



ПЕРСПЕКТИВЫ
РОССИЙСКОГО
ТЭК

ИСПЫТАНИЕ
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ
СКВАЖИНЫ

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ
МОДЕЛИРОВАНИЕ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

3 [111] 2021

ТЕХНОЛОГИИ
ЭФФЕКТИВНОЙ
ДОБЫЧИ



Входит в перечень ВАК

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ



Сибирская Сервисная Компания



➤ **Надежность
в партнерстве!**

➤ **Качество
в работе!**

➤ **Уверенность
в будущем!**



ПОИСКОВО-РАЗВЕДЧНОЕ
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

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



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

РЕКЛАМА



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

ПАРТНЕРЫ



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

Испытание интеллектуальной скважины



14

Информационные технологии в управлении ремонтом нефтегазотранспортных предприятий



24

СОДЕРЖАНИЕ

Универсальный шаблон специалиста по неразрушающему контролю



42

Насосные технологии добычи сверхвысоковязкой нефти в экстремальных условиях



48

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Не лишние объемы 6

Демпфер скорректируют 8

События 10

Первой строчкой 12

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Испытание интеллектуальной скважины 14

Высокие технологии от «Газпром межрегионгаза»: обновленная система биллинга как первый шаг к Национальной платформе реализации газа 20

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Информационные технологии в управлении ремонтом нефтегазотранспортных предприятий 24

Цифровизация как фактор успеха. Опыт компании ГеоСплит 28

Математическое моделирование работы мобильной компрессорной станции при проведении ремонта линейной части МГП 32

ДОБЫЧА

Нефтесервисные технологии для добычи алмазов 38

Универсальный шаблон специалиста по неразрушающему контролю 42

Насосные технологии добычи сверхвысоковязкой нефти в экстремальных условиях 48

Перспективы российского ТЭК



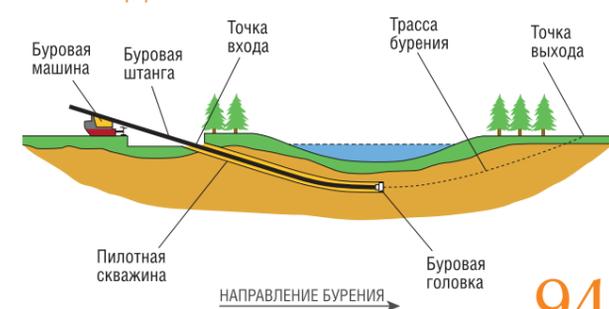
74

Технико-экономическая оценка разработки месторождения



82

Переходы трубопроводов методом ГНБ



94

Врезки и перекрытия. Повышение надежности проведения ремонтных работ на магистральных трубопроводах под давлением



98

НЕФТЕСЕРВИС

Факторы успеха: как во время кризиса нарастить обороты и увеличить инвестиции 54

Перколяционный анализ устойчивости водогазовых смесей в пористой среде 58

Технологии эффективной добычи. Скважинная компоновка для одновременно-раздельной закачки СК-ОРЗ-И с электроуправляемыми клапанами ЭКС 62

ОБОРУДОВАНИЕ

Энергоцентры месторождений – особенности создания и надежной эксплуатации 66

РЫНОК

Перспективы российского ТЭК 74

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Технико-экономическая оценка разработки месторождения 82

Календарь событий 87

ТРАНСПОРТИРОВКА

Переходы трубопроводов методом ГНБ 88

Врезки и перекрытия. Повышение надежности проведения ремонтных работ на магистральных трубопроводах под давлением 94

Россия в заголовках 102

Хронограф 103

Нефтегаз Life 104

Классификатор 106

Цитаты 112

21 столетие назад

В I веке до н.э. римляне жгли нефть и окуривали деревья, защищая, таким образом, растения от вредителей.

13 столетий назад

В VIII веке в Баку люди использовали землю, пропитанную нефтью для отопления.

12 столетий назад

В IX веке арабский путешественник Ахмед аль-Белазури написал в своем труде «Завоевание стран», что политическая и экономическая жизнь на Абшероне «давно связана с нефтью».

427 лет назад

В 1594 году Аллахяр Магомед вручную вырыл нефтяную скважину (колодец) глубиной 35 метров неподалеку от г. Баку.

282 года назад

В 1739 году немецкий естествоиспытатель и физиолог академик Иосия Вейтбрехт издал трактат «о нефти», в котором особенно подробно описал нефть с Апшерона.

148 лет назад

В 1873 году начался отсчет нефтяной эры в нашей стране. Этот год считается датой образования нефтяной промышленности России.

156 лет назад

В 1865 году Джон Д. Рокфеллер, который начал свою карьеру в нефтепереработке, основал Standard Oil Company. К 1879 г. компания контролировала 90% перерабатывающих мощностей Америки, а в 1933 г. получила первый контракт на бурение в Саудовской Аравии.

124 года назад

В 1897 году М. Сэмюэл построил первый нефтяной танкер по заказу Ротшильдов, которые искали глобальные транспортные сети для продажи своего керосина. Танкер был назван Murex в честь морской раковины и стал флагманом компании Shell Transport and Trading.

49 лет назад

В 1972 году на долю МОК и основных независимых производителей приходилось 93% мирового производства УВ, а на долю национальных нефтяных компаний – 7%. Сегодня ННК контролируют 73% объема мировой добычи нефти и газа.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Артур Гайгер
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифинова
Денис Савосин
Сабина Бабаева

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
Вологодский государственный университет

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Половинкин Валерий Николаевич
д.т.н., профессор, действительный член РАИИ, 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



Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Денис Давыдов
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Екатерина Мардасова
Артур Оганесян
Анна Егорова
pr@neftgaz.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.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.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, представленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров



РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

20-Я ЮБИЛЕЙНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

26–29.04.2021

Подробности на сайте
www.neftgaz-expo.ru

Реклама 12+



МИНПРОМТОР
РОССИИ





Россия увеличит добычу нефти на 130 тыс. барр в сутки



Компании, разрабатывающие месторождения с ТриЗ, получают льготы



Счетная палата прогнозирует рост цен на бензин



НЕ ЛИШНИЕ ОБЪЕМЫ

В МАРТЕ МИНИСТРЫ ОПЕК И НЕ ВХОДЯЩИХ В КАРТЕЛЬ СТРАН В ОЧЕРЕДНОЙ РАЗ ДОГОВОРИЛИСЬ О СОХРАНЕНИИ ОГРАНИЧЕННОГО УРОВНЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ. ОДНАКО ДЛЯ РОССИИ И КАЗАХСТАНА БЫЛО СДЕЛАНО ИСКЛЮЧЕНИЕ: В АПРЕЛЕ ЭТИ СТРАНЫ СМОГУТ НАРАСТИТЬ ОБЪЕМЫ ДОБЫЧИ. ДОЛЯ КАЗАХСТАНА НЕВЕЛИКА – ПЛЮС 20 ТЫС. БАРР. В СУТКИ, НО ОДОБРЕННОЕ УВЕЛИЧЕНИЕ ОБЪЕМОВ ДЛЯ РОССИИ, А ЭТО 130 ТЫС. БАРР. В СУТКИ, МОЖЕТ СТАТЬ ПРИЧИНОЙ РЯДА ВЕСЬМА СУЩЕСТВЕННЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ, КОТОРЫЕ ОТРАЗАТСЯ КАК НА ВНЕШНЕМ, ТАК И НА ВНУТРЕННЕМ РЫНКЕ

Анна Павлихина

В результате принятого картелем решения общий объем сокращения добычи составляет 6,9 млн барр. против 9 млн барр. в начале кризиса. Дополнительные 2,1 млн барр. нефти в день позволят странам, поставляющим их на рынок, увеличить экспорт, не снижая объемов для внутреннего рынка, и, как следствие, пополнить бюджет.

Решение ОПЕК положительным образом повлияло и на котировки: несмотря на увеличение предложения, в середине марта стоимость нефти превысила отметку в 69 долл. за барр., чего рынок не видел с января прошлого года. Такое сочетание вводных дало финансовым экспертам основания полагать, что бюджет в этом году будет профицитным. А раз так, то следует подумать, на что направить внезапную прибыль. Нефтяники предлагают свой вариант.

Осенью прошлого года был отменен ряд льгот, которыми пользовались нефтедобытчики. Мера считалась временной, но компании стали жаловаться, что это приведет к сокращению инвестиционных программ, связанных с добычей ТриЗ. Жалобы возымели эффект: в той или иной степени почти всем крупным компаниям удалось выбить послабления под наиболее сложные проекты. Единственной крупной компанией отрасли, которую обошли преференции после повышения налогов для нефтянки, оставался ЛУКОЙЛ. Президент компании неоднократно заявлял о недофинансировании отрасли со стороны банков и инвесторов, которые интересуются только производствами, не оставляющими углеродный след – возобновляемой энергетикой



и водородными технологиями. В. Алекперов не единожды обращался к президенту В. Путину с просьбой предоставить компании налоговые послабления, но эти просьбы долго оставались не услышанными. Теперь, когда, похоже, сложились все карты (и не только для ЛУКОЙЛА), настал момент – в довесок к увеличению добычи и высоким ценам на нефть – вернуть нефтяникам льготы.

В марте президент В. Путин поручил отраслевым ведомствам проработать механизм налогового стимулирования добычи трудноизвлекаемых запасов, речь идет о сверхвязкой нефти и добыче на обводненных месторождениях. Кроме того, будут расширены льготы для нефтегазовых проектов, запуск которых намечен на начало следующего года и предполагающих добычу за полярным кругом, производство сжиженного природного газа и продуктов газохимии в Арктическом регионе.

Таким образом, увеличение добычи и простимулированный этим решением ОПЕК рост котировок сыграли на руку российским производителям нефти, которые не только получили возможности увеличить экспорт, при этом продавая нефть по более высокой цене, но и заручились поддержкой правительства, пообещавшего очередные меры поддержки.

В то же время для обывателей рост цены на нефть может обернуться совсем иначе. Не допустить переизбытка хороших новостей помогла Счетная палата, предупреждающая о возможном топливном кризисе. Вывод о росте розничной цены на бензин был сделан ведомством по аналогии с ситуацией 2018 г. Тогда волатильность мировых цен удалось нивелировать введением демпферного механизма.

Что касается внешнего рынка, то здесь, вероятно, дополнительные баррели российской нефти внесут корректировки, которые не всем придутся по душе.

Сократив добычу, страны картеля освободили пространство для торговых маневров на европейском и азиатском рынках, чем не преминули воспользоваться США, экспортировавшие в этот период 38,1% нефти (от общего объема экспорта) в Европу и 42,2% – в страны АТР. Эксперты объясняют увеличение поставок в АТР быстро растущими рынками региона, но в Европе американская нефть однозначно заняла долю, давно застолбленную Россией и Саудовской Аравией. Европейские НПЗ построены с учетом использования сернистой нефти, которую поставляли эти страны. Покупая нефть из США, ее приходилось смешивать, чтобы получить нужные для перерабатывающих установок марки Urals или Arab Light. Теперь, когда российская и саудовская нефть готовы вернуться на европейские НПЗ, США, вероятно, будут вынуждены уменьшить поставки. Кроме того, Россия и Саудовская Аравия имеют и другие преимущества: первая – короткое логистическое плечо, вторая – возможность маневрирования скидками для европейских потребителей. ●

ДЕМПФЕР СКОРРЕКТИРУЮТ

Денис Савосин

По итогам совещания о ситуации на внутреннем рынке нефтепродуктов правительство решило скорректировать демпферный механизм на рынке топлива, приведя индексацию заложенных в нем цен в соответствие с уровнем фактического роста цен в рознице.

В настоящее время индикативные цены в демпфере индексируются на 5% ежегодно до 2024 г. включительно.

Однако нефтяные компании неоднократно заявляли, что механизм часто не учитывает реальные условия на рынке, а такая индексация опережает темпы инфляции в РФ.

Участники совещания решили откорректировать заложенную в формуле действующего демпферного механизма цену внутреннего рынка на уровень фактических темпов роста розничных цен в 2019–2020 гг., а также использовать фактические темпы роста розничных цен для расчета демпфера в будущие периоды. Это должно улучшить экономику нефтеперерабатывающего сектора и создать условия для изменения конечных розничных цен не выше годовой инфляции.

Таким образом формула демпфера была скорректирована в пользу нефтекомпаний, о чем они неоднократно просили ранее.

Если розничная цена растет примерно на 1–2%, а оптовая в соответствии с демпфером каждый год увеличивается на 5%, то это приводит к тому, что сквозная маржа постепенно начинает сжиматься.

Демпфирующий механизм был введен правительством в 2019 г. после скачка цен на топливо весной 2018 г. Было принято решение разработать механизм, который стабилизировал бы рынок без ручного регулирования.

Целью демпфера является снижение давления со стороны мировых цен на нефть на внутренние розничные цены на нефтепродукты в РФ.

Упрощенно он работает так: при низких экспортных ценах на нефть российской марки Urals стоимость топлива на внутреннем рынке в рублях позволяет нефтяникам получать сверхприбыль, частью которой они делятся с бюджетом; если же экспортные цены на нефть высокие, государство доплачивает нефтяным компаниям, чтобы они не повышали цены на бензин и дизтопливо внутри страны. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Прошлый год стал переломным в использовании возобновляемых источников энергии в Европе. Впервые их доля превысила долю угля и газа в генерации электричества. Когда Россия сможет похвастаться подобными результатами?

Пора ли России переходить на ВИЭ?

34%

Да, экология – основной тренд XXI века

16%

Нет, пока есть ископаемые энергоносители их надо использовать

26%

Да, в России с ее географическим разнообразием необходимо развивать возобновляемую энергетику

10%

Нет, придется отказаться от нефти и газа, таким образом, из бюджета выпадет основная статья дохода

14%

Да, уже пора постепенно строить ветрогенераторы и СЭС, но до доминирующего перехода на ВИЭ еще далеко

Цифровые инструменты внедряются повсеместно: от электронного документооборота до цифровых двойников целых заводов. Но их распределение по отраслям неравномерно. Как реализуется программа внедрения цифровых технологий в России?

Как проходит цифровая трансформация в России?

18%

Отлично. Искусственный интеллект внедрен на всех уровнях от министерства до сельской школы

38%

Хорошо. Роль человека на предприятиях сведена к разумному минимуму, введен электронный документооборот, большая часть технологических процессов автоматизирована

37%

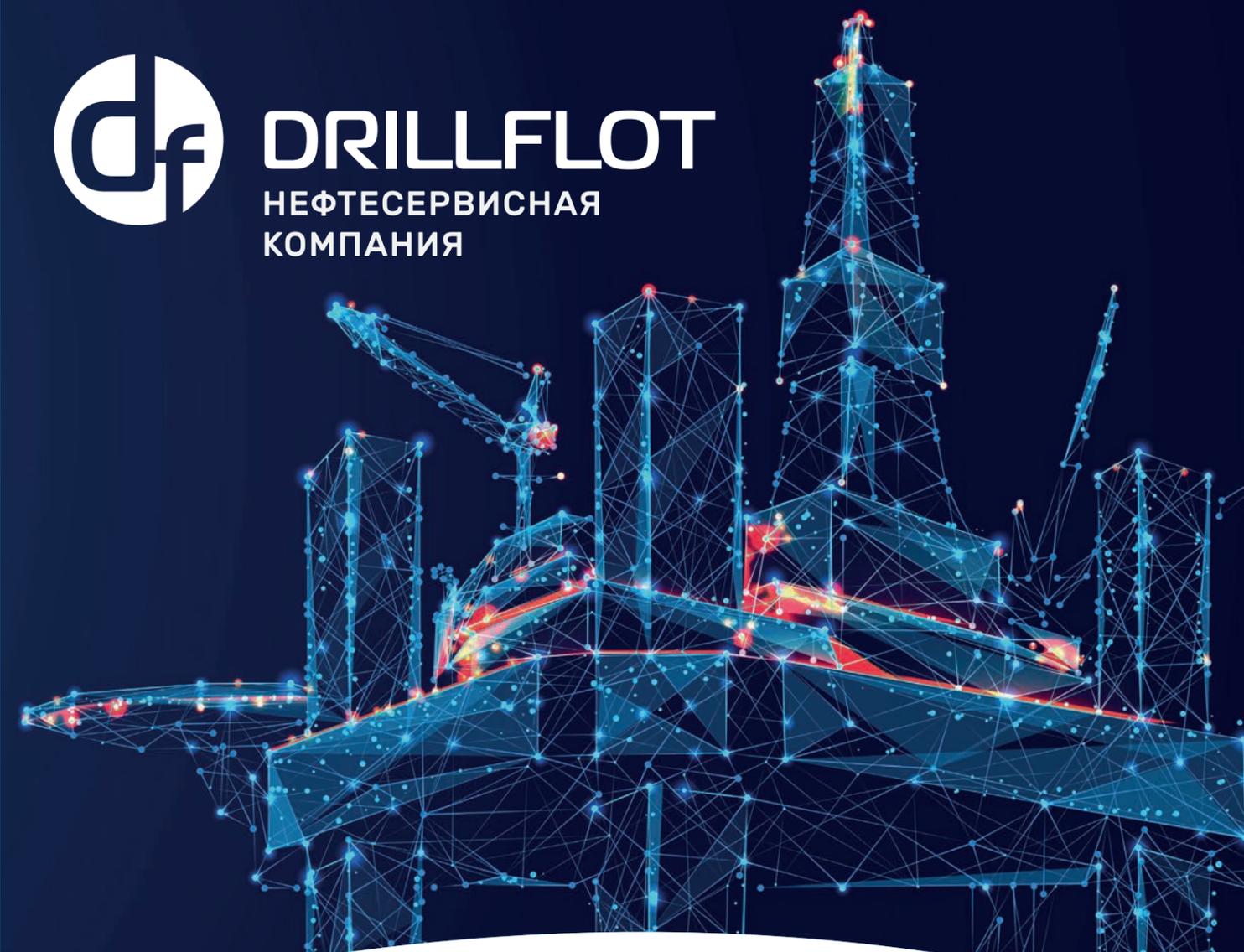
Удовлетворительно. Основные предприятия используют цифровые технологии, но не самые новые, жители отдаленных регионов не имеют доступа к Интернету

7%

Неудовлетворительно. Даже самые крупные предприятия нельзя назвать предприятиями первого квартала. Собственные цифровые технологии в России не появляются, а к иностранным нет полноценного доступа



DRILLFLOT
НЕФТЕСЕРВИСНАЯ
КОМПАНИЯ



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

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

Второй век ВЭМО
Богучанская ТЭС запущена
Продажа квот
Дошли руки до Арктики
Южный поток
Цены на газ
Северный поток достроили



100 турецких студентов, которые в дальнейшем будут трудоустроены на Аккую.

Правительство рассмотрит генсхему газификации

В июне 2020 г. президент РФ В. Путин поручил Газпрому и ответственным ведомствам обеспечить завершение газификации регионов РФ в два этапа: к 2024 г. и к 2030 г.

К концу 2025 г. в 35 регионах РФ полностью будет завершена сетевая газификация.



Уровень газификации по стране должен достичь 83%. Предполагается, что остальные 17% территорий будут получать необходимые услуги с помощью другого вида энергоносителей. В новую программу газоснабжения вошли 67 регионов РФ. Планируется построить порядка 24,4 тыс. км газопроводов и подвести газ к 3632 населенным пунктам. В результате уровень газификации в РФ должен возрасти с 71,4% до 74,7%.

Общий объем инвестиций Газпрома в программу газификации на следующие 5 лет составит 526,1 млрд руб. Для решения задачи по газификации РФ в течение следующих 10 лет, по оценкам Газпрома, потребуется 2 трлн руб.

Первый белорусский мазут в Усть-Луге

Петербургский нефтяной терминал (ПНТ) принял первую партию белорусских нефтепродуктов в объеме 3,6 тыс. т. Гарантированный объем поставок в 2021 г. составит 680 тыс. т мазута и 130 тыс. т смесового масла. Груз мазута прибыл по железной дороге.

Отгрузки осуществлены в рамках межправительственного соглашения, по условиям которого гарантированный объем поставок нефтепродуктов на ПНТ в 2021 г. составит 680 тыс. т мазута и 130 тыс. т смесового масла. Контракты заключаются по принципу take-or-pay. Документ предусматривает перевалку предприятиями Белоруссии более 9,8 млн т грузов (мазута, бензина и масла) в морских портах РФ на Балтике в 2021–2023 гг., в т.ч.: до 3,5 млн т в 2021 г.; 3,2 млн т в 2022 г.; 3,1 млн т в 2023 г.

В рамках работ по бетонированию фундамента бетон укладывается на укрепленное арматурой основание будущего энергоблока. Фундамент поделен на 16 зон, так называемых захваток. Высота бетонирования составит 2,6 м, средний объем каждой захватки – 1100 м³.

Всего планируется ввести в эксплуатацию 4 энергоблока общей мощностью 4800 МВт, которые будут вырабатывать около 35 млрд кВт·ч/год. Первая в Турции АЭС должна заработать в 2023 г.,



к столетнему юбилею основания Турецкой Республики – так была поставлена задача руководством Турции при начале этого проекта. На АЭС действует центр Росатома по обучению технического персонала, а в российских вузах, ведется подготовка более

Первый бетон в третий энергоблок АЭС Аккую

В. Путин и Р. Эрдоган дали старт строительных работ третьего энергоблока АЭС Аккую.



Мы говорим об этом на всех площадках и приходим к тому, чтобы их увеличить. Когда нарушать станет дорого, тогда и ситуация изменится».

В огне не горит

Ученые Санкт-Петербургского государственного университета промышленных технологий и дизайна создали новый огнеупорный материал способный выдерживать температуру до 1400°. Он изготавливается на основе муллиткремнеземистого волокна, отличается крайне низкой теплопроводностью,



может использоваться в энергосберегающих конструкциях, апробирован в печах с низким потреблением электроэнергии и при изготовлении тепловой защиты накопителей информации самолетов «черных ящиков», устойчив к разрушениям под воздействием кислот, которые образуются при сжигании ископаемого топлива, как при нормальных условиях, так и при нагревании до 800 °С. Совместно с Hotmap OY сотрудники СПбГУПТД изготовили высокотемпературные установили. В результате испытаний установили, что футеровка внутренней камеры печи разработанным волокнистым материалом толщиной в 60 мм позволяет снизить расход энергии на 10–25%, а температуру наружных стен печи на 10–15 °С. ●

Первый «зеленый» СПГ в Атлантике

Газпром осуществил поставку в Европу углеродно-нейтральной партии СПГ, первую в Атлантическом бассейне. СПГ-завод, с которого была осуществлена поставка, не называется. Скорее всего, речь идет о Ямал СПГ.

Груз СПГ был доставлен 8 марта 2021 г. на терминал Dragon LNG в Уэльсе (Великобритания) компанией Газпром Глобал Эл-эн-джи Лимитед. Покупателем выступила компания Shell Global LNG, дочка Shell.

По условиям соглашения, Газпром и Shell совместно компенсируют углеродный след партии сертификатами на выбросы типа Verified Carbon Standard (VCS) и Climate, Community and Biodiversity (CCB): Используемые в сделке квоты на выбросы CO₂ будут погашены.

Таким образом, поставляемая в рамках сделки партия СПГ становится нейтральной с точки зрения выбросов в течение всего ее жизненного цикла: от добычи и производства до транспортировки и конечного потребления.

Экологический рейтинг от Росприроднадзора

Глава Росприроднадзора С. Радионова предложила создать в России экологический рейтинг, в котором в открытом доступе размещались бы данные о соблюдении экологических требований предприятиями. Глава ведомства отметила, что предприятиям предложили открыть свои данные по выбросам, чтобы понять, кто и какую лепту вносит в загрязнение атмосферы в каждом конкретном городе.



«Мы бы хотели, чтобы у нас появился экологический рейтинг, где в открытом доступе были бы данные предприятий о соблюдении экологических требований» – сказала С. Радионова, подчеркнув, что «штрафы за экологические нарушения слишком малы».

2,5 трлн руб.



могут составить дополнительные поступления в Фонд национального благосостояния в 2021 г. при среднегодовых ценах на нефть Brent в **\$60/барр.**

80 тыс. евро



поступит от России в бюджет Международного центра по энергоэффективности в 2021 г.

На **6%**



до 235 млн т может увеличиться добыча угля в Кемеровской области в 2021 г.

На **16%**



до 77 млн т н.э. увеличила доказанные запасы углеводородов Зарубежнефть по итогам 2020 г.

Прирост запасов категории 1P по сравнению с 2019 г. составил **10,6 млн т н.э.**

На **130** тыс. барр./сут



Россия получила возможность увеличить добычу в апреле 2021 г.

Квота России на апрель 2021 г. составит **9,119 млн барр./сутки**, а объем снижения от базового уровня – **1,621 млн барр./сутки**

На **97,6%**



до **15,2 млрд руб.** снизил чистую прибыль ЛУКОЙЛ в 2020 г. по сравнению с прибылью в размере **640,2 млрд руб.** в 2019 г.

6 трлн руб. превысила капитализация Роснефти



9 марта цена на акции Роснефти достигала **581,45 руб.** за бумагу, это максимум 2021 г.

На **7,3%**



увеличилось число действующих в мире нефтегазовых буровых установок в феврале 2021 г., достигнув 1270 ед.

5 новых нефтегазо-химических заводов



появятся в Казахстане до 2025 г.

Объем производства увеличится в **9 раз**, составив **2 млн т** нефтегазохимической продукции

На **7,7%**



до 17,6 млрд квт *ч увеличили выработку электроэнергии АЭС России в феврале 2021 г.

Выполнение плана ФАЭС с начала 2021 г. составило **102,55%**

20 млн т достигла накопленная добыча на Восточно-Мессояхском месторождении



Эксплуатационный фонд составляет **450** нефтяных скважин

На **15%**



Татнефть сократила добычу нефти в январе-феврале 2021 г.

Добыча сверхвязкой нефти с начала 2021 г. составила **574,2 тыс. т**

67,9 млрд долл. США



инвестиций вложено в технологии искусственного интеллекта

63 резидента



зарегистрировано в Арктической зоне РФ

Большинство компаний – представители малого и среднего бизнеса

От **300** тыс. руб.



до 500 тыс. руб. составит штраф за нарушение условий пользования недрами для юридических лиц

Для граждан штраф составит **2–3 тыс. руб.**, для должностных лиц – **20–40 тыс. руб.**

34,665 млн т нефти



планирует прокачать Транснефть в марте 2021 г.

ИСПЫТАНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ при термошахтном способе разработки

Дуркин Сергей Михайлович

ООО «Центр высоковязких нефтей»,
доцент,
Ухтинский государственный технический
университет,
к.т.н.

Трухонин Кирилл Андреевич

ведущий инженер,
Ухтинский государственный технический
университет

СОЗДАНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ БУДУЩИМ РАЗВИТИЕМ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. ОДНАКО УЖЕ СЕГОДНЯ ИЗВЕСТНЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЧАСТИЧНОЙ ИЛИ ПОЛНОЙ АВТОМАТИЗАЦИЕЙ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПРОЦЕССА. ОДНИМ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ АСПЕКТОВ ПРИМЕНЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ ЯВЛЯЕТСЯ СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ И ОПЕРАТИВНОЕ ПРИНЯТИЕ РЕШЕНИЙ ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ НЕГАТИВНЫХ ФАКТОРОВ. ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОВЕРХНОСТИ СЕГОДНЯ НА РЫНКЕ ИМЕЕТСЯ ДОСТАТОЧНОЕ КОЛИЧЕСТВО ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ. ОДНАКО ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШАХТНЫМ СПОСОБОМ ГОТОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ОТСУТСТВУЮТ ПО НЕСКОЛЬКИМ ПРИЧИНАМ. ВО-ПЕРВЫХ, НЕОБХОДИМО РУДНИЧНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ, ЧТО ТРЕБУЕТ ПРОВЕДЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ПРОЦЕДУРЫ СЕРТИФИКАЦИИ И УВЕЛИЧЕНИЕ СТОИМОСТИ КОНЕЧНОГО ПРОДУКТА. ВО-ВТОРЫХ, НА РЫНКЕ ПРИСУТСТВУЕТ НЕБОЛЬШОЕ КОЛИЧЕСТВО ПОСТАВЩИКОВ ОБОРУДОВАНИЯ. В-ТРЕТЬИХ, ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ШАХТНОГО СПОСОБА РАЗРАБОТКИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В ПРОМЫШЛЕННОМ МАСШТАБЕ ИМЕЕТСЯ ТОЛЬКО НА ЯРЕГСКОМ НЕФТЕТИТАНОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ. В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ НА НЕФТЯНЫХ ШАХТАХ РУЧНОЙ ТРУД ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРЕОБЛАДАЕТ, ЧТО ТРЕБУЕТ ПРОВЕДЕНИЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ОТДЕЛЬНЫХ ЦЕПОЧЕК ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА. В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ СКВАЖИН, НОРМАТИВНАЯ БАЗА, ЭТАПЫ РАЗРАБОТКИ ОПЫТНОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН И РЕЗУЛЬТАТЫ ЛАБОРАТОРНЫХ И ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ В НЕФТЯНОЙ ШАХТЕ ЯРЕГСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

THE DEVELOPMENT OF SMART FIELDS IS THE FUTURE OF THE OIL AND GAS INDUSTRY. HOWEVER, THERE ARE ALREADY KNOWN DEPOSITS WITH PARTIAL OR COMPLETE AUTOMATION OF THE PRODUCTION PROCESS. ONE OF THE KEY ASPECTS OF USING INTELLIGENT SYSTEMS IS COST REDUCTION AND PROMPT DECISION-MAKING TO ELIMINATE NEGATIVE FACTORS. WHEN DEVELOPING FIELDS FROM THE SURFACE, THERE ARE A SUFFICIENT NUMBER OF TECHNICAL SOLUTIONS ON THE MARKET TODAY FOR AUTOMATIC WELL OPERATION AND DATA TRANSMISSION. HOWEVER, WHEN DEVELOPING OIL FIELDS BY MINING, READY-MADE TECHNICAL SOLUTIONS ARE NOT AVAILABLE FOR SEVERAL REASONS. FIRST, IT IS NECESSARY TO PERFORM MINING EQUIPMENT, WHICH REQUIRES AN ADDITIONAL CERTIFICATION PROCEDURE AND AN INCREASE IN THE COST OF THE FINAL PRODUCT. SECONDLY, THERE ARE A SMALL NUMBER OF EQUIPMENT SUPPLIERS ON THE MARKET. THIRD, THE EXPERIENCE OF USING THE MINE METHOD OF DEVELOPMENT IN THE RUSSIAN FEDERATION IN OIL FIELDS ON AN INDUSTRIAL SCALE IS AVAILABLE ONLY AT THE YAREGA OIL AND TITANIUM FIELD. CURRENTLY, MANUAL LABOR IN THE PRODUCTION OF HIGH-VISCOSITY OIL PREVAILS IN OIL MINES, WHICH REQUIRES AUTOMATION OF INDIVIDUAL CHAINS OF THE TECHNOLOGICAL PROCESS. THIS ARTICLE DISCUSSES THE MAIN TASKS IN THE OPERATION OF UNDERGROUND WELLS, THE REGULATORY FRAMEWORK, THE STAGES OF DEVELOPMENT OF A PILOT DEVICE FOR AUTOMATIC OPERATION OF PRODUCTION WELLS, AND THE RESULTS OF LABORATORY AND PRODUCTION TESTS IN THE OIL MINE OF THE YAREGA OIL FIELD

Ключевые слова: закрытая система сбора нефти, автоматизация, продувка скважины, датчики, запорная арматура, взрывозащищенное оборудование, эксперимент, управляющий алгоритм, управление системой сбора, опытно-промышленные испытания.

На текущий момент процесс эксплуатации подземных скважин на Ярегском месторождении реализован в двух вариантах [1]:

- ручное открытие/закрытие запорной задвижки на устье скважины (открытая система сбора) оператором по добыче нефти и газа;
- механизированное, путем применения механических клапанов-отсекателей.

Процесс сбора продукции в зумпф (накопитель) реализован открытым способом с помощью дренажной канавки. Продукция с зумпфа с помощью винтового насоса поступает на поверхность для дальнейшей подготовки.

Ручное открытие задвижки имеет ряд недостатков: продукция скважины сливается в водоотливную канавку, что ухудшает условия труда в добычной галерее; трудоемкость процесса и необходимость нахождения оператора в условиях повышенной температуры.

Применение механических клапанов-отсекателей имеет ограничения по устьевому давлению

ФАКТЫ

2

варианта процесса эксплуатации реализуется на Ярегском месторождении: ручное открытие/закрытие запорной задвижки на устье скважины и механизированное (механические клапаны-отсекатели)

нефте содержащей жидкости. Так, при давлении выше 0,2 МПа происходит их деформация. Применение клапанов-отсекателей также требует процедуры чистки от механических примесей, что может вызывать увеличение трудозатрат при большом фонде добывающих скважин.

Исходя из недостатков существующей технологической цепочки, предлагается усовершенствованная система сбора продукции.

Закрытая система сбора должна выполнять следующие функции: минимизировать человеческий фактор; обеспечить автоматическую работу добывающих скважин; реализовать возможность

оперативного контроля за фондом скважин; накапливать и систематизировать данные о работе скважин; предотвращать прорыв пара в добычную галерею; работать при существующих избыточных давлениях; быть малогабаритной.

В процессе наполнения закрытой скважины давление на устье скважины растет до определенного значения. Момент времени, когда давление перестанет расти, свидетельствует о заполнении скважины продукцией. Открытие скважины ведет к спаду давления и при этом к возможному росту температуры, так как совместно с флюидом может прорываться пар.

Таким образом, основной управляемый орган системы на устье скважины – это задвижка, которая автоматически переходит из режима «Полностью открыта» в режим «Полностью закрыта» на основе показаний датчиков давления и температуры.

При разработке опытного образца были определены минимальные требования к автоматизированной системе управления добычей подземной скважины: система должна управлять одной скважиной; система должна получать показания одного датчика температуры и одного датчика давления; на основе математической модели процесса заполнения скважины нефтесодержащей жидкостью по показаниям датчиков давления и температуры система должна отдавать управляющие команды «открыть» и «закрыть» одной задвижке; задвижка должна обладать управляющим блоком, который получает команды «открыть» и «закрыть» и механически переводит положение задвижки в соответствующие состояния с помощью электропривода. Система должна автоматически управлять задвижкой на основе:

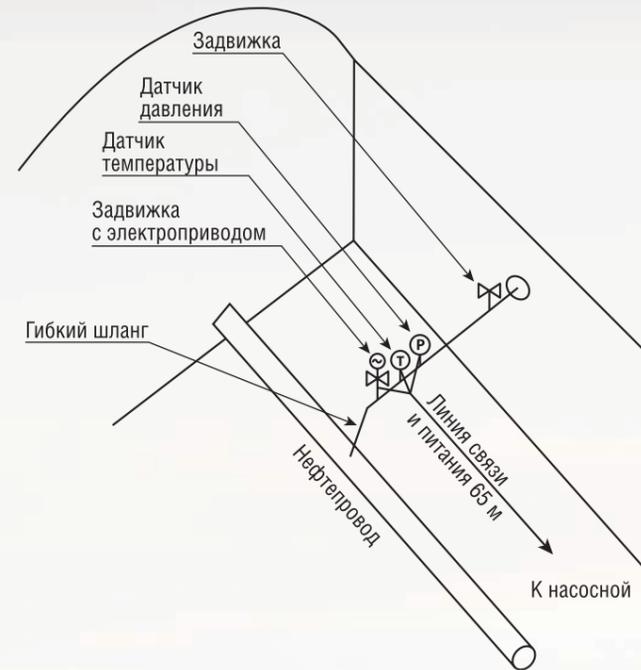
- математической модели по показаниям датчиков (автоматический режим добычи нефти);
- заранее заданного расписания (технологическая продувка скважины по заранее заданному расписанию).

В случае аварийного сбоя системы (например, отключение электропитания) система предотвращает неконтролируемый выход пара, переводя скважину в режим «закрыто».

Дополнительно система должна обеспечивать хранение данных, полученных за 24 часа, тем самым обеспечивая специалистов данными термошахтной разработки для выработки рекомендаций; система должна обеспечить возможность извлечения архивированных данных; система должна обеспечить возможность просмотра текущих показаний давления и температуры.

Дополнительные требования, связанные с особенностями рабочего процесса: система должна функционировать в шахтных условиях; система должна функционировать автономно без участия человека с возможностью контроля по определенному графику.

РИС. 2. Схема обвязки скважины в горной выработке

**ФАКТЫ****Ярегское месторождение**

открыто в 1932 году, расположено в южной части Тимано-Печорской провинции, в Ухтинском районе Республики Коми, залежь находится на глубине 140–200 м в кварцевых песчаниках мощностью 26 м, до 1945 г. разрабатывалось обычным скважинным методом

Принципиальная схема подземной интеллектуальной скважины представлена на рисунке 1. На схеме перечислены основные элементы.

Характеристики рабочей среды: взрывоопасные шахтные условия; температура нефтесодержащей жидкости – до 110 °С; давление на устье скважины – до 2,4 МПа.

Все электрооборудование, которое применяется в шахтных условиях, должно соответствовать требованиям технического регламента и иметь необходимые сертификаты соответствия [2].

С целью осуществления испытаний автоматического функционирования подземной скважины в рамках данной работы был создан лабораторный прототип добывающей скважины (рисунок 2). Исходя из поставленных требований к автоматической эксплуатации скважины, можно выделить следующие основные элементы: датчик давления; датчик температуры; задвижка с электроприводом; блок управления – программируемый логический контроллер; система

РИС. 2. Схема модели управления добывающей скважины



архивирования в режиме реального времени; блок записи архива на внешний носитель.

Датчик давления служит для регистрации давления на устье добывающей скважины. Когда скважина закрыта рост показаний датчика свидетельствует о процессе заполнения скважины нефтесодержащей жидкостью. Прекращение роста показаний датчика говорит о завершении процесса заполнения и необходимости открытия скважины.

Датчик температуры служит для регистрации температуры на устье добывающей скважины. По показаниям датчика температуры возможно определить момент прорыва пара.

Блок управления (программируемый логический контроллер) служит для анализа данных датчика давления и температуры в режиме реального времени и передачи управляющих команд для задвижки на основе заданной математической модели, а также по расписанию.

Задвижка с электроприводом – управляемый орган. По команде от блока управления обеспечивает либо полное перекрытие устья скважины, либо полное открытие устья скважины. Задвижка также передает данные о своем фактическом положении («сигнализирует») блоку управления.

Блок контроля питания служит для сигнализации блоку управления об исчезновении электропитания и о необходимости приостановки всей работы системы в целом.

Система архивации данных служит для архивирования данных, которые получает от блока управления и передачи этих данных блоку записи архива на внешний носитель в режиме реального времени.

Блок записи архива на внешний носитель служит для записи архива, полученного от системы архивирования по запросу от пользователя системы.

Алгоритм управления реализован в системе программирования CODESYS.

Управление системой продувки скважины осуществлялось с помощью программируемого логического контроллера на основе показаний датчиков давления и температуры.

Моделью нефтяной эмульсии выступала вода, которая под максимальным давлением около 3 атм (давление в водопроводной линии), поступала в установку для моделирования процесса эксплуатации скважины. Путем регулирования расхода воды из водопроводной сети моделировался процесс заполнения скважин различной продуктивности. Аналогом полноразмерной шахтной арматуры в лабораторном стенде выступал шаровой кран с электроприводом 220 В, работой которого управлял ПЛК. Сбор жидкости осуществлялся в емкость.

В результате лабораторных испытаний (рисунок 3) были протестированы алгоритмы управления эксплуатацией подземной скважины как по давлению, так и по температуре. При достижении давления 3 атм скважина автоматически открывалась. Также смоделированы ситуации прорыва пара (температура выше 100 °С). Протестирована работа всей системы в целом по продувке скважины в различных режимах.

Разработанные алгоритмы и система, как показали лабораторные испытания, выполняют свои функции

ФАКТЫ**Задвижка**

– основной управляемый орган системы на устье скважины. Она автоматически переходит из режима «полностью открыта» в режим «полностью закрыта» на основе показаний датчиков давления и температуры

РИС. 3. Давление (а) и температура (б) на устье модельной скважины

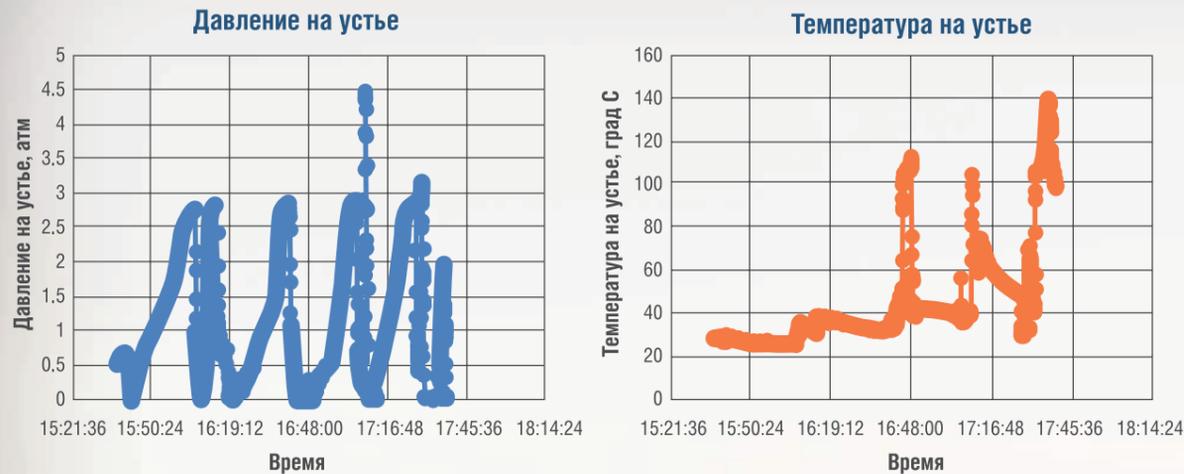
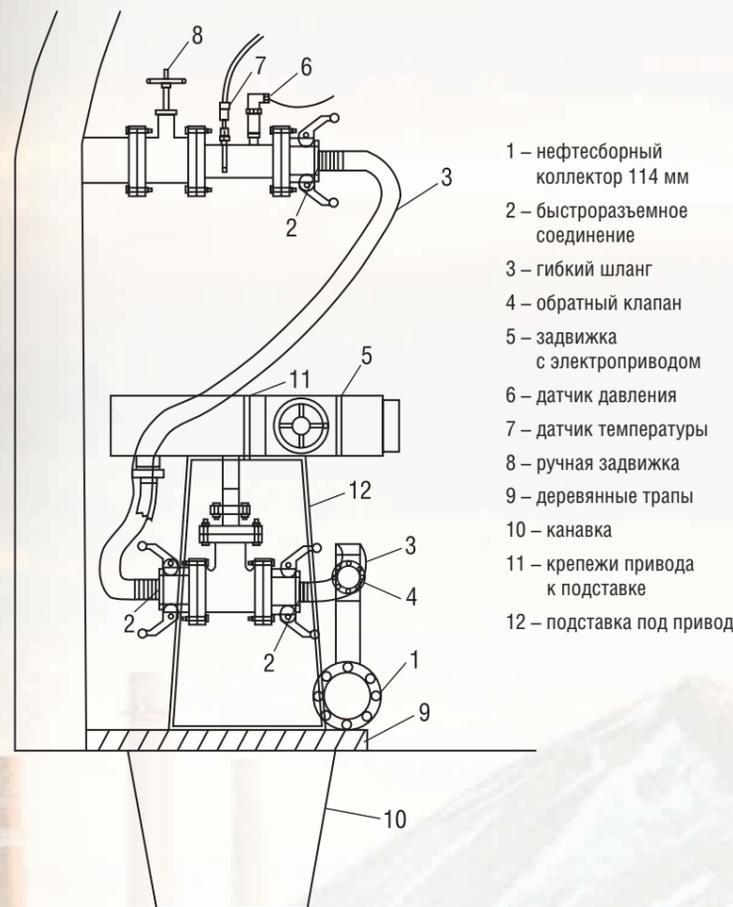


РИС. 4. Схема подключения комплектующих в нефтяной шахте на скважине



по автоматической эксплуатации скважины и архивированию данных.

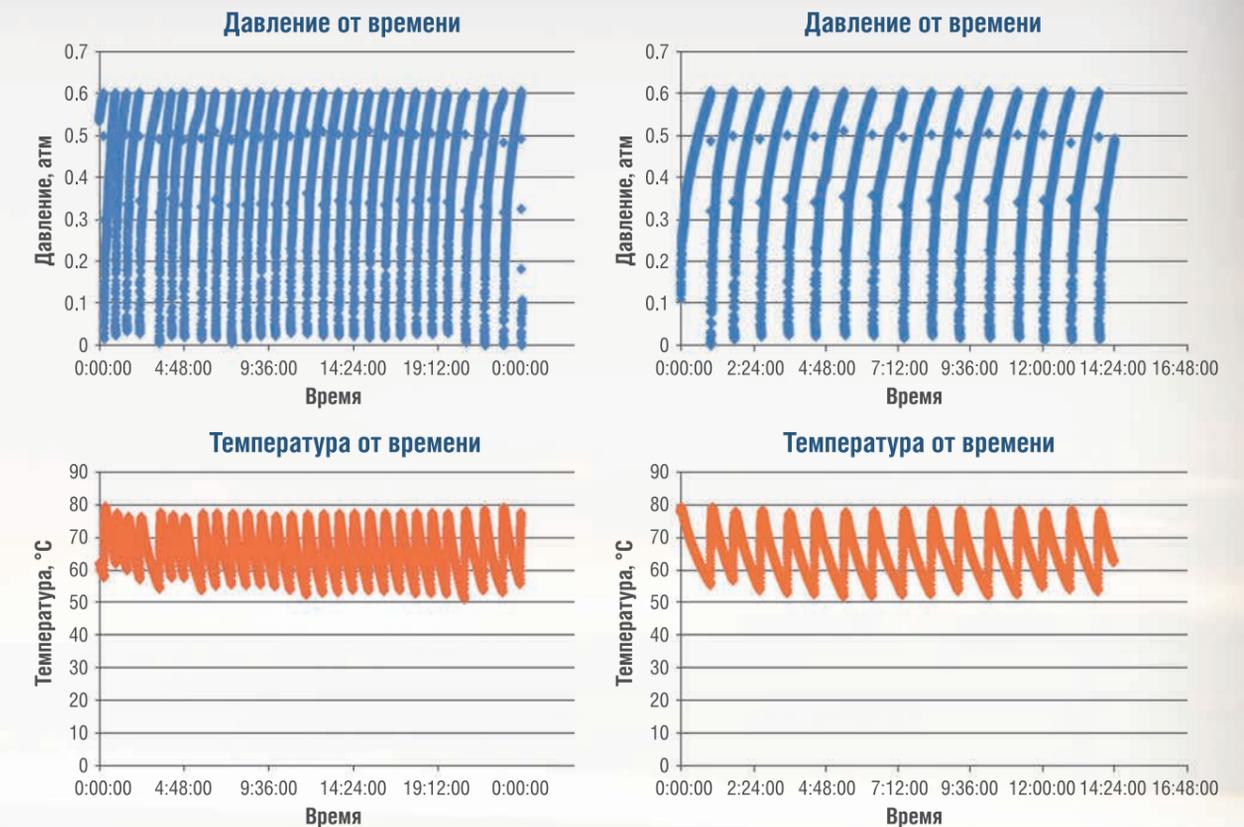
На рисунке 4 показана схема подключения комплектующих в нефтяной шахте на скважине.

Ввиду отсутствия на рынке массомеров рудничного исполнения замер продукции скважин осуществлялся вручную в ходе проведения

испытаний. Электропривод имеет рудничное исполнение и изготовлен компанией ЗАО «Тулаэлектропривод». В качестве запорной арматуры применяются задвижки клиновые стальные с выдвижным шпинделем производства ЗАО «ПО «МЗТА». Датчик давления IS-3 Wika разработан специально для тяжелых условий эксплуатации в рудничной сфере. Датчик температуры компании TOPGN-12Exi также рудничного исполнения. Для предотвращения передавливания НСЖ со стороны коллектора обратно в скважину был использован межфланцевый обратный клапан. Для присоединения скважины к задвижке и от задвижки к нефтесборному коллектору используются термостойкие дюритовые гибкие шланги с быстросъемными соединениями. В качестве контроллера общепромышленного назначения использован программируемый логический контроллер фирмы «ОВЕН».

Монтаж комплектующих, позволяющих управлять задвижкой с электроприводом, осуществляется в специально разработанной и изготовленной компанией ООО «Горэлтех» шкафу управления. Разработанная оболочка соответствует всем предъявляемым критериям взрывобезопасности и имеет сертификат соответствия взрывозащищенного оборудования ТР ТС 012/2011. Шкаф управления имеет кнопку

РИС. 5. Результаты опытно-промышленных испытаний опытного образца



выключения, кнопку сброса аварийной ситуации, а также возможность передачи информации на съемный usb флеш-накопитель.

Для проведения опытно-промышленных испытаний в нефтяной шахте на одной из подземных скважин был разработан следующий управляющий алгоритм:

- давление открытия задвижки – 0,6 атм;
- время дренирования скважины 120 сек – закрытие задвижки;
- температура на устье больше или равно 100 °С (прорыв пара) – закрытие задвижки.

На рисунке 5 показаны графики давлений и температур в течение суток. Как видно из графиков, система стабильно работает по разработанному алгоритму. С помощью данного алгоритма подземная скважина отработала в автоматическом режиме 60 суток (запланированное время испытаний).

Выводы

- Разработана система (опытный образец), состоящая из отдельных элементов (оборудование) для автоматической эксплуатации подземной скважины. Проведены опытно-промышленные испытания на опытной скважине.
- Данные промысловых испытаний работы автоматизированной скважины, полученные

ФАКТЫ

CODESYS

– система программирования, в которой реализован алгоритм управления

в период проведения ОПИ, систематизированы и проанализированы. Ручной труд операторов по добыче нефти может быть минимизирован благодаря внедрению интеллектуальных скважин.

- Апробирован управляющий алгоритм автоматического открытия и закрытия скважины по давлению и температуре. Разработаны рекомендации для дальнейшего совершенствования и тиражирования автоматической системы эксплуатации подземных скважин. ●

Литература

1. Рузин Л.М. Технологические принципы разработки залежей anomalно вязких нефтей и битумов. Институт компьютерных исследований, Ижевск 2015 г. – 475 с.
2. Технический регламент таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».

KEYWORDS: closed oil collection system, automation, well blowing, sensors, shut-off valves, explosion-proof equipment, experiment, control algorithm, collection system management, pilot tests.

ВЫСОКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТ «ГАЗПРОМ МЕЖРЕГИОНГАЗА»:

обновленная система биллинга как первый шаг к Национальной платформе реализации газа

ЛЕТОМ 2020 ГОДА В ПСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ «ГАЗПРОМ МЕЖРЕГИОНГАЗ» ПРЕДСТАВИЛ ОБНОВЛЕННУЮ СИСТЕМУ БИЛЛИНГА ДЛЯ АБОНЕНТОВ, ПОЗВОЛЯЮЩУЮ ПОТРЕБИТЕЛЯМ – ФИЗИЧЕСКИМ И ЮРИДИЧЕСКИМ ЛИЦАМ – В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ОТСЛЕЖИВАТЬ ПОТРЕБЛЕНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ОПЛАЧИВАТЬ НАЧИСЛЕНИЯ. О ТОМ, КАК С ПОМОЩЬЮ БИЛЛИНГОВОЙ ПЛАТФОРМЫ РАЗВИВАЕТСЯ ФИНАНСОВАЯ ЭКОСИСТЕМА ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРИРОДНОГО ГАЗА, А ТАКЖЕ О ТОМ, КАКОЕ МЕСТО В СИСТЕМЕ ЗАНИМАЮТ «УМНЫЕ СЧЕТЧИКИ», РАССКАЗЫВАЕТ ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР «ГАЗПРОМ МЕЖРЕГИОНГАЗА» СЕРГЕЙ ГУСТОВ

IN SUMMER OF 2020 IN PSKOV REGION GAZPROM MEZHREGIONGAZ PRESENTED THE UPDATED BILLING SYSTEM FOR THE SUBSCRIBERS ALLOWING THE CONSUMERS (NATURE PERSONS AND LEGAL ENTITIES) TO TRACK THE NATURAL GAS CONSUMPTION ON A REAL-TIME BASIS AND TO PAY THE ACCRUALS. THE DIRECTOR GENERAL OF GAZPROM MEZHREGIONGAZ SERGEI GUSTOV TOLD US HOW THE FINANCIAL ECOSYSTEM FOR NATURAL GAS CONSUMERS DEVELOPS THROUGH THE USE OF THE BILLING PLATFORM, AS WELL AS ABOUT THE PLACE OF SMART METERS IN THE SYSTEM

Ключевые слова: потребление природного газа, биллинг, «умный счетчик», автоматизация, газораспределение.



Сергей Густов
генеральный директор
«Газпром межрегионгаз»

– Сергей Вадимович, в рамках автоматизации газовой отрасли «Газпром межрегионгаз» реализует целую линейку цифровых инициатив. Как Вы считаете, какое влияние окажут эти проекты на отрасль в целом и на взаимодействие с абонентами компании из числа физических и юридических лиц?

– Группа «Газпром межрегионгаз» занимает особое место в процессе поставок газа в России: мы – единственная компания, которая от имени «Газпрома» непосредственно взаимодействует с каждым участником этой разветвленной цепочки. Помимо реализации, мы отвечаем за газораспределение и транспортировку, обеспечивая

непосредственную поставку газа потребителям из числа физических и юридических лиц. Это сложносоставной процесс со множеством нюансов, поэтому цифровизация в области поставок газа – насущная необходимость и наш абсолютный приоритет на сегодня. Цифровые проекты и сервисы, которые мы развиваем, – это естественное продолжение многолетней работы «Газпром межрегионгаза» по автоматизации, повышению прозрачности и эффективности поставок газа и газораспределения. Наши цифровые инициативы позволят «Газпром межрегионгазу» оставаться для потребителей надежным партнером в условиях растущей конкуренции.

– Какие принципы Вы ставили во главу угла, разрабатывая систему биллинга для потребителей?

– Биллинговая платформа создает для рынка единые правила игры, прочный фундамент для выстраивания взаимно честных отношений с клиентом. Газовая отрасль находится на особом контроле у государства, но в ряде регионов – например, в некоторых республиках Северного Кавказа – по-своему интерпретируют методику начисления платежей за газ. Это, в свою очередь, вызывает справедливые вопросы у потребителей и иногда отрицательно влияет на деловую репутацию «Газпром межрегионгаза». При создании централизованных биллинговых



Биллинговая платформа создает для рынка единые правила игры, прочный фундамент для выстраивания взаимно честных отношений с клиентом

решений мы ориентировались, в том числе, на повышение прозрачности начисления платежей и унификацию бизнес-процессов. Так, благодаря интеграции с ГИС ЖКХ и унификации системы начисления в конечном расчете для клиента будет соблюден принцип, законодательно закрепленный в Гражданском кодексе: «Оплата энергии производится за фактически принятое абонентом количество энергии в соответствии с данными учета энергии.»

Кроме того, для нас важно, чтобы каждый потребитель в режиме реального времени видел свой расход природного газа. Если человек знает, сколько газа он потребил в этом месяце по отношению к предыдущему, он будет более внимательно и экономно относиться к расходу топлива: например, не оставит гореть пустую конфорку на плите. График расхода газа мы покажем пользователю на экране смартфона. Мы считаем, что процесс оплаты счетов за потребление природного газа должен быть настолько же удобен и прост, как оплата услуг мобильной связи. Сейчас в «Личном кабинете» для пользователя доступна функция оплаты через Apple Pay и Google Pay.

Разработана и активно внедряется в регионах возможность оплаты через Систему быстрых платежей Центрального Банка РФ. Наша цель – чтобы молодым людям было интересно оплачивать счета вовремя. Красивые и удобные сервисы помогут пользователю превратить своевременную оплату тарифов за газ в хорошую привычку, в современный молодежный тренд.

Красивые и удобные сервисы помогут пользователю превратить своевременную оплату тарифов за газ в хорошую привычку, в современный молодежный тренд

Помимо этого, мы планируем расширять программы лояльности для клиентов, создавая своего рода финансовую экосистему, где выгодно быть честным и обязательным абонентом «Газпром межрегионгаза». Например, сейчас у нас действует акция, позволяющая потребителю встретить Новый год без долгов за газ: мы не начисляем пени тем, кто погасил задолженность до конца декабря. В будущем мы планируем разработать бонусную программу для обязательных клиентов –

например, предоставлять им скидки на билеты на футбольные матчи. Также мы рассчитываем внедрить для добросовестных плательщиков специальные преференции – в частности, предоставлять более выгодные ставки по кредитным продуктам нашего партнера Газпромбанка.

Кстати, хочу обратить внимание, что для решения цифровых бизнес-задач «Газпром межрегионгаз» использует разработки исключительно российских партнеров. После неудачного опыта с иностранными компаниями мы выбираем только отечественные продукты. Это гарантия качества и надежности

работы «Газпром межрегионгаза» для потребителей природного газа даже в это сложное «ковидное» время.

– Полноценная цифровизация взаимодействия «Газпром межрегионгаза» и его абонентов нуждается в специальном оборудовании. Речь идет об «умных счетчиках». Как Вы можете охарактеризовать их преимущества по сравнению с обычными приборами учета потребления природного газа?



всего технологического цикла промышленной стройки: от заключения договора до сдачи объекта. Для этого мы используем сервис IPM, разработанный Электронной торговой площадкой Газпромбанка (ЭТП ГПБ). Мы намереваемся применять «цифровой двойник» при строительстве газопроводов в ходе реализации Программ развития газоснабжения и газификации регионов РФ, в рамках поручений председателя правления ПАО «Газпром» Алексея Борисовича Миллера, для своевременного выполнения которой должны проводить газ в два населенных пункта страны ежедневно.

– «Умный счетчик» необходим, прежде всего, для автоматического сбора данных по потреблению газа. Он позволяет абоненту исключить «ручную» процедуру передачи показаний и автоматизировать начисление платежей. В некоторых регионах уже сейчас мы выпускаем полностью автоматические квитанции, абонент может видеть расход газа прямо в личном кабинете.

К сожалению, «ручная» передача показаний до сих пор широко распространена в России. Это неудобно не только пользователю, но и нам: обычный счетчик – оплот архаичности.

Кроме того, сейчас мы исследуем дополнительные возможности применения «умных счетчиков». Так, этот прибор может стать незаменимым элементом безопасности системы домовладения: например, контролировать утечку метана или угарного газа и отключить подачу газа, если датчик зафиксирует наличие в воздухе опасных веществ. В России немало трагедий происходит из-за отсутствия тяги в дымоходе, в том числе в многоквартирных домах. Если функция контроля будет передана «умным счетчикам», эти трагические случаи уйдут в прошлое. Как я уже сказал, мы стремимся быть надежным партнером для клиентов. Сейчас у нас почти 32 миллиона потребителей из числа физических лиц, и именно на них мы планируем

«Умные счетчики» могут стать первым кирпичиком в системе «Умный дом»: там, где стоит «умный счетчик» газа, есть место «умным приборам»

сосредоточиться. Поэтому и занимаемся реализацией системы безопасности. Мы понимаем, что услуга востребована и жизненно необходима, а потому ищем возможность реализовать ее наилучшим образом.

Также «умные счетчики» могут стать первым кирпичиком в системе «Умный дом»: там, где стоит «умный счетчик» газа, есть место «умным приборам» для учета электроэнергии, температуры воздуха в квартире и так далее.

– Какие еще «проекты будущего» Вы планируете реализовать и запустить в промышленную эксплуатацию в ближайшие годы?

– В январе этого года мы внедрили биллинговую платформу в Самарской области. В апреле – мае запланирован запуск биллинга в Ярославской и Владимирской областях. Амбициозный проект по количеству абонентов – Санкт-Петербург, Ленинградская область и Республика Карелия. Также мы готовим внедрение биллинговой платформы в Краснодаре, в Уфе и еще нескольких регионах.

В ближайшем будущем мы также планируем реализовать проект «цифрового двойника»

Переход бизнес-процессов «в цифру» позволит контролировать любой строящийся газопровод, вплоть до производства и логистического пути каждого участка трубы.

Кроме того, сейчас совместно с компанией «Ростелеком» мы развиваем платформу диспетчеризации – цифровое решение для оперативного управления поставками газа для промышленных компаний.

Цифровые решения, создаваемые сегодня «Газпром межрегионгазом» совместно с партнерами, выступают элементами будущей Национальной платформы реализации газа, которая станет глобальным «единым окном» для каждого участника газовой отрасли. ●



Беседовал **Герман Калышев**, руководитель пресс-службы, Электронная торговая площадка Группы Газпромбанка (ЭТП ГПБ)

KEYWORDS: *natural gas consumption, billing, smart meter, automation, gas distribution.*

5–8 ОКТЯБРЯ 2021



X ЮБИЛЕЙНЫЙ ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

РЕКЛАМА

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ПАРТНЕРЫ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU

GAS-FORUM.RU 18+



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

в управлении ремонтом нефтегазотранспортных предприятий

В РАБОТЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ВОПРОСЫ РАЗРАБОТКИ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОГО ИНТЕРНЕТ-ПОРТАЛА, ПРЕДНАЗНАЧЕННОГО ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, СВЯЗАННЫХ С ПРИНЯТИЕМ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, А ТАКЖЕ УПРАВЛЕНИЕМ ПОТОКАМИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ РЕМОТНОГО ПРОИЗВОДСТВА, ПРЕДСТАВЛЕННОЙ В ДОКУМЕНТАЛЬНОЙ ФОРМЕ В УСЛОВИЯХ РЕАЛИЗАЦИИ ПРИНЦИПОВ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ. СФОРМУЛИРОВАНЫ ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОЗДАНИЯ ИНТЕРНЕТ-ПОРТАЛА ДЛЯ КОЛЛЕКТИВНОЙ РАЗРАБОТКИ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ НА ОСНОВЕ ОРИГИНАЛЬНЫХ АВТОРСКИХ ПРОГРАММНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, А ТАКЖЕ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ НАД ДОКУМЕНТАМИ, СОДЕРЖАЩИМИ НЕ ТОЛЬКО НОРМАТИВНУЮ ИНФОРМАЦИЮ, НО И ДРУГИЕ КАТЕГОРИИ ИНФОРМАЦИОННОГО НАПОЛНЕНИЯ

THE PAPER DEALS WITH THE DEVELOPMENT OF A SPECIALIZED INTERNET PORTAL INTENDED FOR THE AUTOMATION OF PRODUCTION PROCESSES ASSOCIATED WITH THE ADOPTION OF MANAGERIAL AND TECHNOLOGICAL DECISIONS, AS WELL AS THE MANAGEMENT OF TECHNOLOGICAL INFORMATION FLOWS OF REPAIR PRODUCTION, PRESENTED IN DOCUMENTARY FORM IN THE CONTEXT OF THE IMPLEMENTATION OF INDUSTRIAL SAFETY PRINCIPLES. THE BASIC PRINCIPLES OF CREATING AN INTERNET PORTAL FOR THE COLLECTIVE DEVELOPMENT OF REGULATORY AND TECHNICAL DOCUMENTS BASED ON ORIGINAL AUTHOR'S SOFTWARE AND TECHNOLOGICAL SOLUTIONS, AS WELL AS FOR THE IMPLEMENTATION OF SYSTEMS FOR JOINT WORK ON DOCUMENTS CONTAINING NOT ONLY REGULATORY INFORMATION, BUT ALSO OTHER CATEGORIES OF INFORMATION CONTENT, ARE FORMULATED

Ключевые слова: информационные технологии; интернет-портал; автоматизация производственных процессов; ремонтные работы; потоки технологической документации; промышленная безопасность; категории информационного наполнения.

Колотилев Юрий Васильевич

профессор кафедры «Нефтепродуктообеспечение и газоснабжение», ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина», д.т.н., профессор

Ленский Павел Николаевич

магистрант кафедры «Нефтепродуктообеспечение и газоснабжение», ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина»

Информационное обеспечение систем автоматизации процессов ремонтного производства играет важнейшую роль в решении задач повышения промышленной безопасности [1–3] при одновременном снижении себестоимости работ и сокращении срока ввода объектов в эксплуатацию. В настоящее время наблюдается интенсивное развитие ремонтного комплекса и внедрение новых технологий управления производственными процессами в отрасли при повышении требований к безопасности и надежности строительных конструкций, что должно сопровождаться совершенствованием методов информационного обеспечения и управления информационными потоками, а также разработкой совершенных систем управления производственными процессами.

Информационные потоки в ремонтном производстве имеют, как правило, форму потоков документов, содержащих информацию следующих категорий: нормативную; справочную; проектно-сметную; плановую; оперативно-производственную; аналитическую; отчетную.

Объединение всех информационных структур (массивов данных, документов, отдельных сообщений) позволяет создать в рамках системы автоматизации производственных процессов общий информационно-справочный комплекс. Для организации оперативного анализа данных в реальном времени для поддержки принятия управленческих и технологических решений данные целесообразно организовать в виде многомерного куба по технологии OLAP (Online Analytical Processing), по которому можно получать отчеты в требуемых разрезах.

УДК 303.732.4



Данные многомерного куба OLAP хранятся в реляционной базе данных, образующей единый комплекс с информационно-поисковыми, информационно-справочными, информационно-вычислительными и информационно-аналитическими системами. Все эти компоненты связаны между собой потоками информации и участвуют в процессах ее преобразования и передачи.

Основные преимущества совместного использования хранилищ данных в распределенной среде заключаются в том, что появляется возможность: пользователям сети получать доступ ко многим информационным процессам и ресурсам, как на локальных, так и на удаленных компьютерах; осуществлять фрагментацию баз данных и хранить отдельные фрагменты на различных компьютерах из организационных соображений или вследствие необходимости поддержки требуемых эксплуатационных характеристик (производительность, время реакции и т.п.); интеграции баз данных различных локальных информационных систем; использования различных компьютеров и избыточных копий данных для повышения надежности информационных систем при нарушении работоспособности отдельных компонентов; распараллеливания транзакций для их выполнения на различных компьютерах в целях повышения производительности [4–6].

Эффективный и плодотворный подход к построению систем

автоматизации ремонтного производства заключается в использовании технологий распределенных систем обработки информации с функциями совместной работы специалистов при подготовке документированной информации различных категорий, аналитическими и поисковыми возможностями, что реализуется на базе специализированных интернет-порталов.

ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА совместного использования хранилищ данных в распределенной среде заключаются в том, что пользователи сети получают доступ к информационным процессам и ресурсам как на локальных, так и на удаленных компьютерах; могут фрагментировать базы данных и хранить отдельные фрагменты на различных компьютерах; получают возможность интегрировать базы данных различных локальных информационных систем, использовать различные компьютеры и избыточные копии данных, а также распараллеливать транзакции для их выполнения на различных компьютерах

Процессы создания, передачи, обработки и анализа производственной информации в современной ремонтной отрасли связаны с участием целого ряда специалистов, зачастую

территориально удаленных друг от друга [7–9]. Использование информационных технологий открывает широкие возможности в области решения задач управления потоками технологических документов. Для этих задач одними из наиболее важных свойств сети Интернет можно считать:

- 1) простоту организации общения;
- 2) быструю передачу информации;
- 3) выбор режима общения – диалог в реальном времени; широкое распространение интернет-технологий;
- 4) круглосуточную работу серверов.

Существуют различные подходы к созданию интернет-портала для коллективной разработки нормативно-технических документов на основе оригинальных авторских программно-технологических решений, а также для реализации систем совместной работы над документами, содержащими не только нормативную информацию, но и другие категории информационного наполнения. Эффективно и экономически оправдано использование для создания портала готовых технологических решений, таких как Microsoft SharePoint Portal Server и Windows SharePoint Services.

Характерными особенностями Microsoft SharePoint Portal Server являются:

- широкий набор базовых функций по обеспечению коллективной работы;
- интеграция со всеми необходимыми при разработке приложениями и службами Microsoft (Internet Information Services, СУБД SQL Server, почтовые службы, Microsoft Office и др.);
- возможность сосредоточиться в значительной степени на концептуальных, а не на программно-технологических особенностях реализации основных функциональных возможностей;
- расширяемость платформы за счет разработки собственных веб-частей (web-parts), что обеспечивает возможность создания нестандартных функций по обработке, анализу и представлению информации;
- поддержка распределенных баз данных;

- обеспечение параллелизма обработки информации для повышения производительности с использованием особых кластерных структур – «ферм серверов» (Server Farms).

Рассмотрим проект интернет-портала для автоматизации процедур поддержки принятия решений в ремонтном производстве. Роль службы, обеспечивающей управление реляционными структурами данных, отводится Microsoft SQL Server. С помощью этой СУБД организовано предметно-ориентированное распределенное хранилище данных, на основе которого осуществляются подготовка отчетов, анализ управленческих и технологических процессов и выбор решений. Хранимые данные извлекаются из документов с помощью технологии добычи данных (Data Mining), что позволяет из неструктурированных данных получить информацию (знания), имеющую самостоятельную ценность (тренды, коммерчески полезные зависимости, скрытые структуры). Построение многомерного куба OLAP может быть выполнено различными средствами, например с помощью Microsoft Analysis Services.

Основой для построения интернет-портала выбран Microsoft SharePoint Portal Server. Для представления на страницах портала аналитической информации OLAP могут использоваться различные пакеты программ, которые, с одной стороны, интегрируются с Microsoft Analysis Services, а с другой –

взаимодействуют с интернет-приложениями. Такими средствами, например, являются:

- ProClarity Analytics Platform, клиент OLAP, работающий с приложениями Microsoft Office и с web-приложениями, и имеющий специальную надстройку ProClarity for SharePoint Portal Server, которая обеспечивает взаимодействие клиента OLAP с Интернет-порталом.
- Panorama NovaView – клиент OLAP, который обеспечивает взаимодействие между Microsoft Reporting Services, Microsoft Excel и Microsoft Share Point Portal Server. Для организации хранилищ данных в Panorama NovaView могут быть использованы такие СУБД, как Oracle, Teradata, DB2 и Microsoft.

ИНТЕРНЕТ-ПОРТАЛ ОБЕСПЕЧИВАЕТ поиск информационных объектов по реквизитам и полному тексту, позволяет реализовать методы совместной работы над документами:

- поддержка обсуждений проектов документов, определение рабочих заданий для исполнителей, агрегирование и распределение информации среди разработчиков, ведение документооборота проекта разработки, распространение новостей, поддержка организации собраний

Помимо управления средствами анализа данных, что обеспечивает поддержку принимаемых решений, Интернет-портал на основе SharePoint Portal Server позволяет организовать коллективную работу над документами,

управлять документооборотом и решать сложные организационные задачи крупного ремонтного предприятия. Интернет-портал обеспечивает поиск документов и других информационных объектов по реквизитам и полному тексту, позволяет реализовать такие методы совместной работы над документами, как поддержка обсуждений проектов документов, определение рабочих заданий для исполнителей, агрегирование и распределение информации среди разработчиков, ведение документооборота проекта разработки, распространение новостей, поддержка организации собраний и т.д. Таким образом, реализуется непрерывный цикл движения управленческой информации, поскольку принятые решения, зафиксированные в документах, снова подвергаются формализации и анализу в хранилище данных, т.е. производственный процесс в подобных системах имеет целенаправленный, итерационный характер. ●

Литература

1. Горбань Ю.И., Горбань М.Ю., Немчинов С.Г., Цариченко С.Г. Роботы-пожарные на защите морских добывающих платформ. Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – № 8 (104). – С. 78–83.
2. Фомин А.Н. Бесцеховая структура управления и промышленная безопасность предприятия. Как избавиться от принципа работы «на авось»? Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – № 8 (104). – С. 84–87.
3. Громов И. «ТЕХЭКСПЕРТ»: производственная безопасность под контролем. Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2020. – № 9 (105). – С. 22–24.
4. Троценко В.В., Федоров В.К., Забудский А.И. и др. Системы управления технологическими процессами и информационные технологии. – М.: Юрайт, 2017. – 136 с.
5. Шишмарев В.Ю. Основы автоматизации технологических процессов. – М.: КноРус, 2019. – 408 с.
6. Бородин И.Ф., Андреев С.А. Автоматизация технологических процессов и системы автоматического управления. – М.: Юрайт, 2018. – 386 с.
7. Колышкина Т.Б., Шустина И.В. Деловые коммуникации, документооборот и делопроизводство. – М.: Юрайт, 2020. – 164 с.
8. Кузнецов И.Н. Документационное обеспечение управления. Документооборот и делопроизводство. – М.: Юрайт, 2020. – 463 с.
9. Куняев Н.Н., Демушкин А.С., Кондрашова Т.В., Фабричных А.Г. Конфиденциальное делопроизводство и защищенный электронный документооборот. – М.: Логос, 2014. – 500 с.

KEYWORDS: information technology; Internet portal; automation of production processes; repair work; streams of technological documentation; industrial safety; content categories.



МЕТАЛЛОПЛАСТМАССОВЫЕ ТРУБЫ И ПАТРУБКИ (ТУ 24.20.13-026-67740692-2018)



Металлопластмассовые трубы и патрубки диаметром до 325 мм с максимальной толщиной стенки 20 мм представляют собой стальную трубу, патрубков с наружным полиэтиленовым (для подземной прокладки) или лакокрасочным покрытием (надземная прокладка), футерованные внутри полиэтиленовой трубой (оболочкой) и закрепленные наколочниками из:

- конструкционной углеродистой стали (МПТ);
- коррозионно-стойкой стали (МПТК);
- конструкционной легированной стали (МПТК(1)).

МПТ, МПТК и МПТК(1) могут быть выполнены в двух исполнениях:

Преимущества:

- x 5** Срок эксплуатации трубы увеличивается в несколько раз. Срок службы не менее 30 лет.
- 👍** Повышенная надежность трубопровода, сооруженного из металлопластмассовых труб, позволяет значительно уменьшить аварийность;
- 💧** Пропускная способность трубопроводов с годами эксплуатации не изменяется.

Продукция поставляется в комплекте с деталями трубопроводов

- отводы гнутые от 5° до 120° с кратностью 1° диаметром до 159 мм;
- отводы с приварными патрубками диаметром от 168 до 325 мм;
- переходы и тройники от 89 до 325 мм;
- S и Г-образные отводы до 159 мм.

- нормальное – температура эксплуатации до +40 °С.
- теплостойкое – температура эксплуатации выше +60 °С, но не более +80 °С.

Назначение

МПТ, МПТК и МПТК(1) предназначены для сооружения трубопроводов, транспортирующих:

- пластовую, сточную и пресную воду в системе поддержания пластового давления;
- агрессивные среды химической, нефтехимической, нефтеперерабатывающей отраслей промышленности, к которым полиэтилен химически стоек.



Упрощается эксплуатация: в случае перекачивания нефти значительно уменьшается отложение парафинов.



Трубы защищены от коррозионного воздействия атмосферы на стадиях транспортировки, хранения и монтажа без каких-либо дополнительных мероприятий.

Надежность обеспечивается

- за счет соблюдения режима сварки в полевых условиях.
- авторским и инженерным сопровождением первых 3,0–5,0 км трубопровода с обучением строительной бригады;
- дополнительным визуальным контролем процесса сварки по изменению цвета термоиндикаторного материала, наносимого на длину неизолированного участка по желанию Заказчика.



ЦИФРОВИЗАЦИЯ КАК ФАКТОР УСПЕХА

Опыт компании ГеоСплит

С КАЖДЫМ ГОДОМ КОНЦЕПЦИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ОСНОВАННОЙ НА ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЯХ, СТАНОВИТСЯ ВСЕ БОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННОЙ. В ПРОМЫШЛЕННЫХ ОТРАСЛЯХ ОНА ПРИОБРЕЛА ОСОБУЮ ПОПУЛЯРНОСТЬ. О ТОМ, КАК ЭТО ПОМОГЛО НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ ВО ВРЕМЯ ПАНДЕМИИ И ЧТО ПРЕДЛАГАЕТ КЛИЕНТАМ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНАЯ НЕФТЕСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ, РАССКАЗАЛ ТЕХНИЧЕСКИЙ ДИРЕКТОР ООО «ГЕОСПЛИТ» ЕВГЕНИЙ МАЛЯВКО

WITH EVERY PASSING YEAR THE CONCEPT OF ECONOMIC ACTIVITY BASED ON DIGITAL TECHNOLOGIES BECOMES MORE AND MORE WIDESPREAD. IT BECAME ESPECIALLY POPULAR IN INDUSTRIAL BRANCHES. THE TECHNICAL DIRECTOR OF GEOSPLIT LLC EVGENII MALIAVKO TOLD US ABOUT THE WAYS IT HELPED THE OIL AND GAS INDUSTRY DURING THE PANDEMICS AND WHAT THE HIGH-TECHNOLOGY OILFIELD SERVICE COMPANY OFFERS ITS CUSTOMERS

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: цифровые технологии, нефтесервис, большие данные, единая цифровая платформа ГеоСплит, добывающие компании.



Евгений Малявко
технический директор,
ООО «ГеоСплит»

– Евгений, на Ваш взгляд, помогла ли цифровизация справиться с вызовами 2020 г. в отрасли? И как обстоят дела с этим в Вашей компании?

– Безусловно, 2020 г. внес существенные изменения как в нашу обыденную жизнь, так и в профессиональную среду. Тем не менее нефтегазовая индустрия, несмотря на присущую ей консервативность, на мой взгляд, сумела гибко отреагировать на внешние вызовы. Случилось это, в том числе, благодаря уже заданным ранее отраслевым практикам цифровой трансформации. Практически все без исключения нефтегазодобывающие компании России – ЛУКОЙЛ, Газпром нефть, Роснефть, НОВАТЭК, Татнефть, Зарубежнефть и другие – имеют

свои digital-стратегии, однако именно 2020 г. во многом стал переломным и помог понять, останется ли цифровизация лишь модным трендом или действительно привнесет в нашу отрасль новую технологическую ценность.

Как и многие игроки нефтесервисного рынка, мы тоже перестроили некоторые из наших бизнес-процессов, переведя их в онлайн-среду. И, конечно, еще раз осознали, что выбрали правильный путь развития цифровых решений, повышающих ценность наших традиционных продуктов.

Если говорить об итогах 2020 г. для ГеоСплита, то, несмотря на период турбулентности и неопределенности в нефтегазовой отрасли, мы сумели сохранить тренд на устойчивое развитие

бизнеса и еще больше укрепили технологическое лидерство. Мы вышли на новый бизнес-цикл развития компании, вывели на рынок технологические решения для исследования объектов глубоководной добычи, подземного хранения газа, магистрального трубопроводного транспорта, продолжили международную экспансию, открыли лабораторию и представительства в Китае и на Ближнем Востоке, запустили ряд социальных и благотворительных инициатив. Но, пожалуй, самое главное – ни один из наших проектов не был остановлен, т.е. все наши заказчики и партнеры получали данные маркерной диагностики.

«Мы вывели на рынок технологические решения для исследования объектов глубоководной добычи, подземного хранения газа, магистрального трубопроводного транспорта, продолжили международную экспансию, открыли лабораторию и представительства в Китае и на Ближнем Востоке, запустили ряд социальных и благотворительных инициатив»

– Какую ценность несет технология компании ГеоСплит и какая роль в ней отведена цифровизации?

– Зачастую наша технология рассматривается как альтернатива традиционным методам исследований нефтегазовых объектов. Например, в области исследований горизонтальных скважин – это методы промысловой геофизики. Как показывает практика, компании-недропользователи не могут исследовать горизонтальные скважины методами ПГИ на всем фонде, т.к. как это дорого, есть риски застревания инструмента в горизонтальном стволе и получения прихвата, нужно останавливать скважину, теряя при этом добычу. Вместе с тем нельзя утверждать, что это плохой инструмент, это скорее средство для решения прицельных специфических проблем.

Наш путь – это создание универсального, массового и надежного инструмента получения данных. Так, динамический маркерный мониторинг



горизонтальных скважин позволяет отказаться от внутрискважинных операций, повысить информативность исследований и перейти к полной безаварийности. Сделав один раз операцию маркировки горизонтального ствола во время спуска компоновки нижнего заканчивания или закавав маркированный пропант при МГРП, после выхода скважины в эксплуатацию мы отбираем устьевые пробы пластового флюида, затем анализируем их в собственной лаборатории и получаем данные о распределении профиля и состава притока по горизонтальному стволу.

Но самое ценное – данный подход позволяет качественно увеличить объем получаемой информации. В этом видится большой потенциал, т.к. мы имеем дело с созданием полноценной системы мониторинга исследуемого нефтегазового объекта и получением потока данных о его состоянии в долгосрочном периоде.

В наше время, когда скорость принятия решений возрастает, одна из ключевых потребностей –

это данные, благодаря которым качество решений, принимаемых нашими заказчиками, будет улучшаться. В этом мы и видим нашу миссию. Ну а как обрабатывать Big Data без современных цифровых подходов? Это и есть ответ на вопрос, зачем нужна концепция цифровизации.

– Хорошо, тогда какие практические задачи решаются цифровыми подходами?

– Начнем с того, что ценность инструмента маркерной диагностики заключается в том, что он может применяться для различного подмножества задач в нескольких секторах нефтегазового производства. Приведу пару примеров.

В сегменте Midstream это задачи, связанные с маркированием нефти и нефтепродуктов в системе магистрального транспорта для идентификации партий некондиционного продукта, выявления случаев хищения, незаконных врезок в трубопроводы и т.д.

В сегменте Upstream это задачи, связанные с маркированием горизонтальных скважин, мониторингом прорывов воды и газа по стволу, оценкой эффективности проведения стимуляционных работ, в первую очередь многостадийного гидроразрыва пласта и кислотных стимуляций. К частным задачам можно отнести диагностику герметичности пакерного

оборудования, оценку характера притока вдоль самой трещины ГРП. Например, в условиях трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) баженовской свиты наша технология применяется как способ дополнительного изучения этого сложного геологического объекта в динамике.

Но, пожалуй, самая интересная и амбициозная для нас задача – это улучшение качества проектирования и управления разработкой месторождений. Уже сейчас мы реализуем несколько проектов в Западной Сибири, когда маркируется не единичная скважина, а группа скважин. Речь идет о ковровом покрытии или стопроцентном охвате участка месторождения маркерной диагностикой, в результате чего на основе данных мы получаем возможность локализации остаточных запасов, управления профилем притока, регулирования системы заводнения, а это значит возможность постановки и решения оптимизационных задач.

Не менее интересны задачи в сегменте проектирования систем разработки, связанные с поиском ответов на следующие вопросы: как оптимально располагать горизонтальные стволы относительно стресса, как выбирать оптимальные длины горизонтальных стволов, как размещать муфты ГРП – равномерно каждые 50 м, каждые 100 м или наоборот к каждой скважине иметь свой индивидуальный подход. Универсальных и до конца обоснованных решений пока еще не придумано.

К слову, это абсолютно новый класс задач, поскольку до настоящего времени в отрасли не было столь обширной практики мониторинга горизонтальных скважин. Именно в этом сегменте цифровизация является для нас ключевым элементом в переводе количества данных в качество принимаемых решений.

– В чем заключается методика управления разработкой месторождения на основе данных GeoSplit?

– Очевидно, что в условиях геологической неопределенности и всей многовариантности сценариев разработки невозможно управлять месторождением без создания его

модели или цифрового двойника. Чтобы этот цифровой двойник не оказался «кузеном» или, иначе говоря, не особо похожей копией реального объекта, создание моделей должно опираться на качественные данные. Мы эти данные предоставляем.

Сейчас мы выделяем два концептуально независимых подхода в области управления разработкой месторождений на основе динамического маркерного мониторинга скважин, которые могут взаимодополнять друг друга.

Первый подход заключается в адаптации постоянно действующих гидродинамических моделей. Строго говоря, геолого-гидродинамическое моделирование является сегодня фундаментальным подходом к проектированию систем разработки, поиску и обоснованию оптимального сценария разработки. Первый пилот, который мы уже реализовали по этой концепции, позволил выстроить нам стройную методологию ведения проектов такого рода, – начиная от уточнения геологического

«На месторождениях Западной Сибири мы реализуем несколько интересных проектов, когда маркируется не единичная скважина, а группа скважин. Мы получаем возможность локализации остаточных запасов, управления профилем притока, регулирования системы заводнения, а это значит возможность постановки и решения оптимизационных задач»

строения участка пласта, анализа текущего состояния системы разработки, идентификации ключевых проблем на конкретном участке месторождения, заканчивая выработкой и обоснованием практических рекомендаций, базирующихся на основе маркерной диагностики, – стал рецептом того, что нужно сделать, чтобы оптимизировать систему разработки, повысить нефтеотдачу или снизить расходы на систему ППД.

Второй подход опирается на негеологические инструменты моделирования на основе алгоритмов машинного обучения, искусственного интеллекта, упрощенной физической модели

пласта и цифровой обработки массивов промысловых данных. В качестве физической модели мы принимаем модель материального баланса. В качестве модели машинного обучения – алгоритмы, приспособленные к обучению на задачах классификации, обработки и прогнозирования собранного в разные моменты времени статистического материала о параметрах работы системы «скважина – пласт». Этот подход позволяет решать спектр задач по оценке связи нагнетательных скважин с профилем притока по горизонтальным стволам, поиску других функциональных зависимостей, оптимизации работы добывающего и нагнетательного фонда. Преимуществом данного подхода является меньшая ресурсоемкость, а также быстрый прогон тысячи многовариантных сценариев с целью поиска класса оптимальных из них. Или, иными словами, быстрое принятие решения требуемого качества. При этом маркерная диагностика позволяет создать большое количество динамических data-сетов, на основе которых машинное

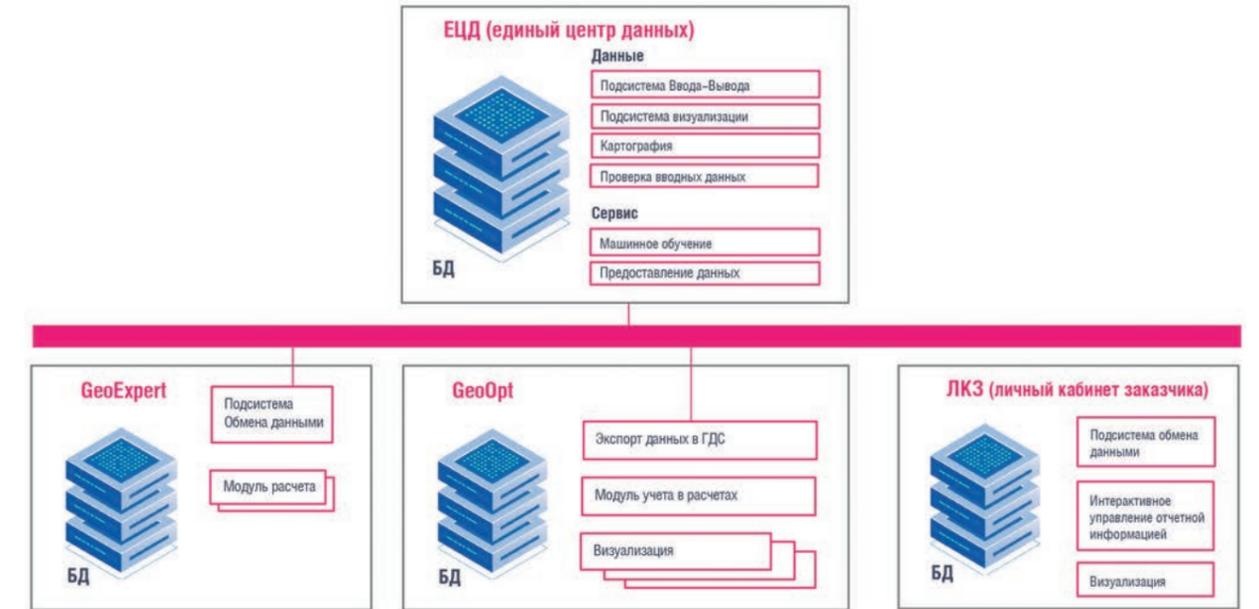
обучение и создание прогнозной модели на базе нейронных сетей происходит быстрее, чем было бы без нее. Условно говоря, для того чтобы создать достоверную модель машинного обучения, обычно требуется наличие 5 лет истории разработки, а благодаря маркерной диагностике этот срок может быть сокращен до 1 года.

Возможно, все это звучит довольно амбициозно, но мы верим в конечный успех того, что делаем.

– Что такое единая цифровая платформа GeoSplit, упоминаемая в Ваших публикациях?

– Когда-то нам пришла идея облегчить способ коммуникации

Единая цифровая платформа GeoSplit



с нашими заказчиками путем создания витрины данных, куда загружается вся доступная информация по каждой маркированной скважине – отчеты, программы работ, акты полевого супервайзинга и т.д. Мы назвали его Личный Кабинет Заказчика, что стало для нас первым цифровым мостиком. Сегодня эта идея переродилась в концепцию полного перехода на единую цифровую платформу, в которой реализованы функции не только загрузки и хранения данных, но и алгоритмы их обработки, анализа, визуализации и интерактивного формирования отчетной документации.

По сути, программное обеспечение платформы позволяет структурировать, прогнозировать и проверять гипотезы на основе данных маркерной диагностики, истории добычи и разработки, геолого-технических мероприятий. Это позволяет отнести программный комплекс к классу рекомендательных систем принятия решений.

Пользователями данной платформы являются как внутренние сотрудники компании, так и внешние пользователи – наши заказчики. Естественно, у каждого заказчика есть персональный авторизованный доступ только к своим проектам исследований скважин.

Информационной безопасности и защите данных мы уделяем первостепенное значение.

– Напоследок хотелось бы узнать, как Ваша компания выстраивает взаимодействие с корпоративными научно-исследовательскими и проектными институтами, которые есть у всех крупных нефтегазодобывающих компаний. Ведь, как правило, именно такие учреждения ведут разработку по развитию цифровых подходов для предприятия.

– Если мы работаем с нефтегазодобывающей компанией, то профильный институт – такой же для нас заказчик. Поначалу к нам могут относиться ревностно, но мы являемся здесь не конкурентами, а партнерами. Например, сейчас мы работаем с одним из таких институтов, совместно обрабатываем гипотезы и уже сам институт ставит перед нами цели и задачи при проведении исследований. Очень важно выстроить формат работ в рамках мультидисциплинарных команд – управленческая администрация, промысловые службы и НГДУ, эксперты корпоративного института и нефтесервисная компания. Мы на своем опыте убедились, что наиболее ощутимый эффект

в использовании результатов наших исследований достигается именно таким способом – с максимальной вовлеченностью всех участников, задействованных в экспертизе и принятии решений. ●

О компании GeoSplit

GeoSplit – международная цифровая нефтесервисная компания в области динамического маркерного мониторинга нефтегазовых объектов. Основана в 2013 г. как резидент Фонда Сколково. В настоящее время компанией реализовано более 300 проектов исследований скважин у более чем 30 заказчиков в 5 странах мира. В основе технологической платформы GEOSPLIT лежит использование маркеров на основе квантовых точек, являющихся высокоточными индикаторами притока нефти, воды и газа. Собственное программное обеспечение, также лежащее в основе ноу-хау компании, позволяет проводить высокоточный и высокопроизводительный анализ проб флюида и интерпретацию промысловых данных

KEYWORDS: digital technologies, oilfield services, big data, unified digital platform GeoSplit, mining companies.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

работы мобильной компрессорной станции при проведении ремонта линейной части МГП

ПРИМЕНЕНИЕ МОБИЛЬНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ПРИ РЕМОНТЕ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПОЗВОЛЯЕТ ОСУЩЕСТВИТЬ ПЕРЕКАЧКУ ГАЗА ИЗ РЕМОНТИРУЕМОГО УЧАСТКА, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ СНИЗИТЬ ПОТЕРИ СТРАВЛИВАЕМОГО ГАЗА НА 80 %, А ТАКЖЕ ОБЕСПЕЧИТЬ СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ. ОСНОВНЫМИ КРИТЕРИЯМИ, КОТОРЫЕ ОПРЕДЕЛЯЮТ ЭФФЕКТИВНОСТЬ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ, ЯВЛЯЮТСЯ: ВРЕМЯ, ЗАТРАЧЕННОЕ НА ПЕРЕКАЧКУ ГАЗА, И ВЫСОКАЯ МОБИЛЬНОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ. В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНО ОПИСАНИЕ РАЗРАБОТАННОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ, ПОЗВОЛЯЮЩЕЙ МОДЕЛИРОВАТЬ ПРОЦЕСС ОТКАЧКИ ГАЗА ИЗ ИЗОЛИРОВАННОГО УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА С РАСЧЕТОМ ОПТИМАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ПЕРЕКАЧКИ ГАЗА

THE USE OF MOBILE COMPRESSOR STATIONS DURING THE REPAIR OF THE LINEAR PART OF THE MAIN GAS PIPELINES MAKES IT POSSIBLE TO PUMP GAS FROM THE SECTION BEING REPAIRED, WHICH MAKES IT POSSIBLE TO REDUCE THE LOSS OF VENTED GAS BY 80%, AS WELL AS TO ENSURE A DECREASE IN EMISSIONS OF POLLUTANTS INTO THE ATMOSPHERE. THE MAIN CRITERIA THAT DETERMINE THE EFFICIENCY OF A COMPRESSOR STATION ARE: TIME SPENT ON GAS PUMPING AND HIGH MOBILITY OF EQUIPMENT. THE PAPER PROVIDES A DESCRIPTION OF THE DEVELOPED MATHEMATICAL MODEL, WHICH MAKES IT POSSIBLE TO SIMULATE THE PROCESS OF PUMPING GAS FROM AN ISOLATED SECTION OF A GAS PIPELINE WITH THE CALCULATION OF THE OPTIMAL TIME FOR PUMPING GAS

Ключевые слова: мобильная компрессорная станция, поршневой компрессор, математическое моделирование, метан.



Котлов Андрей Аркадьевич

старший научный сотрудник научно-исследовательской лаборатории «Газовая динамика турбомашин», ФГАОУ ВО «СПбПУ», к.т.н.



Бураков Александр Васильевич

главный конструктор ООО «Компрессор Газ»

Общая протяженность газотранспортной системы на территории России составляет более 170 тыс. км [1]. Свое основное развитие газотранспортная система получила в 70–80 гг. прошлого века и к настоящему времени износ основных фондов по линейной части газопроводов составляет более 57% [2]. Поэтому, обеспечение надежности линейной части магистральных трубопроводов является одной из важных задач. Эта задача может быть решена за счет внедрения новых технических средств, технологий и оптимальных методов организации производства капитального ремонта газопроводов. Сегодня действует Программа комплексного капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов на 2016–2020 годы, утвержденная правлением ПАО «Газпром» в 2015 году [1].

К капитальному ремонту линейной части газопроводов относятся работы, не затрагивающие основные проектные показатели объектов (вид транспортируемого продукта, рабочее давление и производительность газопроводов), связанные с восстановлением изношенного оборудования, отдельных узлов, конструкций или их заменой, а также по восстановлению технических и эксплуатационных характеристик объектов транспорта газа, в том числе: замена труб или участков газопроводов, дальнейшая эксплуатация которых невозможна; устранение дефектов и ремонт труб и сварных соединений, в том числе по результатам диагностики и т.п. [3].

УДК 004.94

Проведение ремонтных работ на участке газопровода связано с его отключением, путем закрытия ближайших линейных кранов. В целях обеспечения безопасности ремонтных работ, отсеченный участок газопровода необходимо опорожнить от оставшегося в нем природного газа. Опорожнение газопровода может быть осуществлено путем стравливания газа в атмосферу или путем применения мобильных компрессорных станций (МКС). Первый способ применяется все реже, т.к. он приводит к значительным потерям газа, а также к загрязнению окружающей среды. Применение МКС позволяет осуществить перекачку газа из ремонтируемого участка в соседний или параллельный участок газопровода, что позволяет снизить потери стравливаемого газа на 80%, а также обеспечить снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

В настоящее время технология откачки газа с применением МКС достаточно хорошо отработана [4]. Существуют различные технические решения: с применением эжекторной схемы откачки; с применением центробежных компрессорных установок и с применением поршневых компрессорных установок. Наибольшее распространение получили МКС с применением поршневых компрессорных установок. На базе поршневых компрессорных установок МКС выпускают такие крупные компании как Ariel (Канада), OGE (Германия), LMF (Австрия) и др. В условиях импортозамещения иностранного оборудования ПАО «Газпром» анонсировала в своих планах создание отечественной МКС. В связи с этим АО «Компрессор» приступил к созданию отечественной МКС на базе поршневого компрессора.

Основными критериями, которые определяют эффективность МКС, являются: время, затраченное на перекачку газа, и высокая мобильность оборудования. Например, при ремонте газопровода диаметром 1440 мм и протяженностью 30 км время опорожнения ремонтируемого участка с начального давления 7,5 МПа до конечного давления 1,0 МПа должно составлять не более 100 ч [5]. Таким образом, в качестве первой проблемы, которая рассматривается в данной статье, была решена задача, связанная с моделированием процесса откачки газа из газопровода и расчета времени работы конкретного компрессора, необходимого для опорожнения участка газопровода с заданными параметрами.

Математическое описание рабочих процессов в ПК сводится к составлению и интегрированию нелинейной системы дифференциальных уравнений. Система уравнений для описания свойств реального газа в рассматриваемой полости выглядит следующим образом [6, 7]:

$$\frac{dU}{dt} = \alpha F_{ст} (T_{ст} - T) - \frac{pdV}{dt} + \sum_j i_j \dot{m}_j - \sum_l i_l \dot{m}_l;$$

$$\frac{dM}{dt} = \sum_j \dot{m}_j - \sum_l \dot{m}_l;$$

$$\rho = M/V; \quad u = U/M; \quad T = f(u, \rho);$$

$$z = f(T, \rho); \quad p = z\rho RT; \quad i = u + p/\rho,$$

где U – внутренняя энергия; t – время; α – коэффициент теплоотдачи; $F_{ст}$ – площадь теплообменной поверхности; $T_{ст}$ – температура стенок; T – температура; p – давление;

V – объем полости; i_j, i_l – удельная энтальпия притекающего и утекающего газа; \dot{m}_j, \dot{m}_l – массовый расход притекающего и утекающего газа; M – масса газа; ρ – плотность; u – удельная внутренняя энергия; z – коэффициент сжимаемости; R – газовая постоянная.

Уравнение движения запорного органа клапана в зависимости от времени имеет следующий вид [8]:

$$m_{пр} \frac{d^2 h}{dt^2} = \xi_p F_c \Delta p - c(h + h_0) - \eta \frac{dh}{dt} + m_{пр} g \cos \beta,$$

где $m_{пр}$ – приведенная масса подвижных элементов клапана; h – перемещение запорного органа клапана; ξ_p – коэффициент давления; F_c – площадь проходного сечения в седле клапана; Δp – перепад давления на клапане; c – жесткость упругих элементов клапана; h_0 – предварительное поджатие упругих элементов клапана; η – коэффициент демпфирования; g – ускорение свободного падения; β – угол между осью движения и направлением силы тяжести.

Реальные свойства метана рассчитываются по методике, изложенной в [9]. Методика основана на обобщении экспериментальных p, v, T -данных и составлении единого уравнения состояния, которое позволяет описать эти данные. На заданном множестве экспериментальных данных строится совокупность аппроксимирующих поверхностей в координатах z, ω, τ (z – коэффициент сжимаемости, τ – приведенная плотность, ω – приведенная температура). Коэффициенты аппроксимации находятся по методу наименьших квадратов.

Расчет термодинамических свойств вещества осуществляется по усредненному уравнению состояния

$$\pi = \frac{\bar{\omega}\tau}{z_{кр}} \left(1 + \sum_{i=1}^r \sum_{j=1}^{S_i} \bar{b}_{ij} \frac{\bar{\omega}^j}{\tau^j} \right),$$

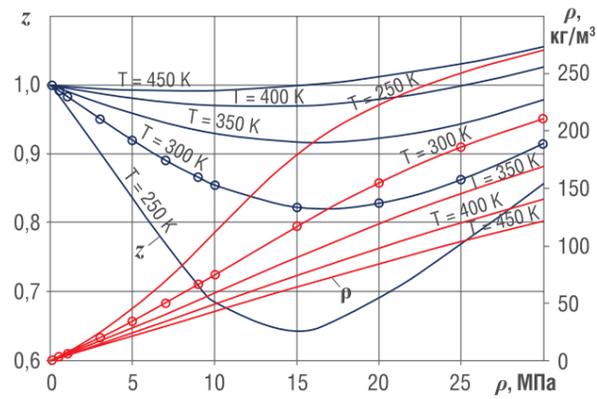
где $\pi = p/p_{кр}$ – приведенное давление; $\bar{\omega}$ – среднее значение плотности; $\tau = T/T_{кр}$ – приведенная температура; \bar{b}_{ij} – коэффициенты аппроксимации [9]; $кр$ – параметры газа в критической точке.

На рисунке 1 приведены термодинамические свойства метана в рабочем диапазоне компрессора. Точками на диаграмме нанесены данные взятые из [9].

Рассмотрим работу оппозитного четырехрядного компрессора, предназначенного для опорожнения участка газопровода с давления 7,5 МПа до давления 0,5 МПа. Компрессор имеет двухступенчатую технологию работы, т.е. при низком перепаде давления компрессор работает как одноступенчатый, а при высоком перепаде автоматически переключается на двухступенчатый режим.

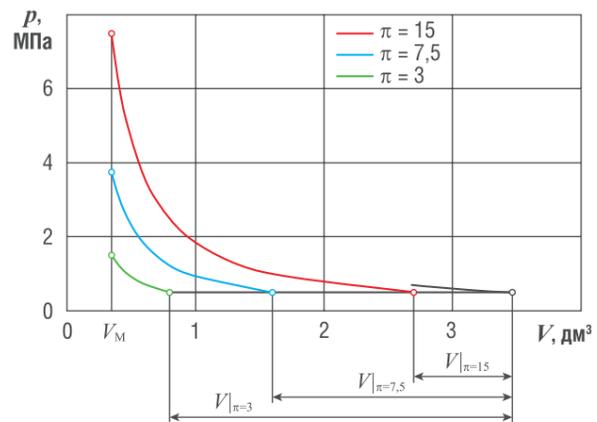


РИС. 1. Термодинамические свойства метана



Переключение компрессора на двухступенчатый режим связано с тем, что при больших отношениях давлений в ступени снижается КПД компрессора, т.к. действительный процесс сжатия газа все больше отклоняется от изотермического, возрастают утечки, возрастают затраты на преодоление трений в механизме движения из-за роста поршневых сил. С увеличением отношения давлений в первой ступени снижается производительность компрессора. В первую очередь эти потери связаны с расширением газа из мертвого пространства. На рисунке 2 показаны теоретические процессы расширения при различных отношениях давлений в ступени. Из рисунка видно, что чем выше отношения давлений в ступени, тем ниже объем всасываемого газа.

РИС. 2. Теоретические процессы расширения при различных отношениях давлений в ступени



Кроме этого, повышение отношения давлений в ступени ведет к росту температуры. Так при адиабатическом сжатии конечная температура, для случая $\pi = 15$ и $t_n = 20^\circ\text{C}$, составит 292°C , что недопустимо для работы поршневого компрессора.

Оценим время опорожнения локализованного участка газопровода с геометрическим объемом 78 тыс. м^3 . Давление в трубе меняется от $7,5 \text{ МПа}$ до $0,5 \text{ МПа}$. Начальная масса газа в трубе будет равна $3,8 \text{ тыс. тонн}$, остаточная масса (по результатам расчетов) – $0,25 \text{ тыс. тонн}$. Как известно, массовая производительность компрессора зависит от параметров газа на всасывании. Чем выше плотность газа на всасывании, тем выше производительность

компрессора. На рисунке 3 приведены графики зависимости массовой производительности компрессора от давления всасывания.

Приведенный график показывает, что зависимость производительности компрессора от давления на всасывании близка к линейной. В момент переключения компрессора на двухступенчатый вариант происходит резкое снижение производительности (см. рисунок 3б). Это связано с тем, что до переключения все четыре цилиндра работают как первая ступень, а после переключения в качестве первой остается только три цилиндра, четвертый цилиндр работает уже в качестве второй ступени. Также на графике наглядно видно, что с ростом отношения давлений влияние мертвого пространства на производительность становится более существенно. В какой-то момент производительность трех цилиндров двухступенчатого варианта становится больше четырех цилиндров одноступенчатого варианта (точка пересечения линий на рисунке 3).

На рисунке 4 приведены зависимости изменения давления в трубе от времени и давления переключения компрессора на двухступенчатый режим работы. При давлении переключения равном $p_n = 0,5 \text{ МПа}$ компрессор на протяжении всего времени работает в одноступенчатом режиме.

РИС. 3. Зависимость производительности компрессора от давления всасывания (а) (б – в увеличенном масштабе)

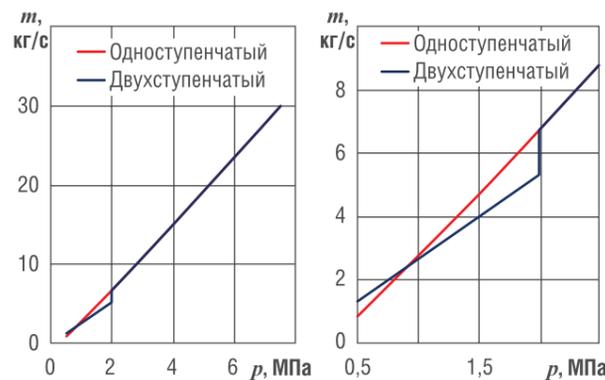
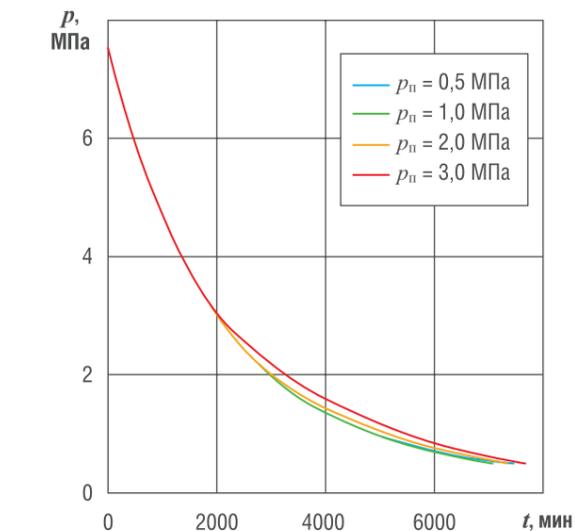
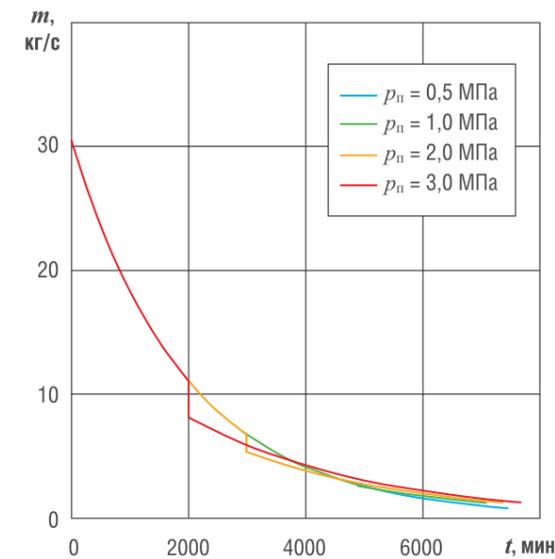


РИС. 4. График изменения давления в трубе



Приведенный график показывает, что на начальном этапе давление в трубе падает быстрые. Это связано с тем, что на этом этапе компрессор имеет большую производительность. С уменьшением давления в трубе производительность компрессора становится ниже. Причем чем ниже давление в трубе, тем больше времени затрачивается на обеспечение того же перепада давления, поэтому кривая в конце более пологая. Кривая производительности компрессора в зависимости от времени откачки приведена на рисунке 5. Следующий момент, который обращает на себя внимание, связан с давлением, при котором происходит переключение компрессора на двухступенчатый режим. На графике этот момент соответствует точке излома кривой (см. рисунок 4). В этот момент происходит резкое снижение производительности компрессора (см. рисунок 5). Причем чем раньше происходит переключение компрессора, тем медленнее идет снижение давления в трубе, а соответственно время на опорожнение участка труба затрачивается больше. На рисунке 6 приведена диаграмма, которая показывает, как зависит время опорожнения трубы от давления, при котором переключается компрессор на двухступенчатый режим.

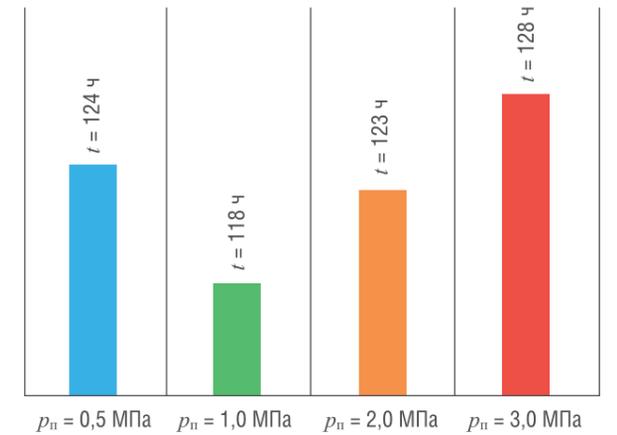
РИС. 5. График производительности компрессора



Интересным моментом является то, что в случае, если компрессор не переключается на двухступенчатый режим, а работает только в одноступенчатом режиме, время опорожнения трубы не будет минимальным. Это объясняется тем, что при некотором давлении на всасывании, из-за потерь, связанных с расширением из мертвого пространства, производительность компрессора при одноступенчатом режиме становится ниже, чем при двухступенчатом (см. рисунок 3). Из рисунка 3 следует, что этому моменту соответствует давление примерно 1 МПа . Из рисунка 6 видим, что при этом давлении переключения компрессора на двухступенчатый режим будет минимальное время опорожнения трубы.

Однако, следует отметить, что при этом давлении отношение давлений в первой ступени будет равно $\pi = 7,5$, что приведет к росту температуры нагнетания.

РИС. 6. Время опорожнения трубы в зависимости от давления переключения компрессора на двухступенчатый режим



Поэтому с точки зрения улучшения температурного режима компрессора переход на двухступенчатый режим лучше производит при большем давлении.

Таким образом, разработанная математическая модель позволяет оценить время опорожнения локализованного участка трубы газопровода от начального давления до конечного и подобрать наиболее рациональное значение давления, при котором необходимо переводить компрессор на двухступенчатый режим. По графику изменения давления (см. рисунок 4) можно определить время откачки газа до любого заданного давления. Разработанная математическая модель реализована в виде программного комплекса, который является хорошим инструментом для расчета и подбора компрессорного оборудования, предназначенного для выполнения ремонтных работ, проводимых на линейной части магистральных газопроводов. ●

Литература

- <https://www.gazprom.ru/>.
- С.В. Савонин, А.В. Москаленко, А.В. Тюндер, С.Е. Князев, З.А. Арсентьева Анализ основных причин аварий, произошедших на магистральных газопроводах. «Нефть и Газ Сибири» № 4 (21), 2015.
- Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов. ОАО «Газпром», Москва, 2013.
- Филатов А.А., Велиюлин И.И., Хасанов Р.Р., Шафиков Г.А. Повышение эффективности транспорта газа путем моделирования работы мобильной компрессорной станции // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 9. С. 62–66.
- Т.С. Дегтярева, О.В. Шершнев. Исследование возможности применения поршневого компрессора с перепускными каналами для удаления газа из ремонтируемого газопровода. Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. «Машиностроение». 2011.
- Хрусталева, Б. С. Математическое моделирование рабочих процессов в объемных компрессорах для решения задач автоматизированного проектирования [Текст]: дис. ... д-ра техн. наук 05.04.06 / Хрусталева Борис Сергеевич. – СПб., 1999. – 377 с.
- Котлов, А. А. Математическая модель воздушного поршневого компрессора среднего давления для решения задач энергоаудита [Текст]: дис. ... к-та техн. наук : 05.04.06 : защищена 29.11.2011 / Котлов Андрей Аркадьевич. – СПб., 2011. – 138 с.
- Ignatiev K. M., Chrustalev B. S., Perevozchikov M. M., Zdaslinsky V. B. Simulation and parametric analysis of the suction valve and muffler of small reciprocating compressor. Proc. of the 1996 Int-I Compressor Eng. Conf. at Purdue, W.Laafayette, IN, USA, Vol.1, pp. 201–210.
- Термодинамические свойства метана [Текст] / В.В. Сычев, А.А. Вассерман, В.А. Загорученко, А.Д. Козлов, Г.А. Спиридонов, В.А. Цымарный – ГСССД. Серия монографий. М.: Издательство стандартов, 1979. – 348 с.

KEYWORDS: mobile compressor station, reciprocating compressor, mathematical modeling, methane.



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

НЕФТЕСЕРВИСНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ДОБЫЧИ АЛМАЗОВ

Людмила Фризицкая
АО «Сибирская Сервисная
Компания»

СПЕЦИАЛИСТЫ КРАСНОЯРСКОГО ФИЛИАЛА СИБИРСКОЙ СЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ С УСПЕХОМ ПРОДОЛЖАЮТ РЕАЛИЗОВЫВАТЬ В ЯКУТИИ ПО ЗАКАЗУ КОМПАНИИ «АЛРОСА» СЛОЖНЫЙ И НЕОБЫЧНЫЙ ДЛЯ БУРОВИКОВ ПРОЕКТ – ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ НЕДР И СТРОИТЕЛЬСТВО СИСТЕМЫ ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКИ ШАХТНЫХ И ДРЕНАЖНЫХ ВОД ЯКУТИИ

THE SPECIALISTS OF THE KRASNOYARSK BRANCH OF THE SIBERIAN SERVICE COMPANY ARE SUCCESSFULLY CONTINUING TO IMPLEMENT IN YAKUTIA A COMPLEX AND UNUSUAL PROJECT FOR DRILLERS AT THE REQUEST OF ALROSA – GEOLOGICAL EXPLORATION OF THE SUBSOIL AND CONSTRUCTION OF A RE-INJECTION SYSTEM FOR MINE AND DRAINAGE WATERS IN YAKUTIA

Ключевые слова: Сибирская Сервисная Компания, бурение, добыча алмазов, нефтегазовые технологии, геологическое изучение недр.

Долгосрочные перспективы

Проект рассчитан до 2022 года и ведется специалистами Красноярского филиала АО «ССК» на двух объектах, которые находятся в шести километрах друг от друга. На каждом участке уже пробурены скважины с отбором керна. Целевой задачей на данной стадии геологоразведочных работ является получение основных оценочных параметров путем проведения гидрогеологических и лабораторных исследований для уточнения емкостных характеристик разреза и выявления интервалов залегания потенциальных коллекторов.

Отработка месторождения трубки Удачная подземным способом осложнена притоками подземных высокоминерализованных вод – рассолов. На руднике работает система водоотведения, которая включает в себя емкости сбора подземных вод (зумпфы), мощные насосы, позволяющие доставить по магистральному водоводу на участок закачки данные рассолы, и сам участок закачки. На протяжении длительного периода времени закачка осуществляется в вечную мерзлоту, не нанося вреда экологической системе. В настоящее время красноярцами реализуется проектное решение по возврату – обратной закачке – природных рассолов в естественные коллекторы тех же водоносных комплексов.

« В марте 2020 года Красноярский филиал АО «ССК» приступил к строительству скважин в Якутии, – рассказывает заместитель директора по строительству и ремонту скважин Красноярского филиала Юрий Кильшток. – Суммарная проходка по керну только по двум скважинам составила 2500 метров, по 1250 метров керна с каждой скважины. На данный момент мы работаем с опережением».

Строить под задачу

Специфика данных работ состоит в том, что скважина строится из расчета не сколько она отдаст, как это принято в нефтегазовой отрасли, а сколько принимает. Задача стоит не добыть, а наоборот – закачать и увеличить приемистость. Специалистам нужно найти пласты

ФАКТЫ

2500_м

составила суммарная
проходка по керну

коллектора. Гидрогеологические исследования сводятся к испытанию скважины – какое количество она принимает в себя рассола.

« Мы должны эти скважины пробурить, найти лучшие коллекторы, но не для добычи, а наоборот, для закачки, – объясняет Ю. Кильшток. – Нам нужно пробурить скважины, где можно будет потом закачивать рассол с максимально возможным расходом. Вот в этом вся специфика. Для буровиков очень интересна обратная задача».

По завершении буровых работ выполняется освоение скважины. Специальная бригада подготавливает скважину, обвязывает и проводит соляно-кислотную обработку с последующим понижением уровня – откачку; сдает готовую скважину заказчику. Заказчик выполняет обработку полученных материалов и производит расчет гидрогеологических параметров, после чего происходит подключение скважины к опытно-промышленной эксплуатации.

Без сложностей не обошлось

Ни для кого не секрет, что в Якутии зимой холодно, оно и понятно, ведь регион северный. Но лето обычно жаркое, только короткое. Годовой перепад температур в регионе достигает 100 градусов по Цельсию: до -60 зимой и до +40 летом. Первая непростая задача, которая возникла при перемещении буровых установок с куста на куст, пришлось на лето.

В 2020 году оно выдалось аномально жарким, и перевозить многотонные блоки пришлось по полному бездорожью, по тундре, по болоту. В этих же сложнейших условиях осуществлялся переезд с участка на участок. Но, несмотря на сюрпризы природы, специалисты Красноярского филиала АО «ССК» показали свой профессионализм, умение не сдаваться и всегда находить выход из трудных ситуаций, высокую организацию производственного процесса – работали с максимальной отдачей и выполнили поставленную задачу в срок.

Вторая нетривиальная задача, с которой столкнулись буровики, – строительство скважин с отбором керна с трещиноватыми породами, которые по своей специфике бурятся дольше по времени. При бурении таких пород часто заклинивает керн и возникает вибрация.

«Данные скважины мы бурили 4-х секционными снарядами, – комментирует Юрий Кильшток. – Когда заходили в зону трещиноватости, за счет подбора режимов старались максимально отобрать керн. На второй скважине у нас была успешная попытка бурения интервала трещиноватости 2-х секционным снарядом на винтовом забойном двигателе (ВЗД). Мы ставили ВЗД, и у нас вращалась только нижняя часть компоновки с керноотборного снаряда. С помощью этого нам удалось снизить вибрацию, при этом увеличить обороты. В результате удавалось отобрать без заклинивания больше керна за рейс с прежней механической скоростью».

Вместе к успеху

Благодаря успешному применению собственных инноваций команде специалистов Красноярского филиала удалось сохранить скорость бурения, соблюсти и опередить проектные сроки, обеспечить соответствие всем требованиям и нормам экологической безопасности.

«Главная наша задача – полюбить и обнять своего потребителя, сообща сформулировать правила игры и повести за собой, а не ждать, когда нас поставят перед фактом»

Юрий Шафраник

«Этот интересный и нестандартный для нефтесервиса проект филиал начинал до моего прихода на должность, – рассказывает директор Красноярского филиала АО «ССК» Александр Горбачев. – За время реализации проекта красноярские буровики еще раз подтвердили свой высокий профессионализм, собранность и компетентность в решении трудных задач. Смелое инженерное решение, его оперативное внедрение, четкая работа на местах – сборка и разборка 4-х секционного снаряда, требовавшая от специалистов

ФАКТЫ

В марте

2020 г.

Красноярский филиал АО «ССК» приступил к строительству скважин в Якутии

дополнительной сноровки, умений, навыков и высочайшей вовлеченности в довольно новую, непривычную область деятельности. При этом зимой люди несут вахту при аномально низких температурах: металл ломается, как стекло. Работа такого высокого класса возможна только на основе многолетнего опыта, накопленного на территории Восточной Сибири в сложнейших геологических и природных условиях».

Заказчик ценит слаженность и организацию работы специалистов КФ АО «ССК», масштабность и серьезный подход к экологической безопасности:

«Качество работ на высоком уровне, специалисты все подготовленные, грамотные, сплоченный коллектив, решения принимают оперативно. С руководством, главным геологом и начальником геологического отдела на связи 24/7, – поделился Александр Ильин, главный гидрогеолог Октябрьской геологоразведочной партии Вилюйская геологоразведочная экспедиция АК «АЛРОСА» (ПАО). – Что такое «трудности»? – Про трудности настоящие мужчины, буровики, не говорят, даже если они и есть, то преодолеваются, несмотря ни на что и не считая затраченных сил и времени. Приятно работать с ними».

«Высокопрофессиональные работники Красноярского филиала год за годом на деле доказывают, что невыполнимых задач для них нет. Проект рассчитан на полтора года, однако впереди новые планы, и уже сегодня есть интересные предпосылки: красноярцы обязательно продолжат работать на якутской земле и дальше», – подчеркнул А. Горбачев. ●

KEYWORDS: Siberian Service Company, drilling, diamond mining, oil and gas technologies, geological study of the subsurface.

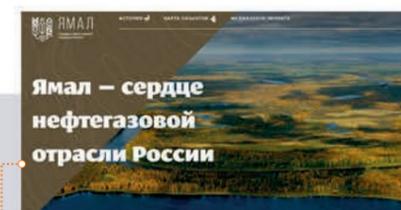
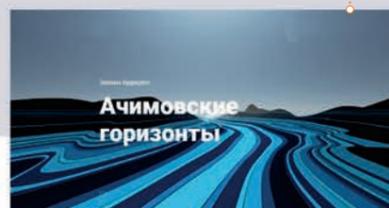


Отсканируй QR-код



ВСЕ СПЕЦПРОЕКТЫ

Некоторые проекты Агентства Neftegaz.RU



УНИВЕРСАЛЬНЫЙ ШАБЛОН СПЕЦИАЛИСТА по неразрушающему контролю

Шубочкин Андрей Евгеньевич

заведующий сектором вихретоковой дефектоскопии, Научно-исследовательский институт интроскопии, ЗАО «НИИИИ МНПО «СПЕКТР», д.т.н.
SPIN-код: 3488-3122, AuthorID: 494813

Галкин Денис Игоревич

директор, Научно-исследовательский институт интроскопии, ЗАО «НИИИИ МНПО «СПЕКТР», к.т.н.
SPIN-код: 7901-1262, AuthorID: 673282

Ефимов Алексей Геннадьевич

заведующий научно-исследовательским отделом № 12 «Электромагнитной технической диагностики металлоизделий», Научно-исследовательский институт интроскопии, ЗАО «НИИИИ МНПО «СПЕКТР», д.т.н.

Уланов Валерий Владимирович

заведующий лабораторией, старший преподаватель кафедры «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Шестаков Роман Алексеевич

старший преподаватель кафедры «Нефтепродуктообеспечение и газоснабжение», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

НОВЫЙ УНИВЕРСАЛЬНЫЙ ШАБЛОН СПЕЦИАЛИСТА НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ «TAPIRUS», СОЗДАННЫЙ В НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОМ ИНСТИТУТЕ ИНТРОСКОПИИ (ЗАО «НИИИИ МНПО «СПЕКТР») ДЛЯ ЗАМЕНЫ МНОГОЧИСЛЕННЫХ ШАБЛОНОВ И ПРИСПОСОБЛЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ВИЗУАЛЬНОМ И ИЗМЕРИТЕЛЬНОМ КОНТРОЛЕ (ВИК) КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЕТ ЖЕСТКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ К ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ И ГАБАРИТНЫХ РАЗМЕРОВ ОБНАРУЖЕННЫХ ДЕФЕКТОВ. ЭТОТ ШАБЛОН ЯВЛЯЕТСЯ НОВЫМ И БОЛЕЕ ТОЧНЫМ СРЕДСТВОМ ИЗМЕРЕНИЯ. ОН СНАБЖЕН ПОЛНОЦЕННОЙ МЕТОДИКОЙ ПРОВЕДЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЯ НА ВСЕХ ЭТАПАХ ИЗГОТОВЛЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ. ШАБЛОН ПОЗВОЛЯЕТ ПРОИЗВОДИТЬ С ТОЧНОСТЬЮ, ТРЕБУЕМОЙ В НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТАХ, БОЛЕЕ 40 ИЗМЕРЕНИЙ, РЯД ИЗ КОТОРЫХ НЕ ДОСТУПНЫ ДРУГИМ СРЕДСТВАМ ИЗМЕРЕНИЯ. ДОСТУПНА ОНЛАЙН-ВЕРСИЯ МЕТОДИКИ КОНТРОЛЯ И КАЛЬКУЛЯТОР ДЛЯ РАСЧЕТА РЯДА ПАРАМЕТРОВ, НЕ ПОДЛЕЖАЩИХ ПРЯМОМУ ИЗМЕРЕНИЮ. МЕТОДИКА ДОСТУПНА ДЛЯ СКАЧИВАНИЯ НА САЙТЕ И РАБОТАЕТ КАК В ПК, ТАК И В МОБИЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ. МЕТОДИКА МОЖЕТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАНА В КАЧЕСТВЕ УЧЕБНОГО ПОСОБИЯ ПРИ ОБУЧЕНИИ СПЕЦИАЛИСТОВ В ОБЛАСТИ СВАРКИ И ВИК

THE WELDING GAUGE TAPIRUS FOR NDT SPECIALISTS DEVELOPED AT THE SCIENTIFIC RESEARCH INSTITUTE OF INTROSCOPY (RII MNPO "SPECTRUM") WITH THE INTENTION TO REPLACE THE NUMEROUS PATTERNS AND DEVICES USED IN VISUAL INSPECTION AND CONDUCTING QUALITY CONTROL OF WELDED JOINTS. SECURES STRICT REQUIREMENTS OF REGULATORY DOCUMENTS TO THE MEASUREMENT ERROR OF THE PARAMETERS OF WELDED JOINTS AND THE OVERALL DIMENSIONS OF THE DETECTED DEFECTS. THE TAPIRUS GAUGE IS A NEW AND MORE ACCURATE MEASURING INSTRUMENT. IT'S EQUIPPED WITH A COMPLETE METHODOLOGICAL MANUAL FOR MEASUREMENT AT ALL STAGES OF THE MANUFACTURE AND OPERATION OF WELDED JOINTS. THE GAUGE ALLOWS YOU TO MAKE MORE THAN 40 MEASUREMENTS WITH THE ACCURACY REQUIRED IN REGULATORY DOCUMENTS, SOME OF WHICH ARE NOT AVAILABLE TO OTHER MEASURING TOOLS. THE ONLINE METHODOLOGICAL MANUAL AND ONLINE CALCULATOR FOR CALCULATING PARAMETERS NOT SUBJECT TO DIRECT MEASUREMENT ARE AVAILABLE. THIS MANUAL IS AVAILABLE ON THE WEBSITE BOTH IN THE PC AND MOBILE VERSIONS AND FOR DOWNLOAD. IT CAN BE USED AS A TRAINING TOOL FOR TRAINING SPECIALISTS IN THE FIELD OF WELDING AND NON-DESTRUCTIVE TESTING

Ключевые слова: неразрушающий контроль, визуальный и измерительный контроль, сварные соединения, универсальный шаблон, TAPIRUS.

Введение

Нормативные документы [1, 2, 3, 4] в области визуального и измерительного неразрушающего контроля (ВИК) устанавливают достаточно жесткие требования к допустимой погрешности измерений [5], что обосновано строгими критериями отбраковки ответственных сварных соединений на объектах атомной промышленности [4], железнодорожного транспорта [6, 7], нефтегазового комплекса [2, 3]. Так, при измерении большинства

геометрических параметров формы и дефектов сварных соединений, погрешность не должна превышать 0,1 мм. К таким параметрам относятся: глубина подреза, смещение кромок, высота выпуклости и пр. Согласно подготовляемому к выпуску новому СТО Газпром 15-Х.Х-004-20XX «Сварка и неразрушающий контроль сварных соединений. Неразрушающие методы качества сварных соединений промысловых и магистральных газопроводов» на замену [3], для измерения геометрических параметров кольцевых сварных соединений

и оценки их качества следует применять универсальные шаблоны, а погрешность измерений при ВИК не должна превышать 0,1 мм для размеров до 0,5 мм, 0,2 мм – до 1 мм, 0,3 мм – до 1,5 мм, 0,4 мм – до 2,5 мм и т.д.

Следует отметить, что погрешность измерения является одним из значимых факторов контроля и, наряду с отклонениями формы, размеров несплошностей и др. влияет на назначение критериев отбраковки. При этом нормативные документы не предоставляют возможности самостоятельно выбирать нормы отбраковки в зависимости от точностных характеристик используемого оборудования, поэтому выполнение требований в части погрешности применяемых средств измерений и методик контроля является обязательным для обеспечения объективности ВИК.

В связи с изложенным актуален вопрос корректного выбора средств визуального и измерительного контроля качества сварных соединений.

Сложившаяся ситуация на рынке шаблонов и средств измерения параметров сварных соединений неутешительна. На практике специалисты неразрушающего контроля (НК) применяют универсальные шаблоны, предназначенные для сварщиков. Следует обратить внимание, что ни один из используемых сегодня шаблонов комплексно не решает задачу контроля.

В большинстве случаев, с точки зрения нормативных документов, шаблоны сварщика УШС-3, Красовского, BridgeCam и др. являются устаревшими, поскольку на них нанесены шкалы с шагом 1 мм. Такие же шаблоны сварщика, как Ушерова–Маршака, УШС-4, WG-1, WG-2 и др., имеющие шкалу с нониусом, ориентированы на измерение одного линейного значения и не в состоянии решить большую часть задач специалиста НК. Использование вышеперечисленных шаблонов предписывает и ряд отраслевых стандартов, в том числе и [8, 12], поскольку данные шаблоны сварщика приведены в ГОСТ Р ИСО 17637-2014 «Контроль неразрушающий. Визуальный контроль соединений, выполненных сваркой плавлением» [9]. Более того, в документации производителей и на сайтах

поставщиков шаблонов импортного производства серий WG-1, BridgeCam, представленных на рынке средств НК, погрешность измерения шаблонов подменяется на часть их инструментальной погрешности, а именно точность считывания шкал в лабораторных условиях или на допустимое отклонение шкал [11].

Казалось бы, введение в эксплуатацию новых более точных средств измерения линейных размеров сварных соединений является очевидным шагом развития ВИК. Однако на практике нововведения не всегда вызывают одобрение со стороны сварщиков и контролеров.

Метрологические предпосылки для работы с более точными средствами измерения

Многие считают, что при использовании более точных средств измерения увеличится число забракованных сварных соединений и, как следствие, уменьшится производительность и оплата труда. Но так ли это на самом деле?

Согласно нормативным документам, для каждого измеряемого параметра задается допустимый диапазон его значений либо порог отбраковки – граничные величины, позволяющие отделить годные сварные соединения от брака. При задании граничных условий учитывается достаточно большое число влияющих факторов: свойства материалов и прочностные расчеты, условия и режимы эксплуатации металлоконструкций, экономическая целесообразность и т.д. Кроме вышеперечисленных факторов, в итоговом значении граничных условий принимаются в расчет средства и методики измерения контролируемых величин, их метрологические характеристики.

Рассмотрим степень влияния метрологических характеристик средств измерения параметра существует его истинное значение, которое идеальным образом характеризует в качественном и количественном отношении соответствующую физическую величину, однако оно может быть получено только в результате бесконечных

измерений с постоянным совершенствованием методов и средств. В общем случае для каждого средства измерения можно определить вероятность попадания истинного значения в заданный доверительный интервал. Таким образом, чем больше погрешность измерения у используемого средства, тем шире доверительный интервал, соответствующий заданной вероятности, и тем более значительную поправку требуется вносить в граничные условия параметра.

Хорошо известно, что при любом измерении могут возникнуть ошибки первого и второго рода, т.е. годное сварное соединение ошибочно относят к браку либо признают браком. Для уменьшения вероятности возникновения ошибки первого рода в нормативных документах закладывается процент перебраковки – величина, прямо пропорциональная интервалу измерительной погрешности методики и (или) измерительного инструмента и влияющая на величину порогов отбраковки.

Именно улучшение метрологических характеристик средств измерения позволяет более корректно определить границы отбраковки и тем самым снизить процент признания годных изделий браком, не опасаясь за пропуск брака.

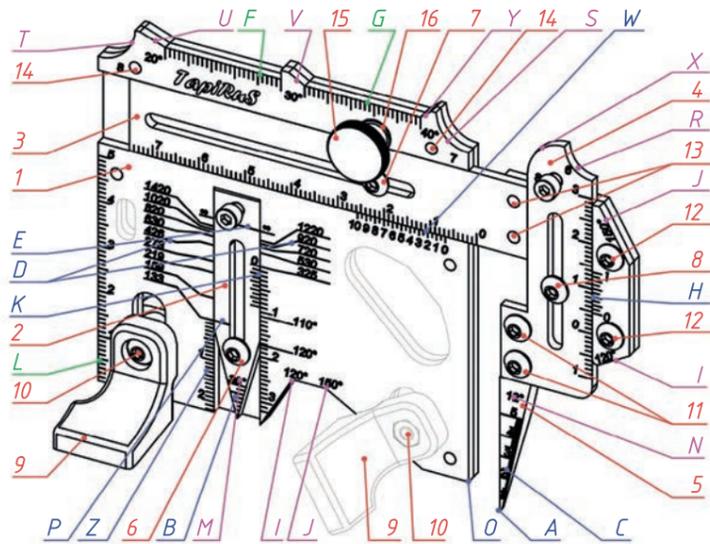
В Научно-исследовательском институте интроскопии (ЗАО «НИИИИ МНПО «Спектр») разработан универсальный шаблон специалиста по неразрушающему контролю TAPIRUS (УШС НК TAPIRUS), который обеспечивает требования погрешности измерения и позволяет реализовывать более 40 схем измерения.

Впервые УШС НК TAPIRUS был представлен широкому кругу специалистов в Казани на 45-м мировом чемпионате

УДК 621.791.05; 620.179.1; 620.1.08



РИС. 1. Устройство УШС НК ТаріRUS



1 – основание, 2 – упор, 3 – планка, 4 – щуп, 5 – игла, 6 – установочный винт упора, 7 – установочный винт планки, 8 – установочный винт щупа, 9 – опоры, 10 – винт опор, 11 – винты регулировки положения иглы, 12 – винты регулировки хода щупа, 13 – винты регулировки положения планки, 14 – винты регулировки хода планки, 15 – зажимной винт, 16 – шайба стопорная упорная; В, С – шкалы зазора, D – шкала диаметров, E – риска индикаторная, F, G – линейки разделки кромок, H – вертикальная двунаправленная шкала, K – вертикальная однонаправленная шкала, L – линейка, W – шкала горизонтальная, Z – шкала высот, А – точка измерения (острие иглы), O – нулевая точка установки, M, U, V, X – калибры угла разделки, I, J – калибры возвышения, P, R, S, T – калибры катета, калибр радиуса

по профессиональному мастерству по стандартам «Ворлдскиллс» (WorldSkills). Новый инструмент был положительно оценен международными экспертами из 40 стран в компетенции «Сварочные технологии».

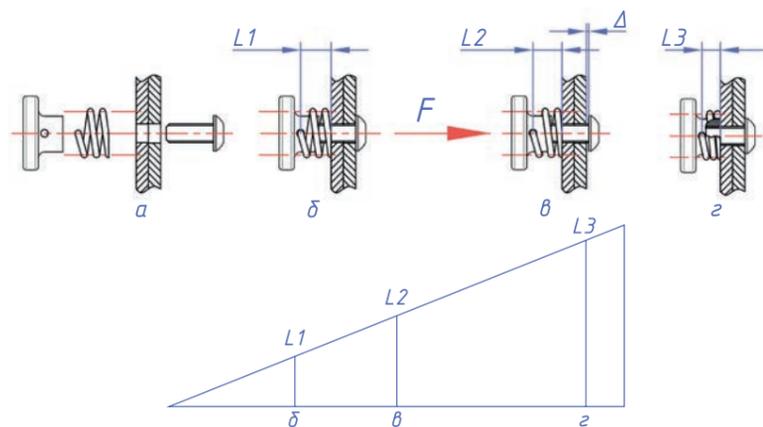
В дальнейшем шаблон ТаріRUS был продемонстрирован на многих научных и технических форумах: на VII Московском международном инженерном форуме-2019, VII Международном промышленном форуме «Территория NDT. Неразрушающий контроль. Испытания. Диагностика» в Москве, V Международной конференции по инновациям в неразрушающем контроле SibTest-2019 в Екатеринбурге, на ASNT Annual Conference-2019 в Лас-Вегасе (Невада, США), на 24-й Международной выставке по контролю качества и испытательному оборудованию в Шанхае (КНР) и т.д.

В достаточно короткий срок универсальный шаблон получил одобрение и рекомендацию к применению специалистами ведущих компаний России: АО «Мособлгаз», АО «НИКИМТ-Атомстрой», АО «НТЦ «Промышленная безопасность», ГНЦ АО «НПО «ЦНИИТМАШ»,

ООО «Газпром газнадзор», ООО «ГАЦ МР НАКС», ООО «Уральская Сталь» [10].

Новый шаблон ТаріRUS – полностью отечественное изделие. Он изобретен, спроектирован и изготавливается на территории России. Стоит отметить, что разработка, подготовка к производству и изготовление проведены исключительно в цифровом формате.

РИС. 2. Пружинные фиксаторы УШС НК ТаріRUS



а – элементы фиксатора, б – подвижный режим: гайка задает силу прижима головки винта с подвижным элементом, в – ручное освобождение подвижного элемента, г – фиксация: гайка упирается в неподвижный элемент, пружина имеет межвитковый зазор, L1, L2, L3 – длина пружины, F – сила прижима, Δ – зазор между головкой винта и подвижным элементом

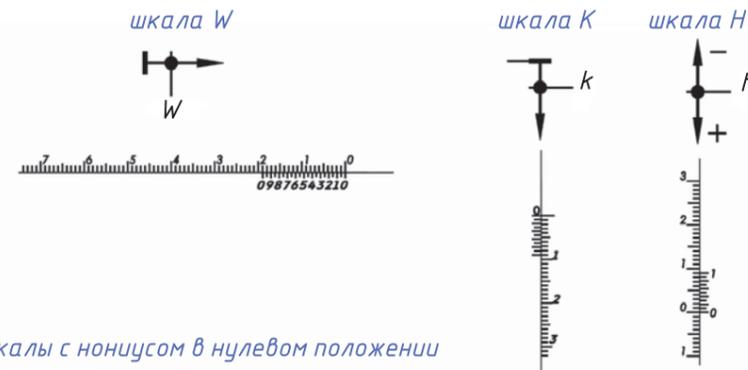
При производстве шаблонов ТаріRUS применяются новейшие лазерные и аддитивные технологии: используются станки высокоточной лазерной резки в инертном газе, пятиосевые обрабатывающие ЧПУ центры, сверхточная цветная лазерная гравировка всего изделия в собранном виде, лазерная стереолитография (SLA) – технология послойного синтеза материала из жидкого фотополимера.

Описание, технические характеристики и особенности шаблона ТаріRUS

Конструктивно шаблон ТаріRUS (рис. 1) выполнен из нержавеющей стали и состоит из основания с размещенными на нем подвижными элементами для установки шаблона и проведения измерений.

Шаблон ТаріRus можно позиционировать по нормали к цилиндрическим поверхностям свариваемых элементов. Подвижные опоры (9) позволяют зафиксировать его в положении, обеспечивающем повторяемость измерения, предотвращая перекокс плоскости шаблона относительно контролируемой поверхности и измерительного элемента от нормали к точке измерения. Упор (2) предназначен для однозначной установки на трубу соответствующего диаметра (133–1420 мм) и проведения измерений геометрических параметров продольных швов сварных труб. В результате можно осуществлять ряд дополнительных

РИС. 3. Шкалы с нониусами УШС НК ТаріRUS



Шкалы с нониусом в нулевом положении

измерений металлоконструкций при снижении погрешности.

Еще одной технической особенностью шаблона являются пружинные фиксаторы (рис. 2). Двухуровневая (глухая и регулируемая подвижная) фиксация позволяет: фиксировать подвижные элементы 2, 4, 5 в положении выполнения измерения, что повышает удобство работы при надежном закреплении элементов относительно друг друга; фиксировать одну из шкал для периодических измерений по второй шкале; блокировать упор при постановке шаблона на цилиндрическую поверхность.

Шаблон ТаріRUS имеет три шкалы с нониусами. Использование нониуса увеличивает в несколько раз точность считывания по существующим шкалам K, H и W. Принцип работы нониуса основан на следующем.

Нониус представляет собой связанную с указателем подвижную шкалу, скользящую вдоль основной шкалы. Указатель является одновременно «нулем» шкалы нониуса. Деления на шкале нониуса наносятся следующим образом. Выбирается точность нониуса: $\delta = D/N$, где D – цена деления основной шкалы (для шкал K, H и W равна 1 мм); N – натуральное число (10 для шкал K, H и 20 для шкалы W). Если совместить ноль нониуса с одним из делений основной шкалы, то первая риска нониуса наносится так, чтобы она отставала относительно следующей риски шкалы на δ , вторая – на 2δ , n-я – на $n\delta$. Последняя n-ая риска нониуса снова совпадает с одной из рисков основной шкалы. Если в процессе измерений указатель шкалы (который является и нулем нониуса) сместить на δ , мы увидим совпадение для первой

риски нониуса $n = 1$, на 32δ – для риски $n = 2$ и т.д. Таким образом, если при измерении n-ая риска нониуса дала совпадение, значит, указатель шкалы смещен на $n\delta$ от последнего пройденного деления основной шкалы.

Полный результат измерения (к примеру, длины L) находится суммированием значения, соответствующего этому последнему делению основной шкалы (m), и смещению $n\delta$.

Точность визуальной интерполяции положения указателя между делениями шкалы низка (около 1/3 деления), однако глаз может с гораздо большей точностью фиксировать точное совпадение двух рисок. Ошибка в регистрации такого совпадения составляет доли толщины риски, что при тонких рисках значительно меньше, чем вышеупомянутая 1/3 расстояния между самими рисками.

Следует отметить, что высокоточная лазерная гравировка шкал выполняется на шаблоне в собранном виде с элементами, зафиксированными в нулевом положении. Это полностью исключает возможность возникновения отклонения между основной шкалой и шкалой нониуса. Таким образом, разрешающая способность возрастает, что соответствует действующим нормативным документам на производство измерительного оборудования.

Три шкалы с нониусами разной конструкции (рис. 3) описаны с примерами использования на сайте шаблона (<https://www.tapirus.info>) и в методике по его использованию.

Взаимно перпендикулярные шкалы ширины (W) и высоты (H) позволяют точно измерять параметры в полуплоскости

от нулевой точки установки шаблона, а шкала K – корректно установить шаблон на требуемую цилиндрическую поверхность и измерить катеты сварного шва и глубины несплошностей.

Кроме измерительных шкал, шаблон содержит достаточно большое количество вспомогательных калибров и щупов: калибры угла разделки 12°, 20°, 30°, 40° (рис. 5); калибры плавности перехода 110°, 120°, 150°; калибры катета 6, 7, 8 мм; калибр радиуса разделки 8 мм; щупы – игла 5 и упор 2 со шкалами измерения зазора разделки (рис. 6). При измерениях в труднодоступных местах отдельные части шаблона могут быть демонтированы. Измерительная игла, выполненная из закаленной стали, также может быть заменена. В конструкции предусмотрена подстройка для компенсации износа или отклонения размера новой иглы. Сменный элемент позволяет продлить срок эксплуатации шаблона ТаріRUS.

Схемы измерения

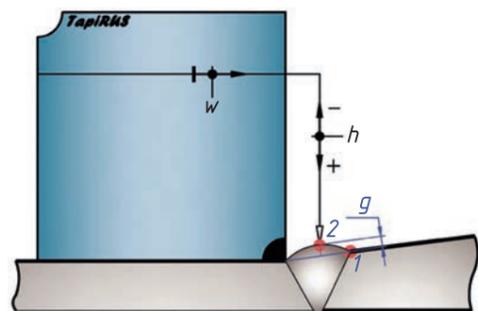
С помощью шаблона ТаріRUS можно производить достаточно большое число измерений параметров сварных соединений и обнаруженных дефектов. Его можно использовать на всех стадиях создания и эксплуатации сварных соединений. Перечень задач, для решения которых применяется шаблон ТаріRUS, приведен ниже.

ВИК на стадии входного контроля проводят с целью выявления деформаций, поверхностных трещин, расслоений, закатов, забоин, рисок, раковин и других несплошностей; проверки геометрических размеров заготовок, полуфабрикатов и деталей; проверки допустимости выявленных деформаций и поверхностных несплошностей.

ВИК готового сварного соединения проводят с целью выявления деформаций, поверхностных трещин, подрезов, прожогов, наплывов, кратеров, свищей, пор, раковин и других несплошностей и дефектов формы швов; проверки геометрических размеров сварных швов и допустимости выявленных деформаций, поверхностных несплошностей и дефектов формы сварных швов.

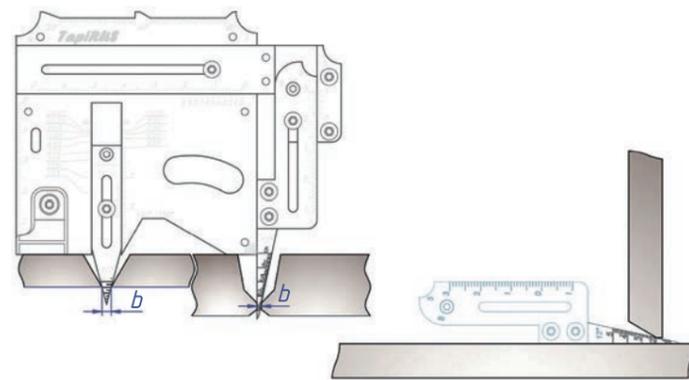
ВИК при сборке свариваемых элементов проводят с целью выявления и проверки обеспечения допустимых размеров зазоров,

РИС. 4. Схема определения выпуклости при сварке разнотолщинных элементов с помощью УШС НК TapiRUS



1 – первая точка измерения, 2 – вторая точка измерения, g – расчетная величина

РИС. 5. Схемы измерения зазора разделки b с помощью УШС НК TapiRUS



смещений кромок, формы и размеров кромок и геометрического положения (излома или перпендикулярности) осей и поверхности собраных элементов.

ВИК в процессе эксплуатации проводят с целью выявления изменений формы технических устройств и сооружений, поверхностных дефектов в материале и сварных соединениях (наплавках), образовавшихся в процессе эксплуатации (трещин, коррозионных повреждений, деформаций и пр.).

Разработанная подробная инструкция, представленная на сайте <https://tapirus.info>, содержит схемы измерения параметров сварных соединений, контролируемых на всех стадиях применения ВИК, полное описание работы шаблона. Данная инструкция (методика) может быть использована при обучении специалистов в области сварки и неразрушающего контроля.

Методика адаптирована под действующие нормативные документы и позволяет легко определить последовательность действий пользователя для решения конкретной задачи.

Кроме методики, на сайте шаблона представлен и калькулятор для расчетов не прямых измерений. К ним относятся расчеты угла скоса, угла между свариваемыми элементами конструкции, перелома оси/углового смещения (база 200 мм), выпуклости при сварке разнотолщинных элементов (рис. 4), диаметра трубы (цилиндрической поверхности), высоты/глубины (при установке в поперечном сечении трубы), допустимого значения измеряемой величины при известном определяемом параметре.

Патент РФ. ГРСИ

Конструкция шаблона защищена патентом на изобретение РФ «Универсальный шаблон специалиста неразрушающего контроля» [13].

На момент написания этой статьи универсальный шаблон специалиста НК TapiRUS проходит процедуру внесения в Государственный реестр средств измерений.

Заключение

УШС НК TapiRUS, созданный для замены многочисленных шаблонов и приспособлений, используемых при визуальном и измерительном контроле качества сварных соединений, является не только новым и более точным средством измерения, но и вехой перехода в область цифровых технологий. Вместе с измерительным инструментом специалисты в области сварки и ВИК получают доступную, современную методику контроля на всех этапах производства и эксплуатации сварных соединений (представлена также в формате pdf); онлайн-калькулятор, позволяющий рассчитать ряд параметров, недоступных прямому измерению. Пользователю доступно в любое время учебное пособие с полным описанием работы шаблона TapiRUS и его шкал с примерами. Универсальность шаблона обеспечивается возможностью реализации более 40 схем измерения при соблюдении требования по погрешности измерения. ●

Литература

1. РД 03-606-03. Инструкция по визуальному и измерительному контролю. Введ. 11.06.2003. М.: НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России, 2004.

2. РД-25.160.10-КТН-016-15. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Неразрушающий контроль сварных соединений при строительстве и ремонте магистральных трубопроводов. Введ. 16.04.2015. Изм. 2020.
3. СТО Газпром 2-2.4-715-2013. Методика оценки работоспособности кольцевых сварных соединений магистральных газопроводов: стандарт организации / Разработан научно-исследоват. ин-том природ. газов и газовых технологий. – Взамен СТО Газпром 2-2.4-083-2006 / Введ. 2014-03-17. – Москва: ОАО «Газпром», 2014. – VI, 226 с.
4. РБ 089-14. Руководство по безопасности при использовании атомной энергии «Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. Визуальный и измерительный контроль. Введ. 06.06.2014. Отм. 01.03.2019. М.: ФБУ «НТЦ ЯРБ», 2014.
5. Основы диагностики технических устройств и сооружений: монография / Г.А. Бигус, Ю.Ф. Даниев, Н.А. Быстрова, Д.И. Галкин. М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2015. 445 с.
6. ГОСТ 33976-2016 «Соединения сварные в стальных конструкциях железнодорожного подвижного состава. Требования к проектированию, выполнению и контролю качества». Введ. 01.07.2017. М.: Стандартиформ, 2017 год.
7. ТИ 07.186-2018 «Технологическая инструкция по визуальному методу неразрушающего контроля деталей локомотивов при выполнении ремонтов».
8. РД ВНИИЖТ-059/01-2019 Инструкция по сварке и наплавке при ремонте грузовых вагонов. (Утверждена на 63-м заседании Совета по железнодорожному транспорту государств-участников Содружества, протокол от 04-05.11.2015 г. с изм. и доп., утв. 71-м заседании СЖТ СНГ, протокол от 15-16.10.2019 г.)
9. ГОСТ Р ИСО 17637-2014 Контроль неразрушающий. Визуальный контроль соединений, выполненных сваркой плавлением. Введ. 01.01.2016. М.: Стандартиформ, 2015 год.
10. О погрешности измерения геометрических параметров сварного соединения с использованием шаблонов / А.Е. Шубочкин, М.А. Прилуцкий, Г.В. Зусман, Б.М. Кантер // Сварка и Диагностика. 2019. № 6. С. 41–45.
11. Универсальный шаблон специалиста «TapiRUS»: Руководство по эксплуатации. Версия 3: электронный ресурс / НИИИИ МНПО «Спектр». URL: <https://www.tapirus.info/russian/russian22243833> (дата обращения 16.02.2021).
12. ГОСТ Р 50.05.08-2018. Система оценки соответствия в области использования атомной энергии. Оценка соответствия в форме контроля. Унифицированные методики. Визуальный и измерительный контроль.
13. Патент на изобретение RU 2714458 С1, 18.02.2020. Заявка № 2019126215 от 20.08.2019.

KEYWORDS: non-destructive testing, visual and measurement control, welded joints, universal gauge, TapiRUS.

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



В МГУ имени М.В. Ломоносова пройдет Международная научно-практическая конференция

27-28 мая 2021

Формат Online, offline

НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

ОРГАНИЗАТОРЫ:

Московский Государственный Университет имени М.В.Ломоносова
Институт перспективных исследований нефти и газа МГУ

Геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

Российская Академия Наук – Научный совет по геологии и разработке нефтяных, газовых и угольных месторождений
Компания Проспект – партнер-организатор

Сайт конференции: oilgasideas.ru
При информационной поддержке Neftegaz.RU



НАСОСНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ СВЕРХВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

ЗАПАСЫ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ЗНАЧИТЕЛЬНО ПРЕВЫШАЮТ ЗАПАСЫ ЛЕГКОЙ И МАЛОВЯЗКОЙ НЕФТИ, И В СВЯЗИ С ИСТОЩЕНИЕМ ТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ ИНТЕРЕС К ТАКИМ МЕСТОРОЖДЕНИЯМ ВОЗРАСТАЕТ. ПРОБЛЕМА ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ СКВАЖИНЫМ СПОСОБОМ ОБЫЧНО РЕШАЕТСЯ ПРИ ПОМОЩИ ХИМИЧЕСКИХ ЛИБО ТЕРМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ, ТАКИХ КАК ЗАКАЧКА РЕАГЕНТОВ, НАГРЕВ ПЛАСТА ПАРОМ ИЛИ ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ. ЭТИ СПОСОБЫ ТРЕБУЮТ БОЛЬШИХ ЗАТРАТ, ПОЭТОМУ ПРОДОЛЖАЕТСЯ ПОИСК НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ СНИЗИТЬ СЕБЕСТОИМОСТЬ ДОБЫЧИ. КАКИЕ ЭФФЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ?

THE RESERVES OF HIGH-VISCOSITY OIL SIGNIFICANTLY EXCEED THE RESERVES OF LIGHT AND LOW-VISCOSITY OIL, AND DUE TO THE DEPLETION OF TRADITIONAL RESERVES, INTEREST IN SUCH FIELDS IS GROWING. THE PROBLEM OF HIGH-VISCOSITY OIL PRODUCTION BY THE DOWNHOLE METHOD IS USUALLY SOLVED USING CHEMICAL OR THERMAL METHODS, SUCH AS CHEMICAL INJECTION, EXHAUST STEAM HEATING OF THE FORMATION, OR OIL RECOVERY BY FIRE FLOODING. THESE METHODS ARE COSTLY, THEREFORE, THE SEARCH FOR NEW TECHNOLOGIES CONTINUES TO REDUCE THE COST OF PRODUCTION. WHAT EFFICIENT METHODS OF EXTRA-VISCOUS OIL PRODUCTION ARE OFFERED BY RUSSIAN OIL AND GAS EQUIPMENT MANUFACTURERS?

Ключевые слова: сверхвысоковязкая нефть, объемно-роторный насос, добыча нефти, расходно-напорные характеристики, современное оборудование.

Наталья Лыкова

начальник ИТЦ
АО «Новомет-Пермь»

Виктор Островский

заместитель начальника ИТЦ
АО «Новомет-Пермь»

Игорь Козлов

инженер-исследователь ИТЦ
АО «Новомет-Пермь»

Плунжерные и винтовые насосы позволяют осуществлять механизированную добычу, но при этом имеют ограничения по вязкости на уровне 9000–10000 сПз [2, 3] и температурам применения. Для винтовых насосов ограничение вязкости не является существенным, зато газовый фактор, приводящий к преждевременным отказам резиновых элементов винтовых насосов [4], существенно ограничивает их применение. Плунжерные насосы зачастую ограничены предельными напорами, а механизированная добыча нефти центробежными насосами обычно не применяется на вязкостях свыше 300–400 сСт из-за существенного снижения характеристик.

Технология добычи нефти объемно-роторными насосами (ОРНП) является новой, но уже успела себя зарекомендовать при добыче нефти в диапазоне вязкостей до 1000 сСт [5]. Конструкция насоса не содержит эластомерных рабочих органов (рис. 1), что позволяет снять ограничение по рабочей температуре или составу пластовой жидкости, таких как содержание газа на входе и его состав.

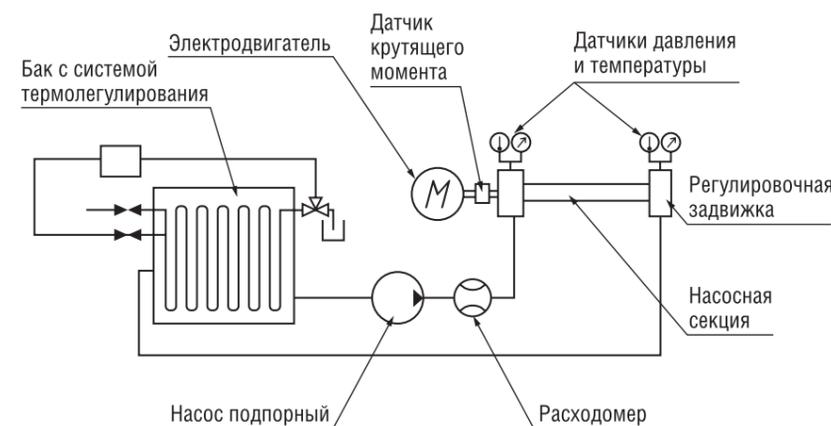
Направлением данной работы являлось исследование возможностей объемных насосов роторного типа при работе на высоковязкой жидкости и при высоком содержании газа. В качестве базы для исследования выбран диапазон вязкостей до 12000 сСт, что основывалось на параметрах нефти ряда месторождений пояса Ориноко в Венесуэле.

УДК 622.276.53

РИС. 1. Общий вид объемно-роторного насоса



РИС. 2. Схема стенда



На текущий момент в АО «Новомет-Пермь» разработаны две модели объемно-роторных пластинчатых насосов в двух габаритах: ОРНП 5-10 и ОРНП 5А-50.

В ходе исследования были проведены эксперименты по перекачке жидкости объемно-роторными насосами, исследованы их напорно-расходные характеристики (НРХ), взаимосвязь параметров и вязкости. Так как конструкция насоса отличается от известных аналогов, потребовалось дополнительно разработать методики испытаний и стенды применимо к этому типу насоса.

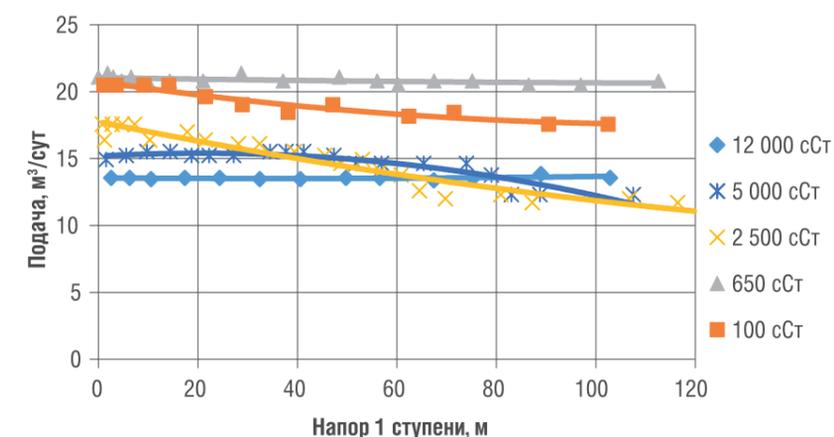
Влияние вязкости на напорно-расходные характеристики ОРНП

Первоначально были проведены испытания объемно-роторных насосов на масле с вязкостью до 5000 сСт. Принципиальная схема стенда [6] показана на рис. 2.

Проведение испытаний на сверхвысоковязкой жидкости потребовало доработки существующего испытательного оборудования, так как высокая

вязкость жидкости приводит к дополнительным потерям давления во входных каналах стенда. Поэтому для компенсации потерь бак стенда был расположен максимально близко к входным отверстиям насоса, бустерный насос исключен из схемы, а в бак стенда нагнеталось повышенное давление 0,4 МПа при помощи сжатого воздуха. Указанная схема позволяет имитировать скважинные условия при обязательном наличии входного давления не менее 0,4 МПа.

РИС. 3. Расходно-напорные характеристики насоса ОРНП 5-10 при различных вязкостях



Измерения были проведены в диапазоне напоров 0–100 м для исключения повреждения ступеней насоса при большем напоре. Данное ограничение было выбрано из опыта испытаний указанного насоса.

На рис. 3 показаны расходно-напорные характеристики насоса ОРНП5-10 при различных вязкостях. Графики показаны выборочно для того, чтобы показать общий эффект влияния вязкости. Видно, что на интервале вязкостей от 100 до 650 сСт наблюдается рост расхода жидкости при сопоставимом напоре ступеней, что говорит о снижении объемных потерь внутри насоса. Далее сохраняются примерно одинаковые характеристики до вязкости 1000 сСт, и затем наблюдается снижение расхода насоса. Кривые с вязкостями 2500, 5000 и 12000 сСт на графике располагаются ниже, из чего делаем вывод о дополнительных потерях энергии во входных, выходных и межступенчатых каналах насоса. Тем не менее устойчивая работа ОРНП сохраняется в диапазоне вязкостей до 12000 сСт, являющихся недоступными для работы центробежных насосов.

Значимым изменением при подобном увеличении вязкости является рост мощности, потребляемой насосом, и соответствующее снижение КПД (рис. 4). При этом на типичных рабочих вязкостях насоса наблюдается максимум КПД при фиксированном напоре (40 м/ступень), на большей вязкости точка максимума переносится в область больших напоров вправо.

РИС. 4. Снижение КПД ОРНП5-10 при увеличении вязкости до 12 000 сСт

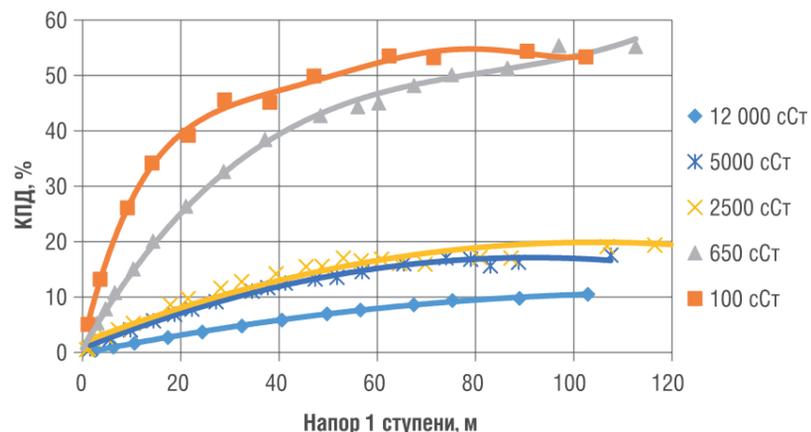


РИС. 5. Характеристики ОРНП5А-50М на воде

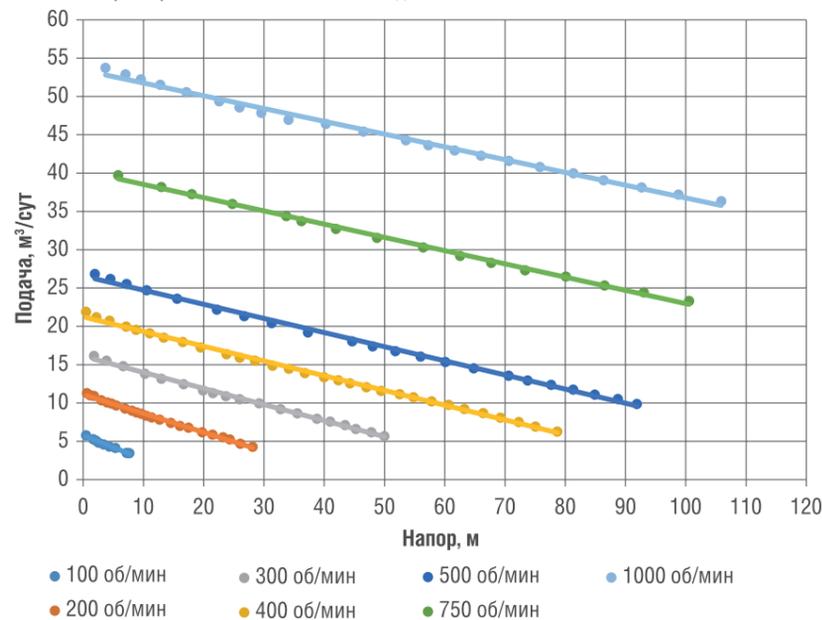
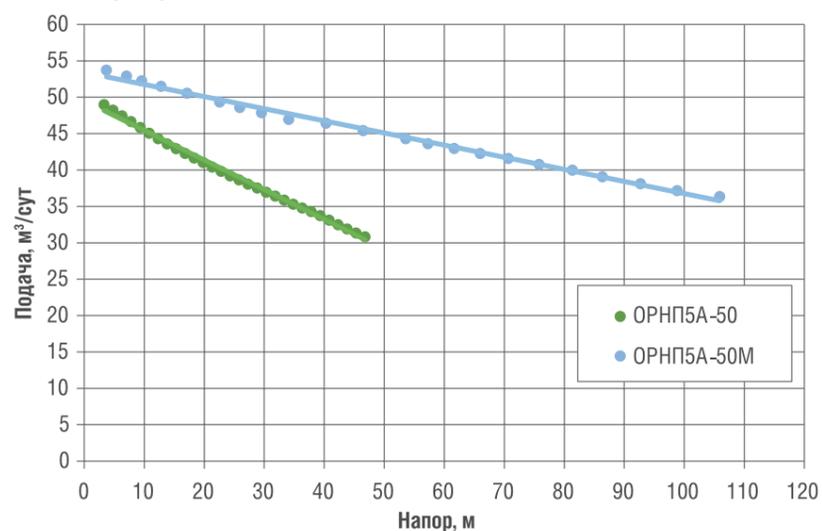


РИС. 6. Характеристики ОРНП5А-50М на воде



Таким образом, можно сделать вывод о наличии технической возможности для перекачки высоковязких жидкости при помощи объемно-роторных насосов.

Характеристики насоса ОРНП5А-50М

Для больших дебитов была разработана конструкция объемно-роторного насоса с номинальной подачей 50 м³/сут. В ходе эксплуатации была выявлена следующая особенность: при эксплуатации скважин с малой вязкостью жидкости глушения приходилось комплектовать насос большим количеством ступеней, чем это необходимо для добычи вязкой пластовой жидкости. Поэтому в конструкцию были внесены изменения, позволяющие уменьшить уровень утечек внутри ступени. Конечные характеристики модернизированного насоса ОРНП5А-50М показаны на рис. 5 и 6. Из рис. 5 видно, что существует возможность гибкого регулирования подачи насоса за счет частоты вращения.

Рис. 6 показывает улучшение характеристик модернизированной ступени ОРНП5А-50М по сравнению с предыдущей конструкцией ступени ОРНП5А-50 на воде.

В большинстве случаев в диапазоне напоров до 100 м характеристики можно описать линейными функциями, в которых левая точка описывается значением теоретической подачи, а наклон кривой зависит от вязкости жидкости, что облегчает прогнозирование характеристик на жидкостях с различной вязкостью.

Работа объемно-роторного насоса с газом

Целью данных испытаний было определение предельно возможных концентраций газа, при которых наблюдается стабильная работа объемно-роторного насоса, и оценка деградации его характеристик. Согласно методике испытаний первоначально настраивается рабочая точка на воде, а затем последовательно увеличивается газосодержание. При этом рабочая точка смещается в область низких подач и напоров, на рис. 7 влево вниз.

РИС. 7. Расходно-напорные характеристики насоса ОРНП5-10 при различном газосодержании на 750 об/мин при вязкости 400 сСт

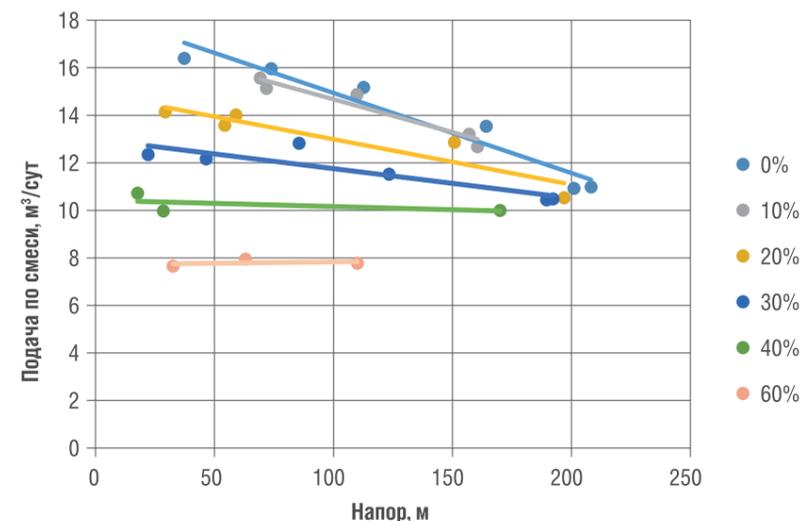
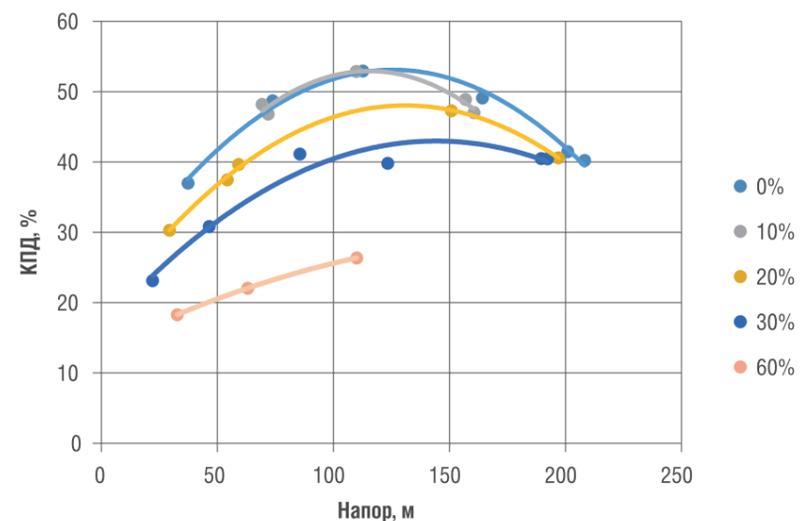


РИС. 8. КПД насоса ОРНП5-10 при различном газосодержании на 750 об/мин при вязкости 400 сСт



Поэтому для измерения характеристик до 100 м при газосодержании 60% максимальный напор на чистой жидкости был кратковременно увеличен со 100 до 200 м.

Результаты для насоса ОРНП 5-10 показаны на рис. 7 и 8, где соответственно отображены расходно-напорные характеристики и КПД при различном газосодержании.

Видно, что в исследованной области насос может перекачивать жидкость с газосодержанием до 60%, что существенно выше максимального предельного газосодержания центробежных насосов. При этом снижается подача смеси и КПД насоса.

После проведения испытаний и разбора насоса негативных последствий для деталей насоса обнаружено не было, что является преимуществом в сравнении с винтовыми насосами.

Выводы

- Проведены исследования по изучению работы объемно-роторных насосов на высоковязкой жидкости и при высоком содержании газа. Показано, что ОРНП способен перекачивать жидкости вязкостью до 12000 сСт.
- При работе ОРНП на высоковязкой жидкости наблюдается некоторое снижение характеристик

из-за повышения сопротивления входных и выходных каналов насоса. В частности, максимальный КПД в рабочем диапазоне напоров снижается примерно в 5 раз в сравнении с КПД при вязкости 600 сСт.

- Исследованы характеристики модернизированной ступени ОРНП5А-50М на воде и показано существенное улучшение характеристик, позволяющее оптимизировать подбор насоса при откачке маловязкой жидкости глушения.
- Установлено, что ОРНП способен справиться с высоким содержанием газа на входе до 60%.
- Полученные результаты и тот факт, что материалы насоса не имеют ограничений по температуре и составу пластовой жидкости, обеспечивают применение ОРНП в условиях, не доступных для винтовых и центробежных насосов.

Литература

1. Бекбаулиева А.А., Арсабаева А.К. Способы добычи и технологии, используемые для извлечения высоковязкой нефти. Проблемы и достижения современной науки том: 2, Номер: 1 (5), 2018. С. 35–43.
2. https://www.hms.ru/pumps_catalog/?SECTION_ID=290&ELEMENT_ID=944
3. Брот А.Р. Установки винтовых насосов как способ эффективной эксплуатации малodeбитных скважин. Инженерная практика № 7 / 2010.
4. Тимашев Э.О., Ямалиев В.У. Анализ причин разрушения эластомеров обжим винтовых насосов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело».
5. Паначев М.В. Объемные насосы Новомет – новое решение для добычи нефти. Neftegaz.ru 2020. <https://neftgaz.ru/science/booty/543667-obemnyye-nasosy-novomet-novoe-reshenie-dlya-dobychi-nefti/>
6. Пещеренко С. Н. Влияние вязкости жидкости на рабочие характеристики насоса ЭЦН7А-1000 / С.Н. Пещеренко, Д.Н. Лебедев, Д.А. Павлов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 4. С. 64–79.
7. Якимов С.Б., Шпорто А.А., Сабиров А.А., Булат А.В. Влияние концентрации абразивных частиц в добываемой жидкости на надежность работы электророторных погружных насосов. Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017, (6), с. 50–56.
8. Механизм гидроабразивного износа ступеней нефтяных насосов / В.Г. Островский, М.О. Перельман, С.Н. Пещеренко // Бурение & нефть. – 2012. – № 10. – С. 36–38.

KEYWORDS: ultra-high-viscosity oil, volumetric rotary pump, oil production, flow and pressure characteristics, modern equipment.

Нефтесервисный рынок

Производство нефти в мире

88,8 млн барр в день
- 6,7 % г/г

Средняя цена Brent

42 долл США за барр
- 34 % г/г

Мировой рынок нефтесервисов

335 млрд долл США
- 19 % г/г

Добыча нефти и конденсата в России

511 млн тонн
- 9 % г/г

Нефтесервисный рынок в 2019 году

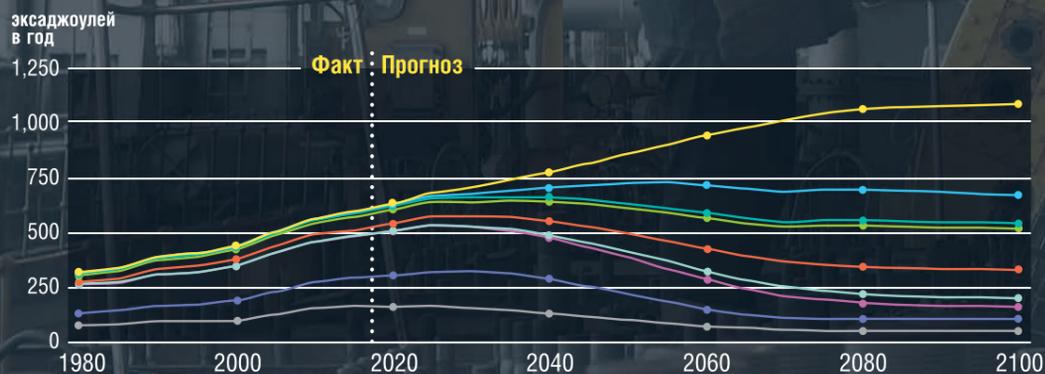
27 млрд долл США
Объем нефтесервисного рынка

28,7 млн м
Общая проходка бурением

41 тыс. км²
Выполнено 3D-сейсморазведки

51,4 тыс пог. км
Выполнено 2D-сейсморазведки

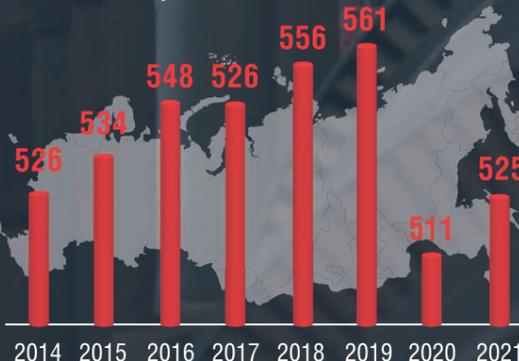
Источники первичной энергии в мире



Мировой рынок нефтесервиса, млрд долл. США



Добыча нефти и конденсата в РФ, млн т



Рынок нефтесервиса в РФ, млрд долл. США



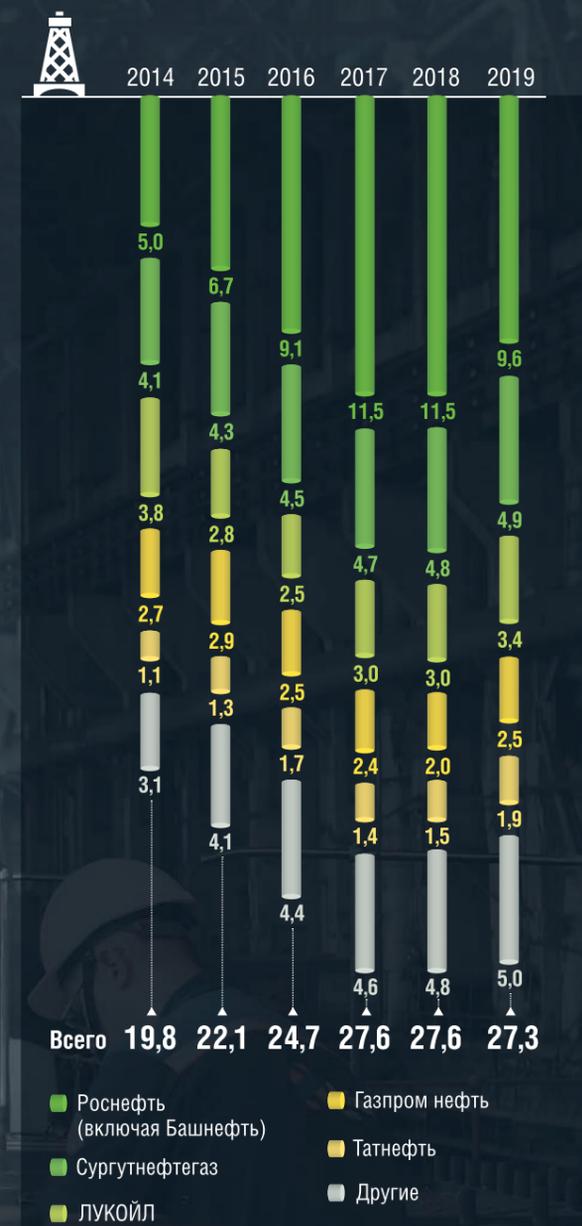
Эксплуатационное бурение в РФ



Основные показатели поискового и разведочного бурения



Структура эксплуатационного бурения в РФ по заказчикам



Расходы на текущий и капитальный ремонт скважин в России, \$ млрд



* По материалам Исследовательского центра компании «Делойт» в СНГ

ФАКТОРЫ УСПЕХА:

как во время кризиса нарастить обороты и увеличить инвестиции

2020 ГОД ПОСТАВИЛ ПЕРЕД НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛЮ СЛОЖНЫЕ ЗАДАЧИ, РЕШЕНИЕ КОТОРЫХ ПОТРЕБОВАЛО НЕТРИВИАЛЬНОГО ПОДХОДА, БЫСТРОГО РЕАГИРОВАНИЯ НА НОВУЮ СИТУАЦИЮ И НАЛИЧИЕ ПОДУШКИ БЕЗОПАСНОСТИ В ВИДЕ КАДРОВОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА. С КАКИМИ РЕЗУЛЬТАТАМИ ЗАВЕРШИЛА ЭТОТ НЕПРОСТОЙ ГОД НЕЗАВИСИМАЯ НЕФТЕСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ «НАФТАГАЗ», И КАКИЕ ФАКТОРЫ СПОСОБСТВОВАЛИ УСПЕШНОМУ ПРЕОДОЛЕНИЮ КРИЗИСНЫХ ЯВЛЕНИЙ?

THE YEAR 2020 POSED CHALLENGING TASKS FOR THE OIL AND GAS INDUSTRY, THE SOLUTION OF WHICH REQUIRED A CHALLENGING APPROACH, A QUICK RESPONSE TO A NEW SITUATION AND THE PRESENCE OF A SAFETY BAG IN THE FORM OF HUMAN AND TECHNOLOGICAL POTENTIAL. WITH WHAT RESULTS DID ONE OF THE LEADERS OF THE OILFIELD SERVICES INDUSTRY, NAFTAGAZ, END THIS DIFFICULT YEAR, AND WHAT FACTORS CONTRIBUTED TO THE SUCCESSFUL OVERCOMING OF THE CRISIS?

Ключевые слова: нефтесервисное предприятие, бурение, производственная безопасность, цифровизация, топливно-энергетический комплекс.

Стратегия, побеждающая обстоятельства

2020 год для всего нефтегазосервиса стал ревизией управленческой мобильности и эффективности, отношений с партнерами и умения быстро ориентироваться в суровом кризисе. В «НафтаГазе» поддержали подход своего основного заказчика – «Газпром нефти» к оптимизации сложившейся на рынке ситуации, включая проект по созданию Фонда незаконченных скважин. Он дает возможность подрядным организациям видеть перспективы, а заказчику в постковидный период оперативно восстановить темпы нефтедобычи после окончания сделки ОПЕК+. Предлагаемый путь позволяет в меньшем объеме сократить производственную программу и частично поддержит нефтесервисный сектор в это непростое время. Но, несмотря

на все усилия, проект пока не движется. Хотя его развитие может оказать серьезную поддержку отрасли, учитывая, что ситуация в сервисе сложная.

Однако, какие бы сложные ни были времена, бизнес должен двигаться не только в сторону спасения или сохранения той точки, в котором его застали обстоятельства, но и думать о развитии. В 2020 году «НафтаГаз» инвестировал почти миллиард рублей в основные средства, а за пять лет более 5,6 млрд. На сегодняшний день эксплуатационное и разведочное бурение ведется новыми и модернизированными буровыми установками различной грузоподъемности, которые оснащены высокотехнологичным импортным оборудованием, позволяющим бурить в самых сложных условиях, на уникальных нефтяных и газовых проектах «Газпром нефти», «Роснефти», «Газпрома» и др.

Осенью прошлого года решением Правительственной комиссии по повышению устойчивости развития экономики ООО «Нафтагаз-Бурение» включено в перечень системообразующих организаций топливно-энергетического комплекса (ТЭК) РФ.

Ответственный подход – гарантия бизнес-эффективности

За весь период пандемии в «НафтаГазе» не произошло ни одной вспышки массового заражения. В успешном прохождении «проверки на устойчивость» компании во многом помогла и продолжает помогать оперативная реакция на обстоятельства. «НафтаГаз» начал принимать меры для предотвращения заболевания на площадках одним из первых среди российских промышленных



Ислам Назаралиев,
генеральный директор
АО «НафтаГаз»:

Мы считаем производственные показатели «НафтаГаза» за прошлый год в целом успешными. Да, глобальные факторы на политическом треке нефти не позволили компании реализовать амбициозный

бизнес-план на 2020 г. полностью. Готовясь к высоким производственным показателям, в 2019 г. мы увеличили численность персонала почти на 30 %, а парк техники на 40 %. Но это же позволило нам в кризис качественно и своевременно исполнять контрактные обязательства перед заказчиками и социальные обязательства перед сотрудниками и партнерами.

Мы подтвердили доверие наших заказчиков эффективным взаимодействием, поиском совместных решений в сложившейся ситуации, участием в новых проектах. Мы вышли на строительство газовых скважин на объектах ПАО «Газпром» по контракту с ООО «Газпромнефть-Заполярье», осенью достигли отметки в 3 млн метров проходки с начала деятельности, продолжили реализацию инвестиционной программы и сохранили коллектив.

Более того, в прошлом году мы значительно усилили нашу команду эффективными специалистами на всех уровнях. Мы внимательно относимся к атмосфере в компании, стимулируем профессиональный рост наших сотрудников и создаем комфортные условия для работы. Мы понимаем, что именно люди – наше основное преимущество. Сегодня «НафтаГаз» идет по пути качественного роста производственных мощностей, поэтому мы ищем талантливых производственников и управленцев, внимательно следим за кадровым рынком, для молодых работников внедрена специальная программа.

Мы продолжим инвестировать в развитие персонала, создание современного учебного центра, производственно-технические, управленческие и бизнес-процессы, применение современных технологий для повышения качества портфеля заказов, долгосрочного и устойчивого роста в нефтегазосервисной отрасли и расширения географии деятельности «НафтаГаза».

Компания начала строить газовые скважины на объектах ПАО «Газпром», осенью была достигнута отметка в 3 млн метров проходки с начала деятельности, продолжается реализация инвестиционной программы, коллектив был не только сохранен, но и пополнился эффективными профессиональными кадрами

предприятий – еще в начале марта 2020 г. Было принято решение об увеличении вахт и ужесточении контроля за санитарно-эпидемиологическими условиями. Этот шаг стал определяющим ввиду роста заболеваемости в ЯНАО и ХМАО – регионах основной деятельности предприятия. Кроме того, были организованы специальные буферные терминалы, происходило тесное взаимодействие с заказчиком. Являясь одним из основных работодателей в Ноябрьске, в рамках своей политики по социальной корпоративной ответственности «Нафтагаз-Бурение» оказало поддержку медикам Центральной городской больницы в оснащении СИЗами.

Обеспечение производственной безопасности во время пандемии потребовало немалых затрат. В среднем на эти цели выделялось от 8 до 12 млн руб. в месяц – серьезные деньги для сервисной компании.

В рамках традиционного приоритета «НафтаГаза» – заботы о здоровье и безопасности персонала – в феврале этого года началась добровольная вакцинация от Covid-19. Это позволяет сотрудникам получить иммунитет, обезопасить своих

родных, быстрее вернуться к нормальной жизни. Что касается производственного процесса, то вакцинация дает возможность отказаться от двухнедельного нахождения в буферных зонах, где люди подвергаются риску заражения и испытывают психологическое давление от изоляции. Кроме того, многие сотрудники проживают в небольших населенных пунктах, где пока сложно получить доступ к вакцине. В «НафтаГазе» также считают, что вакцинирование позволит более оперативно вернуться к стандартным срокам вахты в 30 дней. В данный момент уже начат переход на 45-дневный режим.

Эволюция сервиса

Почти 120 млн руб. вложила группа компаний «НафтаГаз» в развитие своего дочернего общества «Нафтагаз-Сервис» в 2020 г. За 5 лет в оснащение предприятия инвестировано более 430 млн руб. «НГ-Сервис» образовано в 2017 году в связи с расширением производственной программы ООО «НГ-Бурение», которое столкнулось с дефицитом необходимого количества и качества услуг на рынке субподрядных организаций.

Сегодня «Нафтагаз-Сервис» объединил в своих рядах опытных профессионалов для оперативного решения поставленных задач заказчиков в Ямало-Ненецком, Ханты-Мансийском автономных округах, Красноярском крае, Тюменской и Томской областях.

Отметим, что «Нафтагаз-Сервис» является одним из крупнейших предприятий в ЯНАО по оказанию транспортных и вышккомонтажных услуг для строительства нефтяных и газовых скважин. Развитие кадрового потенциала – это еще одна первостепенная задача, стоящая перед руководством компании. Сегодня в составе «Нафтагаз-Сервис» работают 5 вышккомонтажных бригад и 2 бригады по передвижкам буровых установок. В краткосрочной перспективе запланировано увеличение количества бригад вдвое.

Парк предприятия уже насчитывает более 130 ед. спецтехники. При этом средний возраст автотранспорта составляет менее трех лет. И хотя техника является важнейшим элементом эффективной работы сервисного предприятия, главный фактор успеха – все-таки не машины, а люди.

TOP 5 Входит в ТОП-5 независимых российских буровых компаний

Является членом Международной ассоциации буровых подрядчиков (IADC)

Более **3** млн м проходки



5,6 млрд рублей инвестиций

Более **800** скважин

Более **1700** человек

70% объема работ приходится на горизонтальное бурение

Безопасность – первый приоритет

Служба HSE – самая многочисленная в компании. Она сформирована на основе унифицированного подхода: каждый сотрудник СПБ взаимозаменяем и может работать во всех направлениях ОТ, ПБ, ООС, ПДД, ГО и ЧС. Усилен функционал по лицензированию и сертификации, а также по разработке регламентирующих документов. Сформирована четкая, понятная и выполнимая система правил безопасности. Внедрена «Единая система управления производственной безопасностью» (ЕСУПБ), которая позволяет обеспечивать безопасные условия труда на всех стадиях производственного процесса, а значит, осуществлять бизнес-процессы более эффективно. Но безопасность персонала и состояние окружающей среды на производстве в «НафтаГазе» стоят выше любых соображений экономического характера и являются приоритетными.

Внедрена электронная мобильная площадка по регистрации СТОП-карт, которая позволяет своевременно информировать о выявленных рисках и опасностях для жизни персонала и проводить профилактическую работу. Практически на всех объектах в данный момент имеются медицинские пункты. Разработана антикоррупционная политика, уже действует «Горячая линия безопасности» для сотрудников, подрядчиков и партнеров с целью своевременного получения информации о свершившихся фактах или обоснованных подозрениях (рисках) нанесения ущерба экономическим, имиджевым интересам компании.

С учетом осуществленных мероприятий, для «НафтаГаза»

расширена лицензия в части мест осуществления деятельности на эксплуатацию взрывопожароопасных объектов на все виды работ при бурении скважин.

Как стимул для работников в вопросах соблюдения правил безопасности, в «НафтаГазе» рассчитывается рейтинг буровых бригад, применяется мотивационная составляющая.

Цифровые решения в вопросах бурения

«НафтаГаз» в своем развитии движется в русле современных вызовов: для эффективности бизнеса автоматизируются управленческие процессы. На новейшем ПО внедрен блок производственного учета, который обеспечивает непрерывный поток данных между данной системой и внешними системами, улучшает интеграцию и достоверность данных, предоставляет комплексную отчетность на любой стадии жизненного цикла производственного процесса.

В связи с увеличением транспортного парка в «НафтаГазе» разработан собственный новый программный продукт, который автоматизирует процесс учета, контроля и анализа объема услуг, оказываемых транспортными подрядчиками, в частности, обеспечивая этому процессу максимальную прозрачность. Это позволило сконцентрироваться в направлении безопасности и эксплуатации ТС.

Пандемия внесла свои коррективы и перевела общение между московским офисом, производственными базами и объектами в онлайн-режим. Увидев в этом экономическую эффективность, в «НафтаГазе» начали использовать все

инструменты для оперативного общения между сотрудниками любого уровня, находящимися в разных географических точках.

Но модернизация касается не только управленческих, но и производственных процессов. На 6-й расширенной встрече руководства ПАО «Газпром нефть» с подрядными организациями о приоритетности направления развития по цифровизации, заместитель генерального директора Вадим Яковлевым рекомендовал компаниям-партнерам участвовать в проекте по автоматизации буровых установок с применением передовых механизмов и цифровых продуктов.

«НафтаГаз» это предложение поддержал. Была создана рабочая группа для проработки поставленной задачи и к концу 2020 года было разработано решение по обеспечению буровых установок автоматизированными комплексами. Сегодня «НафтаГаз» предлагает к внедрению продукт – «Цифровая буровая», в котором применен комплексный подход к решению поставленных задач. Предлагаемые новации позволят, в том числе, включить всех участников строительства скважин в единую цифровую «среду», а заказчику облегчить управление процессом строительства. Этот совместный проект в рамках реализации стратегического партнерства между «НафтаГазом» и заказчиком позволит оптимизировать сроки строительства скважин, снизить непроизводительные затраты, минимизировать ошибки, связанные с «человеческим фактором», повысить уровень производственной безопасности и выйти на более амбициозные цели. ●

KEYWORDS: *oilfield service company, drilling, industrial safety, digitalization, fuel and energy complex.*

НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ 2021



19–24 апреля
г. Новороссийск

2-я международная научно-практическая конференция
Промышленная и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе

24–29 мая
г. Сочи

10-я международная научно-практическая конференция
Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов

31 мая–5 июня
г. Сочи

16-я международная научно-практическая конференция
Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

20–25 сентября
г. Новороссийск

12-я международная научно-практическая конференция
Строительство и ремонт скважин

4–9 октября
г. Сочи

9-я международная научно-практическая конференция
Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы



В рамках конференций пройдут рабочие заседания, выступления ведущих экспертов нефтегазовой отрасли, круглые столы, семинары, торжественные фуршеты в честь открытия, спортивные соревнования, предусмотрена экскурсионная программа



При оплате регистрационного взноса за 30 дней до начала каждого мероприятия предоставляется скидка 5%



В случае введения ограничительных мер на проведение массовых мероприятий в связи с пандемией коронавируса COVID-19 место и время проведения конференций может быть изменено

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

ОРГАНИЗАТОР



Министерство ТЭК и ЖКХ Краснодарского края



Торгово-промышленная палата Российской Федерации



Российское газовое общество



Союз Нефтегазопромышленников России



Государственная Дума ФС РФ



ООО «НПФ «Нитро»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



ПРОМЫШЛЕННОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ



ТехНАДЗОР



ТЕХСОВЕТ ПРЕМИУМ



CAMELOT PUBLISHING



ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ



ТЕРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ



Neftgaz.RU

ПЕРКОЛЯЦИОННЫЙ АНАЛИЗ УСТОЙЧИВОСТИ ВОДОГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

ОДНИМ ИЗ НАПРАВЛЕНИЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАДИЦИОННОГО МЕТОДА ЗАВОДНЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯВЛЯЕТСЯ ЗАКАЧКА В ПЛАСТ ВОДОГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ (ВГС). НА РЯДЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ – ФЕДОРОВСКОМ, ВОСТОЧНО-ПЕРЕВАЛЬНОМ, САМОТЛОРСКОМ – УЖЕ БЫЛИ ПРОВЕДЕНЫ ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ЗАКАЧКИ ВГС. ПРИ ЭТОМ ВЕСЬМА АКТУАЛЬНЫМ ЯВЛЯЕТСЯ ВОПРОС УСТОЙЧИВОСТИ ТАКИХ СМЕСЕЙ, ПОСКОЛЬКУ ОН НАПРЯМУЮ СВЯЗАН С УВЕЛИЧЕНИЕМ РАДИУСА ОХВАТА ПРИ ЗАКАЧКЕ ВГС*

ONE OF THE WAYS TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF THE TRADITIONAL WATERFLOODING METHOD IN THE DEVELOPMENT OF OIL FIELDS IS THE INJECTION OF WATER-GAS MIXTURES (WGM) INTO THE RESERVOIR. FIELD TESTS OF WGM INJECTION HAVE ALREADY BEEN CARRIED OUT AT A NUMBER OF FIELDS: FEDOROVSKOE, VOSTOCHNO-PEREVALNOE, SAMOTLORSKOE. AT THE SAME TIME, THE ISSUE OF THE STABILITY OF SUCH MIXTURES IS VERY RELEVANT, SINCE IT IS DIRECTLY RELATED TO THE COVERAGE RADIUS INCREASING DURING WGM INJECTION

Ключевые слова: перколяционный анализ, водо-газовая смесь, заводнение, добыча углеводородов, математическое моделирование.

Кадет Валерий Владимирович
кафедра нефтегазовой и подземной гидромеханики, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.т.н.

Галечян Артур Михайлович
Институт геологии и разработки горючих ископаемых (АО «ИГИРГИ»), к.ф.-м.н.

Экспериментально установлено, что нанодисперсные водогазовые смеси (НВГС) являются достаточно устойчивыми и распадаются на газ и воду значительно медленнее, чем микродисперсные водогазовые смеси (МВГС). Это указывает на то, что устойчивость ВГС обратно пропорциональна характерному размеру газовых пузырьков.

Следовательно, для замедления расслоения смеси на газ и воду и увеличения радиуса охвата при закачке ВГС имеет смысл подготавливать мелко диспергированную эмульсию газа в воде.

Существует два основных типа устойчивости дисперсных систем: агрегативная и седиментационная [4]. В то время как агрегативная устойчивость зависит от электростатического потенциального барьера отталкивания частиц дисперсной фазы, седиментационная устойчивость во многих источниках объясняется броуновским движением частиц дисперсной фазы, приводящим к их равномерному распределению в объеме дисперсионной среды и препятствующим их осаждению или всплытию (в зависимости от плотности материала частиц взвеси). Однако броуновское движение не может полностью компенсировать силу тяжести (силу Архимеда), поскольку векторная сумма всех импульсов хаотичных соударений

частиц друг с другом при отсутствии направленного потока всей системы будет равна нулю.

Осаждению (всплытию) будет препятствовать сила вязкого трения, которая при ламинарном течении прямо пропорциональна скорости движения частицы в вязкой среде. Чем меньше размер частиц, тем меньше действующая на них сила тяжести (сила Архимеда) и тем меньшие скорости необходимы, чтобы сила вязкого трения ее компенсировала. Соответственно, время осаждения или всплытия будет расти, что и означает возрастание седиментационной устойчивости дисперсной системы.

Математическая модель всплытия пузырька в вязкой среде

Рассмотрим квазилиофильную и низкоконцентрированную ВГС, в которой коагуляцией и соударением пузырьков между собой можно пренебречь. Тогда для оценки скорости сегрегации смеси достаточно проанализировать формирование скорости всплытия отдельного пузырька газа. Дифференциальное уравнение движения пузырька будет выглядеть следующим образом:

$$m \frac{d\vec{v}}{dt} = \vec{F}_A + \vec{F}_{тр}, \quad (1)$$

* По материалам [1, 2, 3].

где m – масса пузырька; \vec{v} – его скорость; t – время; F_A – сила Архимеда; $F_{тр}$ – сила вязкого трения.

Известно, что скорость всплытия газовых пузырей достаточно быстро выходит на стационарный режим [5]. Таким образом, при установившемся режиме течения проекция уравнения (1) на вертикальную ось примет вид:

$$F_A - F_{тр} = 0. \quad (2)$$

В масштабах рассматриваемой задачи расширением пузырька со всплытием можно пренебречь: принимая дистанцию всплытия пузырька равной высоте уровня жидкости в сосуде (порядка 0,2 м), получим, что увеличение объема не превысит 2%. Следовательно, для силы Архимеда справедливо следующее соотношение:

$$F_{A1} = \rho_{вг} \frac{\pi d^3}{6}, \quad (3)$$

где $\rho_{вг}$ – плотность воды; g – ускорение свободного падения; d – диаметр пузырька.

Силу вязкого трения принимаем пропорциональной скорости, т.к. рассматриваемые в задаче скорости малы:

$$F_{тр} = a d \mu_{в} v, \quad (4)$$

где a – безразмерный коэффициент формы пузырька, а $\mu_{в}$ – динамическая вязкость воды. Согласно закону Стокса, для сферического объекта (размером не менее 100 мкм) $a = 3$, а для пузырьков малых размеров – порядка 10 мкм – наилучшее согласие с экспериментом достигается при $a = 1$.

Подстановка соотношений (3) и (4) в уравнение (2) дает следующее выражение для скорости пузырька:

$$v = \frac{\rho_{вг} g}{a \mu_{в}} \frac{\pi d^2}{6}. \quad (5)$$

Для расчета скорости всплытия пузырька по формуле (5) использовались данные, представленные в табл. 1.

Отождествляя время всплытия до указанной высоты уровня жидкости в сосуде со временем распада ВГС, получаем следующие результаты (табл. 2).

Полученные данные показывают, что при разнице в размерах пузырьков между НВГС и МВГС в 30 раз разницы в скорости и, соответственно, во времени распада ВГС составляет почти три порядка, то есть около 10^3 раз, что совпадает

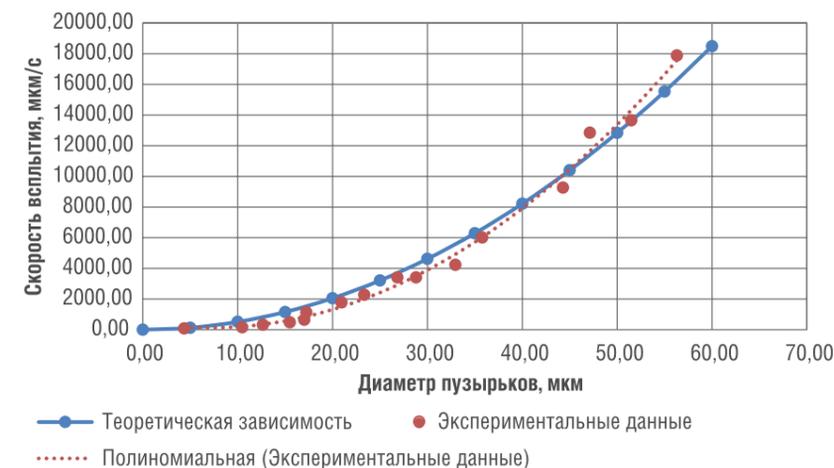
ТАБЛИЦА 1. Исходные данные для расчетов

Свойство	Обозначение	Единицы (СИ)	Значение
Плотность воды	$\rho_{вг}$	кг/м ³	1000,00
Ускорение свободного падения	g	м/с ²	9,81
Динамическая вязкость воды	$\mu_{вг}$	Па*с	1,00E-03
Геометрический коэффициент	a	–	1,00
Средний диаметр пузырьков НВГС	$d_{нг}$	м	1,00E-07
Средний диаметр пузырьков МВГС	$d_{мг}$	м	3,00E-06
Высота сосуда	h	м	0,20

ТАБЛИЦА 2. Расчетные данные для движения пузырьков в свободной воде

Свойство	Обозначение	Значение	Единицы (СИ)
Скорость пузырьков НВГС	$v_{нг}$	51,37	мм/с
Скорость пузырьков МВГС	$v_{мг}$	46,23	мкм/с
Время распада НВГС	$t_{нг}$	1,50	мес.
Время распада МВГС	$t_{мг}$	1,20	ч

РИС. 1. Теоретическая и экспериментальная зависимости скорости всплытия пузырьков от их диаметра



с экспериментальными данными о более высокой стабильности НВГС по сравнению с МВГС (рис. 1).

Устойчивость НВГС в пористой среде

Процесс всплытия пузырька существенно усложняется в пористой среде. В этом случае необходимо рассчитать траекторию его движения, исходя из структуры порового пространства. Траектория движения пузырька в трехмерной пористой среде оказывается фрактальной [6], что существенно влияет на скорость их движения (всплытия) по этим каналам.

Воспользовавшись перколяционной иерархической моделью формирования путей движения флюидов в пористых средах [6],

получим соотношение между длиной пути всплытия пузырька в свободной жидкости l и в пористой среде L :

$$L = l \left[\int_{r_1}^{r_c} f(r) dr \right]^{v-1}, \quad (6)$$

где $f(r)$ – плотность распределения пор по радиусам, v – индекс радиуса корреляции бесконечного проводящего кластера (для трехмерного пространства $v = 0,88$), r_1 – радиус рассматриваемого пузырька (средний радиус пузырьков НВГС), r_c – критический радиус, определяемый порогом протекания решетки капилляров P_c^b (например, для простой кубической решетки $P_c^b = 0,25$):

$$\int_{r_c}^{\infty} f(r) dr = P_c^b.$$

В дальнейших расчетах использовалась логнормальная функция $f(r)$:

$$f(r) = (\sqrt{2\pi}\sigma_d r)^{-1} \exp\left[-\frac{\left(\ln\left(\frac{r}{r_0}\right) - \mu\right)^2}{2\sigma_d^2}\right], \quad (7)$$

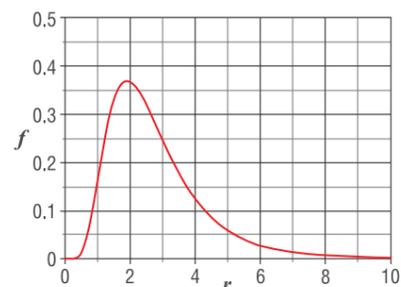
качественно близкая по своему виду к реальной дифференциальной кривой распределения капилляров по радиусам [6].

Здесь r_0 – единичный радиус, а значения параметров $\sigma_d = 0,25$, $\mu = 2$ соответствуют характерному поведению экспериментальных кривых $f(r)$. График функции $f(r)$ представлен на рис. 2.

Чтобы оценить скорость всплытия пузырька по данному извилистому каналу длиной L , учтем усредненный угол наклона элементов фрактального проводящего пути скелета бесконечного кластера [6], равный $\pi/4$. Тогда проекция силы Архимеда на траекторию всплытия пузырька составит:

$$F_{AL} = \rho_v g \frac{\pi d^3}{6\sqrt{2}}.$$

РИС. 2. Функция плотности распределения пор (поровых каналов) по радиусам, мкм



Соответственно, аналогично соотношению (5), средняя скорость всплытия пузырька будет определяться выражением:

$$v = \frac{\rho_v g}{\alpha \mu_v} \frac{\pi d^2}{6\sqrt{2}}. \quad (8)$$

Таким образом, из (6) и (8) можно оценить время всплытия пузырька в насыщенной пористой среде:

$$t = l \int_{r_1}^{r_c} f(r) dr \left[\frac{\alpha \mu_v}{\rho_v g} \frac{6\sqrt{2}}{\pi d^2} \right]^{(v-1)}.$$

Для сравнения времени распада в ВГС в свободной жидкости и в насыщенной пористой среде рассмотрим участок пласта, насыщенный НВГС или МВГС, толщиной $l = 0,2$ м (табл. 2), а также более реальный случай толщины

ТАБЛИЦА 3. Расчетные данные для пористой среды при толщине пласта $l = 0,2$ м

Свойство	Обозначение	Значение	Единицы (СИ)
Скорость пузырьков НВГС	v_H	49,39	мм/с
Скорость пузырьков МВГС	v_M	43,20	мм/с
Время распада НВГС	t_H	1,62	мес.
Время распада МВГС	t_M	1,38	ч

ТАБЛИЦА 4. Расчетные данные для пористой среды при толщине пласта $l = 5,0$ м

Свойство	Обозначение	Значение	Единицы (СИ)
Скорость пузырьков НВГС	v_H	49,39	мм/с
Скорость пузырьков МВГС	v_M	43,20	мм/с
Время распада НВГС	t_H	3,34	годы
Время распада МВГС	t_M	1,43	сут.

ТАБЛИЦА 5. Расчетные данные для пористой среды при $r_c = 3,45$ мкм и $r_1 = 3,44$ мкм

Свойство	Обозначение	Значение	Единицы (СИ)
Скорость пузырьков МВГС	v_M	107,58	мм/с
Время распада МВГС	t_M	1,22	сут.

пласта $l = 5$ м. Исходные данные представлены в табл. 1 и формулой (7), а результаты расчетов – в табл. 3 и 4.

Специально рассмотрим случай r_1 близких к r_c , что максимально увеличивает длину пути за счет сильной извилистости каналов, по которым возможно всплытие. Для принятого распределения пор $r_c = 3,45$ мкм, а в качестве r_1 возьмем $r_1 = 3,44$ мкм. Результаты расчетов представлены в табл. 5. Сопоставление данных таблиц 4 и 5 показывает, что влияние размера пузырька на скорость всплытия гораздо больше, чем влияние извилистости траектории его движения, за счет чего НВГС в любом случае будет более стабильной, чем МВГС.

К тому же рост извилистости скорее будет приводить к локальному расслоению МВГС на газ и воду с образованием ловушек, то есть участков порового пространства, заполненных одной фазой – такое состояние также не является стабильной формой МВГС.

Заключение

В работе представлена гидродинамическая модель всплытия пузырьков газа в пористой среде, насыщенной водогазовой эмульсией на основе вязкой жидкости. Эта модель позволяет

рассчитать время распада ВГС на составляющие фазы в зависимости от характеристик ВГС и пористой среды. Данный параметр является основным при оценке эффективности метода закачки ВГС.

При этом результаты проведенных теоретических расчетов согласуются с установленными ранее экспериментальными тенденциями. ●

Литература

1. Мамлеев Р.Ш. и Прокошев Н.А. Опыт закачки водогазовой смеси для повышения нефтеотдачи пластов [Статья] // Нефтяное хозяйство. – 1979 г. – 3. – С. 32–34.
2. Зацепин В.В. и Черников Е.В. Некоторые вопросы реализации водогазового воздействия на Восточно-Перевальном нефтяном месторождении [Статья] // Нефтяное хозяйство. – 2007 г. – 2. – С. 44–47.
3. Земцов Ю.В. Перспективы дальнейшего развития применения мелкодисперсных водогазовых смесей в качестве нефтевытесняющего агента [Статья] // Нефть. Газ. Новации. – 2017 г. – 7. – С. 34–38.
4. Конохов В.Ю. Полимеры и коллоидные системы: Учебное пособие [Книга]. – М.: МГУП, 1999. – 101 с.
5. Чанцев В.Ю. Анализ вертикального движения воздушно-пузырьковой завесы в воде [Статья] // Ученые записки Российского государственного гидрометеорологического университета. – 2017 г. – 46. – С. 64–70.
6. Кадет В.В. Перколяционный анализ гидродинамических и электростатических процессов в пористых средах. М.: ИНФРА-М, 2013, 256 с.

KEYWORDS: percolation analysis, water-gas mixture, flooding, hydrocarbon production, mathematical modeling.

7-8 апреля | 2021

Москва | InterContinental Moscow-Tverskaya

www.rogsummit.ru



РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ САММИТ



ТЕХНОЛОГИИ ЭФФЕКТИВНОЙ ДОБЫЧИ

**Скважинная компоновка
для одновременно-раздельной
закачки СК-ОРЗ-И
с электроуправляемыми
клапанами ЭКС**



СОВМЕСТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ РАЗДЕЛЬНЫХ НЕФТЕНОСНЫХ ПЛАСТОВ, ИМЕЮЩИХ РАЗЛИЧНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, КАК ПРАВИЛО, СНИЖАЕТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ В ЦЕЛОМ ПО УЧАСТКУ. ПОЭТОМУ ПРИ СОВМЕСТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОДУКТИВНЫХ НЕФТЕНОСНЫХ ПЛАСТОВ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ИЗ РАЗНО-ПРОНИЦАЕМЫХ УЧАСТКОВ НЕТ ДРУГОЙ АЛЬТЕРНАТИВЫ, КАК ВНЕДРЕНИЕ НА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ. КАКИЕ ТИПЫ СКВАЖИННЫХ КОМПОНОВОК ПРИМЕНЯЮТ СЕГОДНЯ КОМПАНИИ, В ЧЕМ ИХ ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ И ЧТО ПРЕДЛАГАЮТ СПЕЦИАЛИСТЫ ВЕДУЩИХ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ?

УДК 622.276

JOINT EXPLOITATION OF SEPARATE OIL-BEARING FORMATIONS OF VARIOUS GEOLOGICAL CHARACTERISTICS, AS A RULE, REDUCES THE GENERAL TECHNOLOGICAL INDICATORS OF THE SITE. THEREFORE, THERE IS NO OTHER ALTERNATIVE THAN IMPLEMENTING THE SIMULTANEOUS SEPARATE INJECTION TECHNOLOGIES AT THE DISPOSAL WELLS DURING THE JOINT EXPLOITATION OF PRODUCTIVE OIL-BEARING FORMATION IN ORDER TO EFFICIENTLY RECOVER THE RESERVES FROM THE DIFFERENTLY PERMEABLE SITES. WHICH TYPES OF WELL ARRAYS ARE USED BY THE COMPANIES TODAY, WHAT ARE THEIR MAIN ADVANTAGES AND DISADVANTAGES AND WHAT DO SPECIALISTS OF LEADING OILFIELD SERVICE COMPANIES SUGGEST IN ORDER TO INCREASE THE EXTRACTION EFFICIENCY?

Ключевые слова: *одновременно-раздельная закачка, нефтеносный пласт, электроуправляемый клапан, насосно-компрессорные трубы, добыча нефти.*

**Жигалов
Алексей Михайлович**
директор департамента
по работе с нефтяными
и сервисными компаниями
ООО «Югсон-Сервис»

Одновременно-раздельная закачка (ОРЗ) в пласты с различными геолого-физическими характеристиками осуществляется путем нагнетания вытесняющего агента в необходимых объемах для поддержания пластового давления при дифференцированном воздействии (репрессии).

Типы скважинной компоновки: проблемы...

На сегодняшний день на российском рынке широко применяются два типа компоновки для ОРЗ: двухлифтовую и однолифтовую, каждая из которых имеет свои недостатки.

Двухлифтовая компоновка отличается большой металлоемкостью, к ее особенностям относится преждевременный размыв внутреннего лифта труб, а также необходимость остановки скважины для смены режима закачки.

Однолифтовая компоновка бывает двух типов: со скважинными камерами и с устройством распределения потоков жидкости. Основным недостатком этого вида компоновки является необходимость остановки скважины и привлечение спецтехники для смены режима закачки и замера параметров.

...и решения

Компания ООО «Югсон-Сервис» совместно с компанией ООО «ТОТА СИСТЕМС» разработали скважинную компоновку для одновременно-раздельной закачки ОРЗ-И с возможностью мониторинга параметров эксплуатации и управления ими в режиме онлайн.

Назначение и область применения

Компоновка предназначена для герметичного разобщения призабойной зоны, межпакерного кольцевого пространства и затрубного (надпакерного) пространства нагнетательной скважины в целях обеспечения контролируемой закачки жидкости в несколько пластов скважины по одному лифту с применением скважинных электроуправляемых клапанов (рис. 1).

Преимущества и отличительные особенности

- Принцип установки в скважину – механический, осевыми манипуляциями и разгрузкой веса колонны НКТ;
- Компоновка обеспечивает индивидуальный режим для каждого интервала закачки;
- Режим закачки «порциями» во время открытия электроклапанов ЭКС;
- Режим закачки задается и регулируется с помощью программного обеспечения;

РИС. 1



- Мониторинг параметров работы скважины и ее управление возможны в режиме «online» как с кустовой площадки, так и из офиса;
- Низкая металлоемкость по сравнению с 2-х лифтовой компоновкой ОРЗ.

Краткое описание работ

ПЕРВЫЙ ЭТАП: подготовительные работы

На этом этапе происходит шаблонирование, скрепирование и райберование эксплуатационной колонны.

Для установки в скважине необходимо, во-первых, смонтировать компоновку на устье,

РИС. 2



для чего задействуют следующее оборудование:

- Заглушка;
- Клапан скважинный электроуправляемый ЭКС-120;
- Пакер механический 6ПМС (нижний);
- Переводник безопасный ПБН;
- Клапан скважинный электроуправляемый ЭКС-120;
- Межпакерная НКТ необходимой длины;
- Пакер с опорой на забой и гидравлическим якорем ПОЗ-ЯГМ (верхний);
- НКТ – 1 шт.;
- Устройство герметичного перевода кабеля УГПК.

Соединение электроуправляемых клапанов ЭКС-120 с геофизическим кабелем располагается внутри корпуса и проводится с помощью специальной оснастки.

Во-вторых, спустить собранную компоновку с открытыми клапанами ЭКС в скважину до места установки.

И, в-третьих, осевыми манипуляциями и последующей разгрузкой НКТ выполнить посадку пакеров.

ВТОРОЙ ЭТАП: опрессовка

На втором этапе проверяют герметичность:

- подвески НКТ и компоновки (прямой закачкой при закрытых электроклапанах ЭКС);
- верхнего пакера ПОЗ-ЯГМ (закачкой в затрубное пространство).

И осуществляют пуско-наладочные работы

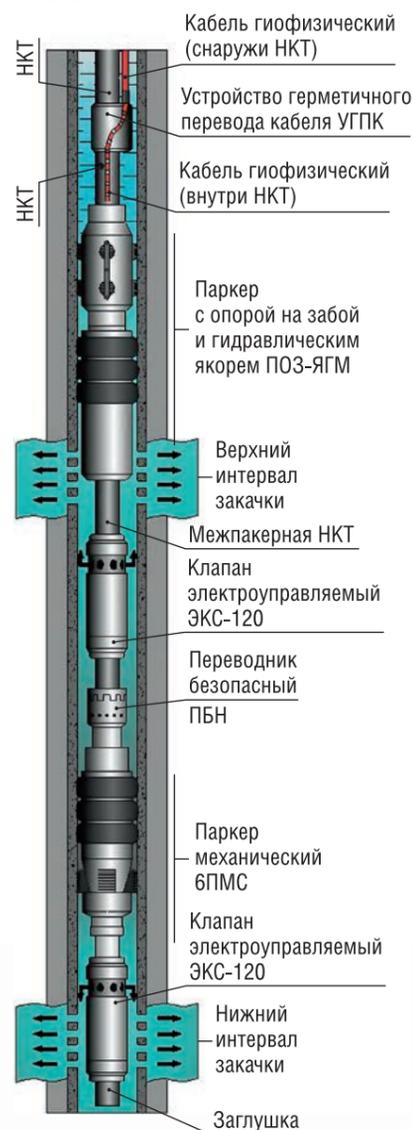
- определить приемистость каждого из пластов подачи жидкости в колонну НКТ, поочередно открыв и закрыв электроуправляемые клапаны ЭКС;
- подключить станцию управления и запрограммировать режим работы электроклапанов ЭКС на открытие-закрытие, который должен обеспечить требуемый объем закачки;
- запустить скважину в работу.

ТРЕТИЙ ЭТАП: эксплуатация

Третий этап состоит из закачки, вывода данных на станцию управления и мониторинга.

- закачка осуществляется в каждый пласт порциями во время открытия электроклапанов

РИС. 3



ЭКС в соответствии с запрограммированным режимом;

- данные по объему закачке, давлению и температуре выводятся на станцию управления на кустовой площадке и на компьютер в офис;

- мониторинг и управление скважиной доступно в режиме «online» как с кустовой площадки, так с компьютера из офиса.

ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЙ ЭТАП: извлечение

Извлечение оборудования происходит по следующей схеме:

- открыть электроклапаны ЭКС;
- подъемом колонны НКТ плавно увеличить ее натяжение до срыва пакеров, характеризующегося падением показаний веса колонны на индикаторе до собственного;
- по истечении 5–30 минут после снятия можно производить подъем компоновки.

Заключение

Скважинная компоновка СК-ОРЗ-И дает ряд преимуществ, позволяя: обеспечить закачку воды в несколько пластов, неоднородных по проницаемости; вести мониторинг и управление параметрами закачки в режиме «онлайн»; равномерно заводнить нефтеносные залежи; исключить прорывы воды по высокопроницаемым пластам к забоям добывающих скважин, обеспечив тем самым высокий коэффициент вытеснения нефти. Кроме того, такая компоновка дает возможность исключить человека (оператора), для повышения эффективности и предотвращения нештатных ситуаций, а также делает производство более гибким, конкурентно-способным, а значит, более прибыльным. ●

KEYWORDS: *at the same time-separate injection, oil reservoir, electrically controlled valve, pump and compressor pipes, oil production.*

САЛОН SMART-A3C

26-29 АПРЕЛЯ 2021

ЭКСПОЦЕНТР
МОСКВА

Конференция «SMART-A3C: эффективность, инновации и конкуренция сервиса» пройдет в обновленном формате экспо-салона.

20-я международная выставка НЕФТЕГАЗ-2021

Официальный сайт проекта SMART-A3C:
azs.oilandgasforum.ru

Генеральный партнер:

ООО «Газпромнефть-Региональные продажи»

По вопросам участия, выступления и размещения экспозиции просим обращаться по почте: mail@oilandgasforum.ru, или по телефону: **+7 (495) 640-34-64**

ЭНЕРГОЦЕНТРЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ –

особенности создания и надежной эксплуатации



Рубанов Андрей Витальевич
ведущий специалист
Департамента развития
ООО «ЭНЕРГАЗ»

ЭНЕРГОЦЕНТРЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОБЕСПЕЧИВАЮТ ЭЛЕКТРИЧЕСТВОМ И ТЕПЛОМ ИНФРАСТРУКТУРНЫЕ И ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОБЪЕКТЫ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОМЫСЛОВ, ПОВЫШАЮТ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ АВТОНОМНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ – ЭТО КОМПЛЕКСНАЯ ЗАДАЧА, КОТОРАЯ ПРЕДПОЛАГАЕТ РАЗРАБОТКУ И ВНЕДРЕНИЕ УНИКАЛЬНЫХ ИНЖЕНЕРНЫХ РЕШЕНИЙ, АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ И ЭКОЛОГИЧНОСТИ, ОЦЕНКУ ЭФФЕКТИВНОСТИ, ЭКОНОМИЧЕСКИХ И ТЕХНИЧЕСКИХ РИСКОВ, ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ГЕНЕРИРУЮЩЕГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ЗАБОТУ О КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВНОГО ГАЗА

ENERGY PARKS OF DEPOSITS' OWN NEEDS SUPPLY THE INFRASTRUCTURE AND MANUFACTURING FACILITIES OF OIL AND GAS PRODUCTION FIELDS WITH ELECTRICITY AND HEAT AND IMPROVE THE ENERGY EFFICIENCY, PROFITABILITY AND ENVIRONMENTAL FRIENDLINESS OF HYDROCARBON EXTRACTION. ENSURING THE POWER INDEPENDENCE OF DEPOSITS IS A COMPLEX TASK CONSIDERING DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION OF UNIQUE ENGINEERING SOLUTIONS, ANALYSIS OF RELIABILITY AND ENVIRONMENTAL FRIENDLINESS, ASSESSMENT OF EFFICIENCY, ECONOMICAL AND TECHNICAL RISKS, JUSTIFICATION OF SELECTION OF GENERATING AND TECHNOLOGICAL EQUIPMENT AND CARE FOR THE FUEL GAS QUALITY

Ключевые слова: энергоцентр, нефтегазовый промысел, энергообеспечение, генераторы, топливный газ.

Почему необходим энергоцентр собственных нужд

Необходимость создания энергоцентра собственных нужд (ЭСН) конкретного месторождения обусловлена основными и сопутствующими причинами. Среди них:

- затраты на подвод электроэнергии и тепла сопоставимы с расходами на строительство собственной электростанции (новое строительство);
- проблемы с региональными энергосетями либо со стоимостью дополнительной электроэнергии (расширение мощностей);
- наличие и качество электроэнергии, критичное для непрерывности технологического процесса или чревато нарушением технологии;
- штрафы за выбросы в атмосферу попутного нефтяного газа и прочих продуктов, которые сопоставимы со стоимостью оборудования электростанции;

УДК 662.76

РИС. 1. Удельный расход топлива газопоршневого и газотурбинного двигателей

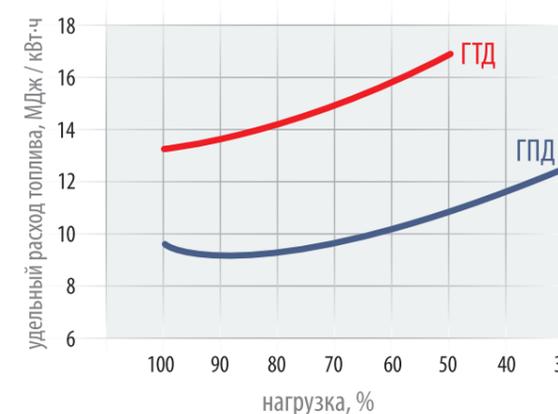


РИС. 2. Эксплуатационные затраты на электростанцию мощностью 5 МВт



- возможность использования дешевого или собственного «бесплатного» газа в качестве топлива для электростанции;
- постоянное ожидание роста тарифов на электроэнергию;
- удаленность месторождения от коммуникаций, что осложняет транспортировку углеродного сырья.

ГПЭС или ГТЭС?

Самые распространенные приводы генераторов для децентрализованных электростанций – это газопоршневые (ГПД) и газотурбинные двигатели (ГТД). При выборе между ними владельцы будущих ЭСН прежде всего задаются вопросами расхода топлива и эксплуатационных затрат, что связано с достижением выгоды и сроком окупаемости оборудования.

Отметим, что удельный расход топлива на выработанный кВт·ч меньше у газопоршневой установки, причем при любом нагрузочном режиме (рис. 1). Это объясняется тем, что КПД поршневых машин составляет 36...45%, а газовых турбин (в простом цикле) – 25...34%.

Сравнение эксплуатационных затрат на газопоршневую и газотурбинную электростанции тоже говорит в пользу первых – у ГПЭС они ниже (рис. 2). Резкими скачками на графике ГТЭС отмечены капитальные ремонты турбины. Капремонты ГПЭС требуют значительно меньше финансовых и людских ресурсов.

Казалось бы, выбор очевиден. Но ГПД и ГТД сравниваются по многим критериям, среди которых долговечность, ремонтпригодность, влияние переменной нагрузки, размещение в здании, периодичность и локализация обслуживания, экологичность и др. В российских условиях немаловажную роль в выборе генерирующего оборудования играет и проблема импортозамещения.

ЭСН как основа энергоэффективности

Энергоцентр работает на энергоэффективность нефтегазодобычи, помогая собственнику решать следующие задачи:

- покрытие электрических нагрузок в условиях сетевых ограничений;
- выработка тепловой мощности для объектов месторождений;
- обеспечение технологических потребностей в горячей воде и паре для закачки в пласты;
- снижение затрат на потребляемые энергоресурсы;
- уменьшение зависимости предприятия от тарифной политики на энергорынке;
- рост объема рационального применения попутного нефтяного газа.

Однако есть и проблемы, связанные со сложностью строительства энергоцентров на отдаленных промыслах, обеспечением экологичности генерации и отпуском избытка электроэнергии в общую сеть.

Специалисты считают, что применение газовых турбин более выгодно на крупных месторождениях с развернутой инфраструктурой, имеющие значительные (свыше 20 МВт) электрические нагрузки. Учитываются также потребности собственника в тепловой мощности, которые обеспечивают ГТЭС, работающие в когенерационном цикле.

В свою очередь, газопоршневые агрегаты перспективнее для энергоцентров небольших месторождений, а также для временных ЭСН, действующих в начальный период обустройства промыслов.

Экспертные данные свидетельствуют, что энергетическая автономность месторождений по-прежнему востребована – только в 2020 году в России введено 11 ЭСН (8 газопоршневых и 3 газотурбинных). На 2021 год запланирован пуск еще 15 электростанций (10 ГПЭС и 5 ГТЭС).

Топливо для ЭСН

Наиболее распространенное топливо для ЭСН месторождений – попутный нефтяной газ (фото 1), что обусловлено высокой эффективностью такого способа рациональной утилизации добываемого ПНГ и отсутствием при этом затрат на глубокую переработку «непростога» углеводородного сырья.

Есть энергоцентры, на которых в качестве топлива применяется природный газ (фото 2).

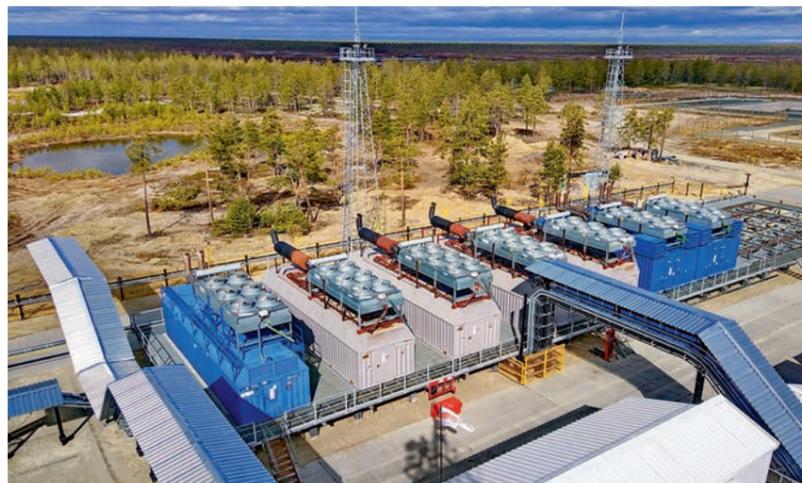


ФОТО 1. Газопоршневая электростанция Барсуковского месторождения работает на попутном газе

Такие ЭСН строятся, например, на месторождениях, где потребность в электрической и тепловой энергии высокая, а собственных запасов ПНГ недостаточно для длительной эксплуатации или полной загрузки турбин. Иногда подобный дефицит восполняется «пробросом» питающей нитки от ближайшего промысла с избыточными объемами попутного газа, но это, скорее, дополняет сложившийся опыт.

Интересны проекты автономных электростанций, применяющих на различных этапах эксплуатации разные виды топлива. Инфраструктура некоторых месторождений, особенно удаленных и труднодоступных, не сразу развита для питания ЭСН попутным газом, и временно используется природный газ. Промысел получает необходимые объемы собственной энергии, и по достижении определенного уровня обустройства происходит корректный переход энергоцентра на ПНГ.

Такой путь, к примеру, прошли Ватьеганская ГТЭС и самая северная материковая ГТЭС – Восточно-Мессояхская. При перебоях в подаче или истощении запасов ПНГ действующие ЭСН вновь могут перейти на природный газ, так как инфраструктура для этого подготовлена изначально.

Комплексная подготовка топливного газа

Подготовка топливного газа (независимо от его типа) – это обязательный технологический

процесс, необходимый для планомерной, эффективной и надежной эксплуатации энергоцентров.

Отметим, что Группа ЭНЕРГАЗ поставила и ввела в эксплуатацию оборудование газоподготовки для 26-ти ЭСН (см. таблицу), построенных компаниями «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть», «Роснефть» и др. Топливо здесь подготавливается для 111 газопоршневых и газотурбинных энергоагрегатов суммарной мощностью 1 163 МВт (рис. 3).

На месторождениях действуют пункты подготовки топливного газа, дожимные компрессорные станции, многомодульные установки подготовки газа, газорегуляторные станции.



ФОТО 2. Энергоцентр «Ярега». В качестве топлива здесь используется природный газ

Технологические установки «ЭНЕРГАЗ» обеспечивают проектные параметры топливного газа для современного генерирующего оборудования ведущих российских и зарубежных производителей.

Установки, предназначенные для работы в составе энергоцентров месторождений, проектируются и изготавливаются с учетом условий эксплуатации, состава, качества и характеристик исходного газа, типа и мощности сопряженных газоиспользующих энергоагрегатов, технологических задач и особых проектных требований.

Оборудование газоподготовки полностью автоматизировано и рассчитано на интенсивный режим эксплуатации. Поставляется в контейнерном (моно-, дубль-блоки), внутрицеховом (ангарном) и многомодульном исполнении, в легкосборном укрытии или на открытой раме. Диапазон единичной производительности установок – от 500 до 120 000 м³/ч.

Установки различного назначения могут комбинироваться и объединяться в системы комплексной газоподготовки и топливоснабжения. Такие системы обеспечивают очистку, осушку, подогрев, компримирование (или редуцирование), анализ компонентного состава, технологический

ТАБЛИЦА. Энергоцентры собственных нужд месторождений (ЭСН), оснащенные оборудованием газоподготовки «ЭНЕРГАЗ»

Месторождение	Регион	ЭСН	Мощность ЭСН, МВт	Энергоагрегаты (приводы)	Производители энергоагрегатов
Южно-Нюрымское нм	Тюменская область	ГТЭС	8	ГТУ-4П	ОДК-Авиадвигатель
Верх-Тарское нм	Новосибирская область	ГТЭС	10,4	501-KB7	Rolls-Royce
Западно-Чигоринское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	12	ГТА-6PM	ОДК-Газовые турбины
Игольско-Таловое нм	Томская область	ГТЭС	12	ГТА-6PM	ОДК-Газовые турбины
Тромъеганское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	12	ГТА-6PM	ОДК-Газовые турбины
Барсуковское нгм	Ямало-Ненецкий АО	ГПЭС	15	C1540 N5C	Cummins
Конитлорское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	24	НК-16СТ	КМПО
Верхнеколик-Еганское нгкм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	24	SGT-A05 KB7	Siemens
Западно-Камыновское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	24	НК-16СТ	КМПО
Мурияунское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	24	НК-16СТ	КМПО
Северо-Лабатьюганское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС №1	24	НК-16СТ	КМПО
Верхне-Надымское нгм	Ямало-Ненецкий АО	ГТЭС	24	ГТА-6PM	ОДК-Газовые турбины
Харасавэйское гкм	Ямало-Ненецкий АО	ЭСН	24,4	MWM (V12 и V20) ПАЭС-2500	Caterpillar Мотор Сич
Восточно-Перевальное нгм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	28	ГТУ-4П, ГТУ-6П	ОДК-Авиадвигатель
Рогожниковское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС №1	36	НК-16СТ	КМПО
Северо-Лабатьюганское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС №2	36	НК-16СТ	КМПО
Рогожниковское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС №2	36	НК-16СТ	КМПО
Юкьяунское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	36	НК-16СТ	КМПО
Тевлинско-Русскинское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	48	ГТУ-12ПГ-2	ОДК-Авиадвигатель
Ватьеганское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	72	ГТУ-12ПГ-2	ОДК-Авиадвигатель
Ярегское нтм	Республика Коми	ГТУ-ТЭС	75	ГТЭ-25ПА	ОДК-Авиадвигатель
Восточно-Мессояхское нгкм	Ямало-Ненецкий АО	ГТЭС	84	Titan 130	Solar Turbines Inc.
Усинское нм	Республика Коми	ГТУ-ТЭС	100	ГТЭ-25ПА	ОДК-Авиадвигатель
Восточно-Уренгойский лу	Ямало-Ненецкий АО	ГТЭС	105	Titan 130	Solar Turbines Inc.
Южно-Хыльчюуское нгм	Ненецкий АО	ГТЭС	125	SGT-600	Siemens
Талаканское нгкм	Республика Саха (Якутия)	ГТЭС	144	НК-16СТ	КМПО

РИС. 3. Энергоагрегаты в составе ЭСН месторождений, сопряженные с установками «ЭНЕРГАЗ»



или коммерческий учет газа, поступающего на площадку энергоцентра.

Дополнительно осуществляется контроль качества – измерение различных параметров газового топлива, подготовленного и подаваемого в энергоагрегаты: содержание примесей, влажность, температура, плотность, давление, калорийность (теплота сгорания).

Примеры подготовки попутного газа для ЭСН

Установка подготовки ПНГ для газопоршневого энергокомплекса Барсуковского месторождения

Барсуковское месторождение в Ямало-Ненецком АО разрабатывает ООО «РН-Пурнефтегаз» (Роснефть). С 2019 года инфраструктурные

и технологические объекты этого промысла получают электричество от автономного энергоцентра, состоящего из 10 газопоршневых агрегатов (ГПА) Cummins C1540 N5C мощностью по 1,5 МВт (фото 1).

Добываемый здесь попутный нефтяной газ перед подачей в ГПА подготавливается установкой подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 3). Данная УПТГ обеспечивает расчетные параметры топлива по температуре (+20...+30 °С), давлению (0,3 МПа), расходу (1250...5000 м³/ч) и чистоте (эффективность очистки – 100 % для жидкой фракции и 99,9 % для твердых частиц крупнее 2 мкм).

УПТГ – это многофункциональный комплекс, в состав которого входят: система фильтрации газа с двухступенчатыми фильтрами-коалесцерами, узел сбора и хранения конденсата с подземным дренажным резервуаром, блок коммерческого учета газа с ультразвуковыми расходомерами, двухлинейная система редуцирования, модуль подогрева газа на базе кожухотрубного теплообменника.



ФОТО 3. Технологический отсек установки подготовки ПНГ для энергокомплекса Барсуковского месторождения

В технологическую схему установки включена блочно-модульная котельная (БМК) общей полезной тепловой мощностью 0,19 МВт. Интегрированная БМК осуществляет подготовку промежуточного теплоносителя для узла подогрева газа и состоит из 2-х водогрейных котлоагрегатов – основного и резервного (для малого расхода). Помимо основной технологической функции, БМК одновременно обеспечивает собственные нужды УПТГ – вырабатываемое тепло идет и на обогрев ее помещений.

Система комплексной подготовки газа для ГТУ-ТЭЦ Усинского месторождения

Собственный энергоцентр ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» создан на базе ГТУ-ТЭЦ электрической мощностью 100 МВт и тепловой мощностью 152,1 Гкал/ч. ГТУ-ТЭЦ – это пять энергоблоков, каждый из которых включает газотурбинную установку ГТЭ-25ПА и котел-утилизатор. Сегодня возможности энергоцентра

«Уса» позволяют развивать производство на промыслах Денисовского лицензионного участка.

Проектные параметры газового топлива обеспечивает здесь многофункциональная система «ЭНЕРГАЗ» – блок подготовки попутного газа (БППГ) и дожимная компрессорная станция (ДКС) из трех установок (фото 4).

БППГ осуществляет сепарацию и фильтрацию общего потока ПНГ, подогрев и редуцирование газа для котельной энергоцентра, а также измерение объема топлива, раздельно идущего на ГТУ и котельную. После предварительной подготовки газ, предназначенный для энергоблоков, направляется в ДКС, которая компримирует его и подает в турбины.

Особенность данного проекта – высокое содержание жидких фракций в ПНГ. Необходимые значения топлива по влажности достигаются в несколько этапов. Сначала попутный газ поступает

в сепаратор-пробкоуловитель БППГ, где идет первичная сепарация и нейтрализуются залповые выбросы жидкости. Затем газ проходит через коалесцирующие фильтры БППГ и фильтры-скрубберы ДКС.

На заключительной стадии применяется метод рекуперативного теплообмена – каждая компрессорная установка оснащена узлом осушки газа, действующим в режиме рекуперации температуры: в линию нагнетания интегрированы подогреватель и охладитель, которые образуют промежуточный контур и последовательно осуществляют охлаждение газа, отбой и удаление конденсата, подогрев газа. Осушенное таким образом топливо подается в турбины энергоцентра с температурой на 20 °С выше точки росы.

Примеры подготовки природного газа для ЭСН

Установка подготовки топливного газа для ГТЭС и объектов УКПГИК на Восточно-Уренгойском лицензионном участке

На Восточно-Уренгойском участке АО «Роспан Интернешнл» (Роснефть) действует установка комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГИК). В 2020 году в ее состав интегрирована и выведена на полную проектную мощность установка подготовки топливного газа (УПТГ).

УПТГ «ЭНЕРГАЗ» осуществляет фильтрацию, измерение расхода, подогрев, редуцирование газа и снабжает им основные и вспомогательные объекты УКПГИК. Среди них: котельная; факельная установка; узлы входных шлейфов; горелочное устройство для сжигания промстоков; дожимная компрессорная станция



ФОТО 4. Газокомпрессорная станция и блок подготовки попутного газа для ГТУ-ТЭЦ Усинского месторождения

низконапорных газов; установки очистки пропан-бутана технического от метанола, низкотемпературной сепарации, регенерации метанола, стабилизации конденсата. Отметим, что для каждого потребителя газ подается с индивидуальными параметрами.

Важная функция УПТГ – снабжение топливом новой газотурбинной электростанции собственных нужд мощностью 105 МВт, построенной на площадке УКПГИК. Эта ГТЭС из семи турбин Titan 130 (Solar) обеспечивает электроэнергией расположенные на Восточном Уренгое объекты добычи, подготовки и транспортировки нефти, газа и газового конденсата.

УПТГ состоит из основного и резервного модулей подготовки топливного газа (МПТГ), которые представляют собой отдельные здания, составленные из нескольких технологических блок-боксов (фото 5). МПТГ-1 гарантирует нужды 100% потребителей УКПГИК. МПТГ-2 запускается при останове основного модуля и осуществляет подачу газового топлива на ГТЭС и котельную. Производительность модулей – 90 400 и 32 612 $\text{nm}^3/\text{ч}$ соответственно.

Система газоподготовки и газоснабжения для газотурбинного энергоцентра «Ярега»

Энергоцентр «Ярега», построенный ООО «ЛУКОЙЛ-Энергоинжиниринг», это очередной объект собственной генерации в Республике Коми (фото 2). В его составе – три газотурбинных энергоблока



ФОТО 5. Установка подготовки топливного газа для ГТЭС и объектов УКПГИК на Восточном Уренгое

ГТЭС-25ПА (ОДК-Авиадвигатель) суммарной мощностью 75 МВт. Для выдачи тепла здесь установлены три котла-утилизатора общей паропроизводительностью 121 т/ч.

Возможности энергоцентра обеспечили растущие потребности в электроэнергии и паре стратегического Ярегского нефтетитанового месторождения, повысили эффективность его разработки и надежность энергоснабжения производственных площадок.

Топливом является природный газ, для его подачи в турбины установлены строгие требования по чистоте (содержание примесей не более 0,1 mg/m^3), температуре (+60...+80 °С), давлению (4,5...5 МПа) и расходу (21 540 $\text{nm}^3/\text{ч}$). Соответствующие параметры гарантирует система «ЭНЕРГАЗ» –

газодожимная станция из 4-х компрессорных установок (КУ) и блочный пункт подготовки газа (фото 6).

Эффективный контроль, управление и безопасную эксплуатацию этого технологического оборудования обеспечивает двухуровневая САУ газоснабжения (САУ ГС), интегрированная в АСУ ТП энергоцентра. Первый уровень – локальные системы управления, размещенные в специальных отсеках внутри блок-модулей БППГ и КУ. Второй уровень – шкаф общего управления, АРМ оператора и пульт аварийного останова, находящиеся в диспетчерской энергоцентра. САУ ГС выполнена на базе микропроцессорной техники с использованием современного программного обеспечения, коммутационного оборудования, каналов и протоколов связи. ●

Группа ЭНЕРГАЗ наращивает свой вклад в энергетическое обеспечение добычи углеводородов новыми проектами подготовки топливного газа для энергоцентров месторождений.

KEYWORDS: power center, oil and gas industry, power supply, generators, fuel gas.



ФОТО 6. Система газоподготовки и газоснабжения для газотурбинного энергоцентра «Ярега»

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

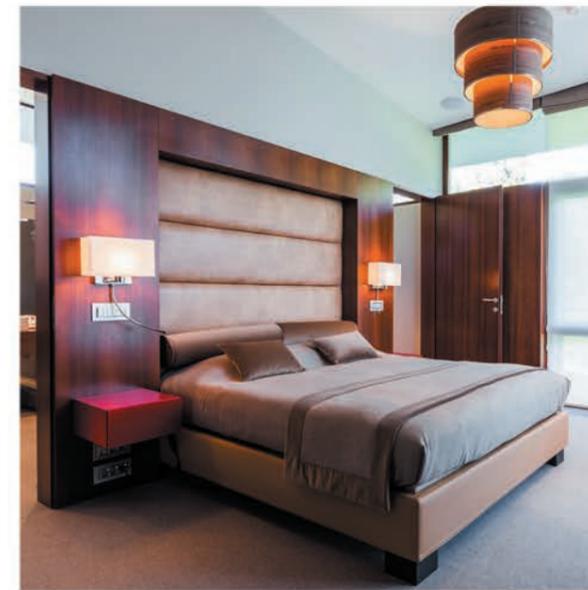
105082, Москва, ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1
Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60
info@energas.ru
www.energas.ru



www.rodniki-hotel.ru
www.rodniki-hotel.com
+7 (495) 212-12-32

ПЕРЕЗАГРУЗКА ДЛЯ ТОП-МЕНЕДЖЕРОВ в Подмосковье

БУТИК-ОТЕЛЬ «РОДНИКИ» может стать отличным вариантом для проведения совета директоров, важных переговоров с партнерами или тимбилдинга. Всего несколько, дней, проведенных здесь, позволят забыть о суете и спешке большого города и решить все вопросы в комфортной и спокойной обстановке. Отель находится в 80 км от Москвы, в глубине леса на семи гектарах охраняемой территории. Преимущество отеля в его размерах, которые идеально подходят для мероприятий под закрытие.

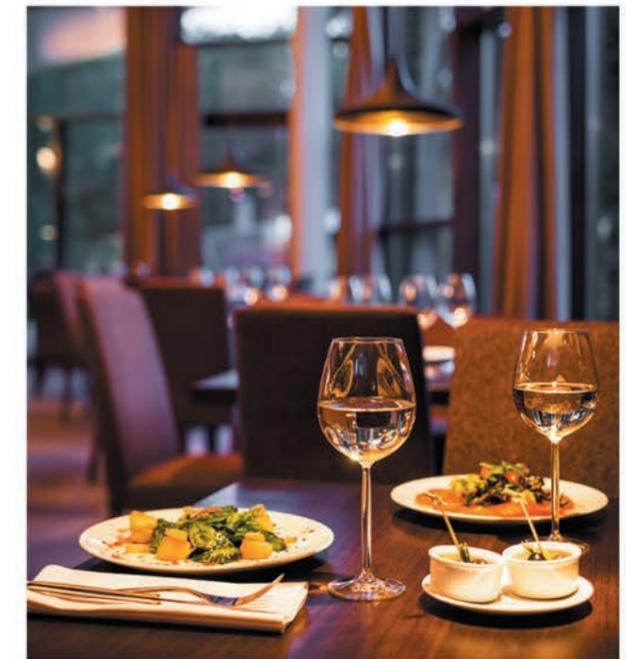


На территории отеля расположено шесть дизайнерских коттеджей площадью 320 метров квадратных каждый. Коттедж состоит из трех спален и двух гостиных. В каждом коттедже есть террасы с видом на лес и панорамные окна. Гостиные оборудованы кухонной и обеденной зоной, зоной для отдыха с живым камином. Итальянский дизайн в интерьере и мебели создает впечатление европейского курорта.



Для переговоров предоставляется все необходимое современное оборудование. Различные варианты кофе брейков и фуршетного меню дополнят Вашу конференцию. Вертолетная площадка на территории отеля позволяет задействовать авиотранспорт и сокращать время в пути.

После окончания рабочего дня гостей ждет ужин в ресторане отеля. Богатое меню и винная карта удовлетворят самые взыскательные вкусы, а прекрасный вид поможет забыть о делах. Ресторан предлагает бизнес обеды, которые могут быть накрыты для Вас в ресторане, на террасе или поданы в номер. На территории отеля есть оборудованная зона барбекю.



Для полноценного отдыха гости отеля могут воспользоваться услугами банного и СПА комплекса. В отеле разработаны программы спа-ухода с применением новейших технологий и линий профессиональной косметики Academie (Франция), Bellefontainen (Швейцария). При желании можно заказать парильщика в баню, а индивидуальные спа-услуги могут быть предоставлены прямо в номере. Для более активного отдыха есть фитнес зал для занятий спортом, парковая зона для прогулок и большая спортивная волейбольно-баскетбольная площадка.



Отель располагается в непосредственной близости от городов – Сергиев Посад, Александров, Переславль-Залесский и предлагает своим гостям уникальную возможность познакомиться с величайшими историческими памятниками русской культуры.

В бутик-отеле «Родники» есть уникальная возможность совместить деловое мероприятие и полноценный отдых. Для корпоративных гостей отель предлагает специальные условия размещения.

ПЕРСПЕКТИВЫ РОССИЙСКОГО ТЭК

в эпоху структурных преобразований на мировом энергетическом рынке

В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ ВОЛАТИЛЬНОСТИ ЦЕН НА ПЕРВИЧНЫЕ ЭНЕРГОРЕСУРСЫ, ГЛОБАЛЬНОЙ ГЕОПОЛИТИЧЕСКОЙ НЕСТАБИЛЬНОСТИ, А ТАКЖЕ СТРУКТУРНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ МИРОВОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА, ТРАЕКТОРИЯ БУДУЩЕГО РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ СТАНОВИТСЯ ПРЕДМЕТОМ ОБШИРНЫХ ДИСКУССИЙ. В СТАТЬЕ ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ТЕКУЩИХ ПОЗИЦИЙ РОССИИ НА МИРОВОМ РЫНКЕ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ В КОНТЕКСТЕ ПРОИСХОДЯЩИХ НА НЕМ СТРУКТУРНЫХ СДВИГОВ, А ТАКЖЕ ВЫЯВЛЕНЫ ВОЗМОЖНЫЕ ПОСЛЕДСТВИЯ ЭТИХ ИЗМЕНЕНИЙ ДЛЯ РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ, И ПРЕЖДЕ ВСЕГО ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

IN CONDITIONS OF HIGH PRICE VOLATILITY FOR PRIMARY ENERGY RESOURCES, GLOBAL GEOPOLITICAL INSTABILITY, AS WELL AS STRUCTURAL CHANGES ON THE WORLD ENERGY MARKET, THE TRAJECTORY OF THE FUTURE DEVELOPMENT OF THE RUSSIAN ENERGY SECTOR IS BECOMING THE SUBJECT OF EXTENSIVE DISCUSSIONS. THE ARTICLE ANALYZES THE CURRENT POSITIONS OF RUSSIA ON THE WORLD ENERGY MARKET IN THE CONTEXT OF STRUCTURAL CHANGES TAKING PLACE, IDENTIFIES THE POSSIBLE CONSEQUENCES OF THESE CHANGES FOR THE RUSSIAN ENERGY INDUSTRY, AND PRIMARILY FOR THE OIL AND GAS SECTOR

Ключевые слова: глобальный энергетический переход, энергетическая политика России, нефтегазовый сектор, экспорт углеводородов, энергетическая безопасность.

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

Грицан Екатерина Дмитриевна
аспирантка кафедры мировой и национальной экономики, ВАВТ Минэкономразвития России

В XXI веке мировая энергетика вошла в эпоху новых трансформационных преобразований. Основопологающей тенденцией становится постепенное увеличение доли низкоуглеродных источников энергии в структуре глобального энергобаланса как в связи с ростом всеобщей обеспокоенности касательно глобального изменения климата, так и благодаря технологическому прорыву в области альтернативной энергетики и ее выходом на

уровень конкурентоспособности, сопоставимый с традиционными источниками энергии. Еще одним стимулом для развития и диверсификации используемых источников энергии является необходимость любой страны обеспечить собственную энергетическую безопасность, которая определяется как способность государства обеспечить стабильный доступ к энергоресурсам, как национальным, так и импортным, на экономически выгодных условиях.

УДК 620.9: 338

Колебания цен на сырьевых рынках, усиление межтопливной и технологической конкуренции, сдвиги в глобальной структуре потребления, а также предъявление более строгих требований к экологическим свойствам потребляемых энергоресурсов в совокупности вынуждают многие страны, в том числе и Россию, пересмотреть свою энергетическую политику, особенно в области развития нефтегазового сектора.

Характеристики российского энергетического сектора

Россия является одним из ключевых игроков на мировом энергетическом рынке:

- 4 место в мире по потреблению энергоресурсов после Китая, США и Индии (5% мирового потребления);
- 3 место по производству энергии после Китая и США (10% мирового производства);
- 1 место по экспорту природного газа (16% мирового экспорта газа);
- 2 место по экспорту нефти после Саудовской Аравии (11% мирового экспорта нефти);
- 3 место по экспорту угля после Австралии и Индонезии (12% мирового экспорта угля)¹.

Одним из способов оценки конкурентоспособности продуктов российской энергетики на мировом рынке является индекс выявленного сравнительного преимущества (RCA), также известного как индекс Баласса, который может быть рассчитан следующим образом:

$$RCA = (X_{ij} / X_{it}) / (X_{nj} / X_{nt}),$$

ТАБЛИЦА 1. Индекс выявленного сравнительного преимущества России по различным товарным энергетическим группам на основе экспортной статистики 2019 г.

ТН ВЭД	Значение RCA
27 Топливо минеральное, нефть и продукты их перегонки; битуминозные вещества; воски минеральные	4,77
2701 Уголь каменный; брикеты, окатыши и аналогичные виды твердого топлива, полученные из каменного угля	6,28
2702 Лигнит, или бурый уголь, агломерированный или неагломерированный, кроме гагата	6,20
2704 Кокс и полукокс из каменного угля, лигнита или торфа, агломерированные или неагломерированные	3,90
2707 Масла и другие продукты высокотемпературной перегонки каменноугольной смолы	7,01
2709 Нефть сырая и нефтепродукты сырые, полученные из битуминозных пород	6,39
2710 Нефть и нефтепродукты, полученные из битуминозных пород, кроме сырых	4,23
2711 Газы нефтяные и углеводороды газообразные прочие	1,53
2713 Кокс нефтяной, битум нефтяной и прочие остатки от переработки нефти или нефтепродуктов, полученных из битуминозных пород	0,53
2716 Электроэнергия	1,23
* по расчетам авторов на основе данных [1]	

где X_{ij} – объем экспорта продукта j в стране i , X_{it} – общий объем экспорта всех продуктов t в стране i , X_{nj} – общий объем экспорта продукта j в группе стран n , X_{nt} – общий объем экспорта всех продуктов t в группе стран n . Если $RCA > 1$, страна имеет сильное конкурентное преимущество для этой группы товаров, и наоборот: $RCA < 1$ означает слабое преимущество в производстве определенного продукта.

Результаты расчета индекса выявленного сравнительного преимущества России по основным энергетическим товарным группам на основе статистики экспорта за 2019 год представлены в таблице 1. Положительные показатели по большинству товарных групп энергоносителей подтверждают сильные позиции России как ключевого экспортера на мировом энергетическом рынке.

Характерными особенностями российского топливно-энергетического комплекса является высокая зависимость государственного бюджета от нефтегазовых доходов (46,4% по данным за 2018 год), сравнительно

высокая энергоемкость ВВП, технологическое отставание и нехватка финансовых ресурсов для его преодоления.

Основными препятствиями на пути повышения энергоэффективности в России являются, прежде всего, трудная доступность заемных средств для реализации проектов и развития технологий в сфере энергоэффективности, административные барьеры, а также удержание низкого уровня цен на газ. Если до введения санкционного режима в отношении России со стороны стран ЕС и США, компании могли обратиться к зарубежным источникам финансирования, то в последние годы подобная практика стала менее приемлема ввиду сокращения объемов и общего ухудшения условий предоставления займов на внешних финансовых рынках. Высокая цена привлечения капитала в России

¹ <https://www.trademap.org/Index.aspx> – ITC Trade map: Trade statistics for international business development / International Trade Centre.



снижает привлекательность внедрения новых решений в области энергоэффективности, тем самым создавая противоречия глобальному тренду повсеместного внедрения энергоэффективных технологий².

Текущий потенциал России на энергетическом рынке

Вместе с ростом мирового энергопотребления будет расти и потребность России в первичных энергоносителях – примерно на 12–13% с 2018 по 2040 гг. В разрезе по видам топлива российский энергобаланс не претерпит существенных изменений: ведущая роль останется за газом, доля которого вырастет, доля нефти и угля будет постепенно снижаться, а атомная энергия и энергия из возобновляемых источников слегка усилят свои позиции в российском энергопотреблении в ближайшие десятилетия³.

Рост вторичного энергопотребления и электрификация во всех потребительских секторах экономики, стабильно набирающая позиции во всем мире, сохраняют свой тренд роста и в России. Существенный прирост генерирующих мощностей будет обеспечен ВИЭ и газовой генерацией. Здесь особый потенциал для развития есть у биомассы с учетом огромных площадей лесов в России, а также значительных запасов древесины.

В целом российская нефть сохранит свою конкурентоспособность на мировом рынке в ближайшие годы, в том числе благодаря снижению производственных затрат. Однако через определенный период времени встанет вопрос о необходимости дальнейшего расширения ресурсной базы и разработки более труднодоступных и дорогих месторождений. При этом спрос на нефть со стороны основных потребителей будет уже более сдержанным, что усложнит процесс принятия решений о целесообразности дальнейших инвестиций в разработку трудноизвлекаемых запасов и сделает его еще более взвешенным. Экспертами прогнозируется прекращение значительного роста российского экспорта нефти после 2025 года и развертывание конкурентной борьбы, как за европейского, так и за азиатского

потребителя, со странами Ближнего Востока и Африки. В сложившейся ситуации стратегически важным будет перераспределение объемов экспортных потоков в пользу стран Азиатско-Тихоокеанского региона, что сможет в некоторой степени нивелировать падение их объемов. Однако в АТР российские продукты нефтепереработки могут столкнуться с жесткой конкуренцией со стороны азиатских производителей и рискуют быть вытесненными с рынка. В этой связи долгосрочная стратегия развития нефтяной отрасли РФ требует тщательного продуманных корректировок, направленных прежде всего на увеличение глубины и качества нефтепереработки, что сейчас и происходит в России.

Потенциал наращивания поставок российского газа будет в долгосрочной перспективе ограничиваться спросом со стороны традиционных рынков сбыта в Европе и во многом зависеть от факторов конкурентоспособности на рынках стран АТР, а также динамики мировой торговли сжиженным природным газом.

Экспертами прогнозируется прекращение роста российского экспорта нефти после 2025 года и развертывание конкурентной борьбы за европейского и азиатского потребителя, со странами Ближнего Востока и Африки

Сдерживающими факторами для развития угольной отрасли служат емкость внешнего рынка и активная политика декарбонизации в Китае и ЕС. По запасам угля, составляющим в совокупности более 1 трлн т в 2017 году, лидируют 5 стран мира – США (24%), Россия (16%), Австралия (14%), Китай (13%), Индия (9%). Предложение угля, объемы торговли, а также цены на угольном рынке в ближайшие десятилетия будут сильно зависеть от позиций Китая и Индии как ключевых игроков на рынке. В силу разных причин, среди которых исчерпание месторождений, использование произведенных объемов для удовлетворения национального спроса и других, объемы экспортных потоков некоторых крупных производителей, включая Колумбию и Индонезию, могут сокращаться, что приведет к развертыванию конкуренции

за растущие рынки в ЮВА и Индии и откроет большие возможности для российского экспорта.

Электроэнергетика в России основывается преимущественно на тепловой генерации, и в ближайшие десятилетия ее лидерство будет непоколебимо даже с учетом возможного роста выработки электроэнергии на атомных электростанциях. Динамичный рост прогнозируется в сфере ВИЭ, однако с учетом довольно скудной начальной базы их доля увеличится не столь значительно, как в других странах и регионах мира⁴. Основным двигателем трансформационных изменений в энергетической отрасли остается технологическое и инновационное развитие. Его ключевыми элементами на современном этапе являются энергоэффективность, декарбонизация, цифровизация и децентрализация ТЭК.

В рамках данных четырех элементов можно выделить основные технологические направления и тренды, которые будут определять дальнейшее развитие рынка энергоресурсов в мире:

- внедрение энергоэффективных технологий;
- электрификация во всех секторах потребления энергии;
- снижение производственных затрат в секторе ВИЭ;
- развитие технологий хранения и накопления энергии;
- инновации в сфере водородных технологий;

² Mitrova, T., Melnikov, Y. Energy transition in Russia. Energy Transit 3, 73–80 (2019). <https://doi.org/10.1007/s41825-019-00016-8>.

³ <https://yearbook.enerdata.ru/total-energy/world-consumption-statistics.html>.

⁴ https://www.eriras.ru/files/Global_and_Russian_energy_outlook_up_to_2040.pdf – GLOBAL AND RUSSIAN ENERGY OUTLOOK UP TO 2040 / The Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Analytical Center for the Government of the Russian Federation.

- цифровизация ТЭК;
- переход к децентрализованной системе энергообеспечения.

Несмотря на то, что во многих странах, развивающих альтернативную энергетику, уже произошел переход ВИЭ на уровень конкурентоспособности, сопоставимый с традиционными источниками энергии, в России важность развития зеленой энергетики все еще не признана в той же степени, как в ЕС или США. Если на долю ВИЭ в мире приходится более 50% общей генерации энергии, в России данный показатель не превышает 0,5%. При этом в 2019 году около 56% всех новых электростанций в мире генерировали электроэнергию с помощью ВИЭ с меньшими затратами, чем новые электростанции на ископаемом топливе за тот же период.

Однако ввиду нестабильности генерации электроэнергии через ветряные, солнечные и другие энергоустановки и прямую зависимость их работы от погодных условий, странам, активно развивающим альтернативную энергетику, потребуется время для интеграции большого количества распределенных источников с нерегулярной выработкой энергии в общую энергосистему, а также создания резервов мощностей или накопителей энергии, без которых невозможно будет обеспечить необходимый стабильный уровень энергообеспечения, особенно в периоды пикового спроса. Это дает России преимущество во времени для выявления нужд потребителей и производителей электроэнергии и возможного приспособления своих производственных возможностей под образовавшиеся ниши на рынке⁵.

Важно отметить, что 23 сентября 2019 года Россия присоединилась к Парижскому соглашению, которое ставит перед собой цель не допустить глобального потепления путем поддержания средней температуры атмосферы на определенном уровне. Для этого страны взяли на себя обязательства в индивидуальном порядке вводить необходимые меры, которые будут способствовать снижению выбросов углекислого газа в атмосферу. Целевым индикатором для России,

занимающей четвертое место по выбросам парниковых газов в энергетическом секторе в мире, в рамках Соглашения служит сокращение к 2030 году выбросов парниковых газов до 70–75% к уровню 1990 года⁶. На текущий момент выбросы парниковых газов в России примерно на 50% ниже уровня 1990 года. В 2020 году был опубликован проект Стратегии долгосрочного развития России с низким уровнем выбросов

Ежегодные доходы российского нефтегазового сектора могут сократиться с 320 млрд долл. до 274 млрд долл. к 2040 году

парниковых газов до 2050 года, который уже успел столкнуться с критикой по части недостаточной амбициозности целей по снижению выбросов, а также отсутствия упоминаний об инструментах углеродного регулирования (система торговли эмиссионными квотами, прямой налоговый). Углеродный протекционизм в мире лишь усиливается, что увеличит фискальную нагрузку на российских экспортёров энергоресурсов. Кроме того, новая стратегия не предусматривает снижения добычи и потребления ископаемого топлива, а также отводит ВИЭ гораздо меньшую роль в обеспечении энергобаланса, чем атомной и гидроэнергетике. Все это говорит о том, что в России на государственном уровне всеобъемлющий тренд на декарбонизацию энергетики не принимается пока на должном уровне⁷.

Помимо решения экологических задач, развитие ВИЭ служит инструментом повышения энергетической безопасности страны за счет снижения ее зависимости от импортных поставок традиционных энергоресурсов, а также благодаря снижению потребления углеводородных источников энергии позволяет высвободить ресурсы для нужд экспорта. Многие страны с целью обеспечения энергетической безопасности ставят перед своей национальной энергетической отраслью задачи по диверсификации энергобаланса. В данном контексте часто говорят об «энергетической трилемме» – понятии, введенном в обиход

Мировым энергетическим советом (МИРЭС), которое соединяет в себе три аспекта: *энергетическую безопасность, доступность и экологическую устойчивость*. Любое государство должно стремиться к балансу в обеспечении всех трех элементов энергетической трилеммы, в противном случае оно рискует столкнуться с высокой зависимостью от одного источника энергии и вытекающими из этого негативными последствиями,

что сейчас можно наблюдать на примере России. Важно отметить, что достижение баланса возможно при условии активного международного сотрудничества и содействия интеграции энергетических систем на региональном и глобальном уровне, что осложняется напряженной геополитической ситуацией в мире. Примерами может служить приостановка реализации «Дорожной карты энергетического сотрудничества России и ЕС до 2050 года», а также политизация проекта «Северный поток-2».

Соответственно, российский экспорт энергоресурсов становится еще более уязвимым под влиянием глобальной политики декарбонизации, что усугубляется политической нестабильностью и высокой волатильностью цен. Это дает четкий сигнал об острой необходимости учитывать мировые тренды на мировом рынке энергоресурсов при долгосрочном планировании и составлении стратегий развития в данной сфере.

⁵ Захаров А.Н. Топливо-энергетические комплексы ведущих стран мира (Россия, США, Франция, Италия): учеб. Пособие / А.Н. Захаров, М.С. Овакимян. – 2-е изд., доп. – М.: МГИМО-Университет, 2016. – 177 с.

⁶ https://www.economy.gov.ru/material/news/rossiya_soobshchila_o_svoem_pervom_opredelyaemom_na_nacionalnom_urovne_vklade_v_realizaciyu_parizhskogo_soglasheniya.html.

⁷ Weifeng Liu, Warwick J. McKibbin, Adele C. Morris, Peter J. Wilcoxen «Global economic and environmental outcomes of the Paris Agreement», W. Liu et al. / Energy Economics 90 (2020) 104838.

Основные вызовы России на энергетическом рынке

Новым вызовом для международной торговли в современных реалиях является пандемия коронавируса, начавшаяся в Китае в декабре 2019 года. Эпидемия имеет глобальные последствия, такие как общее сокращение международных грузоперевозок из-за закрытия государственных границ и введения карантинных мер, а также падение производства и спроса в странах с неблагоприятной эпидемиологической ситуацией. Приостановка производства в Китае, основном потребителе энергоресурсов, и других странах существенно изменила ситуацию на энергетическом рынке. Сбои в производстве китайских заводов, участвующих в глобальных цепочках создания стоимости, приводят к нарушению целостности цепочек поставок. Наиболее чувствительными в этом контексте являются фрагментированные отрасли, такие как автомобильная или электронная промышленность. В результате в долгосрочной перспективе возникнет необходимость в создании резервных мощностей и реорганизации глобальных цепочек поставок⁸. По прогнозам Международного энергетического агентства, глобальный спрос на нефть снизится в 2020 году под влиянием эпидемии – впервые за последнее десятилетие после мирового финансового кризиса 2008 года. Только в апреле 2020 года падение спроса на нефть составило 30%⁹.

В то же время ситуация на энергетическом рынке обострялась переговорами ОПЕК+ о сокращении добычи нефти, целью которых было удержать падение цен на нефть и компенсировать избыточное предложение на рынке вследствие падения спроса в связи с карантинными мероприятиями по всему миру. В результате переговоров в марте 2020 года цены на нефть марки URALS упали до 33 долларов США за баррель, на нефть марки Brent с начала 2020 года до середины апреля снизились в 3,5 раза, цены на фьючерсы WTI впервые в истории имели отрицательное значение. В итоге соглашение о рекордном сокращении добычи нефти на 9,7 млн барр. в сутки на два года было достигнуто странами

ОПЕК+ в апреле. Также, для стабилизации рынка, к соглашению присоединились страны, не являющиеся участниками ОПЕК – США, Канада, Бразилия. Принятые в рамках соглашения меры позволят предотвратить переполнение энергохранилищ и удержать цены от отрицательных значений при условии соблюдения договоренностей всеми участниками. Но несмотря на постепенное восстановление цен на нефть после их обвала в апреле 2020 года, ситуация все еще остается нестабильной. Даже при условии роста спроса, связанного с началом вакцинации и ослаблением ограничений, данной динамике будет препятствовать продолжающийся рост заболеваемости в мире и возникновение новых штаммов вируса.

Одной из серьезных проблем для России в данном контексте является то, что федеральный бюджет России распределяется исходя из цен на нефть, сохраняемых

Объявленный ЕС курс на достижение полной климатической нейтральности к 2050 году и отказ от ископаемых энергоресурсов, которые преимущественно поставляются российскими экспортёрами бросает тень на надежность приоритетов новой Энергетической стратегии России до 2035 года

на уровне не менее 42 долларов за баррель. Это ставит под угрозу финансовые резервы страны, которых, по данным Министерства финансов, может хватить на 6–20 лет, чтобы покрыть упущенные доходы или даже на гораздо более короткий период.

Замедление экономического роста и падение цен на нефть, последовавшие за пандемией, безусловно, повлияли на динамику внешней торговли России: только во втором квартале 2020 года в сравнении с тем же периодом 2019 года сокращение экспорта составило 32,5%, импорта – 23,8%. Особенно сильно пострадал импорт услуг в связи с закрытием государственных границ и ограничением перемещений пассажиров и грузов между странами. Кроме того, восстановление российской экономики сдерживается усилением

протекционистских настроений, которые имели место в последние годы, что особенно прослеживается на примере торговой войны США и Китая¹⁰.

Модель экономического роста, основанная на добыче нефти и ее стоимости на мировых рынках, исчерпала себя, и очередной кризис только подтверждает этот факт. По данным Международного энергетического агентства, ежегодные доходы российского нефтегазового сектора могут сократиться с 320 млрд до 274 млрд долл. США к 2040 году. Поэтому нет оснований говорить о каком-либо экономическом росте или, более того, удвоении ВВП за счет нефти в ближайшие десятилетия.

Наиболее критичны для России не текущие экономические шоки, которые стали результатом пандемии, а ее долгосрочные последствия как для крупнейшего игрока на углеводородных рынках. В условиях низких цен на нефть и общего падения спроса

на энергоресурсы предсказывается усиление влияния двух основных драйверов энергетического перехода – декарбонизации и децентрализации. Распределенная энергетика в условиях удаленной работы, сокращения деловых и туристических поездок становится более востребованной. Объявленный ЕС курс на достижение полной климатической нейтральности к 2050 году и отказ

⁸ Долгов С.И., Савинов Ю.А. Влияние вспышки нового коронавируса на международную торговлю // Российский внешнеэкономический вестник. 2020. № 2. С. 7–18.

⁹ Anton Orlov, Asbjørn Aaheim, «Economy-wide effects of international and Russia's climate policies», *Energy Economics*, Volume 68, October 2017, Pages 466–477.

¹⁰ Оболенский В.П. Внешняя торговля России в условиях пандемии и после нее. Российский внешнеэкономический вестник. 2020. № 10. С. 7–17.

от ископаемых энергоресурсов, которые преимущественно поставляются в Европу российскими экспортёрами, а также туманные перспективы возвращения глобального спроса на нефть на уровень докризисного периода бросают тень на надежность приоритетов новой Энергетической стратегии России до 2035 года.

Несмотря на высокую уязвимость рынка углеводородов, Россия по-прежнему полагается на открытие новых нефтяных месторождений и дальнейшую активную эксплуатацию уже освоенных. 5 марта 2020 года президент подписал Указ «Об основах государственной политики Российской Федерации в Арктике до 2035 года», согласно которому добыча нефти и газа в Арктике будет планомерно развиваться с помощью государственных субсидий и частных инвестиций. Кроме того, были внесены поправки в Налоговый кодекс, которые предусматривают новые льготы для инвесторов, заинтересованных в запуске новых энергетических проектов в Арктике. Таким образом, текущая российская стратегия развития в энергетическом секторе по-прежнему направлена на стимулирование инвестиций и производства традиционных источников энергии, в основном нефти, даже с учетом серьезных экономических последствий пандемии для глобального потребительского спроса.

Мощное субсидирование ископаемых источников энергии и отсутствие аналогичной поддержки развития низкоуглеродной энергетике означает сохранение существующего уровня зависимости страны от нефти и газа.

В условиях падения цен на нефть и газ потребление угля будет заменяться дешевыми традиционными источниками энергии вместо возобновляемых источников энергии, поскольку их конкурентоспособность и привлекательность в рамках межтопливной конкуренции возрастет. Более того, пик глобальных инвестиций в зеленую энергетику пришелся на 2017 год. Таким образом, ценовая война между крупнейшими экспортёрами нефти и дальнейшее

развитие эпидемии коронавируса в определенной степени определяют скорость энергетического перехода к новой рыночной модели. Долгое время рыночные условия на мировых энергетических рынках позволяли обеспечить динамичное развитие как российского энергетического сектора, так и экономики страны в целом. Но теперь мировая

Несмотря на высокую уязвимость рынка углеводородов, текущая российская стратегия развития в энергетическом секторе по-прежнему направлена на стимулирование инвестиций и производства традиционных источников энергии, в основном нефти

энергетика охвачена процессами глубокой трансформации. В результате политика развития многих стран в этом секторе направлена на диверсификацию структуры энергетического комплекса, развитие экологически чистых источников энергии и преимущественное использование энергии, произведенной на локальном уровне. Все эти проблемы ограничивают импорт углеводородов и сужают существующие рыночные ниши для страны.

Кроме того, новые производители энергии выходят на рынок, меняя структуру поставок и перераспределяя доли рынка. В частности, США, традиционный импортер энергии, уже стали нетто-экспортером энергоносителей из-за увеличения добычи сланцевой нефти и газа. Технологическая глобализация способствует реорганизации рынка: рынок энергетического сырья трансформируется в рынок энергетических услуг и технологий. Кроме того, мировое развитие в ближайшие десятилетия столкнется с серьезной проблемой дефицита пресной воды, что может значительно повысить роль российских водных ресурсов. Значение национальной гидроэнергетики выйдет за рамки внутреннего водоснабжения российских потребителей и производства электроэнергии, особенно в восточных регионах страны – в Сибири и на Дальнем Востоке¹¹.

Чтобы использовать экономический кризис как время новых возможностей, России важно сделать ставку на стимулирование высокотехнологичных сфер в области повышения энергоэффективности, локализации и модернизации производства оборудования, развития ВИЭ и технологий с низким уровнем выбросов парниковых газов.

Таким образом, в силу своих исторических и экономических условий развития, некоторые тенденции развития российской энергетики частично сопоставимы с общемировыми, а некоторые идут вразрез с динамикой и особенностями развития мирового энергетического рынка.

В условиях структурных преобразований конъюнктуры мировых энергетических рынков роль ТЭК в российской экономике может значительно снизиться, что напрямую отразится на темпах роста ВВП. Российской экономике необходимо уже сейчас принимать меры по адаптации к новым энергетическим реалиям путем снижения своей энергоемкости, совершенствования институциональной среды, расширения экономической доступности энергосбережения, более рационального использования энергетических ресурсов, привлечения инвестиций и запуска технологического прогресса, нацеленного прежде всего на внутреннее потребление части энергетического рынка. ●

KEYWORDS: *global energy transition, Russian energy policy, oil and gas sector, hydrocarbon export, energy security.*

¹¹ Stankevich Y. «Transformation of world energy markets: scenarios and opportunities», *Analytical magazine «Oil and Gas Vertical»* (<http://www.ngv.ru/magazines/article/transformatiya-mirovykhenergeticheskikh-rynkovtsenarii-i-vozmozhnosti/>).



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».

MESSOYANA.NEFTEGAZ.RU



ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Проблемы и методические положения

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТАХ. АВТОРАМИ ПОКАЗАНО, ЧТО РЕШЕНИЕ ЭТИХ ПРОБЛЕМ ДОЛЖНО БЫТЬ ОСНОВАНО НА КОМПЛЕКСНОМ ЭКОНОМИКО-ИНФОРМАЦИОННОМ МНОГОКРИТЕРИАЛЬНОМ ПОДХОДЕ, ВКЛЮЧАЮЩЕМ ВСЕ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ОСОБОЕ МЕСТО УДЕЛЯЕТСЯ ВОПРОСАМ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ. ПРЕДПОЛАГАЕТСЯ, ЧТО ОПТИМАЛЬНАЯ СИСТЕМА НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ДОЛЖНА УЧИТЫВАТЬ ДВА ОСНОВНЫХ ФАКТОРА – ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ПРИ КОТОРОЙ ДОЛЖНЫ ИСПОЛЬЗОВАТЬСЯ САМЫЕ СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЮ ДОСТИЧЬ ОПТИМАЛЬНОЙ ДИНАМИКИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ И ГИБКОСТИ СИСТЕМЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ, КОТОРУЮ НЕОБХОДИМО ПРИВЯЗАТЬ К УРОВНЮ ДОБЫЧИ И ЦЕНАМ, ЧТОБЫ НЕ ПЕРЕСМАТРИВАТЬ НАЛОГОВУЮ СИСТЕМУ В БУДУЩЕМ. АКТУАЛЬНОСТЬ РАССМАТРИВАЕМОГО ВОПРОСА В ТОМ, ЧТО РАССМОТРЕННЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ БЫЛИ ЗАЛОЖЕНЫ В ОТРАСЛЕВУЮ АВТОМАТИЗИРОВАННУЮ СИСТЕМУ, СПОСОБНУЮ ПРОВОДИТЬ МНОГОВАРИАНТНЫЕ РАСЧЕТЫ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ В ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТАХ

THE MAIN PROBLEMS AND DEEMED-TO-SATISFY PROVISIONS OF THE ECONOMIC ASSESSMENT OF THE EFFICIENCY OF FIELD DEVELOPMENT IN INVESTMENT PROJECTS ARE CONSIDERED IN THIS ARTICLE. THE AUTHORS HAVE SHOWN THAT THE SOLUTION TO THESE PROBLEMS SHOULD BE BASED ON AN INTEGRATED ECONOMIC AND INFORMATIONAL MULTICRITERIA APPROACH, INCLUDING ALL STAGES OF FIELD DEVELOPMENT. SPECIAL ATTENTION IS PAID TO TAXATION ISSUES. IT IS ASSUMED THAT THE OPTIMAL TAXATION SYSTEM SHOULD TAKE INTO ACCOUNT TWO MAIN FACTORS – THE ECONOMIC EFFICIENCY OF FIELD DEVELOPMENT, IN WHICH THE MOST MODERN TECHNOLOGIES SHOULD BE USED TO ALLOW THE SUBSOIL USER TO ACHIEVE OPTIMAL DYNAMICS OF HYDROCARBON PRODUCTION, AS WELL AS THE FLEXIBILITY OF THE TAXATION SYSTEM, WHICH MUST FORM AN ATTACHMENT FOR THE LEVEL OF PRODUCTION AND PRICES SO AS NOT TO REVISE THE TAX SYSTEM IN THE FUTURE. THE RELEVANCE OF THE ISSUE UNDER CONSIDERATION LIES IN THE FACT THAT THE CONSIDERED DEEMED-TO-SATISFY PROVISIONS WERE INCORPORATED INTO AN INDUSTRY-SPECIFIC AUTOMATED SYSTEM CAPABLE OF PERFORMING MULTIVARIATE CALCULATIONS OF TECHNICAL AND ECONOMIC INDICATORS IN INVESTMENT PROJECTS

Ключевые слова: нефтегазовый проект, экономическая модель, налоговая модель, сравнительный анализ, экономическая эффективность.

Богаткина Юлия Геннадьевна

ведущий научный сотрудник,
Федеральное государственное
бюджетное учреждение науки,
Институт проблем нефти и газа
Российской академии наук, к.т.н.

Лындин Виктор Николаевич

доцент кафедры экономики нефтяной
и газовой промышленности
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина, к.э.н.

Сарданашвили Ольга Николаевна

старший научный сотрудник,
Федеральное государственное
бюджетное учреждение науки
Институт проблем нефти и газа
Российской академии наук, к.т.н.

Проблемы технико-экономической оценки разработки нефтегазовых объектов, под которыми подразумеваются разведанные месторождения либо перспективные на нефть участки, приобретает в наши дни все большую значимость. Сохранение уровней добычи нефти и стабильных цен на нефть и нефтепродукты в настоящее время является первостепенным экономическим ориентиром. Развитие ТЭК будет способствовать развитию других отраслей народного хозяйства, увеличению занятости, развитию экспорта, валютных поступлений и формированию бюджета страны [1].

Нефтегазовый сектор является базовым для стран, обладающих запасами углеводородного сырья, что играет важнейшую роль в формировании доходов

государственного бюджета и народного хозяйства. Это относится и к ведущим промышленно развитым странам и к странам с развивающейся экономикой. Основная цель реализации нефтегазовых проектов – это получение государством соответствующей платы за свои природные ресурсы и распределение доходов при их эксплуатации так, чтобы содействовать инвестициям в разработку месторождений природных углеводородов с целью устойчивого экономического роста.

Для нефтегазодобывающей отрасли обоснование прогноза развития добычи нефти и эффективное использование ресурсов и запасов месторождения – это основная цель многостадийного проектирования. Прогнозные

показатели включаются в технико-экономическое обоснование (ТЭО), технологические схемы, проекты, что и создает реальную предпосылку для разработки проектных документов на единой методологической основе [2, 3].

Специфика реализации инвестиционных проектов разработки месторождений обусловлена следующими особенностями и проблемами:

- большая зависимость показателей и критериев эффективности инвестиций от природно-климатических и географических условий разработки месторождений,
- динамичный характер большинства технико-экономических показателей разработки месторождений,
- длительные сроки реализации инвестиционных проектов разработки месторождений,
- высокая капиталоемкость инвестиционных нефтегазовых проектов,
- длительные сроки окупаемости инвестиций (статистически срок окупаемости составляет 5–6 лет при рентабельном сроке разработки 20–25 лет),
- высокий уровень неопределенности, технологических и экономических рисков по причине ограниченности исходной информации для разработки месторождений в условиях неполной геологической изученности нефтегазовых залежей и пластов,
- не достижение плановых показателей в результате ошибочного прогноза технико-экономической эффективности разработки месторождений,

- обязательное дисконтирование денежного потока от разработки месторождений с целью учета инфляционных процессов.

Одной из часто обсуждаемых проблем экономической оценки проектов разработки нефтегазовых месторождений является учет налоговой составляющей в расходах организации. Недропользователь ставит перед собой задачу применения оптимального налогового режима, учитывающего интересы компании и государства. Налоговая реформа, проведенная в конце 2014 года, кроме повышения налога на добычу полезных ископаемых, позволила дифференцировать его базовые ставки. При этом, несмотря на снижение экспортных пошлин, налогообложение нефтегазодобывающих предприятий стало более отягощающим. Отсутствие должной системности налогообложения предприятий по добыче углеводородного сырья создает трудности экономической эффективности проектов разработки нефтегазовых месторождений и сужает круг потенциальных инвесторов. Как уже отмечалось, неустойчивость показателей экономической эффективности проекта на различных стадиях разработки месторождения во многом обусловлена наличием множества факторов неопределенности. Экономические риски обусловлены главным образом следующими факторами: изменчивостью экономических условий освоения объекта, изменением цен на продукцию, изменением уровня издержек, изменением параметров налогообложения, а также экономическими санкциями и др. [4].

Таким образом, актуальным является комплексный экономико-информационный подход, включающий вопросы проведения и использования результатов технико-экономической оценки разработки месторождений нефти и газа.

Комплексный экономико-информационный подход экономической оценки промышленного освоения запасов и разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений усовершенствован на основании обобщения отечественной практики, действующих требований законодательных актов Российской Федерации, а также с учетом зарубежного опыта проектирования [5, 6].

В представленном экономико-информационном подходе рассматриваются следующие задачи:

- многокритериальный подход к выбору вариантов разработки,
- создание базы данных (БД) экономических нормативов затрат по технологическим вариантам,
- экспресс-метод оперативной экономической оценки эффективности освоения запасов на ранних стадиях разведанности месторождений и на стадиях промышленной эксплуатации,
- принципы формирования экономико-динамических моделей оценки с применением различных налоговых моделей в недропользовании,
- разработка методов финансирования нефтегазовых проектов,
- методика оценки рисков в нефтегазовых проектах,

УДК 553.9; 338.45



- разработка экономико-методического подхода для создания отраслевого программного продукта на основе интеллектуальных технологий.

Многокритериальный подход к выбору вариантов при проектировании разработки месторождений. Вопросы реализации инвестиционных проектов по разработке месторождений должны учитывать необходимость выбора из всех вариантов наиболее привлекательного проекта, который должен быть оценен при помощи экономических параметров на основе нескольких оценочных технико-экономических критериев. К таким критериям относятся:

- величина чистого дисконтированного дохода (ЧДД) от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти;
- величина внутренней нормы рентабельности (ВНР), которая определяет требуемую инвестором норму прибыли на вкладываемый капитал, сравниваемую с действующей процентной ставкой по кредиту. Если расчетный показатель ВНР равен или больше процентной ставки, инвестиции в данный проект являются оправданными;
- индекс доходности (ИД) характеризует величину дохода на единицу вложенных средств. Он может рассчитываться как для дисконтированных, так и для недисконтированных денежных потоков. Его значение интерпретируется следующим образом: если $ИД > 1$, вариант эффективен, если $ИД < 1$, вариант разработки нерентабелен;
- период окупаемости (Пок), показывает период времени возмещения первоначальных затрат. Чем меньше значение этого показателя, тем эффективнее рассматриваемый вариант.

Обоснование нормативной базы данных. Для расчета капитальных вложений и эксплуатационных расходов на добычу нефти и газа по вариантам помимо геолого-технологических параметров, необходимы нормативы удельных затрат, дифференцированные по сеткам скважин, по вариантам и по стадиям проектирования. Нормативы капитальных и эксплуатационных затрат обосновываются авторами

проектов на основании проектно-сметной документации и анализа фактической информации с учетом индексов инфляции, разрабатываемых и утверждаемых правительством РФ. При привлечении к инвестированию проектов иностранных партнеров нормативы разрабатываются с их участием.

Возросший объем аналитических работ по месторождениям, находящимся в разработке, предопределили создание модели информационной базы данных (БД) для экономической оценки месторождений. В связи с этим была разработана БД удельных затрат предприятия (капитальных, эксплуатационных, а также налогов) и БД технологических показателей разработки месторождений в динамике по годам разработки с возможностью функционирования информационной модели в отраслевой системе.

Экспресс-метод оперативной экономической оценки. Комплексный экономико-информационный подход при оценке промышленного освоения запасов и разработке нефтяных и нефтегазовых месторождений предполагает экономическую оценку перспективных ресурсов и запасов нефти и газа, которая проводится с использованием экспресс-метода на основании геолого-технологических параметров, полученных после апробации разведочных скважин и укрупненной нормативной экономической информации. При этом решается вопрос о границе размещения скважин с исключением из освоения участков краевых зон со сравнительно низкими толщинами пластов, вызывающими сомнения в их экономической эффективности. Модель предусматривает расчет следующих показателей:

- предельно рентабельных запасов нефти (накопленных отборов) на одну добывающую скважину (тыс. т/скв.),
- предельно рентабельной минимально эффективной нефтенасыщенной толщины пласта (м),
- предельно рентабельного дебита скважины (т/сут).

На основании экспресс-метода в дальнейшем проводится сравнение технологических вариантов при сопоставимых условиях по показателям и критериям, рассчитанным при одинаковых

балансовых (геологических) запасах по отдельным эксплуатационным объектам и месторождению в целом, с целью выбора рекомендуемого варианта разработки месторождения.

Принципы формирования экономических прогнозных моделей. Практика экономической оценки разработки месторождений показывает, что продолжительность разработки нефтяных месторождений обычно составляет 20–40 лет. Традиционно при экономических расчетах рассматривается период 20–25 лет, поскольку на такой срок выдаются лицензии на добычу полезных ископаемых. При этом выделяют три основных этапа разработки месторождения.

На первом этапе производится бурение, затраты и продолжительность которого определяются мощностью бурового оборудования. Вместе с тем проводится подготовка промысловой инфраструктуры – сборные пункты нефти или трубопроводы, дороги, линии электропередачи (ЛЭП). Данный этап работ составляет примерно 5–6 лет. Объем добычи в этот период постоянно возрастает до максимального значения.

На втором этапе вводятся в эксплуатацию все скважины, и он характеризуется уровнем высокой добычи. Ежегодно извлекается 4–6% запасов нефти месторождения. Длительность этого этапа обычно составляет 2–3 года, причем при недостаточной энергии пласта применяется система поддержания пластового давления за счет нагнетания воды в пласт для вытеснения нефти и поддержания рабочих дебитов скважин. В конце этапа запасы извлекаемой нефти остаются на уровне 60–70% исходного уровня.

Третий этап является наиболее длительным и составляет 20–30 лет. На этом этапе неравномерно падает добыча нефти, причем за первые 5–6 лет снижается в 1,5–2 раза. Затем падение темпов постепенно снижается.

Капитальные затраты на подготовку запасов углеводородного сырья включают в себя затраты на 2D- и 3D-сейсморазведку, затраты на поисково-разведочное бурение и прочие работы (магниторазведка, гравитационная разведка, геохимическая съемка, научное обеспечение и пр.).

Капитальные затраты при освоении нефтяных месторождений складываются из затрат на:

- бурение;
- нефтепромысловое обустройство;
- оборудование, не входящее в сметы строок.

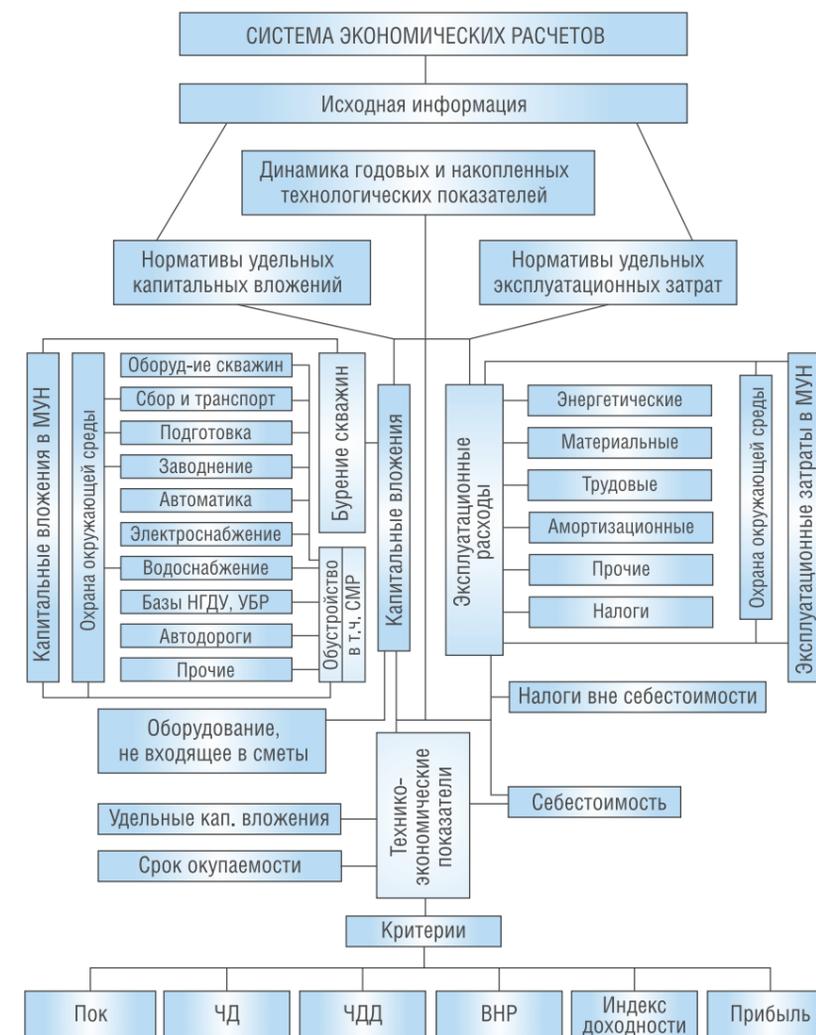
Исходя из динамики добычи, фонда добывающих, нагнетательных и резервных скважин, используемых методов поддержания давления пласта и других характеристик, определяют текущие затраты на добычу нефти. Агрегированный расчет текущих затрат базируется на выделении условно-переменных затрат в расчете на единицу добычи нефти и условно-постоянных затрат в расчете на действующий фонд скважин.

Одним из важнейших направлений государственного регулирования является установление оптимальной системы налогообложения в нефтегазодобыче. Оптимальный уровень налогов должен обеспечивать решение нескольких задач. Во-первых, необходимо учесть интересы государства, как собственника недр, обеспечить заинтересованность со стороны добывающих компаний. Во-вторых, создать условия для эффективной работы системы недропользования при условии максимизации чистого дисконтированного дохода предприятия.

Исследователи выделяют два основных признака эффективной системы налогообложения.

- Экономическая эффективность. Это значит, что при разработке месторождения должны использоваться самые современные технологии, которые позволяют недропользователю достичь оптимальной динамики добычи и извлечь максимально возможное количество нефти.
- Гибкость. Самым простым способом повысить гибкость налоговой системы является дифференцирование ставок налогов в зависимости от уровня добычи и цен. Налоговая система в идеале должна быть такой, чтобы ее не приходилось пересматривать при изменении ценовой конъюнктуры. В противном случае ее придется периодически пересматривать.

РИС. 1. Схема расчета технико-экономических показателей



Стабильность налоговой системы в нефтедобыче особенно важна из-за высокой капиталоемкости производства, больших сроков окупаемости проектов, высоких геологических рисков, связанных с неопределенностью объемов и качества запасов, а также высокой изменчивостью цен на нефть.

Ряд налоговых режимов крупнейших нефтегазодобывающих стран были использованы в экономико-информационном подходе как инструмент для формирования наиболее эффективных вариантов разработки месторождений с использованием механизмов интеллектуального моделирования.

При составлении моделей расчетов экономических показателей и оценки вариантов разработки учитывается принципиальная особенность принадлежности

месторождений, пластов, эксплуатационных объектов к двум основным группам. Новые месторождения, пласты и объекты с растущей добычей и «старые» разрабатываемые, со снижающейся добычей нефти. В экономические расчеты, оценку и сравнение вариантов обязательно включается вариант с ранее утвержденным при подсчете запасов нефти коэффициентом нефтеотдачи. Сравнение показателей проводится в динамике, по периодам разработки и за экономически обоснованный проектный срок оценки. При этом сопоставляются следующие основные технико-экономические показатели и критерии оценки вариантов: плотность сетки скважин, срок разработки, коэффициент извлечения нефти, количество скважин, извлекаемые запасы, максимальный уровень добычи (проектная мощность), капитальные

вложения по источникам финансирования, эксплуатационные расходы с выделением амортизации и заработной платы, чистый дисконтированный доход, внутренняя норма рентабельности, индекс доходности, срок окупаемости первоначального капитала, а также распределение дохода и прибыли по действующим системам и налоговым моделям, включая Соглашение о разделе продукции. Состав основных затрат и критериев оценки инвестиционных проектов показан на рисунке 1.

Разработка методов проектного финансирования нефтегазовых проектов. Проектное финансирование – это вид финансирования проектов, при котором денежные средства берутся в долг у банка. При этом в виде залога выступают будущие денежные потоки, то есть доходы от проекта, а также активы, которые планируется приобрести по мере реализации. Источником погашения задолженности в этом методе являются потоки реальных денег (чистый доход), получаемые в результате реализации инвестиционного проекта. Разработанная модель была заложена в отраслевую автоматизированную систему.

Оценка рисков в нефтегазовых проектах. При оценке вариантов в многостадийном проектировании разработки месторождений учитывается влияние риска, позволяющее уточнить эффективность и надежность технико-экономических решений в условиях особенности работы нефтегазодобывающего производства.

К ним относятся: недостаточная точность геологических и промысловых параметров, недоразведанность месторождения, качество строительства скважин, капитальные вложения выше планируемых величин, недостаточная обоснованность прогноза динамики добычи нефти и коэффициентов нефтеотдачи, сложность в определении предстоящих затрат и цен в условиях непредсказуемости рыночной конкуренции.

Применение модели, основанной на теории нечетких множеств (ТНМ), позволит в какой-то степени решить эту проблему, формируя полный спектр сценариев по оценке инвестиционного проекта [5, 6].

На основании множества нечетких чисел для анализа эффективности инвестиционного проекта строится треугольная функция принадлежности нечеткого числа ЧДД и определяется математическое ожидание этого показателя. Для планирования будущих результатов по ИП, связанных с неопределенностью, и для оценки риска инвестиций, можно использовать показатель риска V&M, разработанный на основе нечеткой логики (Модель Недосекина).

Создание отраслевой системы технико-экономической оценки месторождений нефти и газа. В настоящее время многие зарубежные фирмы, специализирующиеся на разработке прикладного программного обеспечения для моделирования процессов изучения и освоения месторождений, включают в свои пакеты специальные модули «оценки бизнеса» (Shlumberger, Landmark, Roxar, Questor и др.). Это позволяет проводить расчеты и принимать решения с учетом всех стадий изучения и освоения углеводородных объектов – от подготовки запасов до реализации добытого сырья, основываясь на критерии доходности. В качестве дополнительного программного инструмента к этим пакетам была разработана интеллектуально-логическая система «ГРАФ», содержащая базы знаний расчетных технико-экономических показателей и налоговых моделей стран, имеющих нефтегазовые запасы. Базы знаний разрабатывались в течение последних двух десятилетий в ИПНГ РАН и основаны на опыте технико-экономической оценки месторождений нефти и газа как у нас в стране, так и за рубежом. Система позволяет осуществлять прогноз технико-экономических показателей изучения и освоения углеводородных объектов с учетом различных налоговых механизмов, а также оценку стоимости месторождений и эффективности их освоения с применением нечетких методов оценки рисков инвестиционных прогнозов. Она обеспечивает оперативное и качественное проведение технико-экономических расчетов по многочисленным основным и дополнительным вариантам с выбором оптимального решения, определяющего стратегию

и прогноз развития добычи нефти при разных источниках финансирования. Эта разработка может быть хорошим дополнением для уже существующих программных комплексов по технико-экономической оценке эффективности разработки месторождений нефти и газа, что в период цифровизации нефтегазодобывающего комплекса является наиболее актуальным.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что в процессе планирования и реализации инвестиционной деятельности нефтегазовых компаний особую роль играет предварительный анализ, который проводится на стадии разработки инвестиционных проектов с использованием интеллектуального моделирования и способствует принятию взвешенных и обоснованных управленческих решений на основе представленного экономико-информационного подхода. ●

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)», № АААА-А19-119013190038-2).

Литература

1. Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2030 года. – 2016. URL: <http://www.rosnedra.gov.ru/article/8743.html> (дата обращения 15.02.18).
2. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Теория и практика / учебник, Москва, Издательство «Дело», 2002 г., 888 с.
3. Дунаев В.Ф., Шпаков В.А., Лындин В.Н. Экономика предприятий (организаций) нефтяной и газовой промышленности. Учебник. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2015, 330 с.
4. Зубарев А.А., Глухова М.Г., Маковецкая Е.Г. Особенности и проблемы экономической оценки проектов разработки газовых месторождений // Экономика: вчера, сегодня, завтра. 2016. № 9. С. 81–91.
5. Еремин Н.А., Богаткина Ю.Г., Лындин В.Н. Основные принципы методологии комплексной оценки запасов углеводородов в нефтегазовых инвестиционных проектах // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». № 1 (17), 2019. С. 31–50.
6. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования // Монография, Москва, Макс Пресс, 2020, 246 с.

KEYWORDS: oil and gas project, economic model, tax model, comparative analysis, economic efficiency.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1–2 апреля

Межрегиональная специализированная выставка
Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу 2021

Новый Уренгой

7–9 апреля

Выставка
Atyrau Oil&Gas 2021

Атырау

7–9 апреля

24-я Узбекская международная выставка

Нефть и Газ / OGU 2020

Ташкент, Tashkent City Convention Center

26–29 апреля

Национальный нефтегазовый форум

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

АПРЕЛЬ

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

26–29 апреля

САЛОН SMART-A3C
Конференция
SMART-A3C: эффективность, инновации и конкуренция сервиса

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

26–29 апреля

Выставка
НЕФТЕГАЗ-2021
Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

ПЕРЕХОДЫ ТРУБОПРОВОДОВ МЕТОДОМ ГНБ

**Петров
Олег Николаевич**

доцент кафедры проектирования и эксплуатации газонефтепроводов, Институт нефти и газа ФГАОУ ВО СФУ, к.т.н.

**Шакиров
Рамиль Наулевич**

старший преподаватель кафедры проектирования и эксплуатации газонефтепроводов, Институт нефти и газа ФГАОУ ВО СФУ

**Сокольников
Александр Николаевич**

заведующий кафедрой проектирования и эксплуатации газонефтепроводов, Институт нефти и газа ФГАОУ ВО СФУ, к.т.н.

**Верещагин
Валерий Иванович**

доцент кафедры проектирования и эксплуатации газонефтепроводов, Институт нефти и газа ФГАОУ ВО СФУ, к.т.н.

**Агровиченко
Дарья Валентиновна**

старший преподаватель кафедры проектирования и эксплуатации газонефтепроводов, Институт нефти и газа ФГАОУ ВО СФУ

В НАСТОЯЩЕЙ СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ОСНОВЫ МЕТОДА ГОРИЗОНТАЛЬНОГО НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ ДЛЯ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПЕРЕХОДОВ ТРУБОПРОВОДОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ

THIS ARTICLE DISCUSSES THE PRINCIPLES OF THE HORIZONTAL DIRECTIONAL DRILLING METHOD FOR ITS APPLICATION IN THE CONSTRUCTION OF PIPELINE CROSSINGS FOR TRANSPORT HYDROCARBONS THROUGH NATURAL AND ARTIFICIAL OBSTACLES

Ключевые слова: сооружение трубопроводов транспортировки углеводородного сырья, метод горизонтального направленного бурения, переход.

При сооружении трубопроводов, транспортирующих углеводородное сырье, одним из ключевых вопросов является переход трубопровода через естественные и искусственные препятствия. К ним относятся реки, водохранилища, каналы, озера, пруды, ручьи, протоки и болота, овраги, балки, железные и автомобильные дороги, коридоры инженерных сетей и коммуникаций, а также особо охраняемые экологические объекты.

Необходимость сооружения переходов вызвана тем, что обход препятствия по более длинному маршруту может повлечь за собой дополнительные трудовые, временные и финансовые затраты.

В российских действующих нормативных документах [1, 2], регламентирующих

проектирование, производство и приемку строительно-монтажных работ при сооружении, реконструкции и капитальном ремонте трубопроводов, установлены минимальные необходимые требования к переходам через естественные и искусственные препятствия. Эти требования определяют конструктивные особенности перехода: выбор места перехода, минимально допустимые расстояния, конструкции, применяемые на переходах и т.д., но технология сооружения перехода, а также применяемые для этого машины и оборудование данными документами не регламентируются.

Поскольку на данный момент в Российской Федерации нет единой, утвержденной на уровне нормативного документа, актуализированной классификации всех видов и методов переходов трубопроводов через естественные и искусственные препятствия, подробного описания технологий, методик расчета и конкретизации области применения того или иного метода сооружения перехода трубопроводов, существует необходимость исследования в данной области.

Прокладывать трубопроводы через естественные и искусственные препятствия возможно двумя способами – открытым и закрытым (бестраншейным).

УДК 622.243.24:621.644.074

При первом способе используются обычные машины и оборудование, применяемые для сооружения линейной части трубопроводов. При втором способе необходимо применение специальных технологий и оборудования. В работе Минаева В.И. [3] приведена следующая классификация методов бестраншейной прокладки трубопроводов: прокол, продавливание, проталкивание и бурение. По типу разработки скважины все методы горизонтальной проходки автором разделены на три группы:

- проходка путем радиального уплотнения грунта;
- проходка с разрушением (размельчением) и эвакуацией грунта из зоны забоя;
- смешанная проходка.

Каждый метод имеет свою область рационального применения и требует детального ознакомления. При этом ни в Российской Федерации, ни в других странах методы сооружения переходов не регламентируются, а устанавливаются требования лишь к конечному результату.

В СП 341.1325800.2017 [4] приведена технология прокладки трубопроводов горизонтальным направленным бурением (ГНБ), однако этот документ ограничен областью применения и ориентирован на трубопроводные сети водоснабжения, водоотведения, тепловые сети, кабельные линии электроснабжения, связи и телекоммуникаций, а также на сети газораспределения на территориях населенных пунктов и промышленных предприятий, но не распространяется на трубопроводы, проектирование и сооружение которых регламентируется СП 36.13330.2012 [1].

В странах Северной Америки технология ГНБ применима для всех типов трубопроводов для транспортировки углеводородного сырья, включая магистральные, и описана в публикации CAPP [5] и руководстве PRCI по инженерному проектированию [6]. Горизонтальное направленное бурение зарекомендовало себя как очень эффективный метод для прокладки трубопроводов и других коммуникаций при переходе через естественные и искусственные

РИС. 1. Горизонтальное направленное бурение пилотной скважины

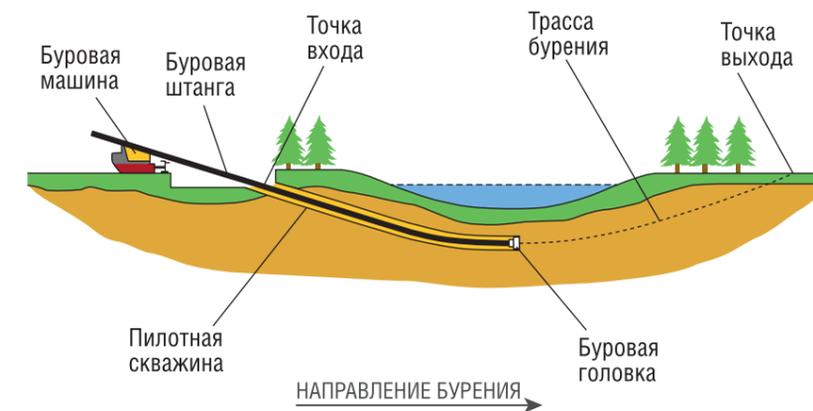
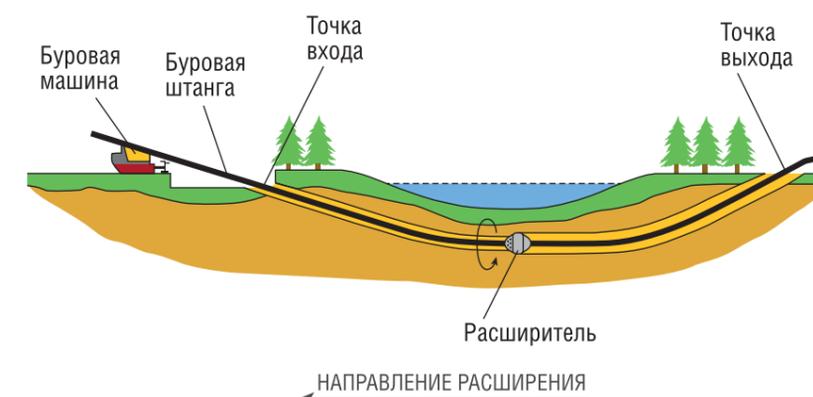


РИС. 2. Расширение пилотной скважины



препятствия. Это бестраншейный метод строительства, требующий использования оборудования, применяемого при горизонтальном и обычном бурении нефтяных скважин.

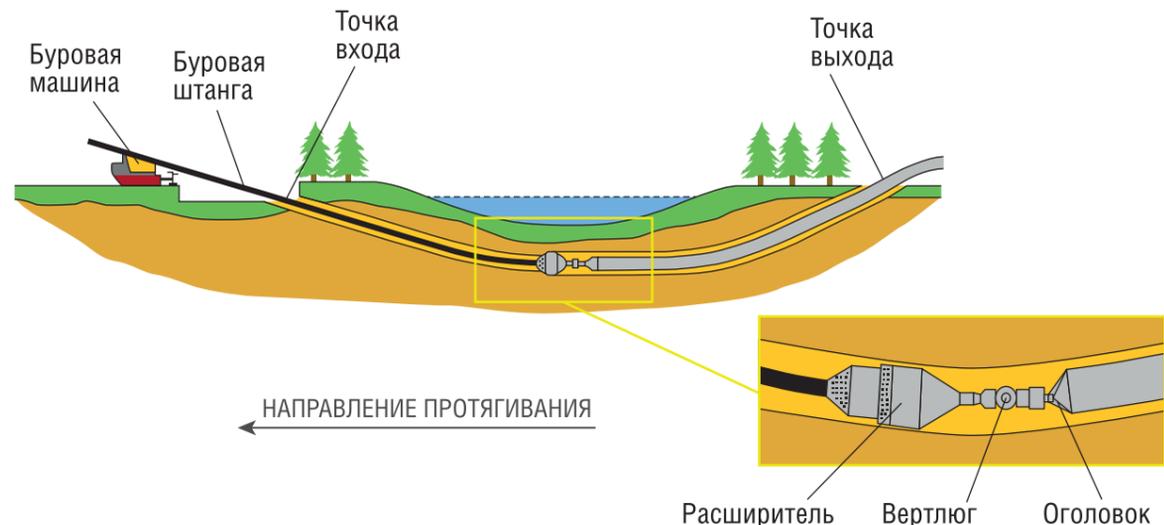
Технология ГНБ включает четыре основных этапа.

Этап 1. Подготовка, организация и планирование. На этом этапе проводятся инженерные изыскания. В соответствии с СП 47.13330.2016 [7] выполняются изыскания следующих видов: инженерно-геодезические, инженерно-геологические; инженерно-гидрометеорологические; инженерно-экологические и инженерно-геотехнические. В результате этих изысканий для каждого конкретного объекта и условий строительства проводится технико-экономическое обоснование выбора той или иной технологии путем сравнения возможных вариантов прокладки, осуществляется проектирование перехода и составляется проект производства работ.

Этап 2. Бурение пилотной скважины. Пилотная скважина, согласно п.3.21 СП 341.1325800.2017 [4], – это направляющая скважина (см. рис. 1). Ее бурение осуществляется в первую очередь. Согласно п. 8.5.3 этого же нормативного документа, для бурения пилотной скважины применяют передовой бур со сменными насадками для различных видов грунта. Изменение направления бурения осуществляется с помощью буровой лопатки, расположенной по центру передового бура.

Этап 3. Расширение пилотной скважины. Этот этап производится сразу после завершения бурения. Буровая головка заменяется на расширитель (риммер, от англ. reamer), затем буровая колонна с расширителем протаскивается через скважину в обратном направлении (в сторону буровой машины) с одновременным вращением (см. рис. 2).

РИС. 3. Протягивание трубопровода



Этап 4. Протягивание трубопровода. На этом этапе к переднему торцу протаскиваемого трубопровода присоединяют конструкцию, состоящую из того же расширителя, вертлюга и оголовка (рис. 3). Оголовок снижает лобовое сопротивление грунта на трубопровод, вертлюг предотвращает осевое вращение трубопровода в скважине.

На всех этапах в скважину подается буровой раствор для удаления грунта из буровой скважины, укрепления и смазки стенки скважины, охлаждения и смазки бурового инструмента.

При детальном рассмотрении отечественной нормативной документации [1, 2, 4] и зарубежной литературы [5, 6, 10–13] очевидным становится тот факт, что технология ГНБ незаслуженно остается без собственного стандарта, регламентирующего ее применение при сооружении переходов газонефтепроводов в Российской Федерации. Такая технология, в частности при сооружении подводных переходов, позволяет сохранить естественно-экологическое состояние водоема, проложить трубопроводы с учетом возможного изменения русла водоема, исключить выполнение дополнительных дорогостоящих видов работ по открытию траншеи по дну водоема, укреплению берегов и водолазным работ, которые могут составлять более 50 % от стоимости строительства подводного перехода, а также исключить балластировку трубопровода. Конечно, как и любая технология, ГНБ имеет свою область применения,

определяемую протяженностью трассы перехода и грунтами, через которые осуществляется пересечение препятствия. К примеру, бурение усложняется наличием крупнообломочных грунтов, в рыхлых песках возникает сложность создания прочных стенок бурового канала, что приводит к применению дополнительных технологических приемов.

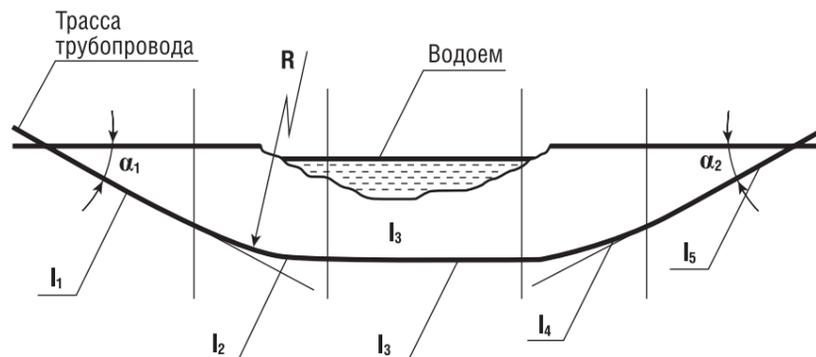
Отсутствие стандарта может быть вызвано еще и тем, что трубопроводы, транспортирующие углеводородное сырье, в отличие от «коммунальных» трубопроводов и инженерных сетей, транспортируют легковоспламеняющиеся смеси углеводородов. Например, нефть относится к 3-му классу опасности в соответствии с ГОСТ 19433-88 [8]. Также известно, что в результате упругого изгиба трубопровода в теле трубы и сварных швах появляются концентраторы напряжений. Таким образом, при расчетах трубопроводов,

транспортирующих углеводородное сырье, должен быть обеспечен достаточный запас прочности. В этом случае необходимо максимально точно определить геометрические параметры трассы. Документ СП 341.1325800.2017 [4] в п. 7.3 ссылается на методику определения геометрических параметров трассы, изложенную в п. 10 СП 42-101 – 2003 [9]. В этом документе также приводится алгоритм расчета значений необходимых усилий подачи буровой колонны и крутящего момента для бурения пилотной скважины, расширения скважины и протягивания трубопровода.

К геометрическим параметрам трассы трубопровода относятся (рис. 4):

- минимально допустимый радиус изгиба;
- длина пилотной скважины;
- диаметр бурового канала;

РИС. 4. Схема расчета геометрических параметров трассы трубопровода



- заглупление пилотной скважины;
- угол входа;
- угол на выходе буровой головки из земли.

На рис. 4 использованы следующие обозначения: угол входа скважины α_1 , длина участка l_1 от точки входа до начала первого криволинейного участка, длина участка l_2 от максимального угла при забуривании до нулевого угла, длина прямолинейного участка l_3 , длина участка l_4 от нулевого угла до максимального угла на выходе, длина участка от конца второго криволинейного участка до точки выхода, максимальное заглупление от точки забуривания H , минимально допустимый радиус изгиба R .

Угол входа регламентируется п. 10.10 СП 341.1325800.2017 [4] и составляет величину в диапазоне от 8° до 20° . Обоснование величины этого угла требует дальнейших исследований. На данном этапе можно предположить, что меньшие значения диапазона могут привести к затруднению забуривания, а максимальные значения определены радиусом изгиба и заглуплением трубопровода. Угол выхода, согласно СП 341.1325800.2017 [4], может быть в пределах от 5° до 8° .

Минимально допустимый радиус изгиба R определяются расчетом из условия прочности и местной устойчивости стенок трубы. Согласно СП 36.13330.2012 [1], минимальный радиус изгиба трубопровода из условия прохождения очистных устройств должен составлять не менее пяти его номинальных диаметров.

Общая длина пилотной скважины от точки входа до точки выхода складывается из длин отдельных участков $l_1 \dots l_5$. Величина заглупления трубопровода определяется проектом.

В настоящей статье не рассматриваются вопросы определения вертикальных нагрузок на трубопровод, что наряду с определением геометрических параметров трассы остается предметом дальнейших исследований.

Опыт применения технологии ГНБ за рубежом показывает наличие возможных рисков, которые инженерами Северной Америки

разделены на регуляторные, строительные и операционные.

Регуляторный риск определяется ограничительными условиями обеспечения охраны природных ресурсов, поскольку во время строительства возможен непреднамеренный выброс бурового раствора в окружающую среду с неблагоприятным воздействием на обитателей водоема (в случае водных переходов), гидрологию и водопользователей. На суше из-за пролива бурового раствора могут возникать дополнительные неблагоприятные последствия для дикой природы, растительности, почвы, ресурсов наследия и текущего землепользования.

Строительные риски также определены возможными утечками бурового раствора, но этот фактор уже рассматривается со стороны экономических потерь. Помимо этого, к строительным рискам относят: вероятность осаждения грунта, обрушение скважины, застревание буровой штанги, для извлечения которой необходима широкая и глубокая выемка грунта, а также повреждение трубопровода или его изоляционного покрытия.

Операционные риски связаны с недоступностью трубопровода для ремонта из-за глубины заложения, коррозией из-за необнаруженного повреждения изоляционного покрытия трубопровода, просадкой в точках входа/выхода и невозможностью визуального обнаружения утечек.

Однако риски имеют место при любой технологии, их необходимо учитывать на стадии проектирования и контроля строительства, закладывая в технологию определенные приемы, предупреждающие возникновение различного рода опасностей. Это, в свою очередь, также является основой для исследований.

Заключение

Таким образом, в настоящей статье описана технология ГНБ как наименее изученная для трубопроводов транспортировки углеводородного сырья, определена область ее применения и возможные риски. Установлены направления дальнейших исследований, при которых необходимо изучить

определяющие параметры и факторы расчета перехода трубопровода методом ГНБ, в частности геометрию, размеры и напряженные состояния трубопровода при протаскивании с примерами расчетов, установить соответствие полученных результатов нормативным требованиям, обобщить результаты исследования и расчетов, определить граничные условия применения технологии ГНБ при сооружении перехода трубопровода и экономические условия, а также разработать предложения по практическому применению. ●

Литература

1. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06 – 85* (с Изменениями № 1, 2) / М.: Минрегионразвитие, 2012. – 87 с.
2. СП 284.1325800.2016. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ. Введен впервые / М.: Минрегионразвитие, 2016. – 199 с.
3. Минаев В.И. Машины для строительства магистральных трубопроводов. Учебник для вузов. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: 1985, 440 с.
4. СП 341.1325800.2017. Подземные инженерные коммуникации. Прокладка горизонтальным направленным бурением. Введен впервые / М.: Минрегионразвитие, 2018. – 145 с.
5. Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), CAPP Publication 2004-0022. Planning Horizontal Directional Drilling for Pipeline Construction Use of Reinforced Composite Pipe (Non-Metallic Pipelines). September 2004.
6. Pipeline Research Council International Inc. (PRCI), Catalog No. L51730. Installation of Pipelines by Horizontal Directional Drilling. An Engineering Design Guide. April 15, 1995.
7. СП 47.13330.2016. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 11-02-96 / М.: Минрегионразвитие, 2017. – 84 с.
8. ГОСТ 19433-88. Грузы опасные. Классификация и маркировка. Введен взамен ГОСТ 19433-81, дата введ. 01.01.90. М.: ИПК Издательство стандартов, 2004. – 48 с.
9. СП 42-101 – 2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб. Взамен СП 42-104-97 / М.: ЗАО «Полимергаз», 2003 – 168 с.
10. ASME International, 2016. ASME B 31.4, Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries.
11. ASME International, 2018. ASME B 31.8, Gas Transmission and Distribution Piping Systems.
12. National Energy Board (NEB), 2016. Onshore Pipeline Regulations (SOR/99-294).
13. Canadian Standards Association, 2019. CSA Z662-19, Oil and Gas Pipeline Systems.

KEYWORDS: construction of pipelines for the transportation of hydrocarbon raw materials, the method of horizontal directional drilling, transition.

НОВЫЙ
СПЕЦПРОЕКТ!

НЕФТЬ НА ШЕЛЬФЕ

трансформация
добычи

Проект представлен в формате интерактивного гида по теме цифрового будущего российского шельфа, а это значит, что мы подготовили для вас тематические подборки статей, интервью, тестов, видео и даже игру!

[SHELF.NEFTEGAZ.RU](https://shelf.neftegaz.ru)



Neftegaz.RU



ВРЕЗКИ И ПЕРЕКРЫТИЯ

Повышение надежности проведения ремонтных работ на магистральных трубопроводах под давлением

ОБЪЕКТОМ ИССЛЕДОВАНИЯ В СТАТЬЕ ЯВЛЯЕТСЯ ТЕХНОЛОГИЯ ВРЕЗКИ И ПЕРЕКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДОВ ПОД ДАВЛЕНИЕМ. ОДНИМ ИЗ НЕДОСТАТКОВ ДАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ЯВЛЯЕТСЯ ОБРАЗОВАНИЕ МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ СТРУЖКИ В ПОЛОСТИ ТРУБОПРОВОДА В ПРОЦЕССЕ ВРЕЗКИ ПОД ДАВЛЕНИЕМ. ЭТО ПРИВОДИТ К ВОЗНИКНОВЕНИЮ УТЕЧКИ ВСЛЕДСТВИЕ НЕГЕРМЕТИЧНОГО ПЕРЕКРЫТИЯ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ВРЕЗКЕ И НАРУШЕНИЮ РАБОТЫ ЛИНЕЙНЫХ КРАНОВ ВСЛЕДСТВИЕ ЗАСОРЕНИЯ ФИЛЬТРОВ МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ СТРУЖКОЙ. В СУЩЕСТВУЮЩИХ ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКАХ ОТСУТСТВУЕТ РЕШЕНИЕ ДАННОЙ ПРОБЛЕМЫ В ПОЛНОЙ МЕРЕ. ЦЕЛЬЮ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ПРИВЕДЕННЫХ В СТАТЬЕ, ЯВЛЯЕТСЯ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ УЧЕТА И СБОРА МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ СТРУЖКИ В ПОЛОСТИ ТРУБОПРОВОДА В СЛЕДСТВИЕ ОПЕРАЦИЙ ПО ВРЕЗКЕ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

THE OBJECT OF RESEARCH IN THE ARTICLE IS THE HOT TAPPING AND PLUGGING TECHNOLOGY INTO PIPELINES UNDER PRESSURE. THE ONE OF THE DISADVANTAGES OF THIS TECHNOLOGY IS THE FORMATION OF METAL CHIPS IN THE CAVITY OF THE PIPELINE DURING THE HOT TAPPING OPERATIONS. THIS LEADS TO LEAKAGE DURING PLUGGING OPERATIONS AND CONTAMINATION OF LINEAR VALVES AND LINEAR FILTERS WITH METAL CHIPS. IN EXISTING LITERARY REFERENCES THERE IS NO SOLUTION TO THIS PROBLEM IN FULL. THE PURPOSE OF THE SCIENTIFIC RESEARCH PRESENTED IN THE ARTICLE IS TO SOLVE THE PROBLEM OF CALCULATION OF THE AMOUNT AND COLLECTION OF METAL CHIPS OCCUR INSIDE OF THE PIPELINE AS A RESULT OF HOT TAPPING OPERATIONS

Ключевые слова: *трубопровод, врезка под давлением, металлическая стружка, методика расчета, тестовая врезка, магнитное устройство.*



**Кожаева
Ксения Валерьевна**

доцент,
кафедра сооружения
и ремонта газонефтепроводов
и газонефтехранилищ,
факультет трубопроводного
транспорта,
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
к.т.н.
SPIN-код: 6707-0494
Scopus ID: 57189067411



**Шарнина
Гульнара Салаватовна**

доцент,
кафедра сооружения
и ремонта газонефтепроводов
и газонефтехранилищ,
факультет трубопроводного
транспорта,
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
к.т.н.

Ремонт по технологии врезки и перекрытия трубопроводов под давлением является безостановочным методом ремонта.

Основным преимуществом этого метода является отсутствие необходимости остановки перекачки продукта по ремонтируемому трубопроводу и универсальность по отношению к характеристикам трубопровода. Технология адаптирована под широкий спектр типов перекачиваемых сред, давлений, температур, режимов и скоростей потоков, материалов труб.

Основной нормативно-технический документ по осуществлению врезки под давлением на нефтепроводах является [1], а на газопроводах – стандарт организации [2].

В работе [3] автор рассматривает технологию врезки под давлением в магистральный трубопровод двух компаний: T.D. Williamson [4] и Ravetti [5]. Исходя из технических возможностей двух компаний, технология компании T.D. Williamson для врезки и перекрытия трубопровода является более универсальной и позволяет работать с трубопроводами значительно большего диаметра и давлением среды в них по сравнению с оборудованием от компании Ravetti. Но когда ремонтные работы приходится на трубопровод, технические параметры которого позволяют применять обе технологии, тогда традиционным выбором будет являться технология врезки и перекрытия трубопровода от компании Ravetti, что позволит сократить финансовые

затраты, время проведения работ по перекрытию трубопровода, а также количество необходимого оборудования.

Неоспоримые плюсы технологического процесса по врезке в газопроводы под давлением без остановки функционирования рассмотрены в работе [6]. На примере Единой системы газоснабжения России автор доказывает, что для поддержания работоспособности и бесперебойной поставки газа до конечного потребителя, повышения надежности поставок газа, развития газоснабжения и газификации российских регионов, применение технологии врезки под давлением играет ключевую роль.

Безусловно, у технологии врезки и перекрытия трубопроводов под давлением есть и свои минусы.

В работе [7] автор затрагивает проблемы безопасности сварочных работ на трубопроводах, находящихся под давлением перекачиваемых сред. Делает выводы, в каких случаях могут возникнуть отрицательные воздействия на производственный персонал и аварийные ситуации. В работе [8] авторы рассматривают математическую модель температурного распределения в сварочном шве при сварке под давлением.

Проведена патентная проработка с целью поиска усовершенствованной технологии врезки и перекрытия трубопровода под давлением.

В работе [9] автор разработал способ врезки при ремонте трубопроводов распределительных сетей с рабочим давлением не более 1,2 МПа без остановки перекачки транспортируемой среды. Предложенным способом обеспечивается повышение оперативности выполнения работ, унификация процесса монтажа используемого оборудования для трубопроводов разного диаметра, повышение качества блокировки участка трубопровода.

Авторы работ [10–11] разработали устройство для вырезки отверстий в трубопроводе, находящемся под давлением. Устройство для перекрытия отвода при использовании технологии врезки описано в [12]. Автор [13] разработал закрывающую систему для трубопроводов, находящихся при врезке под давлением.

Во всех вышеперечисленных работах рассматривается только совершенствование процесса врезки, но нигде нет предложений по решению проблемы попадания металлической стружки в полость трубопровода.

В зарубежных патентах имеются устройства для сбора стружки после врезки под давлением [14, 15]. Однако предлагаемые устройства собирают стружку только под прорезным отверстием, не захватывая область установки перекрывающего устройства.

Следовательно, к основному и очень важному недостатку технологии можно отнести образование металлической стружки в полости трубопровода вследствие операций по врезке под давлением.

Во время операций по врезке под давлением образуется металлическая стружка, которая падает на дно трубопровода. Ее наличие является причиной множества проблем, таких как:

- плохое качество перекрытия трубопровода под давлением и, как следствие, утечки; это затрудняет или делает невозможными работы по подключению новых участков трубопровода или замене старых;
- стружка в процессе эксплуатации трубопровода может быть отнесена потоком продукта в линейные краны, фильтры, что может нарушить их работу.

В отдельных работах упоминается о применении просмотровых устройств, представляющих собой оборудование для визуального осмотра внутренней полости действующего газопровода, удаления остатков металлической стружки с внутренней резьбы фитинга и очистки трубы перед монтажом стоп-системы. Однако они применимы для трубопроводов малых диаметров, низких давлений перекачиваемого продукта, а также совместимы только со специальным оборудованием [16] и не подходят для промысловых, магистральных и технологических трубопроводов.

Также известно, что на магистральных трубопроводах очистку внутренней полости производят при помощи скребков с магнитными секциями [17]. Однако не все трубопроводы оборудованы камерами запуска-приема и удовлетворяют требованиям к пропуску очистных устройств. Даже если возможен запуск очистных устройств, то осуществляется это не во время работ по врезке и перекрытию под давлением, что подразумевает невозможность удаления стружки из рабочей зоны герметизирующего устройства.

Данная проблема является актуальной при проведении работ по ремонту трубопроводов по технологии врезок и перекрытия трубопроводов под давлением. На данный момент не существует эффективных методов ее решения.

Целью научных исследований, приведенных в статье, является решение проблемы учета и сбора металлической стружки в полости трубопровода вследствие операций по врезке под давлением [18–20].

УДК 621.644



Основными задачами исследований являются:

- исследование безостановочного метода ремонта трубопровода с использованием технологии врезок и перекрытия трубопровода под давлением;
- проведение тестовой врезки, подтверждающей работоспособность разработанной методики;
- разработка магнитного устройства для сбора стружки в полости трубопровода под давлением.

Методы

Металлическая стружка образуется в процессе резки трубопровода круговой фрезой и направляющим сверлом. Оставшийся участок вырезаемой трубы имеет вид лепестка с отверстием по центру и именуется купоном (рисунок 1).

РИС. 1. Купон



Для определения достоверности разработанной методики расчета металлической стружки проведена тестовая врезка на трубе диаметром 325 мм с толщиной стенки 10 мм кольцевой фрезой диаметром 292,1 мм с толщиной стенки 9,5 мм и сверлом диаметром 34 мм (рисунок 2).

РИС. 2. Процесс тестовой врезки



Как видно на рисунке 3, во время врезки образуется не только мелкая стружка, но и крупные отходы в виде конического обреза от направляющего сверла и двух полос от фрезы. Именно они и представляют основную проблему во время операции по перекрытию, застревая между стенкой

трубопровода и уплотнительной манжетой (рисунок 4). Образуются утечки продукта, что осложняет или делает невозможными работы по вырезке и замене перекрываемой секции.

РИС. 3. Образовавшаяся при тестовой врезке стружка



РИС. 4. Застывшая между манжетой и стенкой трубы стружка



Ранее разработана методика расчета массы и объема металлической стружки, образующейся при производстве операций по врезке под давлением. Подробно методика рассмотрена в [18, 19].

Для проверки достоверности методики после проведения тестовой врезки и сбора стружки магнитным прибором ее необходимо взвесить и сравнить с расчетным значением.

Результаты и обсуждение

По результатам тестовой врезки насыпная плотность стружки $\rho_{ст.нас.}$ составила $2087 \frac{кг}{м^3}$, а фактическая масса стружки $m_{стр.факт.} = 1046$ г. Таким образом, объем, занимаемый стружкой в полости трубопровода, будет равен:

$$V_{стр} = \frac{m_{стр}}{\rho_{ст.нас.}} = \frac{1034,41}{2,087} = 495,64 \text{ см}^3. \quad (1)$$

Погрешность вычислений массы стружки составляет:

$$\delta = \frac{|m_{стр} - m_{стр.факт.}|}{m_{стр.факт.}} = \frac{|1034,41 - 1046|}{1046} = 0,01108 = 1,11\%. \quad (2)$$

Данная погрешность обусловлена погрешностями измерения величин диаметров трубопровода, фрезы и сверла, а также плотности материала трубы.

ТАБЛИЦА 1. Сводная таблица MS Excel

Внешний диаметр трубы, мм	Внутренний диаметр, мм	Внешний диаметр фрезы, мм	Внутренний диаметр фрезы, мм	Диаметр сверла, мм	Плотность материала трубы, кг/м³	Насыпная плотность стружки, кг/м³	Объем купона, см³	Объем металла, идущего на стружку, см³	Масса купона, кг	Масса стружки, кг	Объем стружки, см³
325	305	292,1	273,1	34	7850	2087	659,49	131,78	5,18	1,03441	495,64

Тем не менее она является вполне приемлемой для дальнейших расчетов.

Результаты расчета количества стружки по разработанной методике на примере врезки на трубе диаметром 325 мм с толщиной стенки 10 мм приведены в сводной таблице MS Excel (таблица 1).

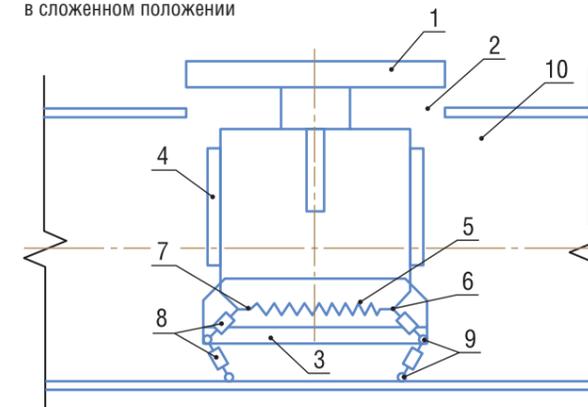
Разработано и запатентовано устройство для сбора стружки [20], выполняющее следующие функции:

- максимальное удаление стружки из области, ограниченной вертикальной проекцией вырезанного отверстия на дно трубы (именно в этой области скапливается основное количество стружки);
- максимальное удаление стружки из области контакта уплотнительной манжеты перекрывающей головки с внутренней стенкой трубопровода.

Достижение этого результата необходимо для обеспечения максимально возможного качества герметизации отсекаемого участка трубопровода. Особенностью этой задачи является то, что эта область лежит за пределами вертикальной проекции вырезанного отверстия на дно трубы, а значит, ее невозможно решить при помощи использования жестко закрепленного на конце штока перекрывающего устройства/машины для врезки постоянного магнита. Исходя из этого, необходимо снабдить устройство приспособлениями, позволяющими намагниченным поверхностям достичь этих областей.

Принципиальная схема устройства показана на рисунке 5.

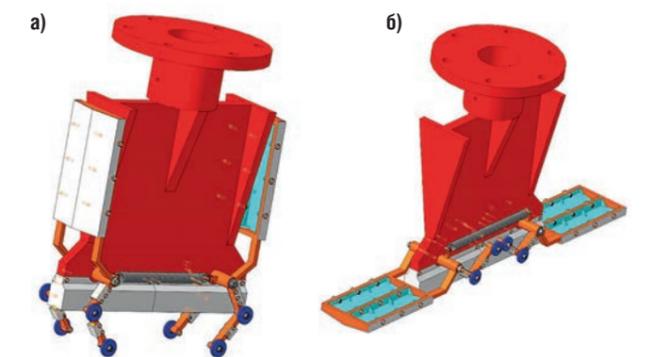
РИС. 5. Принципиальная схема устройства для сбора стружки в сложенном положении



1 – крепления к штоку машины для перекрытия; 2 – отверстие, прорезанное фрезой; 3 – блок магнитов на корпусе устройства; 4 – лапы; 5 – пружина растяжения; 6 – точка закрепления лап на корпусе устройства; 7 – точка крепления пружины к лапам; 8 – блок магнитов на лапах; 9 – ролики; 10 – трубопровод

Устройство предварительно устанавливается на шток машины для врезки, фиксируется болтами в точке закрепления 1 и находится в корпусе адаптера машины для врезки. Далее машина для врезки устанавливается на задвижку, используемую для врезки, тем самым устройство оказывается в герметичной камере и после выравнивания давления между этой камерой и трубопроводом под давлением опускается на дно трубы через ранее вырезанное отверстие 2. Для универсальности устройства, крепление к штоку необходимо сделать подходящим как к штоку машины для врезки, так и к штоку машины для перекрытия трубопровода (рисунок 6, а). С этой целью оно выполняется в виде фланца с отверстиями под болты крепления к штоку машины для врезки и с посадочным местом для штока машины для перекрытия. Для предотвращения складывания лап 4 в обратную сторону на корпусе необходимо предусмотреть стопорные пластины.

РИС. 6. Устройство для сбора стружки в сложенном положении (а) и в разложенном положении (б)



Для удаления стружки из области, находящейся в зоне контакта манжеты перекрывающей головки, предусмотрены поворотные детали, закрепленные по бокам 6 нижней части устройства, так называемые «лапы» 4. В рабочей части лап устанавливаются магниты, целью которых является сбор стружки из вышеобозначенной области. В свободном положении лапы находятся в сложенном состоянии, что обеспечивается при помощи пары пружин 5, закрепленных на лапах в точке 7.

По мере достижения устройством дна трубопровода происходит касание нижней стенки трубы роликами 9, расположенными в нижней части лап. Они устанавливаются на балке, имеющей уклон, тем самым обеспечивается перемещение роликов к центру устройства и приведение лап в горизонтальное

положение, магниты, установленные в верхней части лап, прижимаются ко дну трубопровода и притягивают стружку из области перекрытия. В нижней части лап также установлены магниты 8, которые в процессе раскрытия перемещаются в непосредственной близости к стружке из центральной области, захватывая ее.

В самой нижней части устройства, «подошве», прижимающейся ко дну трубы в полностью развернутом состоянии (рисунок 6, б), также установлены магниты 3. Именно на них возложена обязанность сбора большей части стружки. Рекомендуются использовать самарий-кобальтовые магниты марки S30A, так как они имеют максимальную притягивающую способность, а также устойчивы к изменениям температуры свойства.

После того, как стружка притягивается ко всем магнитам, предусмотренным в данном устройстве, его необходимо удалить из полости трубопровода. Это осуществляется путем втягивания штока машины для врезки обратно в корпус адаптера. В разложенном положении пружина 5 растягивается и находится в напряжении, что при втягивании штока позволяет сложить лапы в исходное положение, не препятствующее выходу устройства из полости трубопровода. Пружину растяжения необходимо подобрать из условия, что усилие на отрыв должно быть больше, чем вес обеих лап.

После того, как устройство полностью втянуто в корпус адаптера машины для врезки, задвижка закрывается, из камеры сбрасывается давление и удаляется продукт, производится демонтаж машины для врезки.

При помощи медного шпателя с устройства собирается стружка, взвешивается и сравнивается с расчетным значением.

Таким образом можно получить эмпирические данные о количестве стружки, образующейся в областях, на которые распространяется действие устройства во время операций по врезке под давлением.

Разработанная методика расчета количества металлической стружки и устройство для сбора этой стружки являются новыми, не имеющими аналогов в России и за рубежом.

Заключение

1. Проведено исследование безостановочного метода ремонта с использованием технологии врезки и перекрытия трубопровода под давлением. Определены достоинства и недостатки данной технологии. Проведена патентная проработка с целью выявления усовершенствования технологии врезки и перекрытия трубопровода под давлением, которая подтвердила отсутствие решения проблемы сбора металлической стружки, образующейся при производстве операций по врезке под давлением.
2. Проведена тестовая врезка на трубе диаметром 325 мм с толщиной стенки 10 мм для подтверждения работоспособности разработанной методики учета количества стружки, погрешность которой не превышает 1,11 %.
3. Разработана и запатентована конструкция магнитного устройства для сбора стружки в полости

трубопровода под давлением. Благодаря удачным конструктивным решениям можно достигнуть простоты производства и обслуживания данного типа оборудования. Предлагаемое устройство является новым видом оборудования, не имеющим аналогов в России и за рубежом. ●

Литература

1. API RP 2201 5TH ED (R 2010). Safe Hot Tapping Practices in the Petroleum and Petrochemical Industries. October 2010. 27 p. URL: <https://www.academia.edu/10315450/API-2201> (дата обращения: 11.01.2021).
2. СТО Газпром 2-2.3-116-2016. Инструкция по технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением. URL: https://znaytovar.ru/gost/2/STO_Gazprom_2231162007_Instruk.html (дата обращения: 11.01.2021).
3. Хрящев М. А. (2018). Врезка под давлением в магистральный трубопровод. Труды XII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В. А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М. А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. Томск: Изд-во ТПУ, 2. 636–637. URL: <http://earchive.tpu.ru/handle/11683/51170> (дата обращения: 11.01.2021).
4. Каталог продукции компании T.D. Williamson [Электронный ресурс]. URL: <http://avrova-arm.ru/data/images/tdwilliamson/HIPRESSURE-RUS.pdf> (дата обращения: 11.01.2021).
5. Каталог продукции Ravetti [Электронный ресурс]. URL: <https://techsys-umr.ru/ravetti/> (дата обращения: 11.01.2021).
6. Кочеткова В. Ж. (2018). Неоспоримые плюсы технологического процесса по врезке в газопроводы под давлением без остановки функционирования. Наука, техника и образование, 1 (42), 28–30.
7. Собачкин А. С. (2018). Проблемы безопасности сварочных работ на трубопроводах, находящихся под давлением перекачиваемых сред. Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов, 3 (113), 135–142.
8. Lima, I. A. D. O., Santos, A. A. B. (2016). Mathematical Approaching and Experimental Assembly to Evaluate the Risks of In-Service Welding in Hot Tapping. Journal of Pressure Vessel Technology, Transactions of the ASME, 138, 2.
9. Фомченко И. А., Шурайц А. Л., Гаркушина С. В. и др. (2019). Способ врезки и перекрытия трубопровода под давлением. Патент РФ 2701811. URL: <https://www1.fips.ru/ofpstorage/Doc/IZPM/RUNWC1/000/000/002/701/811/%D0%98%D0%97-02701811-00001/document.pdf> (дата обращения: 11.01.2021).
10. Юрьева Е. В., Шарпапов В. И., Орлов М. Е. и др. (2016). Устройство для вырезания отверстий в трубопроводе, находящемся под давлением. Патент РФ 164394. URL: <https://www1.fips.ru/Archive4/PAT/2016FULL/2016.08.27/DOC/RUNWU1/000/000/000/164/394/DOCUMENT.PDF> (дата обращения: 11.01.2021).
11. Ключкин А. С. (2013). Устройство для вырезки отверстий в трубопроводе, находящемся под давлением. Патент РФ 126644. URL: <https://www1.fips.ru/Archive/PAT/2013FULL/2013.04.10/DOC/RUNWU1/000/000/000/126/644/DOCUMENT.PDF> (дата обращения: 11.01.2021).
12. Кунафин Р. Н. (2013). Устройство перекрытия отвода. Патент РФ 2497039. URL: <https://www1.fips.ru/Archive/PAT/2013FULL/2013.10.27/DOC/RUNWC1/000/000/002/497/039/DOCUMENT.PDF> (дата обращения: 11.01.2021).
13. Рогачев А. Г., Давыдов Г. А., Каменский В. В. (2018). Закрывающая система для трубопроводов, находящихся под давлением. Патент РФ 2661420. URL: <https://www1.fips.ru/ofpstorage/Doc/IZPM/RUNWC1/000/000/002/661/420/%D0%98%D0%97-02661420-00001/document.pdf> (дата обращения: 11.01.2021).
14. Yan Yue, Chzhan Pen, Fang Cheng, et al. (2013). Iron chip remover for installation of natural gas pipeline. CN Patent 202725562. URL: <https://patentimages.storage.googleapis.com/00/41/e3/ef97442fc65ac9/CN202725562U.pdf> (дата обращения: 11.01.2021).
15. John A. Schneider (2005). Scavenging metallic debris from buried metal pipelines. US Patent 6848143. URL: <https://patentimages.storage.googleapis.com/d2/55/68/953ee8e2b327a4/US6848143.pdf> (дата обращения: 11.01.2021).
16. Просмотровые устройства [Электронный ресурс]. URL: <https://techsys-umr.ru/equipment/prosmotrovye-ustroystva/> (дата обращения: 11.01.2021).
17. ВСН 011-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание. М.: Миннефтегазстрой, 58.
18. Чуриков Н. М., Шарнина Г. С. (2019). Разработка методики учета количества металлической стружки, образующейся в трубопроводе при врезке под давлением. Актуальные проблемы науки и техники – 2019: сборник статей, докладов и выступлений XII Международной научно-практической конференции молодых ученых. Уфа: Изд-во УГНТУ, 134–137.
19. Шарнина Г. С., Чуриков Н. М. (2019). Разработка методики учета количества металлической стружки, образующейся в трубопроводе при врезке под давлением. Материалы 70-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. Уфа: Изд-во УГНТУ, 376.
20. Чуриков Н. М., Кожавва К. В., Шарнина Г. С. (2020). Магнитное устройство для сбора стружки в полости трубопровода. Патент РФ 200057.

KEYWORDS: pipeline, chips removal, metal chips, methodology for calculating, hot tapping, magnetic device.

Подписка на Деловой журнал Neftegaz.RU

Вы можете искать статьи и материалы по определенным темам и рубрикам, читать экспертные мнения, обсуждать и добавлять в закладки интересное, формируя личную библиотеку интересов

Стоимость подписки

	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@neftgaz.ru

Быстрая подписка на издание 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!



GMS DENTAL
СТОМАТОЛОГИЯ

www.gmsdental.ru

+7 495 781 5577

Экспресс-реставрация CEREC

Все мы живем в динамике, в условиях, когда тайм-менеджмент является основой успеха. Замена сломанной коронки или восстановление сколотого зуба за час – теперь современные реалии! О технологии, позволяющей быстро и качественно решить проблему реставрации зубов, расскажет медицинский директор GMS Dental Волков Андрей Юрьевич

Что представляет из себя система реставрации зубов CEREC?

CEREC является аббревиатурой и расшифровывается как «Chairside Economical Restorations of Esthetic Ceramic». Данная технология позволяет врачу одно-

ментно изготовить и зафиксировать реставрацию: коронку, вкладку, винир. CEREC дает возможность избежать целого лабораторного этапа реставрации, поскольку все можно изготовить в одно посещение, в один сеанс. Это и есть то, что заложено в название chairside (рядом с креслом).

Из чего состоит система CEREC?

Эта система состоит из двух блоков: CAD (computer-aided design) и CAM (computer-aided manufacturing). Первый, врачебный блок, который представляет из себя компьютер, соединённый с камерой, которая может сканировать поверхность и создавать в специальной программе изображение. Фактически с помощью этой камеры можно сконвертировать изображение зуба и перевести его в точную цифровую картинку, на которой моделируется будущая реставрация. Основная роль отводится инновационному программному обеспечению, которое в совершенстве воссоздает ситуацию в полости рта. Далее с помощью этой же программы конструируется вкладка или коронка, после чего задача врача – кастомизировать полученное изображение под конкретного пациента. В целом, за счет точности системы адаптация, если и требуется, то минимальная. Второй блок представляет из себя миниатюрный станок, фрезер, который вытачивает из материала нужную форму, фактически как действовал Роден – брал кусок мрамора и отсекал все лишнее.

Сколько времени занимает полный цикл реставрации?

Для одного зуба требуется час-полтора, независимо от того необходима полная или частичная реставрация зуба.

Насколько прочны реставрации, изготовленные с помощью CEREC?

Коронки, изготовленные методом CEREC, по прочности не уступают сделанным в лаборатории. Несмотря на то, что это экспресс-реставрация, вкладки служат не меньше, а может быть, и больше лабораторных. Даже многие из конструкций, которые были сделаны на первых моделях CEREC, служат до сих пор. По свойствам и прочности они соответствуют собственным тканям зуба, поэтому не оказывают разрушительного воздействия на зубы, с которыми происходит контакт. Срок эксплуатации не ограничен.

Можно ли ставить такие коронки на имплантаты?

Да, сейчас разработана система, которая позволяет ставить абатменты и коронки на имплантаты, для этого необходим специальный набор запчастей и блоков.

Кто чаще всего обращается для экспресс-реставрации?

Как правило, это те люди, у которых особо остро стоит вопрос времени, люди, которые занимаются бизнесом и много перемещаются – командировки, перелеты. Они ограничены во времени и заинтересованы в том, чтобы решить все свои проблемы максимально быстро. Также CEREC актуален тем, кто приезжает на короткое время из других городов и стран специально для лечения зубов, поскольку это позволяет быстро все сделать и вернуться к себе домой.

Какая ценовая политика при применении метода CEREC?

Несмотря на то, что процесс сам по себе высокотехнологичный и используется инновационное и дорогостоящее оборудование, конечная стоимость реставрации практически не отличается от подобной работы с задействованием зуботехнической лаборатории, а в некоторых случаях стоимость может быть ниже.

После установки коронки методом CEREC требуется какой-то особенный уход?

Нет, реставрации, выполненные с помощью системы CEREC, не требуют какого-то специфического ухода или гигиены, поскольку керамические материалы обладают гладкой поверхностью и прекрасной адаптацией к тканям зуба, что позволяет легко осуществлять качественную гигиену. Можно использовать зубные нити, ирригаторы. Никаких ограничений нет.

Если резюмировать, какие основные преимущества пациент может получить за счет технологии CEREC?

В трех словах это – быстрота, точность, комфорт! Высококачественные реставрации могут быть изготовлены и установлены в одно посещение, а для получения оттиска с зубов не нужно использовать громоздкие металлические ложки и силиконовый материал. Миниатюрная камера прекрасно справится с такой задачей.

Беседовала Варен Дарья Александровна

Волков
Андрей Юрьевич

Медицинский директор GMS Dental,
стоматолог-ортопед, стоматолог-хирург,
имплантолог



МОСКОВСКАЯ БИРЖА ВЗЯЛА КУРС НА ДЕДОЛЛАРИЗАЦИЮ

Frankfurter Allgemeine
ZEITUNG FÜR DEUTSCHLAND

Катарина Вагнер

Россия пытается сократить зависимость от американской валюты. Процесс продвигается с трудом, ведь многие важные нефтегазовые сделки традиционно проводятся в долларах США. Тем не менее в России вкладываются и в другие валюты и привлекают внимание инвесторов не из США. Министерство финансов и Центробанк пытаются вкладывать финансовые резервы преимущественно в другие валюты, например евро или китайский юань. Китай, воздерживающийся от агрессивной критики российской внутренней и внешней политики, — желанный партнер России.



Это теперь намерена учитывать и Московская биржа. С марта она открывает торги на валютном и срочном рынках на три часа раньше, чтобы продлить время совместной работы с восточными странами и таким образом привлечь инвесторов из Азии. Пока что торги в юанях играют подчиненную роль. Другие попытки выйти на китайский рынок пока что также не были успешными, например при помощи так называемых «пандабондов», облигаций зарубежных эмитентов, номинированных в юанях. В России на рынок «пандабондов» вышел только один крупный концерн — алюминиевый холдинг «Русал».

ОПЕК+ СОХРАНЯЕТ КВОТЫ НА ДОБЫЧУ НЕФТИ

THE WALL STREET JOURNAL.

Саммер Сэд, Бенуа Фокон

Трейдерам рассчитывали на то, что Саудовская Аравия и Россия дадут миру больше нефти в связи



с устойчивым ростом цен после прошлогоднего падения.

ОПЕК и группой производителей, не входящих в Организацию, было достигнуто соглашение, по условиям которого большинство членов альянса согласились оставить объемы добычи без изменений, сделав небольшое исключение для России и Казахстана в совокупном объеме 150 000 барр. в день. Принятое решение стало победой для саудовского министра энергетики А. ибн Салмана, который постоянно говорит, что надо с осторожностью относиться к темпам восстановления мировой экономики и периодически идет навстречу России, которой хочется пошире открыть вентиль всякий раз, когда появляются признаки подъема. Россия, в отличие от него, постоянно



выступает с оптимистическими заявлениями и настаивает на увеличении добычи. В начале Эр-Рияд и Москва обсуждали другой сценарий — об увеличении добычи.

Половину увеличенных объемов планировалось отдать Саудовской Аравии, а остальное должны были поделить между собой члены ОПЕК+. Но в итоге принц убедил коллег не наращивать добычу, сделав небольшое исключение для Москвы.

ПОТОК НЕФТЯНЫХ ДЕНЕГ ПОДОСПЕЛ КАК РАЗ ВОВРЕМЯ ДЛЯ ПУТИНА

Bloomberg

Наташа Дорф, Анна Андрианова

Растущие цены на нефть и слабый рубль могут позволить Кремлю получить 33 млрд долларов США дополнительных средств, которые можно будет направить на социальные нужды. Это обеспечит Путина необходимыми средствами, чтобы предотвратить рост недовольства в обществе. Если цена на нефть останется относительно высокой, это позволит российскому бюджету дополнительно получить 2,3% ВВП. На фоне роста напряженности в отношениях с Западом и страхов перед новыми санкциями Путин последние несколько лет неохотно шел на существенные расходы. Отсутствие роста уровня жизни стало причиной роста общественного недовольства политикой Кремля. Пока Кремль сообщает, что он намеревается придерживаться своего прежнего плана, который предполагает сокращение расходов в этом и следующем году, чтобы ограничить объемы заимствованных средств, а также степень уязвимости перед новыми санкциями Запада, которые могут коснуться ее долга. Кремль внес изменения, которые теперь позволяют ему добавлять статьи расходов в бюджет без одобрения парламента. В прошлом году несырьевые доходы оказались выше, чем ожидалось, таким образом у России есть дополнительные средства, оставшиеся с прошлого года, которые можно будет потратить в 2021 году. ●

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

Россия будет строить завод по производству СПГ на Черном море

Строительство завода по производству СПГ на Черном море обсуждали В. Путин и С. Шматко в марте 2011 г. Около года назад позиция властей была однозначно в пользу более дешевой «трубы». Объединение поставок по трубе и танкерных поставок СПГ выглядит как ослабление позиций Южного потока.



Поставки СПГ танкерами с юга России изначально не могут быть дешевыми, потому что пролив Босфор не пропускает большие газовозы. Технология СПГ востребована, но, в основном нужна рынку на трансконтинентальных маршрутах. Эффективна будет поставка СПГ с Ямала компанией НОВАТЭК.

• Комментарий Neftegaz.RU

Десять лет назад вопрос о производстве СПГ звучал примерно так, как сегодня звучит вопрос о производстве водорода. Поэтому любые разговоры о строительстве заводов носили оттенок сенсации. К тому времени уже было подписано распоряжение о принятии комплексного плана по развитию производства СПГ на п-ве Ямал. И сегодня мы видим, что поставки сжиженного газа пока не конкурируют с трубопроводными. Желание организовать торговлю новым энергоносителем в южном направлении — очень логично.



Южный поток так и не был построен, и, хотя его плановый маршрут повторяет Турецкий поток, СПГ с завода на Черном море мог бы застолбить нишу на рынке, которую сегодня активно осваивают США.

Немцы порадовали успехами в развитии технологий экологичной угольной электроэнергетики

В марте 2011 г. BASF и Linde начинают испытания установки для улавливания диоксида углерода. В ходе тестов испытывали составы по улавливанию установкой CO₂, которая функционировала на работающей на угле электростанции «Нидерауссем». В итоге были получены результаты, позволяющие уменьшить затраты энергии на 20%. Вклад министерства экономики и технологий Германии в разработку составил 4 млн евро.

• Комментарий Neftegaz.RU

Похоже, немцы потратились зря, ведь Европа все дальше уходит от ископаемого топлива, а уголь и вовсе скоро станет запрещенным энергоносителем. В первом полугодии 2020 г. доля ВИЭ впервые в истории генерации электричества в Европе превысила долю ископаемого топлива, составив 40%, ископаемое топливо — 34%. Остальные 26% пришлось на атомные электростанции.

Баррель нефти 29 марта подешевел до 109,87 доллара

Цена нефтяной «корзины» ОПЕК 29 марта 2011 г. понизилась на 0,5 доллара. Рекорд цены «корзины» был установлен 3 июля 2008 года — 140,73 доллара за баррель. Очень высокая цена нефти — это серьезное испытание для мировой экономики, настроенной на повсеместное использование недорогой нефти. Экономика ждет увеличения добычи, снижения нефтегазовых рисков и спокойствия.



• Комментарий Neftegaz.RU

Как ни странно, при цене 69,53 доллара за баррель экономика по-прежнему ждет увеличения добычи и спокойствия. Довольно продолжительное время рынок был перенасыщен нефтью, и участники ОПЕК+, как могли, пытались регулировать ценообразование с помощью ограничения добычи. В ходе последних переговоров Россия смогла выторговать себе небольшие поблажки, но до прежних объемов мировому рынку пока далеко. ●



Участники конференции N-G-K



В. Бабий



Оператор АГНКС



В. Хайкон, Б. Андрейчиков, Л. Твердохлебов



В. Баженов, Ю. Субботина



Г. Шмаль, С. Филатов



А. Рогозов



Участники конференции N-G-K



И. Смирнов



Offshore

А. Дубенко, К. Кутумов



Рабочие на Чайндинском месторождении



Запуск в эксплуатацию месторождения АО РНГ



С. Статура



В. Буняев



Г. Баталин



А. Аблаев



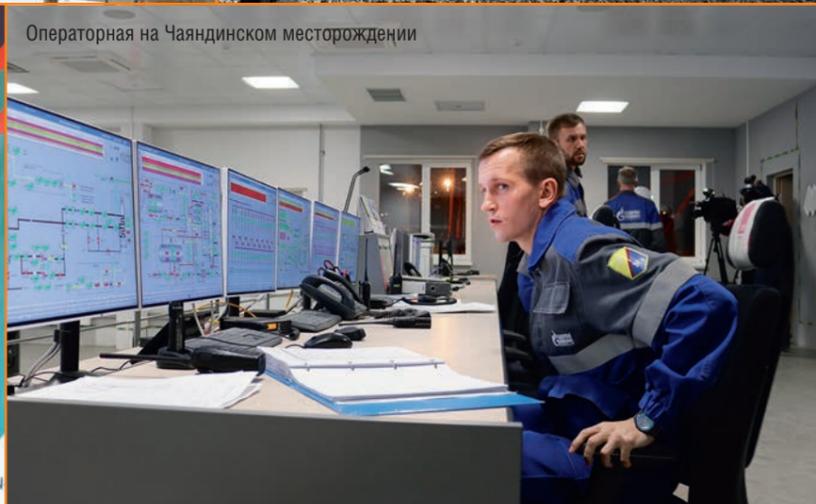
Работник на Кавыктинском месторождении



А. Кузнецов



Спикер конференции по нефтегазопереработке



Операторная на Чайндинском месторождении



К. Жаворонков



Участники конференции «Интеллектуальное месторождение»



Президиум конференции по нефтегазопереработке

УСТРОЙСТВО ЭЖЕКТОРНОЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН УЭГИС-2

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1.1 Геологоразведочное оборудование

Эжекторные устройства УЭГИС-2 предназначены для освоения и проведения технологических операций в скважинах при регулируемом забойном давлении:

- снижение забойного давления и вызов притока из пласта;
- воздействие на пласт знакопеременными (циклическими) перепадами давлений и гидроударами;
- перфорацию при депрессии на пласты малогабаритными перфораторами;
- кислотные обработки в динамическом (пульсирующем) режиме;
- воздействие на пласты ультразвуком или другими физическими полями;
- геофизические исследования в режиме заданных значений депрессии;
- гидродинамические исследования в установившемся и неустановившемся режимах.

Устройства состоят из корпуса и набора вставок (герметизирующего узла, депрессионной вставки, вставки КВД, блокирующей вставки).

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Максимальное количество струйных насосов	2
Внешний диаметр, мм	115
Несущие трубы	НКТ 73
Элемент, определяющий прочность корпуса	резьба НКТ 73
Диаметр проходного канала, мм	51
Максимальный диаметр спускаемых через НКТ вставок, мм	56,5
Средний расход рабочей жидкости, л/с	4
Максимальный откачиваемый дебит, м ³ /сут.	400
Максимальная глубина спуска, м	4000

Преимущества

- рабочий агент (техническая вода) исключает возникновение газозооных смесей в скважине;
- позволяют в течении 2–3 минут установить требуемое забойное давление и поддерживать его в течение необходимого времени;
- конструкция позволяет в процессе освоения проводить исследования

или воздействия на пласты малогабаритными приборами, перфораторами и т.д.;

- снижение давления происходит только в подпакерном интервале, по остальному стволу скважины сохраняется нормальное гидростатическое давление, что полностью исключает возможность выброса или повреждения обсадной колонны. ●

АСИНХРОННЫЕ ПОГРУЖНЫЕ ДВИГАТЕЛИ

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1.3 Электрооборудование буровых установок



Асинхронные погружные электродвигатели – это наиболее широко используемый тип двигателей для привода электроцентробежных насосов. Несмотря на то, что они не способны развивать высокие обороты, как двигатели на постоянных магнитах (вентильные), они доказали свою надежность в ходе эксплуатации, обладают меньшей себестоимостью и трудоемкостью изготовления. Стандартные асинхронные двигатели просты в эксплуатации и доступны в широком диапазоне типоразмеров по мощности, габариту и исполнению.

Область применения

Применяются в качестве привода центробежных насосов, применяемых для откачки пластовой жидкости.

Возможности

Выпускаются в габаритах от 96 мм до 185 мм.

Номинальная мощность в диапазоне от 16 до 650 кВт.

Наружный диаметр двигателя	Номинальная мощность		
	1 секция	2 секция	3 секция
96 мм 3.78 дюйма	16 – 32 кВт (@50Гц)	45 – 56 кВт (@50Гц)	70 – 100 кВт (@50Гц)
103 мм 4.06 дюйма	16 – 90 кВт (@50Гц)	63 – 160 кВт (@50Гц)	140 – 250 кВт (@50Гц)
117 мм 4.60 дюйма	12 – 125 кВт (@50Гц)	90 – 250 кВт (@50Гц)	270 – 400 кВт (@50Гц)
130 мм 5.12 дюйма	22 – 140 кВт (@50Гц)	160 – 300 кВт (@50Гц)	350 – 560 кВт (@50Гц)
143 мм 5.62 дюйма	63 – 220 кВт (@50Гц)	260 – 440 кВт (@50Гц)	555 кВт (@50Гц)
185 мм 7.44 дюйма	100 – 400 кВт (@50Гц)	345 – 650 кВт (@50Гц)	

Особенности

Широкая линейка типоразмеров по мощности и габариту.

Применение компаундированного статора позволяет добиться

полной герметизации обмоток, устранить перегрев, увеличить сопротивление изоляции в 10 раз.

Фильтр для масла в основании двигателя позволяет продлить срок безотказной эксплуатации. ●

ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.11 Прочие



Предназначены для защиты различного оборудования, требующего напряжения питания синусоидальной формы и длительного времени автономии. Это может быть, как вычислительное, серверное, коммуникационное оборудование, так и электрооборудование частного дома или коттеджа (котлы отопления, насосы, освещение и т.п.)

Относятся к линейно-интерактивным ИБП с чистой синусоидой на выходе. Фактически совмещает в себе одновременно функционал нескольких устройств, являясь инвертором, стабилизатором напряжения и ИБП (при подключении аккумулятора).

Данные ИБП предназначены для использования только с внешними аккумуляторными батареями. Без внешних аккумуляторных батарей ИБП не будет работать корректно. Использование его в качестве стабилизатора напряжения недопустимо. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Тип	интерактивный
Выходная мощность	1500 ВА / 1050 Вт
Форма выходного сигнала	синусоида
Макс. поглощаемая энергия импульса	405 Дж
Количество выходных разъемов питания	2 (из них с питанием от батарей - 2)
Тип выходных разъемов питания	СЕЕ 7 (евророзетка)
Вход / Выход	
На входе	1-фазное напряжение
На выходе	1-фазное напряжение
Входное напряжение	140 - 280 В
Входная частота	50 - 60 Гц
Стабильность выходного напряжения (батарейный режим)	± 5 %
Выходная частота	49 - 61 Гц
Управление	Интерфейсы
USB	Функциональность
Отображение информации	ЖК-экран
Звуковая сигнализация	есть
Батарея	
Возможность замены батарей	есть
Подключение дополнительных батарей	есть
Защита	
Защита от перегрузки	есть
Защита от высоковольтных импульсов	есть
Фильтрация помех	есть
Защита от короткого замыкания	есть
Дополнительная информация	
Уровень шума	45 дБ
Габариты (ШxВxГ)	130 x 200 x 412 мм
Вес	12,2 кг
Особенности	автоматическая регулировка напряжения (AVR)

ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.5 Приборы, системы и средства автоматизации

1.5.2.9 Датчики прочие



Назначение

- малые и средние по количеству сигналов ввода/вывода системы;
- малогабаритные решения;
- удаленный ввод/вывод.

Функциональные возможности

- «горячая» замена модулей ввода/вывода (без выключения питания и без прерывания прикладной программы);
- наборный крейт – возможность наращивания крейта с дискретностью в один модуль;
- до 70 модулей в одном крейте;
- работа в составе контроллеров серии REGUL RX00;
- расширенный температурный диапазон;

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
минимальное время цикла прикладной программы	1 мс
точность синхронизации времени	50 мкс
диапазон входного напряжения питания	18...36 VDC
диапазон рабочих температур	-40 ... +60°C

- исполняемая среда Epsilon LD с поддержкой 5 языков стандарта IEC 61131-3;
- возможность web-визуализации.

Конструктивное исполнение

- модули с современным дизайном размером (ШxВxГ) 12,9 x 101 x 109 мм;
- установка на стандартную DIN-рейку шириной 35 мм;
- удобное клеммное шасси, позволяющее менять модуль без демонтажа проводов;
- возможность пломбирования;
- кодирование места установки по типу модуля. ●

ВОЗДУШНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.3 Оборудование для переработки нефти и газа

1.3.1.14 Прочее технологическое оборудование



Описание

Воздушные компрессорные станции серии БКС применяются в нефтяной, газовой, химической, строительной и других отраслях промышленности для производства сжатого воздуха, используемого в различных технологических процессах.

Применение

- подготовка барьерного воздуха для системы газодинамических уплотнений ГПА;
- вентиляция магнитного подвеса ротора агрегата;
- питание пневмоарматуры и приборов КИПиА;
- подключение пневмоинструмента и пр.

Воздушные компрессорные станции «Грасис» предназначены для работы в жестких климатических условиях от -60 до +50 °С.

Воздух на выходе из станции БКС соответствует требованиям ГОСТ 17433-80. Класс загрязненности воздуха определяется в зависимости от области применения.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Объемный выход воздуха, м³/ч	до 10000
Давление, атм	до 30
Точка росы, °С	-70
Температура окружающей среды во время работы, °С	-50 ... +40
во время хранения, °С	-60 ... +50
Время выхода на рабочий режим	не более 10 мин.

Преимущества

- Использование качественных и надежных комплектующих ведущих мировых производителей
- Предусмотрено 100%-ное резервирование по компрессорам (для работы на особо важных объектах предусмотрено 200%-ное резервирование)
- Блочно-модульное исполнение
- Сдвоенная или строенная конструкция, при которой возможно техническое обслуживание внутри станции
- Скрытая вентиляция
- Возможность установки дополнительного оборудования, компрессорного оборудования различных типов
- Полная автоматизация благодаря использованию современной высокоинтеллектуальной системы контроля и управления GRASYS Intelligent Control-7
- Быстрый запуск и остановка системы
- Эксплуатация в широком температурном диапазоне
- Низкие эксплуатационные затраты.

БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

1.1.1.2 Буровые установки и их узлы

Основные особенности выпускаемых буровых установок

- Установки выполнены в блочно-модульном исполнении, транспортирование ведется мелкими блоками на трейлерах и агрегатами – на транспорте общего назначения.
- Электрические установки оборудованы полностью регулируемым приводом переменного тока с частотным регулированием.
- Питание приводных электродвигателей переменного

тока производится через комплектное тиристорное устройство в контейнерном исполнении от дизель-электрических станций и/или от ЛЭП.

- Установки комплектуются кабиной бурильщика, оборудованной системой вентиляции и кондиционирования воздуха.
- Установки комплектуются одно- или двухскоростной буровой лебедкой.
- Конструкция установок позволяет до минимума уменьшить отрицательное влияние на окружающую среду.

- Вышки буровых установок адаптированы к установке системы верхнего привода любого производителя.
- Сервис при поставке:
 - контрольная сборка;
 - шефмонтаж и пусконаладочные работы;
 - техническая диагностика машин и механизмов;
 - гарантийное и послегарантийное сервисное обслуживание и ремонт;
 - обеспечение запасными частями.

МОБИЛЬНЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	МБУ 2500/160 Д (к)	МБУ 3200/200 Д (к)	МБУ 3200/200 ДЭР
Грузоподъемность	160 тс	200 тс	200 тс
Глубина бурения	2500 м	3200 м	3200 м
Привод	дизельный	дизельный	дизель-электрический
Высота основания	6.5 м	6.5 м	7.8 м
Талевый канат	28 мм	28 мм	28 мм
Буровая лебедка	600 кВт	600 кВт	670 кВт
Буровые насосы	2 x 600 кВт	2 x 600 кВт	2 x 1180 кВт

Мобильные буровые установки грузоподъемностью от 160 до 200 тонн с условной глубиной бурения от 2500 до 3200 метров. Мобильные буровые установки могут иметь самоходный или полуприцепной вариант исполнения вышечно-лебедочного блока. Основные модули установок включают встроенные транспортные устройства. Все оборудование установок встроено в сертифицированные полуприцепы и транспортируется седельными тягачами. Установки оснащаются двухсекционной мачтой с открытой передней гранью с безъякорными растяжками. Установки изготавливаются



с дизельным, дизель-электрическим или электрическим регулируемым приводом основных механизмов с системой управления с пульта бурильщика. В зависимости от требований заказчика мобильные буровые установки оснащаются циркуляционной системой объемом от 120 до 250 куб. м и различными наборами вспомогательного и очистного оборудования.



Г. Зюганов

Белоруссия прикрыла нас с запада так же, как Брестская крепость в 1941-м прикрывала великую советскую страну



В. Путин

Важно, чтобы это (декарбонизация – ред.) не использовалось как инструмент для достижения каких-то узкокорыстных экономических целей, не шло в ущерб нашей стране



Ю. Тимошенко

Импорт белорусской и российской электроэнергии на Украину напрямую угрожает национальной безопасности Украины



М. Помпео

Северный поток-2 и Турецкий поток не являются коммерческими проектами



Ю. Шафраник

Именно Россия обеспечила стабильность газоснабжения предприятий и населения Европы



С. Радионова

Соблюдать экологические нормы выгоднее, чем экономить на замене фильтров



А. Айдарбаев

Сложно конкурировать с российскими продуктами на экспортных рынках



Е. Аркуша

На рынке мы сейчас видим тяжелую ситуацию для топливного бизнеса, он близок к кризису



М. Каддафи

Либо я, либо – хаос

21-23
АПРЕЛЯ 2021

КЛЮЧЕВАЯ
ПЛОЩАДКА
СФЕРЫ ТЭК



РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

XXVIII МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

**ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**



18+

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ENERGYFORUM.RU
rief@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб.2626

EXPOFORUM

ENERGETIKA-RESTEC.RU
energo@restec.ru
+7 (812) 303 88 68

РЕСТЭК®
ВЫСТАВОЧНОЕ СОЪЕДИНЕНИЕ



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



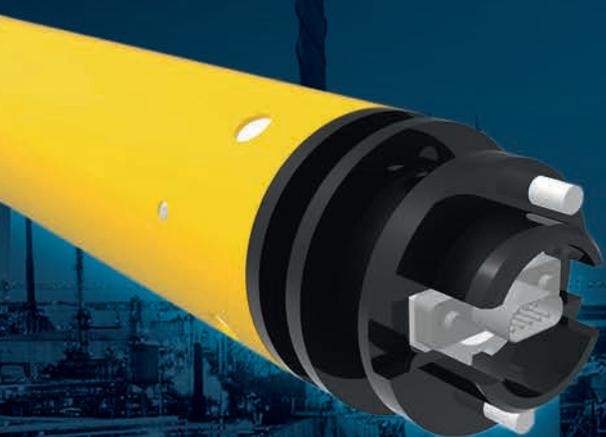
ПРЕИМУЩЕСТВА:

- 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



www.youtube.com/vitzrocell

Тел.: +82-10-2233-5033 /
E-mail: russia@vitzrocell.com /

www.vitzrocell.com

VITZRO
CELL