares force majeure on LNG contracts amid coronavirus outbreak", S&P Platts, 6 February 2020, https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/oil/020620-chinas-cnooc-declares-force-majeure-on-lng-contracts-amid-coronavirus-outbreak.*

[10] *Poten & Partners, LNG in World Markets Special Update (February 2020), "Coronavirus to hit Chinese LNG Imports, Global Market".*

[11] *https://en.ccpit.org.*

[12] *"Analysis: LNG market turmoil to worsen as coronavirus impact deepens", S&P Platts, 10 February 2020, https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/021020-lng-market-turmoil-to-worsen-as-coronavirus-impact-deepens.*

В отличие от большинства гражданско-правовых систем, две наиболее часто используемые при заключении сделок на рынке СПГ правовые системы – английское право и право штата Нью-Йорк – не включают в себя положения об освобождении от обязательств вследствие наступления форс-мажорных обстоятельств. Иными словами, в английском праве такая категория, как форс-мажор, отсутствует. В английском праве форс-мажор – это договорное условие, которое возникает исключительно на основании прямо сформулированных положений, включенных в договор, а не подразумеваемых. В связи с этим в контрактах купли-продажи СПГ должны быть подробно прописаны виды событий, которые дадут сторонам право на освобождение от обязательств в случае наступления форс-мажора.[13]

Могут ли отсрочки поставок или общий спад экономики, возникшие в связи с COVID-19, рассматриваться как форс-мажорные обстоятельства, будет зависеть от конкретных формулировок контракта купли-продажи СПГ.

Оговорка о форс-мажоре

Несмотря на то, что в отрасли СПГ нет стандартной оговорки о форс-мажоре, участники рынка выработали достаточно единый подход к ее формулировке. Например, оговорки о форс-мажоре, содержащиеся в статье 15 Рамочного контракта купли-продажи СПГ Бритиш Петролеум (BP) (2019), статье 12 рамочного контракта купли-продажи СПГ торгового дома Trafigura (2017), статье 13 рамочного контракта Ассоциации нефтяных переговорщиков AIPN (2012).

Оговорка о форс-мажоре, как в долгосрочных, так и краткосрочных контрактах купли-продажи СПГ, как правило, включает следующие основные элементы:

- событие должно быть одновременно непредотвратимым, непреодолимым, чрезвычайным, не зависеть от воли или действий должника;
- список конкретных событий, которые (при условии соблюдения вышеуказанных условий) могут рассматриваться как форс-мажорные, которые обычно включают в себя в том числе: стихийные бедствия, природные явления (например, пожары, наводнения, засухи, ураганы и эпидемии); войны (объявленные или нет), беспорядки; забастовки, аварии и другие нарушения производственного характера, эмбарго; терроризм; ограничения, наложенные любыми государственными органами. Так, например, в апреле 2015 года Йеменская компания LNG объявила форс-мажор «по всем контрактам», поскольку в стране обострились гражданские беспорядки;[14]
- перечень объектов, необходимых для выполнения обязательств по договору, которые могут быть затронуты действиями обстоятельств непреодолимой силы (например, терминалы сжижения и регазификации, объекты по добыче и поставке газа, скважины, хранилища, СПГ-газовозы и др.). В данном случае стороны должны определить, насколько широк будет перечень объектов СПГ, на которые распространяется форс-мажор;
- будет ли сторона освобождена от ответственности за неисполнение своих обязательств по поставке груза в том случае, когда исполнение обязательств по поставке возможно на альтернативных терминалах регазификации и сжижения;
- имеют ли стороны право на освобождение от ответственности в результате действий правительства принимающей страны;
- имеет ли продавец право на возмещение в результате приостановки добычи на месторождении, и если да, то каково точное определение такого события (например, внезапное и неожиданное прекращение продуцирования скважины или истощение запасов);
- перечень конкретных событий, которые не подпадают под форс-мажор, как экономического (например, падение рыночного спроса или цены), так и производственного характера (например, приостановка добычи на месторождении).

Например, в долгосрочном контракте купли-продажи СПГ, заключенном на срок 20 лет, может быть специально оговорено, что способность продавца или покупателя получить лучшие экономические условия от альтернативного поставщика или покупателя, в зависимости от обстоятельств, не являются обстоятельствами форс-мажора.

Так, к примеру, рамочный краткосрочный контракт купли-продажи СПГ торгового дома **Trafigura** содержит следующую оговорку о форс-мажоре: стороны не будут нести ответственность за неисполнение или несвоевременное исполнение любых обязательств по контракту (в том числе в отношении демереджа) в тех случаях, когда такое неисполнение или задержка вызваны форс-мажорными обстоятельствами, а именно, событием или обстоятельством, которые находятся вне разумного контроля продавца или покупателя и последствия которых не могут быть предотвращены или смягчены путем принятия разумных мер стороной, затронутой форс-мажором, действующей в качестве Разумного и осмотрительного оператора (п. 12.1.1).[15]

Согласно рамочным краткосрочным контрактам купли-продажи СПГ «Бритиш Петролеум» (BP) с поставкой на условиях FOB и DES, форс-мажор означает любое событие или обстоятельство, последствия которых находятся вне разумного контроля продавца или покупателя (не зависят от воли стороны), но только в той мере, в какой такое событие или обстоятельство не могло быть предотвращено мерами, которые, как можно было бы разумно ожидать, были бы предприняты должником, действующим в качестве Разумного и осмотрительного оператора; и приводит к тому, что должник не может выполнить (полностью или частично) или задерживается в исполнении любого из своих обязательств по контракту купли-продажи СПГ; и не является прямым или косвенным результатом нарушения должником действующего законодательства или невыполнения должником любого из его обязательств по договору (п. 15.1).

---

[13] Harry W Sullivan, Jr, Steven Paul Barra Liquefied Natural Gas: The Law and Business of LNG, Third Edition, 2017 Glob Law and Business Ltd p. 185, 287.

[14] See, Henderson, J. in Corbeau, A-S. and Ledesma, D. (eds.), LNG Markets in Transition: The Great Reconfiguration, Oxford: OUP/OIES, p. 293.

[15] Термин «Разумный и осмотрительный оператор», используемый для описания стандарта поведения в нефтегазовой отрасли.

Что необходимо доказать

Объявление форс-мажора – это только первый шаг, который сам по себе не прекращает обязательство должника. Когда сторона, чьи действия затронуты форс-мажорными обстоятельствами направляет уведомление о форс-мажоре, ссылаясь на COVID-19 в качестве основания (или любое другое событие, включенное в оговорку), она будет нести бремя доказывания, что текущие обстоятельства подпадают под договорные положения о форс-мажоре.

Оговорка о форс-мажоре в контракте купли-продажи СПГ содержит список конкретных событий, которые (при условии соблюдения вышеуказанных условий) могут рассматриваться как форс-мажорные обстоятельства, включая такое событие, как «эпидемия» (“epidemic”) и принятие «правительственных актов» (unforeseen “acts of government”). Достигнут ли уровень «эпидемии» – это вопрос факта, который должен быть подтвержден заключениями экспертов. Однако один лишь факт наличия сертификата о форс-мажоре не гарантирует в случае спора освобождение от ответственности вследствие непреодолимой силы, а является лишь доказательством наличия события, на которое ссылается сторона, чьи действия затронуты форс-мажором, как на обстоятельство непреодолимой силы. Отнесение этого события к обстоятельству форс-мажора, оценка его влияния на возможность исполнения обязательства находится в компетенции суда, который решает данный вопрос исходя из конкретных обстоятельств дела.

Несмотря на выдачу сертификатов уполномоченными на то органами, само по себе наличие таких сертификатов не является доказательством форс-мажора, и покупателю все равно необходимо будет доказать, что текущие обстоятельства подпадают под положения о форс-мажоре сформулированные в контракте.

Исходя из типичной оговорки о форс-мажоре (несмотря на то, что событие может быть включено в список оговорки) контракта купли-продажи СПГ, сторона для которой создалась невозможность исполнения обязательств по договору, обычно должна доказать, что:

а) произошло форс-мажорное обстоятельство, которое находится вне разумного контроля стороны (не зависит от ее воли/действий), и что это событие стало фактической причиной того, что покупатель не смог принять соответствующую поставку СПГ;

б) событие, повлекшее форс-мажорные обстоятельства не могло быть предотвращено стороной, даже если бы она добросовестно предприняла ожидаемые меры для предотвращения (минимизации) возможных рисков; и

в) событие, повлекшее форс-мажор, привело к неисполнению или к ненадлежащему исполнению своих обязательств стороной по договору поставки СПГ.

Во-вторых, выбор формулировки оговорки о форс-мажоре будет влиять на то, как эта оговорка будет интерпретироваться по английскому праву. Например, использование слова «невозможный» (“prevented”) истолковывается как отражение физической или юридической невозможности осуществления поставки, в отличие от использования таких слов, как «неисполнимый» (“hindered”) или «затрудняющий» (“impeded”), которые будут истолкованы как наличие определенных препятствий, которые сложно преодолеть.[16] Обычно недостаточно показать, что исполнение обязательств просто усложнилось. Например, даже если покупателю сложнее обеспечить предоставление услуг по разгрузке на СПГ-терминале (например, когда карантин или другие ограничительные меры приводят к нехватке рабочей силы на терминале), он должен доказать, что принять соответствующий груз фактически невозможно, если только в контракте не оговорен более низкий порог доказывания.[17]

В-третьих, обстоятельства непреодолимой силы, указанные в контракте, должны быть действительной причиной неспособности покупателя исполнить свои обязательства.

Как отмечалось выше, китайские власти распорядились о локдауне, продлении периодов государственных праздников и закрытии фабрик, чтобы сдержать распространение вируса. Одним из следствий этих ограничений является нехватка рабочей силы в портах разгрузки. Без необходимого персонала отгрузка просто невозможна. Если сложившаяся ситуация не привела к остановке работ на приемном терминале или к закрытию порта, покупателям СПГ будет труднее обосновать свое заявление об освобождении от ответственности в связи с форс-мажорными обстоятельствами. Однако, если власти дадут указания на закрытие ключевых СПГ-терминалов или на помещение на карантин работников таких терминалов, такое заявление об освобождении от ответственности в связи с форс-мажором может стать более обоснованным.[18]

Неспособность покупателя исполнить свои обязательства должна быть вызвана именно вспышкой COVID-19,

---

[16] Agnieszka Ason, Michal Meidan, Force majeure notices from Chinese LNG buyers: prelude to a renegotiation? The Oxford Institute for Energy Studies, March 2020.

[17] Poten & Partners, LNG in World Markets Special Update (February 2020), “Coronavirus to hit Chinese LNG Imports, Global Market”.

[18] “Analysis: LNG market turmoil to worsen as coronavirus impact deepens”, S&P Platts, 10 February 2020, https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/021020-lng-market-turmoil-to-worsen-as-coronavirus-impact-deepens.

а не недостаточной вместимостью резервуаров для хранения на принимающем терминале или снижением спроса на рынке покупателя. Однако, по большому счету, трудно добиться признания форс-мажора из-за эпидемии, если основная причина кроется в изменениях рыночных условий на товарном рынке. Юридические отчеты, действительно «изобилуют неудавшимися попытками ссылаться на проблемы конечного рынка потребителя в качестве основания для заявления о форс-мажорных обстоятельствах, будь то в США в 1980-х годах, в Великобритании в середине 1990-х или в Азии во второй половине этого десятилетия».[19] И здесь мы подходим к вопросу имеется ли в контрактах оговорка об исключении (exclusion clauses).

Оговорка об исключении (exclusion clauses)

Как правило, контракты купли-продажи СПГ совершенно определенно и однозначно исключают определенные обстоятельства из сферы действия оговорки о форс-мажоре, такие как «изменения рыночных условий» (“changes in market conditions”) или «любые изменения спроса на рынке покупателя» (“changes in downstream demand”), финансовые трудности, неспособность пострадавшей стороны получить прибыль, а также поломка или выход из строя объектов СПГ или техники, вызванные естественным износом или неспособностью надлежащим образом обслуживать такие объекты СПГ и технику.

Ввиду, как правило, наличия специальной оговорки, исключающей ссылку на рыночную ситуацию, покупателю будет сложно обосновать освобождение от ответственности только на основании снижения спроса на рынке, отсутствия свободных емкостей для хранения на импортных терминалах СПГ, т.е. экономических трудностей, которые затрудняют принятие поставки.

Последствия объявления форс-мажора – приостановка или сокращение поставок

Форс-мажор является основанием для освобождения лица, не исполнившего или задержавшего исполнение обязательства, от ответственности. Контракты содержат условия, что сторона освобождается от ответственности только в том случае, если она соблюдает порядок объявления форс-мажора, который установлен в контракте купли-продажи СПГ.

В том случае, если ссылка покупателя на форс-мажорные обстоятельства будет обоснована, в соответствии с большинством контрактов, немедленным последствием признания форс-мажора будет приостановка или сокращение поставок на время действия форс-мажорных обстоятельств, а покупатель будет освобожден от любой ответственности, которая в противном случае возникла бы в результате его отказа принять СПГ по договору, включая обязательство «бери или плати».

При изменении графика поставок или отсрочки поставки основная проблема, которая возникнет, это вопрос, на какую дату выставлять счет, например, в отношении цены – на дату фактической поставки (actual delivery) или на изначальную дату поставки, до возникновения форс-мажора (original delivery date).[20]

Смягчение объявления форс-мажора

До возобновления нормального исполнения обязательств по договору, контракт обычно предусматривает, что стороны должны продолжать выполнять свои договорные обязательства в максимально возможной степени.

Сторона, заявляющая о форс-мажорных обстоятельствах, обычно должна будет предпринять все необходимые меры по смягчению последствий таких обстоятельств, чтобы обеспечить в максимально кратчайшие сроки возобновление нормального исполнения своих обязательств по договору, насколько это будет практически возможно.

В большинстве случаев, и в зависимости от применимого права, покупателю все равно придется выполнить несколько специально установленных контрактом требований в соответствии с оговоркой о форс-мажоре. К примеру, Верховный суд РФ со ссылкой на п. 3 ст. 307, п. 1 ст. 393 ГК РФ указал, что должник обязан принять все разумные меры для уменьшения ущерба, причиненного кредитору форс-мажорным обстоятельством.[21]

Как правило, контракты купли-продажи СПГ предписывают целую последовательность действий, состоящих из нескольких этапов, прежде чем покупатель сможет отменить поставку. Скорее всего, от покупателя потребуется согласовать или хотя бы рассмотреть вопрос об изменении пунктов назначения, отсрочке или других альтернативных мерах, прежде чем он сможет воспользоваться оговоркой о форс-мажоре. Например, в контракте может быть оговорено, что стороны приложат все разумные усилия для пересмотра графика поставки (отсрочка поставки) затронутого форс-мажором груза СПГ, и покупатель имеет право отменить такой груз только в том случае, если стороны не смогут договориться о пересмотре графика поставки этого груза в течение оговоренного периода времени. В дополнение к общим мерам по смягчению последствий поступления форс-мажора, некоторые положения контрактов налагают на покупателя особые обязательства, такие как, например, принятие сокращенного количества поставки или осуществление всех разумных усилий для отгрузки СПГ на любом другом терминале (использование механизма изменения пункта назначения), который не затронут действием форс-мажора, или другие альтернативные меры.[22]

Некоторые продавцы публично заявили о своей готовности пойти навстречу покупателям СПГ в установлении альтернативных договоренностей. Например, министр энергетики Катара публично заявил, что энергетические компании страны «активно участвуют» в удовлетворении просьб покупателей СПГ о переносе или переадресации нефтяных и газовых грузов.[23] В то же время поиск альтернативных механизмов направленных на смягчение объявления форс-мажора, в частности изменение региона поставки, может представлять трудности, учитывая, что альтернативные импортные терминалы также могут находится под карантином.[24]

Преодоление последствий объявления форс-мажора

Контракт должен исполняться, а наступление форс-мажора само по себе не прекращает обязательство должника. Как правило, контракты предусматривают, что в случае прекращения форс-мажора должник обязан незамедлительно приступить к выполнению обязательств по контракту. Главный вопрос, который возникнет, – обязана ли сторона, которая находилась под форс-мажором, исполнить свои обязательства по принятию поставок в полном объеме. К примеру, контракт может устанавливать обязанность покупателя предпринять разумные усилия, чтобы принять партии СПГ, не принятые им ранее из-за форс-мажора, в последующие годы контракта, чтобы восстановить общий контрактный объем. В контракте также может быть предусмотрено право продавца продавать законтрактованные объемы СПГ третьим лицам в течение предполагаемого срока действия форс-мажора, тем самым фактически снимая с покупателя обязательство принять количество СПГ, которое не было принято из-за форс-мажорных обстоятельств.[25]

Расторжение контракта

В том случае, если форс-мажорные обстоятельства продолжаются в течение длительного периода времени (например, более 12 месяцев) и/или затрагивают определенный объем поставок (например, более 50% годового объема поставок по договору), стороны могут предусмотреть расторжение контракта. В таких случаях в контракте обычно устанавливается, что сторона, которая расторгает контракт, не должна иметь никаких дополнительных обязательств перед своим контрагентом.

Так, к примеру, рамочный контракт Бритиш Петролеум содержит положение, что, если в результате форс-мажора продавец не может или не сможет поставить установленный к поставке груз СПГ и/или покупатель не может или не сможет получить установленное количество груза СПГ, стороны в течение срока прибытия судна должны приложить разумные усилия для изменения сроков доставки и приема такого груза СПГ (в этом случае будет установлен новый срок прибытия судна). В том случае если стороны не могут договориться после уведомления о форс-мажоре в течение установленного срока о переносе сроков поставки и приема такого груза СПГ, то любая из сторон имеет право отменить поставку груза СПГ после направления другой стороне письменного уведомления о таком аннулировании без каких-либо обязательств или ответственности со стороны любой из сторон в результате такого аннулирования (пункт 15.9).

Контракт купли-продажи СПГ также может предусматривать обязательство сторон перед расторжением контракта «договориться в духе доброй воли об условиях и порядке, при которых сторона, затронутая форс-мажором, возобновит закупки СПГ по окончании действия форс-мажорных обстоятельств». Фактически данный пункт контракта означает обязательство начать переговоры после расторжения контракта, что само по себе довольно необычно, так как, по сути, означает пересмотр условий ранее действующего контракта.

Оценивая возможный риск расторжения долгосрочных контракта купли-продажи СПГ в условиях пандемии, эксперты отрасли приходят к выводу, что он маловероятен без уверенности в достаточном количестве альтернативных источников поставок, что обусловлено появлением риска дефицита поставок и необходимостью крупнейших покупателей обеспечить надежность снабжения.

Заключение

В подавляющем большинстве контракты купли-продажи СПГ регулируются английским правом. В английском праве форс-мажор – это договорное условие. В связи с этим в контрактах купли-продажи СПГ должны быть подробно прописаны виды событий, которые дадут сторонам право на освобождение от обязательств в случае наступления форс-мажора. Однако даже конкретная ссылка на потенциально значимое событие (например, на «эпидемию», «карантинные ограничения» или «правительственные акты») в контракте не гарантирует освобождения от ответственности. Сторона, требующая освобождения от ответственности в связи с обстоятельствами форс-мажор, должна доказать, что она не располагает какими-либо иными возможностями для исполнения своих обязательств по контракту. ●

Keywords: *LNG purchase and sale contract, LNG market, force majeure, force majeure, declaration of force majeure, overcoming the consequences of force majeure, mitigation of the consequences of force majeure.*

---

[19] *Agnieszka Ason, Michal Meidan, Force majeure notices from Chinese LNG buyers: prelude to a renegotiation? The Oxford Institute for Energy Studies, March 2020.*

[20] *Agnieszka Ason, Michal Meidan, Force majeure notices from Chinese LNG buyers: prelude to a renegotiation? The Oxford Institute for Energy Studies, March 2020.*

[21] *Обзор по отдельным вопросам судебной практики, связанным с применением законодательства и мер по противодействию распространению на территории Российской Федерации новой коронавирусной инфекции (COVID-19) № 1 (утв. Президиумом Верховного суда РФ 21 апреля 2020 г.) ГАРАНТ.РУ: http://www.garant.ru/hotlaw/federal/1362561/#ixzz6qNudQXx1.*

[22] *Agnieszka Ason, Michal Meidan, Force majeure notices from Chinese LNG buyers: prelude to a renegotiation? The Oxford Institute for Energy Studies, March 2020.*

[23] *Например, министр энергетики Катара заявил, что энергетические компании страны «активно участвуют» в удовлетворении просьб о переносе или перенаправлении нефтяных и газовых грузов в Китай. See https://www.reuters.com/article/us-china-health-lng-tankers/virus-outbreak-knocks-four-asia-bound-lng-tankers-off-course-sources-idUSKBN20712G.*

[24] *“China’s CNOOC declares force majeure on LNG contracts amid coronavirus outbreak”, S&P Platts, 6 February 2020, https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/oil/020620-chinas-cnooc-declares-force-majeure-on-lng-contracts-amid-coronavirus-outbreak.*

[25] *Agnieszka Ason, Michal Meidan, Force majeure notices from Chinese LNG buyers: prelude to a renegotiation? The Oxford Institute for Energy Studies, March 2020. Harry W Sullivan, Jr, Steven Paul Barra Liquefied Natural Gas: The Law and Business of LNG, Third Edition, 2017 Glob Law and Business Ltd p. 185, 287.*

[26] *Agnieszka Ason, Michal Meidan, Force majeure notices from Chinese LNG buyers: prelude to a renegotiation? The Oxford Institute for Energy Studies, March 2020.*

[27] *В 2017–2018 годах крупнейшие китайские компании подверглись резкой критике из-за нехватки поставок зимой и «не могут рисковать снова оказаться в таком положении». Agnieszka Ason, Michal Meidan, Force majeure notices from Chinese LNG buyers: prelude to a renegotiation? The Oxford Institute for Energy Studies, March 2020.*

ДИНАМИКА РЫНКА АКЦИЙ КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА В УСЛОВИЯХ ПАНДЕМИИ

УДК 336.76

В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ДИНАМИКА АКЦИЙ КОМПАНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛЬНОЙ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ, ВЫЗВАННОЙ ПАНДЕМИЕЙ COVID-19. АКТУАЛЬНОСТЬ ИССЛЕДОВАНИЯ ОБУСЛОВЛЕНА ЕГО НАСУЩНЫМ ХАРАКТЕРОМ, ВЕДЬ НА ФОНДОВОМ РЫНКЕ НАБЛЮДАЕТСЯ ДАЛЬНЕЙШЕЕ УВЕЛИЧЕНИЕ АКТИВНОСТИ, И ИНТЕРЕС К КОМПАНИЯМ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА У ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ИНВЕСТОРОВ ВЕСЬМА СЕРЬЕЗНЫЙ, ПОЭТОМУ ПРЕДСТАВЛЯЕТСЯ КРАЙНЕ ВАЖНЫМ ОЦЕНИТЬ ДИНАМИКУ РЫНКА СЕЙЧАС, ЧТОБЫ СДЕЛАТЬ ВЫВОДЫ О ЕГО БУДУЩЕМ. НАУЧНАЯ НОВИЗНА ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ВЫЯВЛЕНИИ ЛИДЕРОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАК НА РОССИЙСКОМ, ТАК И НА МИРОВОМ РЫНКАХ ПОСРЕДСТВОМ АНАЛИЗА ДИНАМИКИ ЦЕН НА АКЦИИ В ИССЛЕДУЕМЫЙ ИСТОРИЧЕСКИЙ ПРОМЕЖУТОК ВРЕМЕНИ И КОЭФФИЦИЕНТНОГО АНАЛИЗА. ОБЪЕКТОМ ИССЛЕДОВАНИЯ ЯВЛЯЮТСЯ РОССИЙСКИЕ И ИНОСТРАННЫЕ КОМПАНИИ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА, ПРЕДМЕТОМ – ОСОБЕННОСТИ ДИНАМИКИ АКЦИЙ В УСЛОВИЯХ ПАНДЕМИИ COVID-19. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ СТАТЬИ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В ТОМ, ЧТО РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ МОГУТ ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ В ПРОГНОЗИРОВАНИИ ДАЛЬНЕЙШЕЙ КОНЪЮНКТУРЫ РЫНКА НЕФТИ И ДИНАМИКИ ФОНДОВОГО РЫНКА. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЗНАЧИМОСТЬ СОСТОИТ В ВЫЯВЛЕНИИ НАИБОЛЕЕ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНЫХ КОМПАНИЙ ДЛЯ ИНВЕСТИРОВАНИЯ, РЕЗУЛЬТАТАМИ АНАЛИЗА МОГУТ ВОСПОЛЬЗОВАТЬСЯ ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ЧАСТНЫЕ ИНВЕСТОРЫ, КОЛИЧЕСТВО КОТОРЫХ В РОССИИ РЕЗКО ВОЗРОСЛО ЗА ПОСЛЕДНИЙ ГОД

THIS ARTICLE EXAMINES THE DYNAMICS OF STOCKS IN OIL AND GAS COMPANIES IN THE FACE OF GLOBAL UNCERTAINTY CAUSED BY THE COVID-19 PANDEMIC. THE RELEVANCE OF THE STUDY IS DUE TO ITS URGENT NATURE, BECAUSE THERE IS A FURTHER INCREASE IN ACTIVITY ON THE STOCK MARKET AND POTENTIAL INVESTORS HAVE A VERY SERIOUS INTEREST IN COMPANIES IN THE OIL AND GAS SECTOR, THEREFORE IT IS EXTREMELY IMPORTANT TO ASSESS THE DYNAMICS OF THE MARKET NOW IN ORDER TO DRAW CONCLUSIONS ABOUT ITS FUTURE. THE SCIENTIFIC NOVELTY LIES IN IDENTIFYING THE LEADERS OF THE OIL AND GAS INDUSTRY BOTH IN THE RUSSIAN AND IN THE WORLD MARKETS BY ANALYZING THE DYNAMICS OF STOCK PRICES IN THE STUDIED HISTORICAL PERIOD OF TIME AND COEFFICIENT ANALYSIS. THE OBJECT OF THE STUDY IS RUSSIAN AND FOREIGN COMPANIES IN THE OIL AND GAS SECTOR, THE SUBJECT IS THE FEATURES OF THE DYNAMICS OF SHARES IN THE CONTEXT OF THE COVID-19 PANDEMIC. THE THEORETICAL SIGNIFICANCE OF THE ARTICLE LIES IN THE FACT THAT THE RESULTS OF THE STUDY CAN BE USED IN FORECASTING THE FURTHER CONJUNCTURE OF THE OIL MARKET AND THE DYNAMICS OF THE STOCK MARKET. THE PRACTICAL SIGNIFICANCE LIES IN IDENTIFYING THE MOST ATTRACTIVE COMPANIES FOR INVESTMENT, THE RESULTS OF THE ANALYSIS CAN BE USED BY POTENTIAL PRIVATE INVESTORS, THE NUMBER OF WHICH IN RUSSIA HAS INCREASED DRAMATICALLY OVER THE PAST YEAR

Ключевые слова: *нефтегазовый сектор, ОПЕК+, акции, инвестиции, индекс Доу-Джонса, ключевая ставка, инвестиционная привлекательность, коэффициент P/E, ESP.*

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

Старовая
Юлия Александровна
студентка магистратуры факультета МЭО, МГИМО МИД России

В 2020 году общественность столкнулась с явлением пандемии, которая являлась не просто мировым кризисом здравоохранения, а приобрела значение общемирового экономического кризиса. Пандемия сказалась не только на благосостоянии государств или отдельных граждан, она оказала значительное негативное влияние на компании из разных сфер экономики. В той или иной степени последствия пандемии или мер противодействия этой пандемии сказались на компаниях различного веса и влияния на мировом рынке[1]. Всем участникам мирового рынка – от международных ТНК до микропредприятий – пришлось решать проблемы, вызванные COVID-19. Несмотря на неблагоприятную экономическую ситуацию из-за пандемии в мире в целом, с апреля 2020 года рынок ценных бумаг демонстрировал положительную динамику, а уже летом были достигнуты новые исторические максимумы. Причем рост продолжается до сих пор.

[1] *Захаров А.Н. Обзор развития электронной торговли в мировой экономике: вызовы и последствия пандемии / А.Н. Захаров, Ю.А. Старовая // Российский внешнеэкономический вестник. – 2020. – № 12. – С.18–32.*

РИС. 1. Динамика промышленного индекса Доу-Джонса (2020–2021 гг.)

Источник: *Центральный банк Российской Федерации: официальный сайт. – Москва. – URL: http://www.cbr.ru/ (дата обращения – 04.03.2021 г.)*

По итогам торгов 24 ноября 2020 года индекс Dow Jones Industrial Average достиг 30 046 пунктов, впервые в своей истории превысив отметку в 30 000 пунктов[2]. На январь 2021 г. индекс Dow Jones превысил отметку 31 000 пунктов, что свидетельствует о сохранившейся положительной динамике конъюнктуры финансового рынка. Динамика промышленного индекса Dow Jones, который является индикатором развития промышленной составляющей американского фондового рынка, представлен на рисунке 1 за последний год.

Рост фондовых рынков может быть объяснен попытками правительств разных стран мира в лице Центральных банков удержать экономику от серьезных обвалов в условиях пандемии. В рамках стимулирующей экономической политики ключевые процентные ставки были снижены до нулевого уровня или вовсе принимали отрицательные значения. Правительства многих развитых стран не только запустили масштабные программы количественного смягчения, но и активно занимались скупкой активов.

Мировая экономика серьезно пошатнулась, что в свою очередь привело к введению во многих странах мира более мягкой денежно-кредитной политики. Проведение такой политики не могло не отразиться на действиях экономических субъектов. Например, располагавшие свободными финансами инвесторы начали искать более высокодоходные инструменты на фондовых биржах на фоне снижения ставок по банковским депозитам.

Масштабная доля выделенных центральным банком средств вместо реального сектора экономики[3] хлынула на финансовые рынки, ведь инвесторы искали доходность и новые варианты для капиталовложений. В результате рыночная стоимость представленных на рынке компаний значительно возросла, а у инвесторов сформировалось стремление к риску и желание активно вкладывать свои денежные средства.

Кроме того, в период пандемии возрос интерес к развивающимся рынкам. В 2018–2019 гг. инвесторы в основном были сфокусированы на американском рынке, это может быть объяснено высоким уровнем курса доллара в тот период времени. Сейчас же прослеживается четкая динамика переориентации на рынки развивающихся стран, и в данных условиях Россия может рассматриваться как одно из актуальных направлений для инвестирования, и это при составлении планов развития надо принимать во внимание.

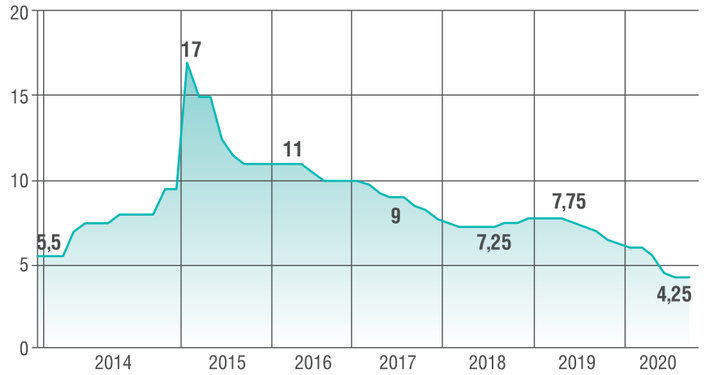
Россия может считаться привлекательной для инвестиций страной еще и потому, что российская экономика относительно успешно переносит кризисный период по сравнению с экономиками других стран мира[4]. Россия столкнулась с не таким жестким падением объемов ВВП, и в целом ряд показателей экономического роста являются более выигрышными в сравнении с другими зарубежными странами. Более того, влияние оказало и некоторое ослабление санкционной риторики в отношении РФ и российского бизнеса со стороны США в конце правления Трампа. Однако, как отмечают многие эксперты, приход к власти президента Байдена будет тем не менее сопряжен с введением новых санкций против России, что негативно

[2] *Баринов Э.А. Коронавирус: влияние на экономику и финансовые рынки / Э.А. Баринов – Текст: непосредственный // Путеводитель предпринимателя. – 2020. – Т. 13. № 2. – С. 111–118.*

[3] *Дробот Е.В. Влияние пандемии COVID-19 на реальный сектор экономики / Е.В. Дробот, И.Н. Макаров, В.С. Назаренко, С.М. Манасян // Экономика, предпринимательство и право. – 2020. – Т. 10. № 8. – С. 2135–2150.*

[4] *Беспарточный Б.Д. О проблемах инвестиционного климата и низкой инвестиционной привлекательности в российской экономике / Б.Д. Беспарточный, А.О. Спицына, А.А. Демченко, С.Л. Васильев, Д.А. Зюкин // Азимут научных исследований: экономика и управление. – 2020. – Т. 9. № 2 (31). – С. 75–78.*

РИС. 2. Динамика ключевой ставки ЦБ России (2013–2020 гг.)



Источник: *Центральный банк Российской Федерации: официальный сайт. – Москва. – URL: http://www.cbr.ru/ (дата обращения – 04.03.2021 г.)*

РИС. 3. Динамика цен на фьючерс на нефтьBrent за четыре квартала 2020 г.

Источник: *Информационно-аналитический портал BCS Express – Москва. – URL: https://bcs-express.ru/ (дата обращения – 06.03.2021 г.)*

скажется и на инвестиционной привлекательности нашей страны и ее компаний для зарубежных инвесторов.

Важно отметить, что значительно вырос интерес к фондовому рынку внутри страны. В январе 2020 г. количество клиентов Московской биржи увеличилось на 5,6 % по сравнению с декабрем 2019 года, а всего в январе 2020 года на площадке было зафиксировано 6,6 млн клиентов. В октябре же 2020 г. общее количество клиентов уже превысило отметку в 12,5 млн человек. Президент России Владимир Путин потребовал обеспечить защиту граждан, которые инвестируют в ценные бумаги. Об этом он заявил в ходе совещания о ситуации в банковской сфере, которое состоялось 1 февраля 2021 г. По словам главы государства, необходимо избежать ситуаций, при которых инвесторы стали бы новой версией «обманутых дольщиков». «Это по определению более рискованно, чем банковские вклады. Необходимо защитить интересы людей, которые вкладывают свои деньги в рынок ценных бумаг, не являясь при этом профессиональными инвесторами, нужно позаботиться о снижении их рисков», – заявил президент[5].

Благодаря большому притоку розничных инвесторов на биржу в России, компании получили дополнительный источник спроса на свои акции. Кроме того, благодаря пандемии, такие компании, как Ozon, начали развиваться ускоренными темпами. Этим они привлекли больший, чем обычно, интерес инвесторов – и потому руководство компании поспешило провести размещение акций уже в 2020 году.

Несмотря на крайне благоприятную динамику фондового рынка в целом, динамика акций компаний нефтегазового сектора отличалась крайней степенью волатильности. Этапы неблагоприятной конъюнктуры рынка, когда акции компаний повсеместно распродавались инвесторами, сменялись периодами активной скупки акций в расчете на дальнейшую нормализацию ситуации на рынке. Амплитуда колебаний фьючерсов на эталонный сорт Brent в течение года составила около $48. В процентном соотношении максимальное падение цен за месяц составляло примерно 46 %, данное значение выше, чем максимальное изменение цен в период финансово-экономического кризиса 2008 года. В мае 2020 г. наблюдался максимальный темп прироста цены, который составлял 40 %, такая динамика была обусловлена вступлением в силу соглашения стран ОПЕК+ о сокращении добычи нефти. С 1 мая 2020 г. члены ОПЕК+, крупнейшими из которых являются Саудовская Аравия и Россия, планировали сокращение добычи нефти на 9,7 млн барр. в сутки.

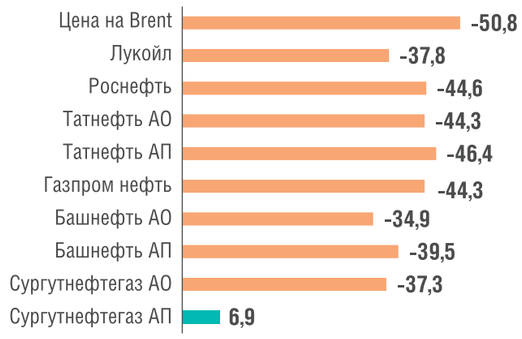
Теперь проанализируем ключевые периоды в контексте динамики фондового рынка и выявим наиболее и наименее успешные за анализируемый период компании. К переломным событиям, которые оказали значительное влияние на рынок, можно отнести: распространение пандемии, введение жестких карантинных мер и режима самоизоляции, рост налогов, сделки ОПЕК +, выборы в США и начало всеобщей вакцинации от COVID-19.

Пандемия начала оказывать значительное влияние на котировки акций российских компаний в конце февраля 2020 г., а уже в марте распродажа акций, вызванная паникой инвесторов, достигла своего максимума. В середине марта была предпринята попытка участниками организации ОПЕК+ определить необходимый для нормализации ситуации на рынке объем сокращения, однако тогда решительных действий предпринято не было, ведь Россия и Саудовская Аравия не пришли к компромиссному решению. Результатом этого стала ценовая война. Странами Персидского заливы были задействованы резервные мощности, что позволило им максимально нарастить добычу нефти. В результате на рынок поступили колоссальные объемы дешевой нефти из Саудовской Аравии, цены на нефтепродукты достигли многолетних минимальных значений. В ходе ценовой войны многие компании оказались в проигрышном положении, что видно по динамике акций российских компаний за данный период, представленной в диаграмме 1.

Участники ОПЕК+ вновь решили прибегнуть к переговорам в начале апреля 2020г. и на этот раз страны смогли согласовать рекордное сокращение объемов добычи нефти и нормализовать ситуацию (диаграмма 2). Однако восстановление позитивного настроения инвесторов и повышение цен на акции не продлились долго Ключевым фактором, оказавшим давление на рынок, стало введение карантинных мер в Европе, США и других странах. Кроме того, многие аналитики сомневались в добросовестности исполнения условий сделки, что также негативно сказалось на конъюнктуре рынка. Спрос на акции компаний нефтегазового сектора значительно сократился на фоне

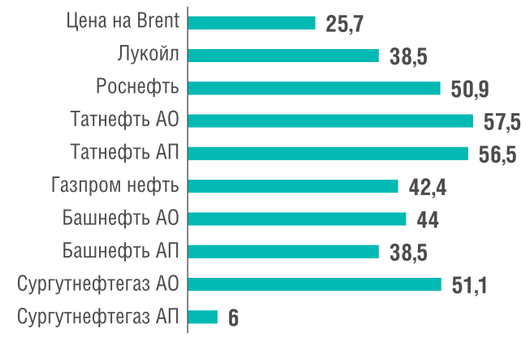
[5] *Выступление президента РФ В.В. Путина на Совещании о ситуации в банковской сфере. 01.02.2021 г. – URL: http://prezident.org/tekst/stenogramma-vystuplenija-putina-na-soveschanii-o-situacii-v-bankovskoi-sfere-01-02-2021.html (Дата обращения – 05.03.2021 г.).*

ДИАГРАММА 1. Динамика цен на акции крупнейших российских компаний в период с 27 февраля по 18 марта 2020 г.



Источник: *Информационно-аналитический портал BCS Express – Москва. – URL: https://bcs-express.ru/ (дата обращения – 06.03.2021 г.)*

ДИАГРАММА 2. Динамика цен на акции крупнейших российских компаний в период с 18 марта по 9 апреля 2020 г.



Источник: *Информационно-аналитический портал BCS Express – Москва. – URL: https://bcs-express.ru/ (дата обращения – 06.03.2021 г.)*

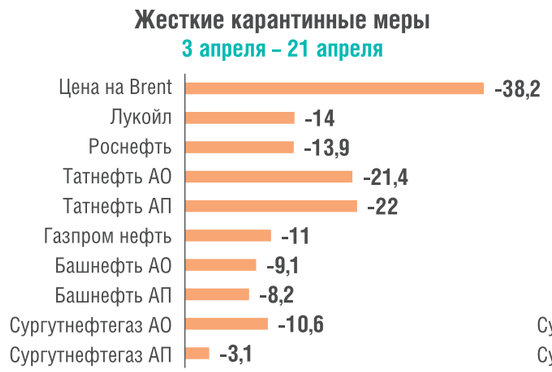
рекордного рыночного профицита, который на тот момент составлял 20 млн баррелей в сутки, и туманных перспектив дальнейшего развития рынка. В данный период акции большинства нефтяных компаний демонстрировали тенденцию к снижению.

Как демонтируют данные диаграммы 3, на данном этапе акции российских нефтяных компаний также не были фаворитами Московской биржи. Темпы падения стоимости ценных бумаг были примерно одинаковые, немного более выигрышно на общем фоне смотрелись акции ЛУКОЙЛа и Башнефти из-за того, что выплата дивидендов компаний пришлась на этот этап. В период нормализации ситуации с 18 марта по 9 апреля (см. диаграмму 2) весьма динамично росли акции Татнефти, однако при последующем ухудшении они демонстрировали более резкое падение, чем у других компаний. Причиной такой динамики является, в том числе, временная отмена выплаты дивидендов, чем компания всегда подкупала своих инвесторов.

С 1 мая 2020 г. 25 стран-участниц альянса ОПЕК+ ввели сокращение добычи нефти на 9,7 млн баррелей в сутки, кроме того, за счет стран, не входящих в альянс (США, Канада, Норвегия и другие), объем добываемой нефти сократился еще приблизительно на 5 млн баррелей в сутки. В результате проводимой политики темпы прироста мировых запасов нефти и профицит поставок значительно сократились, а цены на нефть вновь стали расти. Одновременно был зафиксирован рост цен на акции компаний нефтегазового сектора на фондовых биржах по всему миру. Помимо этого, макроэкономическими факторами, способствовавшими благоприятной динамике фондового рынка, можно назвать стимулирующую денежно-кредитную политику центральных банков, завершение первой волны пандемии COVID-19.

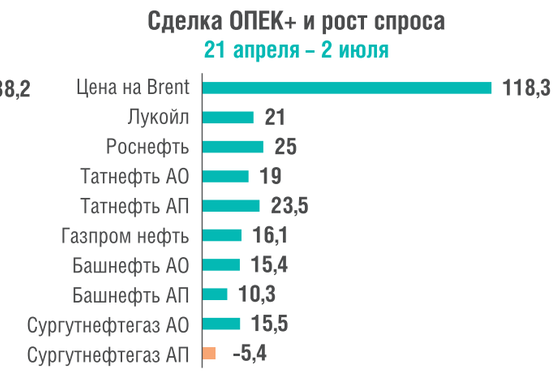
Китай обеспечил дополнительную поддержку ценам на нефть, ведь страна на тот момент уже справилась с пандемией и была

ДИАГРАММА 3. Динамика цен на акции крупнейших российских компаний в период с 3 по 21 апреля 2020 г.



Источник: *Информационно-аналитический портал BCS Express – Москва. – URL: https://bcs-express.ru/ (дата обращения – 06.03.2021 г.)*

ДИАГРАММА 4. Динамика цен на акции крупнейших российских компаний в период с 21 апреля по 2 июля 2020 г.



Источник: *Информационно-аналитический портал BCS Express – Москва. – URL: https://bcs-express.ru/ (дата обращения – 06.03.2021 г.)*

нацелена пополнить свои резервы нефти, пока цены на нее были крайне выгодными.

На данном этапе ценные бумаги российских нефтяных компаний демонстрировали уверенный рост. Максимальные показатели роста были зафиксированы в начале июля, при этом значения, достигнутого в этот период, многие компании не могут превысить до сих пор. В период с 21 апреля по 2 июля 2020 г. наибольший рост цен был зафиксирован у акций компании ЛУКОЙЛ, Роснефть и обыкновенных акций Татнефти (см. диаграмму 4).

Наименее эффективными ценными бумагами стали привилегированные акции Сургутнефтегаза. Стоит отметить, что динамика акций этой компании не всегда следует общим тенденциям рынка и заслуживает отдельного исследования, которое бы полностью объясняло колебания цен акций компании. В период с мая по июнь 2020 г. курс доллара к рублю стабильно демонстрировал динамику к понижению, минимальное значение составило 68–69 рублей. Снижение курса рубля и предопределило негативную динамику привилегированных акций Сугрутнефтегаза, которую не смогли компенсировать ни положительная динамика рынка, ни рост цен.

Летом спрос на нефтепродукты вышел на плато (см. диаграмму 5). Повышение спроса на бензин частично компенсировало значительное снижение цен, однако потребление дистиллятов компаниями судоходной и авиационных отраслей все еще оставалось на низком уровне. В одном из крупнейших потребителей нефтяной продукции – Индии бушевала эпидемия, что сводило активность местных нефтеперерабатывающих заводов к минимуму.

Члены ОПЕК+ сохранили ограничительные меры по объемам добычи нефти в размере 9,7 млн барр./сут до конца июля, а в августе ограничения были пересмотрены и теперь сокращения были установлены на уровне 7,7 млн барр./сут, однако благодаря компенсационным сокращениям со стороны ряда стран-нарушителей сделки, в том числе Ирака и Нигерии, последствия были сглажены.

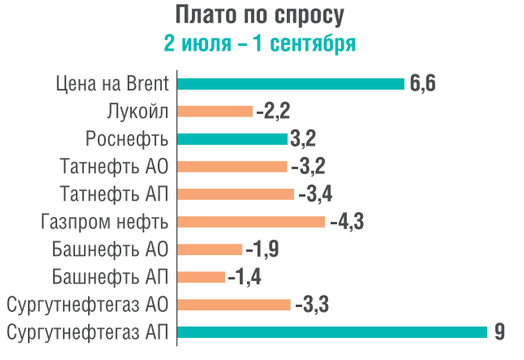
На данном этапе акции нефтегазовых компаний стали постепенно снижаться в цене. Рынок возвращался в нормальное русло после «эйфории», однако инвесторы сохраняли оптимистичный взгляд на дальнейшее развитие рынка. Менее привлекательными на фоне конкурентов выглядели ценные бумаги Газпром нефти, поскольку потенциальный рост бизнеса сдерживался введенными ограничениями по добыче. Еще одним фактором, негативно сказавшимся на привлекательности акций, стало смещение сроков выплаты дивидендов. В августе 2020 г. представители компании проинформировали акционеров, что дивиденды будут выплачены по итогам 9 месяцев, а не полугодия, как изначально ожидалось.

С сентября количество зараженных вирусом COVID-19 в мире вновь стало неуклонно расти. Вторая волна, которую прогнозировали аналитики и медики и которой боялись все остальные, набирала обороты. Становилось все более очевидным, что динамика спроса на топливные ресурсы в IV квартале 2020 года вновь окажется неблагоприятной.

Еще одним фактором, который спровоцировал снижение уровня цен на нефть, стало восстановление объемов добычи в Ливии. В начале года экспорт нефтепродуктов из страны был ограничен, а их добыча приостановлена из-за развернувшегося внутриполитического конфликта. К июню добыча значительно сократилась с 1,2 млн до 0,1–0,2 млн барр./сут, а в сентябре добывающие мощности вновь были запущены в полную силу. Кроме того, в это же время увеличилась буровая активность в Соединенных Штатах. Такое резкое увеличение объемов предложения создало угрозу для баланса рынка. Члены ОПЕК+ планировали смягчить сокращения добычи с 7,7 млн до 5,7 млн барр./сут с января 2021 г., однако изменения были отложены до следующего заседания.

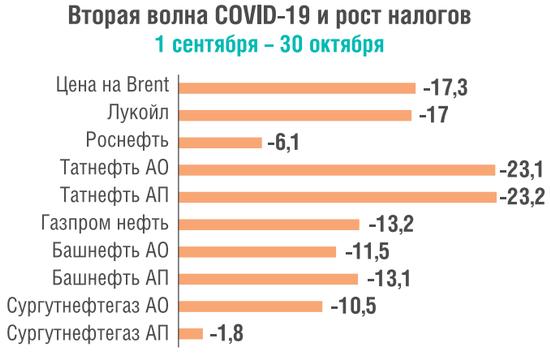
Акции компаний нефтегазового сектора как российских, так и зарубежных демонстрировали тенденцию к снижению на этом этапе. Однако для отечественных компаний возник дополнительный негативный фактор, а именно изменение в налоговом законодательстве, так как правительство отменило ряд налоговых льгот для компаний (см. диаграмму 6).

ДИАГРАММА 5. Динамика цен на акции крупнейших российских компаний в период со 2 июля по 1 сентября 2020 г.



Источник: *Информационно-аналитический портал BCS Express – Москва. – URL: https://bcs-express.ru/ (дата обращения – 06.03.2021 г.)*

ДИАГРАММА 6. Динамика цен на акции крупнейших российских компаний в период с 1 сентября по 30 октября 2020 г.

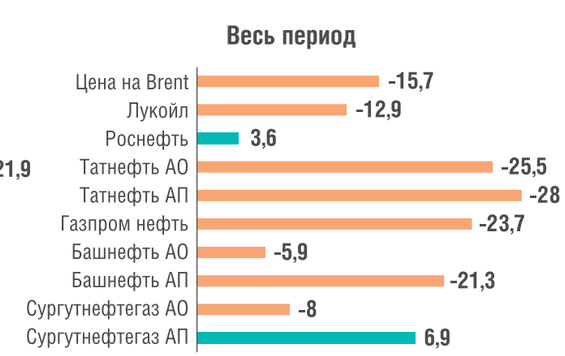


Источник: *Информационно-аналитический портал BCS Express – Москва. – URL: https://bcs-express.ru/ (дата обращения – 06.03.2021 г.)*

ДИАГРАММА 7. Динамика цен на акции крупнейших российских компаний в период с 30 октября по 13 ноября 2020 г.

Источник: *Информационно-аналитический портал BCS Express – Москва. – URL: https://bcs-express.ru/ (дата обращения – 06.03.2021 г.)*

ДИАГРАММА 8. Динамика цен на акции крупнейших российских компаний за весь исследуемый период



Источник: *Информационно-аналитический портал BCS Express – Москва. – URL: https://bcs-express.ru/ (дата обращения – 06.03.2021 г.)*

Наибольший вред это решение может нанести чистой прибыли компаний Татнефть и ЛУКОЙЛ, чьи акции в этот период демонстрировали самое сильное падение. Сохранение некоторых льгот для месторождений Роснефти, а также политика выкупа акций, обеспечили компании лидерство по привлекательности акций на рынке. Более выигрышная динамика акций была зафиксирована лишь у привилегированных акций Сургутнефтегаза, повышение стоимости которых было обеспечено резким ростом курса доллара к рублю.

Выборы президента США из-за присущей этому событию неопределенности оказали серьезное влияние на мировой фондовый рынок. Мировые рынки сокращались по мере приближения дат голосования и объявления результатов, а до оглашения новоизбранного президента перешли к росту.

Позднее рыночный оптимизм поддержала новость о том, что вакцина против COVID-19, разработанная компанией Phizer, успешно прошла все фазы испытаний и уже в ближайшие месяцы может быть использована. На протяжении нескольких дней после положительной новости акции нефтегазовых компаний росли опережающими темпами. На данном этапе акции наиболее крупных компаний – Роснефти, ЛУКОЙЛа, Татнефти – занимали лидирующие позиции среди российских компаний фондового рынка. Ценные бумаги другой крупной компании отрасли, Газпром нефти, уступали акциям своих конкурентов из-за сравнительно низкой степени ликвидности (см. диаграмму 7).

Теперь подведем итоги динамики цен на акции компаний нефтегазового сектора за 2020 год и выявим наиболее и наименее успешные компании отрасли в контексте динамики цен на акции. По данным диаграммы 8, можно сделать вывод, что привилегированные акции Сургутнефтегаза занимали лидирующие позиции в 2020 году. Однако лидерство компании может быть объяснено спецификой их дивидендов, которые непосредственно зависят от курса доллара к рублю. Такие ценные бумаги могут выполнять функцию страховки в период неблагоприятной конъюнктуры рынка нефти, поскольку в эти моменты курс рубля зачастую снижается. При этом на всех этапах благоприятной динамики рынка и роста акций компаний-конкурентов акции Сургутнефтегаза значительно уступали.

Второй по успешности динамики акций результат показала компания Роснефть, компанию можно в полной мере назвать фаворитом в рамках проводимого исследования. В пяти из семи рассматриваемых случаях бумаги компании Роснефть оказывались в тройке лидеров, а по итогам 2020 года смогли существенно обогнать других эмитентов и демонстрировали рост. Об итогах деятельности компании за 2020 год было доложено президенту Российской Федерации В.В. Путину в ходе его встречи с И.И. Сечиным[6].

Такие результаты деятельности компании могут быть объяснены рядом факторов. В первую очередь, компания реализовывает программу выкупа акций. С марта НК «Роснефть» занимается скупкой собственных акций, на текущий момент компания потратила на выкуп своих акций около 367 млн долл. США. Такая политика может и в дальнейшем поддерживать котировки акций компании, особенно в периоды ажиотажной распродажи акций.

Во вторую очередь, изменение в налоговом законодательстве не оказало существенного негативного влияния на динамику акций Роснефти. Ряд проектов компании получил льготы, что частично компенсировало рост налогового бремени. Прогнозная динамика акций Роснефти в среднесрочной и долгосрочной перспективе останется положительной.

Кроме того, стоит отметить достойные результаты, продемонстрированные обыкновенными акциями компаний Башнефть и Сургутнефтегаз.

[6] *Встреча президента РФ В.В. Путина с главным исполнительным директором, председателем правления ПАО «НК «Роснефть» Игорем Сечиным. 15.02.2021 г. – URL: http://prezident.org/tekst/stenogramma-vstrechi-vladimira-putina-s-igorem-sechinym-15-02-2021.html (Дата обращения – 05.03.2021 г.).*

Обыкновенные акции данных компаний входили в тройку лидеров в четырех из семи анализируемых случаях, а по итогам 2020 года акции продемонстрировали сдержанное снижение[7].

Однако, говоря об успехах компании Сургутнефтегаз на данном этапе, необходимо принимать во внимание, что объемы добычи компании являются стабильными, дивидендная политика отсутствует, коммуникация с потенциальными инвесторами крайне ограничена. Благоприятные результаты акций, выявленные в рамках данного исследования, могут обуславливаться тем, что в периоды неблагоприятной конъюнктуры ценные бумаги компании в меньшей степени были подвержены распродажам из-за низкой популярности среди инвесторов.

Наименее благоприятную динамику продемонстрировали бумаги компании Татнефть. Летом 2020 года компания была вынуждена отказаться от выплаты дивидендов, а ведь именно высокая дивидендная доходность является ключевым преимуществом компании в привлечении интереса инвесторов. В сентябре изменение налогового законодательства особенно сильно затронуло деятельность Татнефти, что стало причиной последующего ухудшения дивидендных перспектив. Аналогичная ситуация складывается у компании Газпромнефть, из-за макроэкономических обстоятельств выплата их дивидендов также находится под угрозой.

Стоит отметить, что привилегированные акции Башнефти показали значительно более сильное падение, чем обыкновенные акции, что выглядит неоправданным, поскольку в случае возвращения к дивидендам в 2022 г. доходность по ним будет выше. Однако предсказать будущее дивиденды с высокой точность на данном этапе практически невозможно. В ситуации Башнефти пока недостаточно драйверов для опережающего роста, особенно с учетом слабых операционных результатов в 2020 г.

По результатам данного исследования средний результат продемонстрировали акции компании ЛУКОЙЛ. Ряд факторов, в том числе высокий уровень рентабельности, прозрачная дивидендная политика и благожелательная политика менеджмента в отношении миноритариев, поддерживал котировки акций. Однако увеличение налогового бремени может негативно сказаться на уровне чистой прибыли в 2021 году, что в свою очередь окажет негативное влияние на уровень дивидендов, который непосредственно зависит от уровня свободного денежного потока. Однако долгосрочный взгляд на будущее компании остается позитивным.

Таким образом, в условиях глобальной неопределенности, вызванной COVID-19, наиболее положительной динамикой отличились компании Сургутнефтегаз, Роснефть, Башнефть (АО). Аутсайдерами рынка пандемии можно назвать компании Татнефть и Газпром нефть, а также Башнефть (АП), их акции демонстрировали наименее выигрышную динамику. Средними показателями цены акций отличилась компания ЛУКОЙЛ.

После оценки рынка акций крупнейших компаний нефтегазового сектора России рассмотрим потенциальных лидеров фондового рынка в данной отрасли в мире. Оценка компаний будет производиться по трем основным экономическим показателям: коэффициент P/E (цена/прибыль), коэффициент EPS и динамика общей доходности[8].

ТАБЛИЦА 1. Лидеры среди компаний нефтегазового сектора по показателю P/E

	Цена ($)	Рыночная капитализация ($M)	P/E Ratio
Teekay Tankers Ltd. (TNK)	12,06	406,4	1,8
TORM PLC (TRMD)	7,15	531,7	1,9
Euronav NV (EURN)	8,15	1 662	2,5

Источник: *Investopedia: official website. – New York, USA. – URL: https://www.investopedia.com/ (дата обращения – 06.03.2021 г.)*

Показатель P/E является одним из важнейших экономических показателей, который отражает соотношение рыночной стоимости акций к годовой прибыли компании. Данный коэффициент является весьма эффективных при сравнительной оценке инвестиционной привлекательности компаний (см. таблицу 1). Поскольку прибыль может быть перераспределена среди акционеров в виде дивидендов, низкий коэффициент P/E показывает, что инвестор платит меньше за каждый доллар полученной прибыли. Кроме того, низкое значение показателя может свидетельствовать о том, что акции компаний меньше ценятся инвесторами и пользуются меньшим спросом на рынке[9].

Компания Teekay Tankers Ltd является канадским поставщиком услуг по транспортировке нефти. Компания нанимает суда на основе краткосрочных или среднесрочных срочных чартерных контрактов с фиксированной ставкой. В третьем квартале 2020 года компания Teekay Tankers получила чистый убыток в размере $44,4 млн, поскольку выручка сократилась на 9,2%. Компания заявила, что мировой спрос на нефть сохраняется на уровне ниже докарантинного, а запасы нефтепродуктов значительно превышают долгосрочные средние показатели.

Вторая компания по значению P/E – датская нефтетранспортная компания TORM. Деятельность TORM заключается в основном в транспортировке чистых нефтепродуктов, таких как бензин, авиатопливо, керосин и газойль, а иногда и грязных нефтепродуктов, таких как мазут.

---

[7] *Ризванова Г.Р. Российские нефтяные компании – перспективы роста акций / Ризванова Г.Р., Гафурова А.Я. – Текст: непосредственный // Тенденции развития науки и образования. – 2019. – № 46-4. – С. 56–57.*

[8] *Ефимова О.В. Аналитичность финансовой отчетности в фокусе пандемии COVID-19 / О.В. Ефимова, О.В. Рожнова – Текст: непосредственный // Экономический анализ: теория и практика. – 2020. – Т. 19. № 10 (505). – С. 1794–1821.*

[9] *Юрлов Ф.Ф. Сравнительная оценка эффективности крупных компаний нефтегазового сектора / Ф.Ф. Юрлов, Д.А. Корнилов, Е.В. Корнилова, А.Ф. Плеханова – Текст: непосредственный // Вестник НГИЭИ. – 2020. – № 7 (110). – С. 83–92.*

ТАБЛИЦА 2. Лидеры среди компаний нефтегазового сектора по показателю EPS

	Цена ($)	Рыночная капитализация ($M)	EPS (%)
Flex LNG Ltd. (FLNG)	7,88	425,9	600,0
Transportadora de Gas del Sur SA (TGS)	5,85	884,1	391,8
Valvoline Inc. (VVV)	23,02	4 265	371,4

Источник: *Investopedia: official website. – New York, USA. – URL: https://www.investopedia.com/ (дата обращения – 06.03.2021 г.)*

ТАБЛИЦА 3. Лидеры среди компаний нефтегазового сектора по динамике общей доходности

	Цена ($)	Рыночная капитализация ($M)	Темпам прироста общей доходности (%)
Touchstone Exploration Inc. (TXP.TO)	CA$2,15	CA$448,7	760,0
Whiting Petroleum (WLL)	24,92	948,2	380,2
Headwater Exploration Inc. (HWX.TO)	CA$2,07	CA$403,7	213,6

Источник: *Investopedia: official website. – New York, USA. – URL: https://www.investopedia.com/ (дата обращения – 06.03.2021 г.)*

Компания имеет собственную операционную и управленческую платформу, которая осуществляет коммерческое, административное и техническое управление судами.

Euronav является независимой танкерной компанией, занимающейся морской транспортировкой и хранением сырой нефти. Постоянно адаптируя свою стратегию к быстро меняющемуся характеру рынков судоходства, группа стала крупнейшей в мире независимой котируемой танкерной платформой. Штаб-квартира компании находится в Антверпене, Бельгия, офисы компании расположены по всей Европе и Азии. Акции Euronav котируется на Euronext Brussels и NYSE под тикерным символом EURN. P/E Ratio компании составляет 2,5, что является весьма благоприятным показателям среди компаний нефтегазового сектора.

Показатель EPS представляет собой финансовый индикатор, в математическом выражении равный отношению объемов чистой прибыли компании, предназначенной для дальнейшего распределения, к среднегодовому количеству акций (см. таблицу 2). Рост прибыли показывает, что бизнес компании растет и генерирует больше денег, которые она может реинвестировать или вернуть акционерам. Высокое значение показателя EPS свидетельствует о более высоком уровне отдачи инвестированных средств.

Flex LNG Ltd является Бермудским владельцем и оператором перевозчиков сжиженного природного газа (СПГ). Компания сообщила о росте чистой прибыли на 716,7% при росте выручки на 11,2% в 3 квартале 2020 года. Чистая прибыль по сравнению с предыдущим кварталом может возрасти по ряду факторов: снижение административных расходов, увеличение прибыли от производных финансовых инструментов и иностранной валюты.

Transportadora de Gas del Sur – аргентинская компания, которая занимается транспортировкой и переработкой природного газа. Система трубопроводов компании соединяет крупные газовые месторождения в Южной и Западной Аргентине с газораспределительными станциями в этих районах.

Valvoline является производителем и дистрибьютором автомобильных смазочных материалов и химикатов. Компания производит моторное масло, антифриз, тормозную жидкость, смазочные материалы и многое другое. Valvoline недавно объявила о планах приобрести 27 сервисных центров по замене масла у компании Car Wash Partners Inc., финансовые условия сделки не разглашаются.

В завершении выявим потенциальных лидеров по общей доходности, ведущие позиции по данному показателю заняли три компании, представленные в таблице 3. Необходимо отметить, что две из трех компаний (Touchstone Exploration, Headwater Exploration) являются канадскими, а штаб-квартира Whiting Petroleum расположена в штате Колорадо, США (см. таблицу 3).

Touchstone Exploration Inc. – международная нефтегазовая компания, работающая в настоящее время в Республике Тринидад и Тобаго. Компания является одним из крупнейших независимых производителей нефти на суше в Тринидаде, ключевым преимуществом компании можно назвать широкий опыт управленческой и исполнительной команды, которая активно взаимодействует с акционерами.

Whiting Petroleum занимается разводной нефти и газа, компания приобретает, исследует и производит различные нефтепродукты. В середине сентября компания объявила о существенной реструктуризации бизнеса. Представители Whiting Petroleum заявили, что компания проводит политику сокращения рабочей силы на 16%, 90% из уволенных работали на корпоративных должностях. По оценкам компании, такие действия должны обеспечить ежегодную экономию примерно в 20 миллионов долларов США.

Headwater Exploration Inc. – канадская публичная ресурсная компания, занимающаяся разведкой, разработкой и добычей нефти и природного газа на территории Канады.

Политика компании нацелена на обеспечение высокой доходности, приоритетными направлениям деятельности Headwater считает обеспечение устойчивости своих активов и балансовых показателей.

• • •

Таким образом, в статье проанализирована конъюнктура фондового рынка в целом, динамика акций российских компаний в период пандемии, а также выявлены наиболее привлекательные в контексте инвестирования иностранные компании. 2020 год стал крайне благоприятным для фондового рынка как российского, так и мирового. Ряд внешних условий (например, таких как: стимулирующая денежно-кредитная политика; меры по экономической поддержке населения, введенные во многих странах мира в период пандемии; а также снижение ключевых ставок и ставок по банковским депозитам) привели к появлению на фондовом рынке многочисленных новых частных инвесторов, которые искали более высокой доходности от своих вложений, что в свою очередь повлекло увеличение объемов торговли на фондовой бирже. Важно отметить, что фондовый рынок России не может расти, если экономика падает. В то же время в отношении динамики акций компаний нефтегазового сектора отмечается сильная волатильность рынка, так как пандемия сильно ударила по объемам потребления нефтепродуктов, что сказалось на спросе на нефть. Снижение спроса на нефтепродукты в определенные периоды 2020 года сказывалось на снижении уровня цен на нефть и на акции компаний нефтегазового сектора. Участники ОПЕК+ предпринимали необходимые меры по нормализации ситуации посредствам заключения соглашения о сокращении добычи нефти, что, действительно, на какое-то время выступало поводом для повышения цены акций. Проанализировав рынок российских компаний, можно сделать вывод, что в условиях пандемии COVID-19 лидерами рынка стали Сургутнефтегаз, Роснефть, Башнефть (АО). Менее успешная динамика была зафиксирована у компаний Татнефть и Газпром нефть, а также Башнефть (АП), а средними показателями стоимости акций отличилась компания ЛУКОЙЛ. Анализ финансовой отчетности предприятий за 2020 год выявил наиболее перспективные для инвестирования иностранные компании нефтегазового сектора в 2021 году, к данным компаниям относятся Teekay Tankers Ltd., Flex LNG Ltd., Touchstone Exploration Inc. ●

Литература

1. *Выступление президента РФ В.В. Путина на Совещании о ситуации в банковской сфере. 01.02.2021 г. – URL: http://prezident.org/tekst/stenogramma-vystuplenija-putina-na-soveschanii-o-situacii-v-bankovskoi-sfere-01-02-2021.html (Дата обращения – 05.03.2021 г.).*
2. *Встреча президента РФ В.В. Путина с главным исполнительным директором, председателем правления ПАО «НК «Роснефть» Игорем Сечиным. 15.02.2021 г. – URL: http://prezident.org/tekst/stenogramma-vstrechi-vladimira-putina-s-igorem-sechinym-15-02-2021.html (Дата обращения – 05.03.2021 г.).*
3. *Бадретдинова Г.Г. Альтернативные инвестиционные решения, влияющие на капитализацию российской нефтяной компании / Бадретдинова Г.Г. – Текст: непосредственный // Тенденции развития науки и образования. – 2021. – № 69–1. – С. 154–157.*
4. *Баринов Э.А. Коронавирус: влияние на экономику и финансовые рынки / Э.А. Баринов – Текст: непосредственный // Путеводитель предпринимателя. – 2020. – Т. 13. № 2. – С. 111–118.*
5. *Беспарточный Б.Д. О проблемах инвестиционного климата и низкой инвестиционной привлекательности в российской экономике / Б.Д. Беспарточный, А.О Спицына., А.А. Демченко, С.Л. Васильев, Д.А. Зюкин // Азимут научных исследований: экономика и управление. – 2020. – Т. 9. № 2 (31). – С. 75–78.*
6. *Дробот Е.В. Влияние пандемии COVID-19 на реальный сектор экономики / Е.В. Дробот, И.Н. Макаров, В.С. Назаренко, С.М. Манасян – Текст: непосредственный // Экономика, предпринимательство и право. – 2020. – Т. 10. № 8. – С. 2135–2150.*
7. *Ефимова О.В. Аналитичность финансовой отчетности в фокусе пандемии COVID-19 / О.В. Ефимова, О.В. Рожнова – Текст: непосредственный // Экономический анализ: теория и практика. – 2020. – Т. 19. № 10 (505). – С. 1794–1821.*
8. *Захаров А.Н. Обзор развития электронной торговли в мировой экономике: вызовы и последствия пандемии / А.Н. Захаров, Ю.А. Старовая – Текст: непосредственный // Российский внешнеэкономический вестник. – 2020. – №12. – С. 18–32.*
9. *Захаров А.Н., Овакимян М.С. Топливно-энергетические комплексы ведущих стран мира (России, США, Франции и Италии): учебное пособие (2-е изд., доп.). М.: МГИМО-Университет. 2016. С. 177.*
10. *Курманкулова Р.Ж. Сравнительный анализ акций ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть» в условиях рынка / Р.Ж. Курманкулова, З.К. Есымханова, Г. Мусиров, Б.Б. Сулейменова – Текст: непосредственный // В сборнике: Устойчивое развитие: общество, экология, экономика. Материалы XV международной научной конференции. В 4-х частях. Под редакцией А.В. Семенова, Н.Г. Малышева. – 2019. – С. 491–500.*
11. *Ризванова Г.Р. Российские нефтяные компании – перспективы роста акций / Ризванова Г.Р., Гафурова А.Я. – Текст: непосредственный // Тенденции развития науки и образования. – 2019. – № 46-4. – С. 56–57.*
12. *Юрлов Ф.Ф. Сравнительная оценка эффективности крупных компаний нефтегазового сектора / Ф.Ф. Юрлов, Д.А. Корнилов, Е.В. Корнилова, А.Ф. Плеханова – Текст: непосредственный // Вестник НГИЭИ. – 2020. – № 7 (110). – С. 83–92.*
13. *Al-Awadhi A.M. Death and contagious infectious diseases: Impact of the COVID-19 virus on stock market returns / A.M. Al-Awadhi, K. Alsaifi, A. Al-Awadhi, S. Alhammadi – Текст: электронный // Journal of Behavioral and Experimental Finance. – 2020. – № 27. – URL: https://www.researchgate.net/publication/340520767_Death_and_contagious_infectious_diseases_Impact_of_the_COVID-19_virus_on_stock_market_returns – Режим доступа: по подписке.*
14. *Bonaventura M.Valuation and performance of reallocated IPO shares / M. Bonaventura, G. Giudici, S. Vismara – Текст: непосредственный // Journal of International Financial Markets, Institutions and Money. – 2018. – № 54. – С. 15–26.*
15. *Belikov I.V. Russian listed companies: controlling shareholders and their conduct / I.V. Belikov, A.G. Dementieva – Текст: непосредственный // Russian Management Journal. – 2019. – Т. 17. № 4. – С. 427–444.*
16. *Singh B. The Outbreak of COVID-19 and Stock Market Responses: An Event Study and Panel Data Analysis for G-20 Countries/ B.Singh, R.Dhall, S.Narang, S.Rawat – Текст: электронный // Global Business Review. – 2020. – URL: https://www.researchgate.net/publication/340833275_The_COVID-19_Outbreak_and_Affected_Countries_Stock_Markets_Response – Режим доступа: по подписке.*

Keywords: *oil and gas sector, OPEC +, stocks, investments, Dow Jones index, key rate, investment attractiveness, P / E ratio, ESP.*

Подписка на Деловой журнал Neftegaz.RU

На стол каждому руководителю

Вы можете искать статьи и материалы по определенным темам и рубрикам, читать экспертные мнения, обсуждать и добавлять в закладки интересное, формируя личную библиотеку интересов

Стоимость подписки

	1 номер	Год
Количество номеров	1	12
Электронная версия	2000 ₽	20 000 ₽
Печатная версия	2500 ₽	24 000 ₽
Электронная версия + печатная версия	4000 ₽	34 000 ₽

Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки журнала Neftegaz.RU
+7 (495) 650-14-82
subs@neftegaz.ru

Быстрая подписка на издания и его форматы через личный кабинет (печатная версия | электронная версия [PDF] | онлайн-версия)

Подписное агентство (Урал-Пресс) | подписной индекс 80627

Для корпоративных клиентов — индивидуальные условия!

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ УДОБСТВА НАШЕЙ АУДИТОРИИ!

127006, г. Москва, ул. Тверская, д. 18, стр. 1, оф. 812

+7 (495) 650-14-82, 694-39-24 pr@neftegaz.ru

США против российского газа в Европе, но сами рады купить российскую нефть

DERSTANDARD

Андрэ Баллин

США нападают на «Северный поток-2», по которому российский газ должен пойти в Европу. При этом сами активно покупают у России нефть. Страны Восточной Европы, не заинтересованы в строительстве МГП. Они боятся потерять доходы от транзита газа, а Украина, кроме того, ощущает политическую угрозу. Доля российского газа в общем потреблении Европы составляет 36%, а рост числа СПГ-терминалов дает европейцам возможность переключаться на других поставщиков. Примечательно, что Вашингтон одновременно с политикой сдерживания российских углеводородов сам нарастил импорт нефти из России. Это тем более удивительно, что США в последние 15 лет превратились из нетто-импортера в нетто-экспортера «черного золота».

Действительно ли Россия большая бензоколонка?

Печать

Александр Джокич

По уровню ВВП Россия занимает 11 место, по ВВП по паритету покупательной способности – шестое, по индексу человеческого развития – 52. Если сопоставить эти показатели, то создается впечатление, что российская экономика развита, но качество жизни граждан низкое. Американские экономисты развили теорию, согласно которой государство, располагающее богатыми недрами, впадает в зависимость от них, так как капиталисты будут вкладывать деньги в ту сферу, где можно максимально заработать. Иными словами, тот факт, что Россия располагает огромными запасами энергоносителей, демотивирует ее капиталистический класс развивать другие сферы, где риски больше, а заработок меньше. Благодаря нефти и газу в России появился значительный капитал, и к моменту пика потребления этих энергоносителей нефтяные компании смогут перенаправить вложения в более перспективные сектора экономики. Ключевой тест российским капиталистам предстоит пройти лет через 20, а до тех пор Россия сможет рассчитывать на финансовую стабильность своей экономики и увеличение золотых запасов.

Саудовская Аравия и Россия – союзники по ОПЕК+

東洋経済 ONLINE

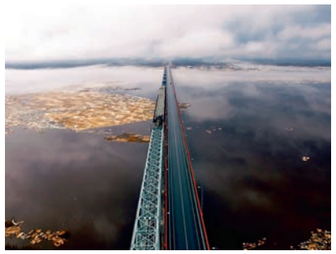
Такафуми Оцука

ОПЕК+ договорились уменьшить диапазон сокращения добычи нефти. Помимо этого, в июле закончится одностороннее сокращение Саудовской Аравией своей добычи на 1 млн баррелей в день. Здесь ощущается давление Америки на Саудовскую Аравию. С ростом цен на нефть розничные цены на бензин в США подскочили до $3 за галлон, что отрицательно сказалось на и так невысоком рейтинге администрации Байдена. Цена на сырую нефть, при которой бюджет оказывается сбалансированным, в России составляет $40, а в Саудовской Аравии – $60–70 за баррель. Текущая цена в районе $60 высвечивает различие между Саудовской Аравией, которая хочет дальнейшего повышения цены, и Россией, которая хочет увеличить добычу по текущей цене. Такое различие в интересах может привести к нарушению равновесия и возникновению ситуации годичной давности, когда мировые цены на нефть обрушились. Но пока Россия и Саудовская Аравия существуют в общей атмосфере взаимопонимания. ●

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…

В рамках проекта «Северный широтный ход» начнется строительство моста через р. Надым

7 апреля 2011 г. в Минтрансе РФ состоялось заседание рабочей группы по вопросам реализации проекта «Северный широтный ход». Это проект строительства железнодорожной магистрали Обская – Салехард – Надым – Коротчаево протяженностью 711 км и стоимостью 150 млрд рублей. Магистраль «дублирует» Севморпуть, т.о. сокращая перевозочные риски.



На совещании было объявлено, что возведение моста через р. Надым начнется уже в конце мая 2011 г. Закончить строительство «Северного широтного хода» предполагается в 2014 году.

• Комментарий Neftegaz.RU

Сроки реализации проекта не раз переносили: в 2012 г. – на 2016 г., а в 2015 г. – на 2020 г.

В мае 2018 г. о проекте снова вспомнили, заложив капсулу в основание будущего моста через р. Обь. Тогда же губернатор ЯНАО Д. Артюхов заявил о том, что реализация проекта СШХ может начаться зимой 2018–2019 гг. В феврале 2021 г. продолжилось строительство развязки над железной дорогой, начатой в 2019 г. Окончание работ на развязке запланировано на осень 2021 г.

Так мы будем строить АЭС в Болгарии или нет?

В апреле 2011 г. было подписано дополнение к контракту между Национальной электрической компанией Болгарии и Атомстройэкспортом на строительство АЭС «Белене».

Это уже 12-е дополнение с 2008 года! Атомстройэкспорт намекал болгарам о том, что в случае срыва проекта намерен обратиться в суд с требованием неустойки в размере 1 млрд евро. Если победит позиция Т. Трайкова, то вместо России АЭС будет строить Европейский консорциум.

• Комментарий Neftegaz.RU

В марте 2012 г. Болгария отказалась от строительства станции, но в 2018 г., было решено возобновить строительство АЭС. В 2019 г. был объявлен тендер. Росатом заявлял, что готов участвовать в проекте в рамках международной кооперации. В июне 2020 г. Росатом, Framatome SAS и GE Steam Power подписали меморандумы о взаимопонимании по проекту строительства АЭС «Белене», предполагающие объединение усилий для участия в процедуре выбора стратегического инвестора для строительства станции. Тогда же глава Минэнерго Болгарии заявляла, что проблем со строительством АЭС «Белене» нет и проект продолжает свое развитие. Но уже в октябре Т. Петкова выразила сомнение в том, что проект будет реализован.

Башнефть пригласила ЛУКОЙЛ осваивать месторождения им. Требса и Титова

15 апреля 2011 г. ЛУКОЙЛ и Башнефть подписали договор о создании СП и об условиях реализации проекта по разработке нефтяных месторождений им. Р. Требса и А. Титова.

Собственных добывающих мощностей для освоения месторождения у Башнефти не хватает. Инфраструктура ЛУКОЙЛа в этом регионе развита существенно, что позволяет использовать ее в случае партнерства. Этими факторами можно объяснить выбор Башнефти ЛУКОЙЛа в качестве партнера.

• Комментарий Neftegaz.RU

После того, как Роснефть приобрела контрольный пакет Башнефти, она оказалась партнером ЛУКОЙЛа в проекте по разработке месторождений им. Требса и Титова.

Единственно возможный пункт отгрузки нефти с месторождений – Варандейский терминал, принадлежащий ЛУКОЙЛу. В 2018 г. Башнефть-Полюс попросила ЛУКОЙЛ снизить цены на услуги терминала.

ЛУКОЙЛ сообщил, что это приведет к экономическим потерям для компании. В 2018 г. Роснефть пожаловалась в ФАС на то, что тарифы завышены, и ведомство поддержало обращение компании. ФАС наложил штраф на Варандейский терминал в 300 тыс. руб., отмененный арбитражным судом в 2021 г. ●

Ученые разработали ПО, повышающее энергоэффективность добычи

Ученые Пермского национального исследовательского политехнического университета вместе с коллегами из Кельнского университета прикладных наук разработали программный комплекс, который поможет наиболее рационально использовать природные ресурсы при добыче нефти и газа. Эта разработка не имеет аналогов ни в России, ни в мире. Срок реализации программного комплекса (ПК) – 3 года. Разработка представляет собой своеобразный цифровой двойник водных потоков нефтяного месторождения. Полученные с его помощью данные позволят более рационально использовать природные ресурсы, минимизировать или предотвратить загрязнение геологической среды, сократить энергопотребление без снижения объемов нефтедобычи. ПК создается на основе уникальных алгоритмов предиктивного анализа и позволяет точно рассчитать изменение фильтрационно-емкостных свойств скважин, оценить эффективность разработки скважин, определить, как влияют друг на друга нагнетательные и добывающие скважины, а также оценивать техническое состояние оборудования, вовремя спрогнозировать процесс коррозии и определить ресурс трубопроводов.

Ученые предложили метод получения мазута из покрышек

Ученые из Томского политехнического университета впервые в России апробировали метод паровой газификации и разработали технологию получения морозостойкого мазута из старых автомобильных покрышек. Лабораторные исследования показали, что этот мазут не замерзает и не теряет своих свойств при температурах до -50 °С. Новая разработка отличается пониженным содержанием серы. Всего в год в России выбрасывается около 1 млн т покрышек, в мире – около 1 млрд т. Перерабатывать их крайне сложно. В Научно-исследовательском центре «Экоэнергетика 4.0» ТПУ ученые создали экспериментальную установку, в которой под действием перегретого водяного пара мелкая резиновая крошка из покрышек разлагается на полезные продукты. Выделяются в т.ч. жидкие углеводороды – мазут. Помимо мазута, технология также позволяет получать газ, который можно возвращать в технологический

цикл, и технический углерод в виде мелкодисперсного порошка. Его можно использовать, например, в материалах для дорожного покрытия.

Ученые разработали аккумулятор, заряжающийся в 10 раз быстрее литий-ионного

Химики из Санкт-Петербургского государственного университета создали новый тип аккумулятора, который может заряжаться в 10 раз быстрее литий-ионного. Он более безопасен как с точки зрения вероятности возгорания, так и последствий его утилизации. Ученые из СПбГУ обнаружили, что в качестве основы для аккумуляторов можно попробовать редокс-активные нитроксилсодержащие полимеры, которые содержат активные группы (гидрохинон, пирогаллол, пирокатехин, антрахинон и др.) в строго фиксированном положении. К положительным сторонам относится высокая плотность энергии, скорость зарядки и разрядки в результате окислительно-восстановительных реакций. Это открывает перспективы использования редокситов в различных отраслях промышленности для проведения окислительно-восстановительных процессов. Среди недостатков – низкая электропроводимость, которая мешает накоплению заряда. Для устранения недостатков ученые СПбГУ синтезировали полимер на основе комплекса никель-сален (NiSalen) методом электрохимической полимеризации, который позволяет контролировать процесс роста и необходимую толщину получаемых образцов; может существовать в окисленной и восстановленной форме, обратимо переходить из одного состояния в другое с сохранением электронной структуры супрамолекулы, что определяет его основные физические свойства.

Ученые создали возобновляемые полимеры из растительного сырья

Сотрудники Санкт-Петербургского государственного университета синтезировали полимеры из продуктов переработки биомассы. Особенность новых материалов заключается в простоте их рециклинга.

В основе новых полимеров лежат соединения, полученные из биомассы. Главным компонентом являются терпенолы – представители природных спиртов. Яркими примерами данного класса соединений являются ментол, получаемый из эфирного масла мяты, и борнеол, содержащийся в эфирном масле пихты одноцветной. Синтезированные полимеры хорошо подходят как для вторичной переработки, так и для утилизации. При этом для разложения полимеров требуются умеренные температуры.

Полимер подобного типа можно расплавить при температуре около 120 °С и придать ему другую форму. При охлаждении он вновь затвердевает, при многократном плавлении свойства полимера существенно не меняются.

Ученые разработали новый способ оценки волновых воздействий на гидротехнические сооружения

Специалисты ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева разработали методику, позволяющую получить оценки расчетных волновых воздействий на гидротехнические сооружения для обеспечения их надежной и безопасной эксплуатации. Разработка была создана в рамках работы по научно-техническому сопровождению Комплекса защитных сооружений г. Санкт-Петербурга от наводнений (КЗС). Источником исходных данных послужили показания датчиков Системы предупреждения угрозы наводнений (СПУН), применяемой для оптимального управления КЗС. Новая методика основана на применении современных методов прикладной статистики и имитации показаний датчиков СПУН для получения величины распределения высот ветровых волн в период шторма. Это особенно важно в связи с постановкой

вопроса об изменениях климата и учащением регистрации экстремальных климатических воздействий.

Ученые улучшат процессы глубокой нефтепереработки

Химики из Института катализа им. Г.К. Борескова СО РАН в г. Новосибирске получили грант Российского научного фонда на исследования, которые могут помочь качественно улучшить процессы глубокой нефтепереработки. Ученые исследуют муравьиную кислоту для улучшения переработки, нефтяной кокс с углеродными нанотрубками. В мировой нефтепереработке есть много технических решений по переработке тяжелых высокосернистых нефтяных остатков, но большинство из них очень капиталоемки. Сибирские ученые предложили использовать для улучшения нефтепереработки муравьиную кислоту, получаемую из крахмала. С применением собственных катализаторов химики получают из гудрона бензин и дизель. Сам гудрон обеднен водородом, но муравьиная кислота распадается на водород и углекислый газ, а водород уже гидрирует гудрон. На данный момент выход топливных фракций – 50 %, этот показатель стараются увеличить. Ученые впервые получили экспериментальные данные и сформулировали требования к катализатору для получения водорода при разложении различных смесей, содержащих муравьиную кислоту. Будут получены данные о возможности применения биомассы микроводорослей в процессах получения ценных продуктов, будет получена нестационарная кинетическая модель с учетом закономерностей протекания реакций и дезактивации катализатора для условий промышленного процесса, которая позволит прогнозировать изменение параметров процесса в промышленных установках, а также будет составлена функция необратимой деградации катализатора для общей модели протекания процесса, которая позволит оптимизировать использование катализатора и, как следствие, эффективность всей технологической цепочки.

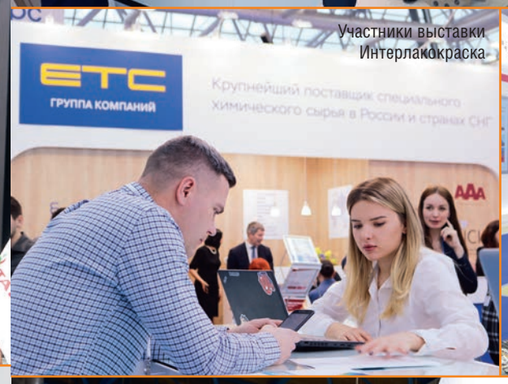
Стенд компании Римера на выставке Нефтегаз-2019

Участник выставки Нефтегаз-2019

Стенд компании Samson на выставке Нефтегаз-2019

Участники ННФ

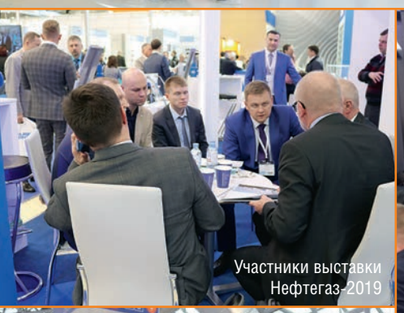
Посетитель выставки Нефтегаз-2019



Участники выставки Интерлакокраска

Участник выставки Нефтегаз-2019

Участники ННФ


Участники выставки Нефтегаз-2019

Стенд компании Татнефть на выставке Нефтегаз-2019

Р. Алкадири

Стенд ГК Алмаз на выставке Нефтегаз-2019

О. Андрианов

Участники выставки Интерлакокраска

Стенд компании НИПОМ на выставке Нефтегаз-2019

О. Fore

Экспозиция на выставке Нефтегаз-2019

Посетители выставки Нефтегаз-2019

Стенд компании PSI на выставке Нефтегаз-2019

Посетитель выставки Нефтегаз-2019

Стенд компании Denso на выставке Нефтегаз-2019

ДОЛОТО БУРОВОЕ

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

1.1.12 Породоразрушающий инструмент

Долото предназначено для бурения твердых пород с центральной промывкой

Конструктивные особенности

- Корпус долота секционный, сварной, состоит из трех, сваренных между собой лап, на цапфах которых смонтированы шарошки.
- Шарошки долота самоочищающегося типа, оснащены фрезерованными зубьями, армированные твердым сплавом «релит». Опора долота выполнена по схеме: скольжение – шарик (замковый) – скольжение.
- Замковый шарик удерживает шарошку от осевых перемещений. Промывочная жидкость через центральное отверстие попадает в забой, поднимая продукты разрушения, которые затем выносятся в затрубное пространство на поверхность. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ шарошечного долота 76 STD321	
Диаметр долота	**76 мм (3")**
Угол наклона оси цапфы к оси долота	**52 град**
Смещение оси цапфы относительно оси долота	**0,5 мм**
Тип опоры	**А**
Общее кол-во зубьев (внутр./периф.)	**70 (32/38)**
Общее кол-во рядов зубьев (внутр./периф.)	**7 (4/3)**
Присоединительная резьба	**3-42**
Масса долота нетто, кг (расчет./факт.)	**1,5 кг**
Масса долота брутто, кг (картон./дерев.)	**1,85 кг**
Частота вращения	**40 – 100 об/мин**
Осевая нагрузка	**5 – 8 т**

МОТОПОМПА

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.1.2 Нефтепромысловое оборудование

1.1.2.5 Прочее

Дизельный насос для перекачки сильнозагрязненной воды с твердыми частицами, илом и камнями.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ			
Тип насоса	**для грязной воды**	Двигатель	**L70N6-PY**
Производительность	**1150 л/мин**	Тип двигателя	**четырехтактный дизельный двигатель воздушного охлаждения**
Производительность	**69 м³/ч**	Номинальная мощность двигателя	**4.4/3600 кВт/об-мин**
Система запуска	**Шнуровой стартер**	Максимальная мощность двигателя	**4.9/3600 кВт/об-мин**
Высота всасывания	**7 м**	Объем топливного бака	**13 л**
Высота напора	**27 м**	Расход топлива (±5%)	**1,26 л/ч**
Максимальный диаметр перекачиваемых частиц	**31 мм**	Габаритные размеры	**680x484x710 мм**
Диаметр всасывающего и выпускного отверстия	**80 мм**	Сухая масса	**75 кг**

КРАНЫ ШАРОВЫЕ ДЛЯ ПОДВОДНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.2.1 Оборудование для трубопроводного транспорта нефти

1.2.1.2 Оборудование для эксплуатации

Назначение

Применяются в качестве запорного устройства, устанавливаются на трубопроводы (в том числе в составе манифольда) на объектах подводной добычи и транспортировки газа и нефти.

Особенности конструкции

- Глубоководное погружение: усиленный корпус арматуры рассчитан для работы под воздействием давления на глубине до 1000 метров.
- Гарантированная герметичность: рекомендуемое основное уплотнение в затворе «металл-металл» и дополнительные уплотнения между седлами и корпусом обеспечивают надежную работу изделия при высоком давлении рабочей среды.
- Внутренняя стойкость: нанесение на внутренние поверхности основных деталей крана износостойкой наплавки из инконеля (Inconel 625) обеспечивает стойкость к коррозии, к агрессивным средам и морской воде.

ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Присоединение к трубопроводу	**фланцевое или под приварку (в том числе через переходные кольца)**
Управление	**ручной привод, гидропривод, многооборотный электропривод** **Привод арматуры может быть оснащен интерфейсом ТНПА для управления арматурой с помощью глубоководного аппарата**
DN 50...600 мм Class 600-2500	
Требования и стандарты	**Specification API 6D SS**
Рабочая среда	**жидкие и газообразные неагрессивные или агрессивные среды**

- Проверенная надежность: нанесение на пробку и седла износостойкого покрытия из карбида вольфрама обеспечивает длительный срок службы изделия.
- Автономное управление: привод арматуры может быть оснащен интерфейсом ТНПА для управления арматурой с помощью глубоководного аппарата. ●

НЕФТЕГАЗ-2021

проект деловой программы

В программе возможны изменения и дополнения

26 АПРЕЛЯ 2021 г. • ПОНЕДЕЛЬНИК

11.00 – 11.20 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**«Рамкро – инновационные кабельные технологии для нефтегазовой отрасли»** В рамках сессии «Силовые и контрольные проводники в нефте- и газодобыче» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «СТАБКАБ»* *При поддержке НП «АССОЦИАЦИЯ «ЭЛЕКТРОКАБЕЛЬ»*
11.00 – 13.00 Павильон № 2, зал семинаров № 4 ***Открытое мероприятие***	**«Новые технологии передачи информации для цифровизации месторождений». Презентация ООО «НПО «МИР»** *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «НПО «МИР»* *Контактное лицо: Сокина Ирина Леонидовна* *Тел.: +7 (913) 624-16-24, (3812) 35-47-10, доб. 11-85 • E-mail sokinail@mir-omsk.ru*
11.20 – 11.40 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**«Кабельно-проводниковая продукция для нефтегазовой отрасли. Новые разработки нефтепогружного кабеля»** В рамках сессии «Силовые и контрольные проводники в нефте- и газодобыче» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «Холдинг «Кабельный Альянс»* *При поддержке НП «АССОЦИАЦИЯ «ЭЛЕКТРОКАБЕЛЬ»*
11.40 – 12.00 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**Презентация ООО «Томсккабель»** В рамках сессии «Силовые и контрольные проводники в нефте- и газодобыче» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «Томсккабель»* *При поддержке НП «АССОЦИАЦИЯ «ЭЛЕКТРОКАБЕЛЬ»*
13.30 – 13.40 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**Презентация ГК CRES** В рамках сессии «Силовые и контрольные проводники в нефте- и газодобыче» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ГК CRES* *При поддержке Ассоциации «Объединение производителей, поставщиков и потребителей алюминия»*
13.40 – 14.00 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**«Применение технологии витых труб для повышения эффективности кожухотрубных теплообменников»** В рамках сессии «Силовые и контрольные проводники в нефте- и газодобыче» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «ПромХимТех»* *При поддержке Ассоциации «Объединение производителей, поставщиков и потребителей алюминия»*
14.00 – 14.20 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**«Синергия компетенций и решений компании «ССТэнергомонтаж» – ответ на ключевые вызовы нефтегазового сектора»** В рамках сессии «Силовые и контрольные проводники в нефте- и газодобыче» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «ССТэнергомонтаж»* *При поддержке Ассоциации «Объединение производителей, поставщиков и потребителей алюминия»*
14.20 – 14.40 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**«Roxtec на наземных объектах добычи нефти и газа»** В рамках сессии «Силовые и контрольные проводники в нефте- и газодобыче» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «Рокстэк РУ»* *При поддержке Ассоциации «Объединение производителей, поставщиков и потребителей алюминия»*
15.00 – 16.00 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**«Алюминиевые решения для нефтегазовой отрасли»** В рамках сессии «Силовые и контрольные проводники в нефте- и газодобыче» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», Ассоциация «Объединение производителей, поставщиков и потребителей алюминия»*

27 АПРЕЛЯ 2021 г. • вторник

10.15–12.00 Павильон № 8, зал 3 ***Платное мероприятие***	**Пленарная сессия «Текущий анализ и прогноз развития энергетических рынков: энергопереход, трансформация экосистем и новые технологические тренды»** В рамках Национального нефтегазового форума *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «Национальный нефтегазовый форум»*
11.00–11.20 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**«Total: высокоэффективная нефтепромысловая химия»** В рамках сессии «Современные тенденции развития нефтедобывающей отрасли» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», компания «ТОТАЛ ВОСТОК»* *При поддержке Московского института нефтегазового бизнеса*
11.00–12.00 Павильон № 8, переговорная комната № 2, 3-й этаж ***Предварительная регистрация***	**«Рамкро – инновационные кабельные технологии для нефтегазовой отрасли». Презентация ООО «СТАБКАБ»** *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «СТАБКАБ»*
12.00–14.00 Павильон № 8, конференц-зал ***Открытое мероприятие***	**«Эффективные решения для нефтегаза»** *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», компания «Сименс-Энергетика»* *Предварительная регистрация перед началом мероприятия*
11.00–18.00 Павильон № 7, залы 3, 4, 5 ***Открытое мероприятие***	**Schneider Electric Innovation Summit Moscow 2021** *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», компания Schneider Electric*
11.20–11.40 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**«Современные решения для поверки термально-массовых расходомеров»** В рамках сессии «Современные тенденции развития нефтедобывающей отрасли» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «НТА-Пром»* *При поддержке Московского института нефтегазового бизнеса*
11.40–12.00 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**«LMF-решение по перекачке газа из трубопровода»** В рамках сессии «Современные тенденции развития нефтедобывающей отрасли» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», Leobersdorfer Maschinenfabrik GmbH* *При поддержке Московского института нефтегазового бизнеса*
12.00–12.20 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**«Обзор решений компании KROHNE для учета жидких и газообразных сред в нефтегазовой отрасли»** В рамках сессии «Современные тенденции развития нефтедобывающей отрасли» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «КРОНЕ Инжиниринг»* *При поддержке Московского института нефтегазового бизнеса*
12.00–15.00 Павильон № 2, зал семинаров № 3, 1-й этаж ***Открытое мероприятие***	**«Опыт и решения АО «Теккноу» в нефтегазовой промышленности»** *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», АО «Теккноу»* *Необходимо заполнить анкету при входе на семинар* Темы: • презентация АО «Теккноу»; • «Отечественное производство средств КИП АО «Теккноу». Проверенные решения для измерения уровня и расхода тяжелых и легких жидких сред в нефтяной отрасли промышленности»; • «Современные инжиниринговые решения для метрологических лабораторий предприятий нефтегазовой промышленности»; • «Ранняя диагностика акустическими методами различных дефектов»; • «Новые решения на рынке приборов лазерной центровки в свете задач по импортозамещению». *Контактное лицо: Хрыпова Наталия, менеджер по маркетингу АО «Теккноу»* *Тел.: +7 (812) 324-56-27, доб. 136 • E-mail: nka@tek-know.ru • www.tek-know.ru*
12.20–12.40 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**«Первый успешный опыт применения РУО в Республике Беларусь»** В рамках сессии «Современные тенденции развития нефтедобывающей отрасли» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «Химпром»* *При поддержке Московского института нефтегазового бизнеса*
12.40–13.00 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**«Производство и поставки оборудования для нефтехимической промышленности»** В рамках сессии «Современные тенденции развития нефтедобывающей отрасли» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», АО «Теккноу»* *При поддержке Московского института нефтегазового бизнеса*

13.00–13.30 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**«Тампонажные цементы и решения «ЛафаржХолсим» для цементирования всех видов скважин»** В рамках сессии «Современные тенденции развития нефтедобывающей отрасли» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», «ЛафаржХолсим Россия»*
13.00–14.45 Павильон № 8, зал 3 ***Платное мероприятие***	**Digital-инновации – R&D семинар «Цифровизация профессий, промышленная автоматизация и искусственный интеллект»** В рамках Национального нефтегазового форума *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «Национальный нефтегазовый форум»*
13.00–15.45 Павильон № 8, зал 3 ***Платное мероприятие***	**Круглый стол «Налогообложение нефтегазовой отрасли: оценка влияния фискальной нагрузки в современных экономических условиях и новое регулирование ЕС»** В рамках Национального нефтегазового форума *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «Национальный нефтегазовый форум»*
14.00–14.20 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**«Решения Spraying Systems Co. для нефтегазовой и нефтехимической промышленности»** В рамках сессии «Современные тенденции развития нефтедобывающей отрасли» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», Spraying Systems Co.* *При поддержке Московского института нефтегазового бизнеса*
14.20–15.00 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	• **«Отечественная задвижка CEG 3G с контролем протечек, обеспечивающая независимое перекрытие потока с двух сторон и защиту корпуса от избыточного давления»** • **«Системы обеспечения безопасности: системы защиты от гидроудара СЗГУ и система сглаживания волн давления ССВД»** • **«Трубопоршневая поверочная установка «нулевого» разряда»** В рамках сессии «Современные тенденции развития нефтедобывающей отрасли» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «Системы Нефть и Газ»* *При поддержке Московского института нефтегазового бизнеса*
15.00–16.00 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**Конференция «Современные тенденции развития нефтегазового бизнеса: инновационные стратегии, цифровая трансформация, повышение операционной эффективности нефтяных компаний»** В рамках сессии «Современные тенденции развития нефтедобывающей отрасли» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», Московский институт нефтегазового бизнеса*
15.10–16.30 Павильон № 8, зал 3 ***Платное мероприятие***	**Форсайт-сессия «Водородная стратегия: развитие перспективных технологий, международное сотрудничество и экономические точки роста для России»** В рамках Национального нефтегазового форума *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «Национальный нефтегазовый форум»*
15.10–16.30 Павильон № 8, зал 3 ***Платное мероприятие***	**Круглый стол «Разработка ТРИЗ: технологические и экономические аспекты»** В рамках Национального нефтегазового форума *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «Национальный нефтегазовый форум»*
17.00–18.20 Павильон № 8, зал 3 ***Платное мероприятие***	**Форсайт-сессия «Новые ESG-проекты и инновации – риски и возможности: развитие зеленых технологий и инвестиции в экологическое машиностроение»** В рамках Национального нефтегазового форума *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «Национальный нефтегазовый форум»*
17.00–18.20 Павильон № 8, зал 3 ***Платное мероприятие***	**Форсайт-сессия вузов (первая часть) «NewEnergy-Tech: энергетические клубы и трансфер технологий»** В рамках Национального нефтегазового форума *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «Национальный нефтегазовый форум»*

28 АПРЕЛЯ 2021 г. • среда

10.00–14.00 Павильон № 8, зал 3 ***Платное мероприятие***	**Открытый бизнес-форум «Отвечая на вызовы в нефтегазопереработке»** В рамках Национального нефтегазового форума *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «Национальный нефтегазовый форум»*
10.15–12.00 Павильон № 8, зал 3 ***Платное мероприятие***	**Пленарная сессия «Международное технологическое сотрудничество и трансформация ТЭК: новые рынки, точки роста компетенций, трансфер инноваций»** В рамках Национального нефтегазового форума *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «Национальный нефтегазовый форум»*
11.00–11.30 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**Презентация ОАО «Волгограднефтемаш»** В рамках сессии «Современные тенденции развития нефтедобывающей отрасли» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ОАО «Волгограднефтемаш»* *При поддержке Московского института нефтегазового бизнеса*
11.50–12.00 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**Презентация ГК CRES** В рамках сессии «Современные тенденции развития нефтедобывающей отрасли» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ГК CRES* *При поддержке Московского института нефтегазового бизнеса*
12.00–12.20 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**Презентация ООО «Метрология и Автоматизация»** В рамках сессии «Современные тенденции развития нефтедобывающей отрасли» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «Метрология и Автоматизация»* *При поддержке Московского института нефтегазового бизнеса*
12.20–12.40 Павильон № 2, зал 3 Презентационная зона ***Открытое мероприятие***	**«Экономика и практика декарбонизации промышленных предприятий для минимизации экспортных рисков»** В рамках сессии «Силовые и контрольные проводники в нефте- и газодобыче» *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», Национальный центр содействия достижению углеродной нейтральности «Ансельм»* *При поддержке Московского института нефтегазового бизнеса*
11.00–18.00 Павильон № 7, залы 3, 4, 5 ***Открытое мероприятие***	**Schneider Electric Innovation Summit Moscow 2021** *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», компания Schneider Electric*
12.00–16.00 Павильон № 2, зал семинаров № 3, 1-й этаж ***Открытое мероприятие***	**Конференция «Взаимодействие науки, образования и бизнеса в области нефти и газа»** *Организатор: АО «ЭКСПОЦЕНТР»* *При поддержке: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Ассоциация «Российский национальный комитет мирового нефтяного совета по организации и проведению мировых нефтяных конгрессов»* Программа конференции: 1. Задачи по подготовке специалистов в нефтегазодобывающем комплексе; 2. Цифровизация в топливно-энергетическом комплексе; 3. Энергопереход; 4. О роли женщин в науке, промышленности и подготовке специалистов; 5. Опыт ведения международных магистерских программ; 6. О важности международного сотрудничества в подготовке специалистов; 7. Опыт международной работы студенческой секции общества инженеров-нефтяников.
13.00–15.00 Павильон № 8, зал 3 ***Платное мероприятие***	**Технологическая конференция «Сделано в России: импортозамещение и новая технологическая стратегия»** В рамках Национального нефтегазового форума *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «Национальный нефтегазовый форум»*
15.30–17.00 Павильон № 8, зал 3 ***Платное мероприятие***	**Круглый стол «Отраслевые стандарты и технологическое развитие ТЭК: следующие шаги машиностроителей и международное сотрудничество»** В рамках Национального нефтегазового форума *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «Национальный нефтегазовый форум»*
15.30–17.00 Павильон № 8, зал 3 ***Платное мероприятие***	**Digital-инновации – семинар 4.0 «Беспилотники и робототехника в ТЭК: практика применения и технологическая эффективность»** В рамках Национального нефтегазового форума *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «Национальный нефтегазовый форум»*
17.00–18.20 Павильон № 8, зал 3 ***Платное мероприятие***	**Круглый стол «Цифровое производство: управление проектами и трансформация бизнес-процессов»** В рамках Национального нефтегазового форума *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «Национальный нефтегазовый форум»*
17.00–18.20 Павильон № 8, зал 3 ***Платное мероприятие***	**Форсайт-сессия научно-технологических центров «Трансфер инноваций и коммерциализация разработок: система развития новых отраслевых хабов, научных центров и испытательных полигонов»** В рамках Национального нефтегазового форума *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», ООО «Национальный нефтегазовый форум»*

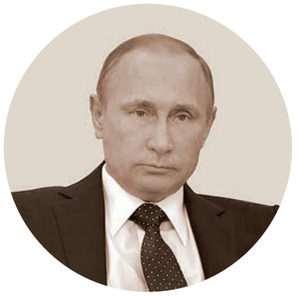
29 АПРЕЛЯ 2021 г. • четверг

11.00–18.00 Павильон № 7, залы 3, 4, 5 ***Открытое мероприятие***	**Schneider Electric Innovation Summit Moscow 2021** *Организаторы: АО «ЭКСПОЦЕНТР», компания Schneider Electric*

ЦИТАТЫ

Д. Байден

Инновации возможны только там, где можно свободно дышать



В. Путин

Условия восстановления отношений с Западом и США – уважение интересов России

И. Сечин

Предупреждение о своих намерениях – достаточно непрофессиональная тактика

А. Кудрин

Многие страны имеют достаточно развитый частный сектор, но я не уверен, что мы сможем сохранить его приличную часть, ведь у нас большая доля госсектора

Ю. Шафраник

Какие бы предсказания мы ни делали – все зависит от людей, от правильно намеченной ими цели и грамотной организации ее достижения

М. Мишустин

Европейские страны не сравнятся с тем уровнем технологической оснащенности и сервисов, которые в этой сфере Россия предлагает своим гражданам *(о цифровом государстве – ред.)*

А. Дюков

На самом деле соглашение не является унизительным, в нем нуждались производители нефти *(о сделке ОПЕК+ – ред.)*

В. Алекперов

Сейчас в стране работает такой налоговый режим, который фактически защищает инвесторов от низкой стоимости углеводородов

Э. Блинкен

Чем больше он может сделать, чтобы подорвать западную демократическую модель, тем ему лучше *(об отношениях В. Путина с Западом)*

РЕКЛАМА

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ГРУППА КОМПАНИЙ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование

Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energas.ru www.energas.ru

VITZRO CELL

ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ БАТАРЕИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ПРОСЛУЖАТ БОЛЕЕ 10 ЛЕТ

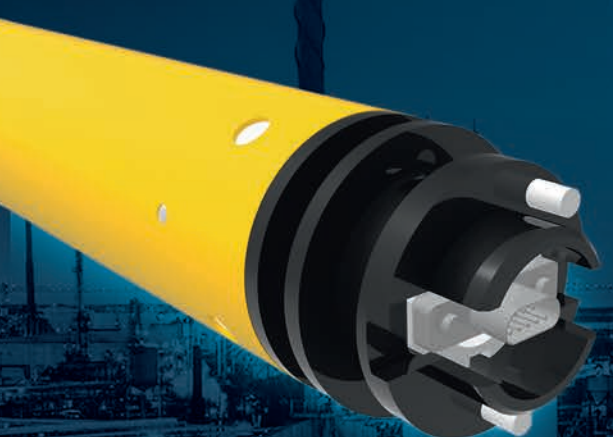
Скважинные телеметрические системы (MWD / LWD) и технологии инспектирования трубопроводов (PIG) широко используются в нефтегазовой отрасли для повышения эффективности работы предприятий

БЕЗОПАСНОСТЬ:
- повышенная ударопрочность и вибрационное сопротивление
- компактность и надежность
- соблюдение необходимых мер безопасности при производстве батарей

ТЕХНИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ:
- проведение испытаний
- анализ проблем полевых работ и отчетов
- инженерная поддержка

ПРЕИМУЩЕСТВА:
- надежный испытательный центр
- вертикально интегрированные производственные процессы
- наличие сертификатов взрывозащиты ATEX / ISO9001 / 14001 / / RoHS / UL / Trans. Certi.

МОДЕЛЬНЫЙ РЯД:
- 10 моделей для MWD и LWD
- 3 модели для PIG & subsea
- индивидуальные модели батарей MWD / LWD / PIG



VITZROCELL является единственной в мире компанией, которая разрабатывает и производит литиевые первичные батареи, высокотемпературные батареи и EDLC для использования в AMR, MWD и PIG

230 КЛИЕНТОВ

Vitzrocell имеет более 230 стратегических партнеров

50 СТРАН

Vitzrocell широко известен в более чем 50 странах и продолжает расширять географию своего присутствия на рынке элементов питания

770 МИЛЛИОНОВ

На данный момент Vitzrocell производит и поставляет более 770 миллионов батарей своим клиентам во всем мире

33 ГОДА

Vitzrocell является одним из самых надежных производителей литиевых первичных батарей в течение 33 лет с 1987 года

2 МИЛЛИОНА

Vitzrocell с 2008 года производит и поставляет более 2 миллионов высокотемпературных элементов и батарей

РЕКЛАМА

YouTube
www.youtube.com/vitzrocell

Тел.: +82-10-2233-5033 /
E-mail: russia@vitzrocell.com /
www.vitzrocell.com

VITZRO CELL