№2 (69) АПРЕЛЬ 2019

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

ИССЛЕДОВАНИЯ

Углеводородные системы краевых прогибов древних платформ

Анализ проблемы предотвращения образования и утилизации АСПО

ТЕХНОЛОГИИ

Методика оценки энергетической эффективности нефтепровода

Совершенствование устьевого оборудования скважин

ИННОВАЦИИ

Динамическая паспортизация многообъектных многопараметрических систем

ЭКРА

На правах рекламы

СОХРАНЯЯ ЭНЕРГИЮ

Available on the App Store

ООО "Конкрит Кэнвас Раша" предупреждает

ОСТЕРЕГАЙТЕСЬ ПОДДЕЛОК

ООО "Конкрит Кэнвас Раша" является официальным эксклюзивным продавцом запатентованной технологии бетонное полотно "Concrete Canvas". Если Вы общаетесь не со специалистами ООО "Конкрит Кэнвас Раша", то существует большая вероятность приобретения поддельной продукции.

БЕТОННОЕ ПОЛОТНО

Concrete Canvas

- Укрепление траншей и канав
- Защита склонов и откосов
- Подавление роста растительности
- Обвалование резервуарного парка
- Защита насыпей
- Создание и ремонт перемычек в шахте
- Футеровка дренажных труб
- Восстановление бетонных конструкций
- Защита трубопроводов
- Обвалование колодцев

ООО "Конкрит Кэнвас Раша"

г.Москва, ул.Никольская, д.10 • +7 495 937-77-80 • info@uccr.su • **www.uccr.su**

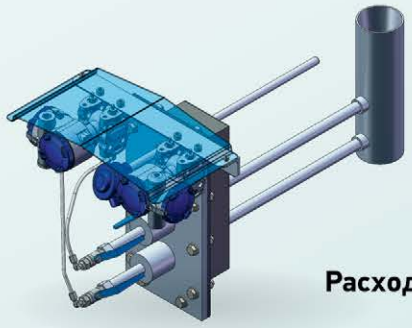
АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ВЫБРОСОВ СПЕ СГА

Анализатор пыли OPASTOP GP4000H
Анализатор влажности Hygrophil H 4230
Анализатор расхода ZMV
Мультиканальные газоанализаторы ZKJ ZRJ для измерения CO,CO_2,NOx, SO_2, O_2

Компоненты газа
- CO – NOx – SO_2 – O_2 – NH_2 – HCl – H_2O
- N_2O – Co_2

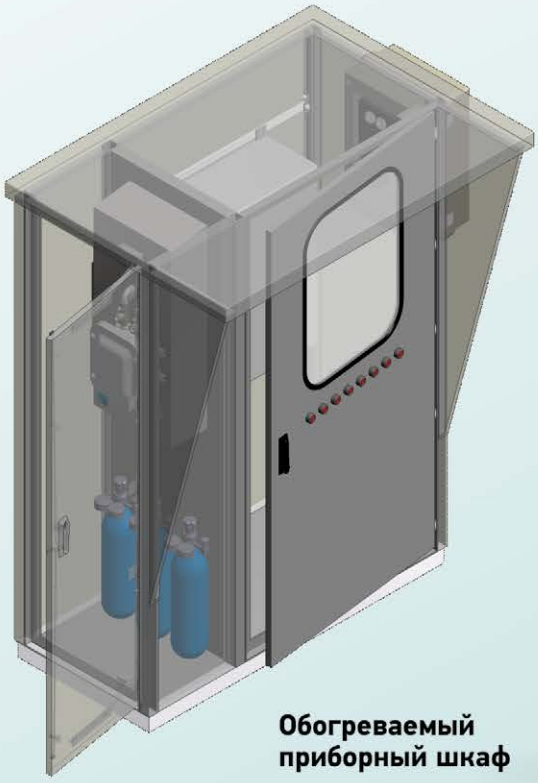
Прочие измерения
- Скорость потока дымовых газов
- Давление дымовых газов
- Температура дымовых газов
- Мониторинг запыленности

Анализатор пыли



Расходомер

Пробоотборный зонд



Обогреваемый приборный шкаф

Анализатор влажности

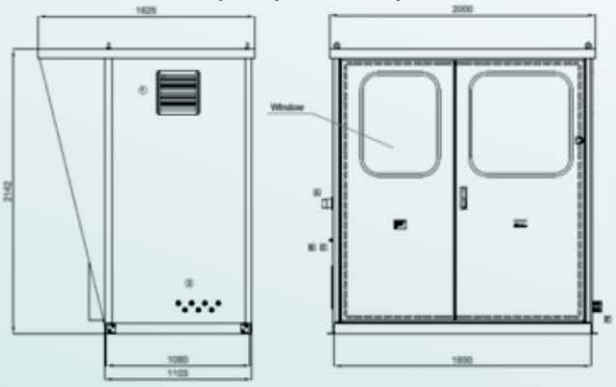
5 компонентов NDIR: Серии ZKJ

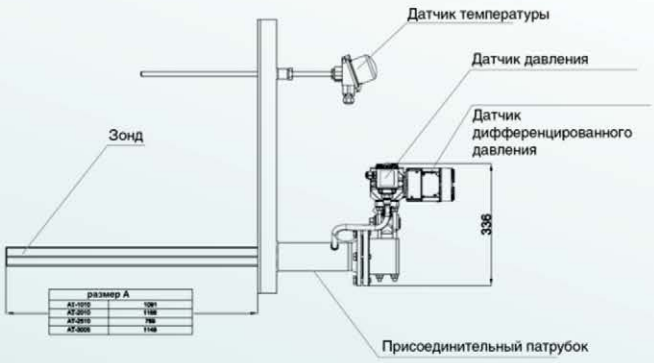
Компонент	Минимальный диапазон	Максимальный диапазон
NO	0–50 ppm	0–500 ppm
SO_2	0–50 ppm	0–10% объёмн.
CO_2	0–20 ppm	0–100% объёмн.
CO	0–50 ppm	0–100% объёмн.
CH_4	0–200 ppm	0–100% объёмн.
N_2O	0–200 ppm	0–2000 ppm
O_2*	0–5% объема	0–100% объёмн.

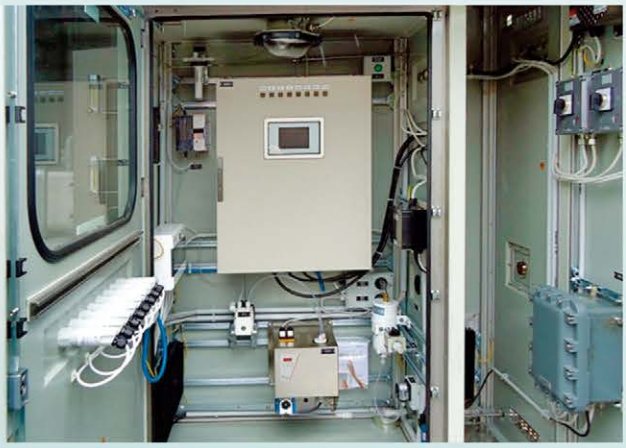
*встроенный парамагнитный датчик

Конструктивное исполнение

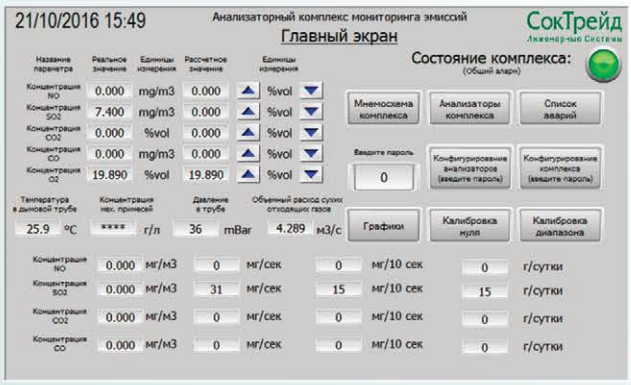
Приборный шкаф



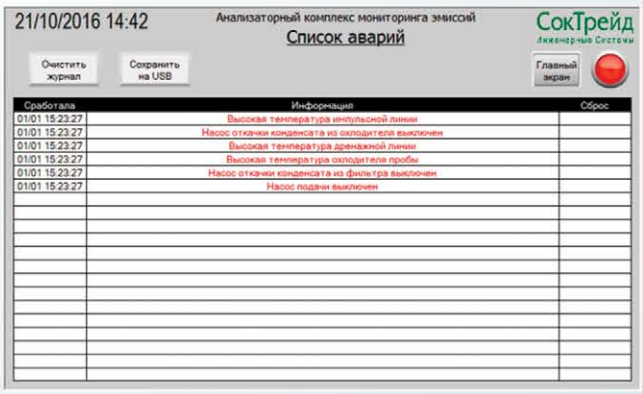


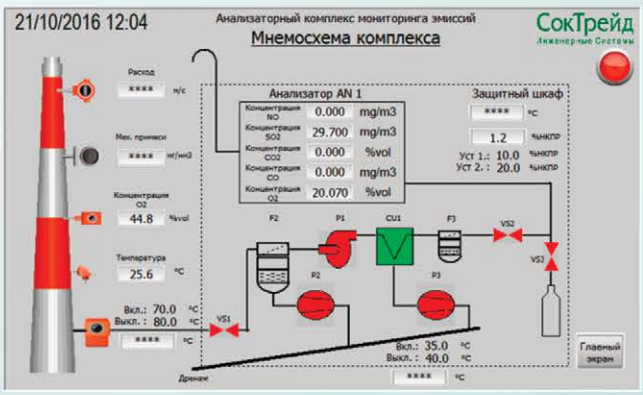


Пользовательский интерфейс ГЛАВНОЕ МЕНЮ

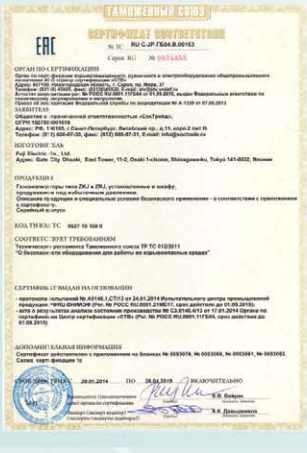


Пользовательский интерфейс ЭКРАНЫ ДИАГНОСТКИ





Сертификаты



СокТрейд
Инженерные Системы

СОДЕРЖАНИЕ

ИННОВАЦИИ

12 А.С. Кашик. Динамическая паспортизация многообъектных многопараметрических систем как основа детального воспроизводства их развития и оптимизации

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

16 Ю.В. Волков, С.Е. Валеева, А.Р. Гайнутдинова, М.Р. Фаткулин. Влияние реагента «эко-органика» на вязкость водонефтяной эмульсии Вишнево-Полянского месторождения нефти

20 С.А. Пунанова. Углеводородные системы краевых прогибов древних платформ

Геофизика

27 М.С. Денисов. Самонастраивающаяся сигнатурная деконволюция в задаче повышения разрешающей способности сейсмических трасс

36 И.А. Березина. Петроупругое моделирование карбонатных пород: обзор некоторых методов теории эффективных сред и аспектов их применимости

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Спецтехника

44 В.В. Сорвин. Самоходные платформы семейства РКР-63221. Эффективность и качество

Компрессоры

46 Бураков А.В. Повышение эффективности работы поршневого дожимающего компрессора для АГНКС

Добыча

49 М.Д. Валеев, А.М. Насыров, М.Д. Курамшин. Совершенствование устьевого оборудования скважин в целях технологического мониторинга и безопасности обслуживания

Хранение

52 ПВХ-ткань POLITEX — новая разработка НПФ «Политехника»

Газовая промышленность

59 О.А. Калименева, Г.В. Кириллова. Подбор и испытания фильтрующих материалов отечественного производства для применения на установках аминовой очистки Оренбургского ГПЗ

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 2 (69) апрель 2019

АДРЕС ГЕНЕРАЛЬНОГО ОФИСА УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423809, Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия
Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6
+7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

АДРЕСА ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ:
Москва, Россия, Народного ополчения, д. 38/3, каб. 212
+7 (499) 350-13-85

Miami, FL, USA,
+1 (954) 646-19-08

Hilden, Germany,
+49 (1577) 958-68-49

САЙТ: www.runeft.ru
УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 04-19/07-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 11.04.2019
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ГРУППА КОМПАНИЙ

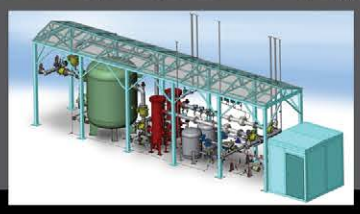
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование



Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

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

ТРАНСПОРТИРОВКА

Трубопровод

65 А.А. Разбойников, Н.С. Барсуков. Разработка методики оценки энергетической эффективности магистрального нефтепровода

75 С.А. Шоцкий. Оценка прочности температурно-деформируемых участков трубопроводов с учетом случайной природы предела текучести материала труб

Логистика

80 А. Мартьянов. Чек – лист для аудита складского хозяйства производственного предприятия, или Вовлечение в процесс оптимизации и устранения потерь в одном из пунктов цепи поставок

Арматура

84 АО «РУСТ-95» - надежный партнер на рынке трубопроводной арматуры и приборов автоматического управления

Спецтехника

86 ЧЕТРА: модернизация техники удвоит результат

КИПИА

Автоматизация

89 Пламя под контролем «ВИЗАВИ-С»

Диагностика

90 Применение прибора «Ультраскан-2004» для выявления дефектов изоляции высоковольтного оборудования в нефтегазовой отрасли

Энергетика

93 Р.Н. Шульга, А.Ю. Петров, В.И. Завидей. Судовая атомная энергетика, как основа построения автономных систем энергоснабжения при освоении арктических территорий

ЭКОЛОГИЯ

99 Г.А. Кочергин, М.А. Куприянов, Ю.М. Полищук. Прогнозирование суммарных объемов факельного сжигания попутного газа на нефтедобывающей территории

103 Д.З. Валиев, А.Ф. Кемалов, Р.А. Кемалов. Анализ современного состояния проблемы предотвращения образования и утилизации отложений асфальтосмолопарафиновых веществ в нефтяной отрасли

МЕРОПРИЯТИЯ

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Бикбаев Т.Н. / general@runeft.ru

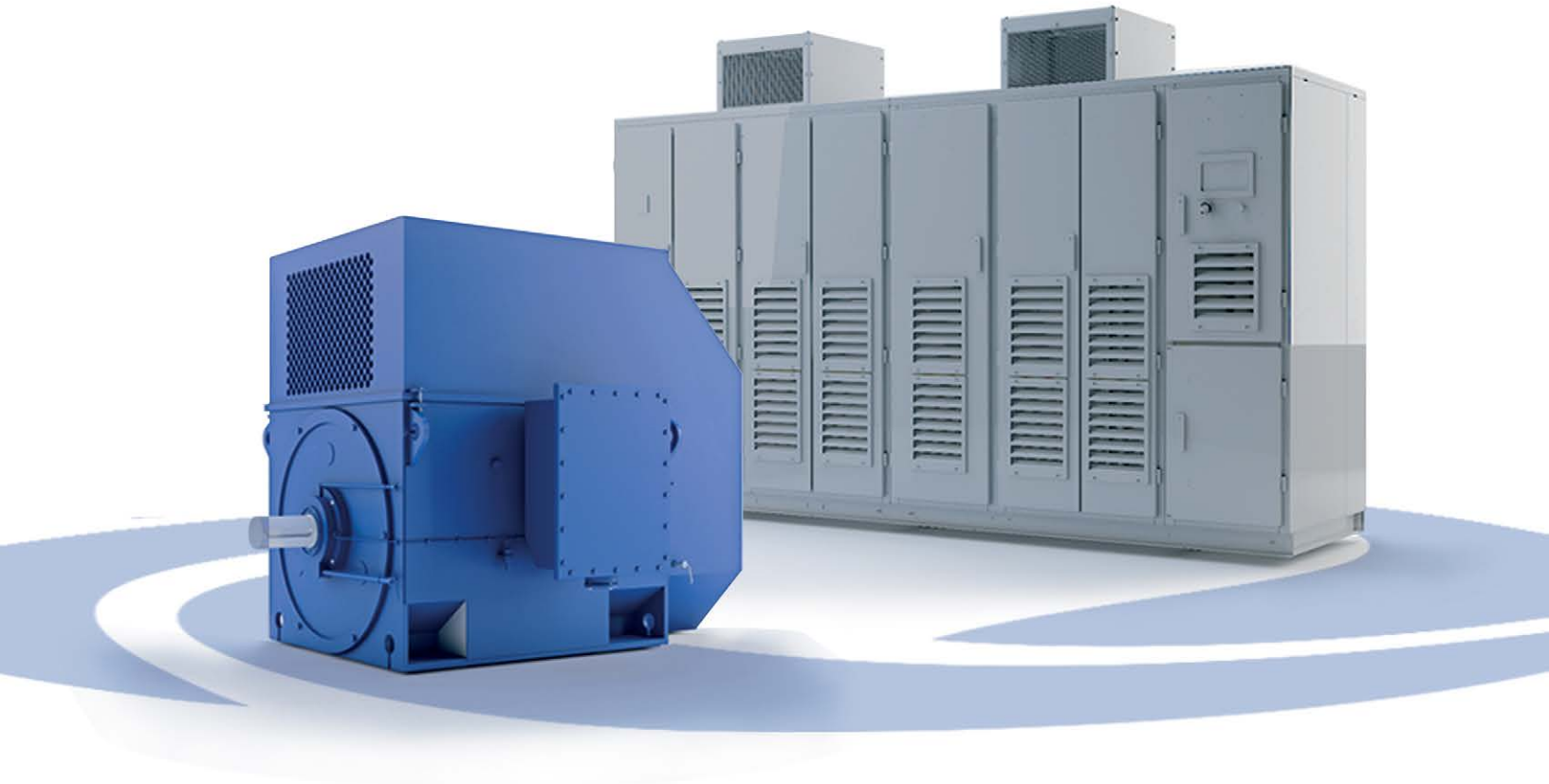
ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Шевцов А.А. / design@runeft.ru
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Баширов М.М. / marat@runeft.ru
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru
Игнатьев Д.В. / runeft@runeft.ru

ПОДПИСКА:
Новикова Ю.А. / office@runeft.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Helmut Gaertner — Sc.D., ex-president EAGE (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Абукова Л.А.— д.г.-м.н., профессор
Алтунина Л.К. — д.т.н., профессор
Ахапкин М.Ю. — к.т.н.
Аширмамедов М.А. — д.г.-м.н. (Туркменистан)
Баюк И.О. — д.ф.-м.н.
Бектенов Н.А. — д.х.н., профессор (Казахстан)
Богоявленский В.И. — д.г.-м.н., член-корреспондент РАН
Волож Ю.А. — д.г.-м.н.
Гогоненков Г.Н. — д.т.н., профессор
Голофаст С.Л. — д.т.н., профессор
Завидей В.И. — д.т.н., профессор
Индрупский И.М. — д.т.н., профессор
Ишматов З.Ш. — к.т.н.
Кемалов А.Ф. — д.т.н., профессор
Кемалов Р.А. — к.т.н.
Котельникова Е.Н. — д.г.-м.н., профессор
Лукьянов О.В.
Мануков В.С.
Морозов В.П. — д.г.-м.н., профессор
Муртазина Т.М. — к.т.н.
Николаев А.В. — д.ф-м.н, член-корреспондент РАН
Песин М.В. — к.т.н., доцент
Пунанова С.А. — д.г.-м.н.
Теляшев Э.Г. — д.т.н., профессор
Шустер В.Л. — д.г.-м.н., профессор

Комплектный электропривод РУСЭЛПРОМ



- Диапазон мощностей 315 кВт – 20 мВт
- Номинальное напряжение 3, 6, 10 кВ

ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЬ + ЧАСТОТНЫЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ

Пара специально подобрана по мощности, моменту, перегрузочным характеристикам и другим параметрам, обеспечивает слаженную работу технологического оборудования и позволяет получить максимальную эффективность при сбалансированном решении.

РУСЭЛПРОМ - единый производитель и поставщик комплекта

Мы несем полную ответственность за качество и слаженность работы компонентов, гарантийные обязательства, а также решаем вопросы сервисного обслуживания в течение всего жизненного цикла продукта.

mail@ruselprom.ru
ruselprom.ru
8 (800) 301-35-31
+7 (495) 788-28-27
РУСЭЛПРОМ
РОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНЦЕРН

CONTENT

INNOVATIONS

12 Alexey S. Kashik. Dynamic passportization of multi-object multi-parameter systems

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geology

16 Juri V. Volkov, Svetlana E. Valeeva, Albina R. Gainutdinova, Mukhammedrakhim R. Fatkulin. The effect of the "eco-organic" reagent on the viscosity of oil-water emulsion of the Vishnevo-Polyansky oil field

20 Svetlana A. Punanova. Hydrocarbon systems in foredeep troughs of ancient platforms

Geophysics

27 Mikhail S. Denisov. Adaptive signature deconvolution in the problem of increasing the resolution of seismic traces

36 Irina A. Berezina. Rock physics modeling of carbonates: a review of effective medium theory methods and aspects of their applicability

PRODUCTION

Oil production

49 Murad D. Valeev, Amdah M. Nasyrov, Maksim D. Kuramshin. Well head equipment development for technology monitoring and operation safety

Gas industry

59 Olga A. Kalimeneva, Galina V. Kirillova. Well head equipment development for technology monitoring and operation safety

TRANSPORT

Pipeline

65 Aleksandr A. Razboynikov, Nikolai S. Barsukov. Development of the methodology for assessing the energy efficiency of the main oil pipeline

75 Sergey A. Shockiy. The evaluation of the strength of temperature-deformable sections of pipelines taking into account the random nature of the yield strength of the pipe material

Electrical engineering

93 Robert N. Shulga, Aleksandr Yu. Petrov, Viktor I. Zavidej. Naval nuclear power as the basis for constructing autonomous energy systems with the development of the Arctic territories

Ecology

99 Gleb A. Kochergin, Matvey A. Kupriyanov, Jury M. Polishchuk. Forecasting the total volume of flame gas burning in the oil producing territory

103 Dinar Z. Valiev, Alim F. Kemalov , Ruslan A. Kemalov. Analysis of a modern state of asphaltene, resin, paraffin substances depositions formation and recycling problem in petroleum industry

Activities

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
2 (69) April 2019

GENERAL OFFICE:
N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia
3/14 Mira avenue, Suite 145
+7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

REPRESENTATIVE OFFICES:
Moscow, Russia
38/3 Narodnogo opolcheniya str., Suite 212
+7 (499) 350-13-85

Miami, FL, USA,
801 Three islands blvd., Suite 217,
Hallandale Beach, 33009
+1 (954) 646-19-08

Hilden, Germany
+49 (1577) 958-68-49

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

EDITOR IN CHIEF:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

EDITOR
Timur Bikbaev / general@runeft.ru

DESIGNER:
Andrey Shevtsov / design@runeft.ru
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

MANAGERS:
Marat Bashirov / marat@runeft.ru
Sergey Nikiforov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru
Denis Ignatyev / runeft@runeft.ru

SUBSCRIPTION:
Julia Novikova / office@runeft.ru

PRINTED:
Logos typography Kazan
+7 (843) 231-05-46
ISSUE DATE: 11.04.2019

CIRCULATION: 10 000 copies

EDITIORIAL BOARD:
Helmut Gaertner — Sc.D. (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Abukova L.A.—Sc.D., professor
Altunina L.K. — Sc.D., professor
Ahapkin M.Yu. — Ph.D.
Ashirmamedov M.A. — Sc.D. (Türkmenistan)
Bayuk I.O. — Sc.D.
Bektenov N.A. — Sc.D., professor (Kazakhstan)
Bogoyavlenskiy V.I. — Sc.D., corr. member, RAS
Vologh Yu.A. — Sc.D.
Gogonenkov G.N. — Sc.D., professor
Golofast S.L. — Sc.D., professor
Zavidei V.I. — Sc.D., professor
Indrupskiy I.M. — Sc.D., professor
Ishmatov Z.Sh. — Ph.D.
Kemalov A.F. — Sc.D., professor
Kemalov R.A. — Ph.D.
Kotelnikova E.N. — Sc.D., professor
Lukyanov O.V.
Manukov V.S.
Morozov V.P. — Sc.D., professor
Murtazina T.M. — Ph.D.
Nikolaev A.V. — Sc.D., professor
Pesin M.V. — Ph.D., assoc. prof.
Punanova S.A. — Sc.D.
Telyashev E.G. — Sc.D., professor
Shuster V.L. — Sc.D., professor

Прямой минералогический каротаж. Олимпус Терра — инновация для каротажной лаборатории

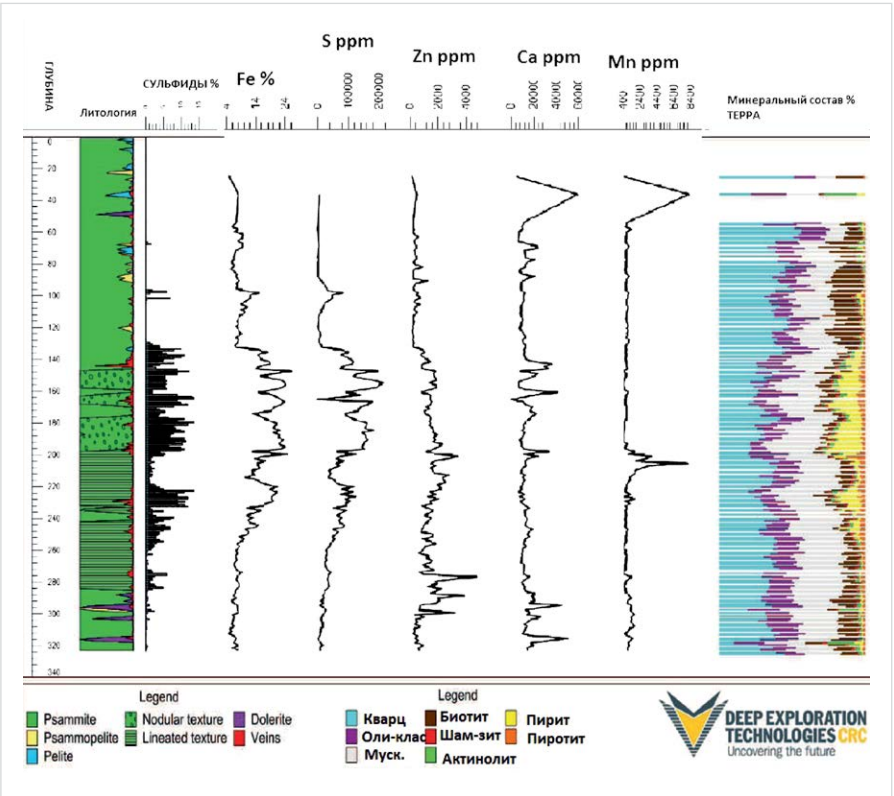
Владимир Вермус,
менеджер направления Олимпус Москва.
+79167579018
Vladimir.Vermus@Olympus-Europa.com

Геофизическое исследования скважин проводятся уже более 100 лет, с каждым годом включая в себя все новые и новые методики и приборы. Одной из таких новинок является экспресс-дифрактометр от Олимпус — Терра. Производя прямой РСА (рентгеноструктурный анализ) бурового шлама практически со скоростью бурения, Терра решает вопрос косвенной минералогии. Олимпус Терра позволяет не только разделять кварциты от глин, но и идентифицировать, какие глины присутствуют в пласте.

Среднее время анализа на Терре с учетом загрузки пробы — 5 мин.

Терра позволит вам:

- Узнать находится ли коронка в пласте или уже вышла из него;
- Скорректировать направление бурения (геонавигация).
- Получить процентное содержание силикатных минералов в пласте для будущей разведки углеводородных месторождений;
- выбрать правильный буровой раствор. От минералогии пласта сильно зависит выбор правильного раствора.
- лучше оценить содержание нефти в пласте, так как разные минералы имеют разную пористость (например, доломит вмещает больше нефти на квадратный метр, чем известняк, хотя бы потому, что доломит является Mg-замещенным известняком, а Mg занимает меньше места, чем Ca в кристаллической решетке);
- знание содержания пирита (проводящий) и глины (непроводящий, но может удерживать воду) помогает скорректировать интерпретацию измерения удельного сопротивления. Резистивность показывает отношение углеводорода к воде.



Пример планшета. Данные получены с XRD Олимпус Терра и XRF Олимпус Ванта

Терра XRD быстро идентифицирует и количественно оценивает минералогию бурового шлама, чтобы помочь найти правильное местоположение. Терра напрямую измеряет доломит, хлорит, иллит, кальцит, пирит, кварц, альбит, глину, полевой шпат, силикаты, алюмосиликаты, карбонаты, сульфиды, апатит и многое другое.

Если хотите протестировать Терру на реальных объектах, пожалуйста обращайтесь, мы с радостью запланируем выезд!

ЗАПРОС ТКП ПО ССЫЛКЕ НИЖЕ:

УДК 004.67

Динамическая паспортизация многообъектных многопараметрических систем как основа детального воспроизводства их развития и оптимизации

DOI 10.24411/2076-6785-2019-10011

А.С. Кашик
д.т.н., академик РАЕН, советник генерального директора
askashik@mail.ru

АО «Росгеология», Москва, Россия

Статья посвящена завершенной разработке программных средств анализа накопленной отчетной информации, хранящейся в базах данных любых многообъектных систем сопровождаемого непрерывной визуализацией промежуточных и конечных результатов.
Цель разработки — глубокое изучение активной жизни систем (совокупности скважин на месторождении, совокупность месторождений одного типа в компаниях, административных субъектов стран, блоков или союзов государств и т.д.), позволяющее оценить точность, полезность, своевременность, целесообразность прошлых воздействий на систему, т.е. получить новые знания, используя которые, не допускать в будущем прошлых ошибок и неверных решений, направляя развитие систем в заданном целевом направлении.
Динамические паспорта как полный аналог «биографии» многообъектных многопараметрических систем снабженный трехмерным визуализирующим программным инструментарием может рассматриваться как основа развития различных общественно-политических и производственных систем, определяя их тренды. достижимость целей и устойчивость.

Ключевые слова
динамический паспорт, многообъектная система, знания, глубокий анализ

Набирающая широту и темпы мировая цифровизация всех жизненно важных научно-производственных, общественно-политических и образовательных процессов приводит к непрерывной генерации огромного количества информации, объем которой стремительно растет.

Сбор этой информации, ее обработка и хранение, анализ и осмысление с целью оценки оптимальности и устойчивости путей развития, а главное, получение новых знаний — является одним из важнейших видов деятельности. Информация становится основным стратегическим ресурсом развития общества и занимает ключевое место в науке, образовании и промышленности.

Опыт и знания специалистов, используемые при проектировании будущего систем, направлены на получение запланированных результатов. Вместе с тем, только глубокое изучение текущей и накопленной информации, направленное на получение новых знаний, напрямую влияет на корректность планов, выживание и дальнейшее развитие всех без исключения многообъектных систем различных целевых направлений, создаваемых людьми.

Многообъектными многопараметрическими системами (далее — ММС) будем называть множества объектов, решающих поставленную задачу, свойства которых описываются постоянным набором параметров, являющихся функциями, зависящими от времени и по которым формируется периодическая отчетность. Общество непрерывно создает новые ММС, направленные на решение самых различных проблем и достижение самых разных целей. К ММС относятся совокупности государств, объединенных различными соглашениями, субъекты государств, районы субъектов, и т.д., совокупности предприятий, компаний, фирм, объединенных единством целей (добыча различных полезных ископаемых, переработка, сбыт, и т.д.); различные производства близкого профиля, сети гидрометеорологических или сейсмологических станций, образовательные, медицинские, воспитательные учреждения различной иерархии и множество других систем.

Регулярно поступающая системная информация по объектам хранится в базах данных, объемы которых измеряются уже в зеттабайтах и продолжают расти в экспоненциальной зависимости, являясь стратегическим ресурсом не только коммерческого, но и государственного уровня.

Для эффективного управления ММС ученым, аналитикам и руководителям недостаточно данных и знаний, накопленных в их памяти и отрасли, т.к. все чаще открываются межсистемные закономерности и законы, что, в свою очередь, требует создания механизмов работы с дополнительным сложным объемом данных так же, как если бы они хранились в биологической памяти человека.

Огромное количество программных продуктов, предлагаемых поставщиками высочайшей квалификации (Microsoft, Oracle, OLAP и множество других), в которых авторы стремятся создать универсальные, сложные, порой технологически трудно осваиваемые продукты, призванные работать в различных задачах вместо человека. Эти продукты прекрасно работают, если условия, для которых они созданы, стабильны. В противном случае требуется авторская подгонка под изменившиеся условия или полная переделка программ.

Вместе с тем, для работы с накопленной в базах данных информацией выявлением новых знаний необходимо создание таких комплексов программ для человека-ученого, человека-аналитика, управленца, руководителя любого уровня, которые работали бы не вместо, а для человека, сколь угодно легко расширяя его память, наделив эти комплексы инструментарием для визуального анализа, эквивалентным используемому биологическим мозгом. В этом случае пользователь самостоятельно учитывает изменение условий работы систем.

В настоящее время в ООО ММА закончена и широко опробована первая версия универсального пакета программ MDV (Multidimensional Dynamic Viewing) для ММС любого профиля или назначения. Пакет был широко опробован на материалах ранее накопленных данных по системам развития государств, их территориальных подразделений, нефтедобывающих компаний, на совокупностях месторождений, пластов, скважин, на сетях гидрометеорологических и сейсмологических станций, кадров, работающих на предприятиях, медицинских учреждениях, субъектах федерации и т.д.

Основой пакета является преобразование в единообразный вид и вынос на экран компьютера любых данных, накопленных в базах, а именно — в трехмерное пространство с осями «объект-параметр-время», служащим трехмерным навигатором. Такое структурирование информации (независимо от типа объектов и параметров) позволяет получать знания о развитии систем и их перспективах, оценивать тренды, находить неверные ранее принятые решения, планировать оптимальное развитие, непрерывно отслеживать отклонение текущих результатов от плановых и т.д.

При этом процесс анализа осуществляется без специальных знаний компьютера и без посредника, так как все действия аналитика сопровождаются выводом на экран

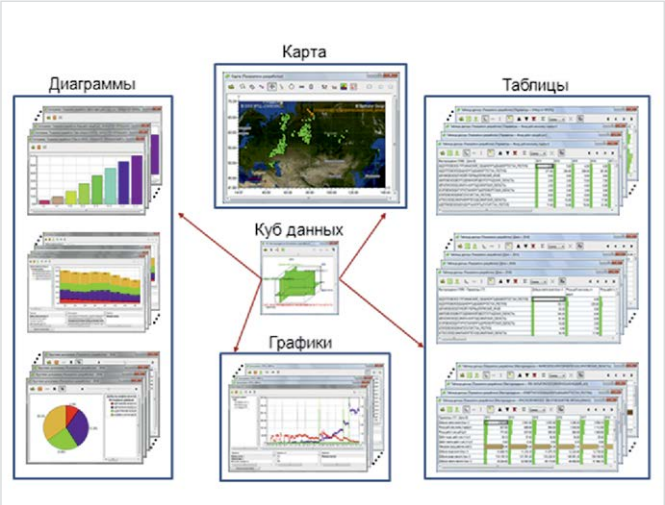


Рис. 1 — Некоторые виды визуализации параметров ММС
Fig. 1 — Some visualization types of parameters MPC

Рис. 2 — Способы импортозамещения
Fig. 2 — Import substitution methods

легко понимаемых по смыслу графиков, таблиц, гистограмм, тел и т.д., хорошо знакомых специалисту.

Единовременная операция преобразования базы данных в объем, вынесенный на экран компьютера в виде трехмерного пространства с осями «объект-параметр-время» и прилагаемый к ней инструментарий визуализации, агрегирования, отбора объектов, временных интервалов, наборы матричных операций и т.д. позволяют очень быстро ознакомить любого аналитика или руководителя со всеми особенностями «биографии» любой совокупности объектов. Пакет программ получил название «динамического паспорта многообъектной многопараметрической системы» (ДП ММС)

Динамический паспорт, записанный на любой носитель, позволяет с высокой точностью, соизмеримой со скоростью работы головного мозга человека, осуществлять табличный, графический, гистограммный, фильтрационный и другие виды анализа развития ММС, сравнивать различные ММС между собой, осуществлять множество других операций, позволяющих направить их развитие в желаемом направлении; выбирать эффективные воздействия для формирования трендов, гарантирующих достижение промежуточных и конечных целей.

Количество визуализированных ответов на любые возникающие у изучающего ММС вопросы практически бесконечно (рис. 1).

Так, если изучаемая система, в виде ДП ММС, вынесенная в полном объеме на экран в координатах «объект-параметр-время», содержит $m=100$ объектов, описываемых $n=20$ параметрами за $k=100$ интервалов времени, то пользователь получает по собственному выбору просто и практически мгновенно доступ к любым из $m+n+k=220$ таблиц, $mn+mk+nk=14000$ гистограмм, $2^{mn}=1^{0mnlg2}=10^{600}$ графиков, практически бесконечное количество круговых диаграмм и т.д.

Кроме того, наличие различного рода фильтраций, численных преобразований параметров и т.д. под управлением аналитика делают режим его работы аналогичным работе мозга с памятью, увеличенной на объем данных ММС.

Пакет, как отмечено выше, прошел широкое опробование на материалах нефтяной промышленности (совокупность месторождений, скважин, предприятий, бензоколонок, и т.д.) на материалах субъектов Российской Федерации, государств мира, штатах США, гидрометеорологических и сейсмологических станций и пр.

Например, ресурсная база любой нефтяной компании как ее фундамент представляет собой динамично развивающуюся систему объектов (скважин или пластов на месторождении, месторождений в добывающих предприятиях, добывающих предприятий в компании и пр.), находящуюся в непрерывном процессе поисков прироста добычи, различных воздействий с целью увеличения ее объемов, поиске дополнительных возможностей увеличения нефтеотдачи.

Существует огромное количество подходов, методик текущего моделирования строения месторождений, правил, инструкций, регламентирующих индивидуальный подход к высокоэффективному рентабельному максимально возможному извлечению углеводородов.

Соответственно в России и за рубежом созданы и успешно применяются многочисленные пакеты компьютерных программ, являющихся основными инструментами, при помощи которых формируются способы, и сам процесс добычи.

Информация о ходе разработки тщательно документируется и сохраняется как минимум в виде месячных эксплуатационных рапортов.

Разработка месторождений – процесс, как правило, длительный, многолетний и зачастую сопровождается сменой специалистов. При этом возникает необходимость в короткое время ознакомиться с ранее примененными методами, учесть позитивный и негативный опыт прошлых лет и минимизировать потери.

Платформа МДВ и пакет программ позволяют быстро и абсолютно однозначно разработчику, руководителю восстановить процесс разработки за любой интервал времени в том виде, в котором он реально находился при принятии прошлых решений.

Пакет не заменяет и тем более не исключает используемых программных продуктов. Использование МДВ позволяет получить новую информацию о причинно-следственных связях воздействий на объекты и добычей, т.е. получить дополнительные знания о строении месторождения и его возможностях.

Несмотря на серьезный прогресс, коэффициент нефтеотдачи тем не менее не превышает 0,4–0,45 и миллиарды тонн нефти остаются в недрах хорошо геологически изученных обустроенных районах.

Открытие новых месторождений в высокоширотных шельфах и неосвоенных, необжитых районах требуют серьезных капвложений и значительного времени. Изучение процессов, связанных с историей добычи сильно обводненных и законсервированных месторождений, контроль за релаксацией с использованием оптоволоконных систем, электрического каротажа обсаженных скважин, радиоактивных методов, позволит своевременно начинать вторичную эксплуатацию законсервированных месторождений, предварительно скорректировав азимуты направлений нагнетательных рядов

Опробование подтвердило позитивные особенности данного подхода (платформы) и в настоящее время пакет готов для освоения в любых отраслях с накопленными и собираемыми данными в качестве импортозамещающего.

На рис.2 представлено два способа импортозамещения. Можно попробовать догонять, хотя известно, что в развитых странах ведется активное совершенствование средств аналитики и сокращение разрыва проблематично, да к тому же закупка импортных разработок по коммерческим ценам обеспечивает зарубежным разработчикам комфортное финансирование, либо переходить на принципиально новые решения, более совершенные платформы развития и на их основе создавать отечественные продукты.

Платформа MDV запатентована в РФ и США, поэтому может претендовать на статус импортозамещающего продукта.

Еще одной важной особенностью платформы MDV является возможность ее функционирования в режиме оффлайн. Результаты анализа могут быть абсолютно

закрытыми для посторонних (отдельный носитель).

В настоящее время прорабатывается вопрос о возможности использования пакета MDV в качестве механизма биопамяти при разработках искусственного интеллекта (основанием служат возможности получать от человеческого мозга с высокой скоростью задания, формировать алгоритм решения, находить улучшенные варианты и при этом непрерывно визуализировать промежуточные результаты, что, по мнению автора, в значительной степени соответствует функциональности биологического мозга).

В заключение следует сказать:

1. Количество баз данных огромно. Поиск решений, направленных на устойчивое развитие и анализ многообъектных многопараметрических систем (ММС), выявление трендов, учет и оценка внешних и внутренних воздействий на объекты и получение новых знаний определяют необходимость непрерывного анализа содержимого баз.
2. Это в свою очередь приводит к непрерывному развитию и наращиванию программных продуктов, зачастую различных для разного профиля систем, позволяющих руководителю работать с различными визуализированными документами (таблицы, графики, гистограммы, соотношения). Отсюда вытекает создание большого количества пакетов ПО, как правило, громоздких, ориентированных на структуру и виды данных. Кроме всего, громоздкость и многошаговость при работе приводят к необходимости глубокого изучения техники работы с программой, что, как правило, предопределяет необходимость работать с данными через посредника, вопросы и задачи которому ставит специалист-аналитик или руководитель.
3. Динамические паспорта позволяют легко генерировать большое количество операций, не зависящих от области сбора данных и типа объектов: территориальный, параметрический, фильтрационный отбор данных, а также большое количество визуализирующей графики.
4. Программный пакет ДП содержит практически бесконечное количество возможностей для работы в любых областях человеческой деятельности, причем может использоваться как дополнение к освоенной и применяемой предприятиями технологии работы.

Выводы

По мнению автора, динамические паспорта могут широко и эффективно использоваться при публичных оценках и обсуждениях планов ММС, удач и неудач развития (краудсорсинг), выборе оптимальных трендов и т.д. Динамические паспорта могут и должны стать настольным материалом для руководителей ММС, независимо от их иерархического уровня. Цели, задачи, успешность и предсказуемость будущего развития общества во всех его ипостасях определяются накоплением опыта и знаний, полученных в результате глубокого изучения ранее полученных и сохраняемых данных, комфортно поставляемых динамическими паспортами ММС.

Литература

1. Патент РФ №2164039. Способ анализа динамических многопараметрических процессов. приоритет от 05.06.2000, кл. G06F 17/00, G06T 11/80, 17/40.
2. Патент РФ №2474873. Способ анализа и прогноза развития сложно построенной системы и устройство для его осуществления. Приоритет от 29.12.2010, кл. G06F 17/30, 19/00.
3. Патент US 8 225 233. Analysis of complex data objects and multiple parameter systems. Приоритет от 8.07.2010, кл. G06F 13/00, 15/00.
4. Патент US 8 352 883. Analysis of complex data objects and multiple parameter systems. Приоритет от 8.11.2013, кл. G06F 13/00, 15/00.
5. Кашик А.С. Биокластеры как основа планетарного развития // Экономика и ТЭК России, 2015. №28. С. 56–59.

UDC 004.67

Dynamic passportization of multi-object multi-parameter systems

Author

Alexey S. Kashik — Sc.D., member of the Russian Academy of Natural Sciences, scientific advisor of CEO; askashik@mail.ru

JSC “Rosgeology“, Moscow, Russian Federation

Abstract

The article is devoted to the completed development of software tools for analysis of accumulated reporting information stored in databases of any multi-object systems accompanied by continuous visualization of intermediate and final results.

The purpose of this research is a deep study of the active life of the system (the set of wells in the field, a set of fields of the same type in the companies, the administrative entities of countries, blocs or unions of States, etc.), allowing to evaluate the accuracy, usefulness, timeliness, the appropriateness of past influences on the system, i.e. to obtain new knowledge using which to avoid in the future of past mistakes and wrong decisions, directing the development of systems in the specified target direction. Dynamic passports as a complete analogue of the "biography" of multi-object multiparameter systems equipped with three-dimensional visualization software tools can be considered as the basis for the development of various socio-political and industrial systems.by defining their trends. achievability and sustainability.

Keywords

dynamic passport, multi-object system, knowledge, in-depth analysis

Conclusions

According to the author, the dynamic passports are widely and effectively used for public assessments and discussions of plans to use the successes and failures of development (crowdsourcing), the selection of the optimal trends, etc. Dynamic passport can and should be required material for managers of MPS, regardless of their hierarchical level. The goals, objectives, success and predictability of the future development of the society in all its forms are determined by the accumulation of experience and knowledge gained as a result of in-depth study of previously obtained and stored data, comfortably supplied by dynamic passports of MPS.

References

1. Patent RF #2164039. *Sposob analiza dinamicheskikh mnogoparametricheskikh protsessov* [Method of analysis of multi-object multi-parameter systems]. Priority from 05.06.2000, kl. G06F 17/00, G06T 11/80, G06T 17/40.
2. Patent RF #2474873. *Sposob analiza i prognoza razvitiya slozhno postroennoy sistemy i ustroystvo dlya ego osushchestvleniya* [Method of analysis and forecast of complex built system and the device for performing it]. Priority from 29.12.2010, kl. G06F 17/30, 19/00.
3. Patent US 8 225 233. Analysis of complex data objects and multiple parameter systems. Priority from 8.07.2010, kl. G06F 13/00, 15/00.
4. Patent US 8 352 883. Analysis of complex data objects and multiple parameter systems. Priority from 8.11.2013, kl. G06F 13/00, 15/00.
5. 5. Kashik A.S. *Bioklastery kak osnova planetarnogo razvitiya* [Bioclasters as the basis for planetary development]. Economy and Energy of Russia, 2015, issue 28, pp. 56–59.

КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА

- Обогрев протяженных и сверхпротяженных трубопроводов
- Защита от замерзания емкостей и резервуаров
- Обогрев оборудования в опасных и взрывоопасных зонах
- Поддержание температуры жидкостей и газов
- Системы обогрева для морских ледостойких платформ и подводных комплексов
- Система обогрева нефтяных скважин
- Теплоизоляция и антикоррозийные покрытия
- Обеспечение работы агрегатов и технологического оборудования при низких температурах
- Системы управления и контроля, низковольтные комплексные устройства (НКУ)

ПРОЕКТ • ПОСТАВКА • МОНТАЖ • ПУСКОНАЛАДКА • СЕРВИС

ССТ ЭНЕРГО МОНТАЖ

141008, Московская область,
г. Мытищи, Проектируемый проезд 5274, стр. 7
Тел/факс: +7 495 627-72-55
www.sst-em.ru, www.sst.ru
email: info@sst-em.ru

Инжиниринговая компания «ССТэнергомонтаж» — российский разработчик и поставщик систем электрообогрева и теплоизоляции для различных отраслей промышленности. «ССТэнергомонтаж» входит в Группу компаний «Специальные системы и технологии», которая является лидером российского рынка электрообогрева более 25 лет.

Наши преимущества:

- Полный комплекс услуг: от проектирования до сервисного обслуживания
- Единственный в России производитель электропроводящих пластмасс и саморегулирующихся кабелей полного цикла
- 28 лет успеха на рынке
- 100% контроль качества
- Единая точка ответственности

УДК: 553.98

Влияние реагента «эко-органика» на вязкость водонефтяной эмульсии Вишнево-Полянского месторождения нефти

DOI 10.24411/2076-6785-2019-10013

Ю.В. Волков
к.г.-м.н., доцент[1]

С.Е. Валеева
научный сотрудник[2]

А.Р. Гайнутдинова
магистр по направлению «Геология» [1]

М.Р. Фаткулин
магистр по направлению «Геология»[1],
fatkulinmr@gmail.com

[1]Казанский Федеральный Университет, Казань, Россия
[2]Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия

Цель работы заключается в подборе эффективной добавки реагента «эко-органика» в водонефтяную эмульсию в процессе добычи с целью снижения вязкости. Объектами исследования являются высоковязкая нефть башкирского яруса Вишнево-Полянского месторождения и реагент «эко-органика» на основе гуминовых кислот.

Материалы и методы
Материалами исследования являются высоковязкая нефть башкирского яруса Вишнево-Полянского месторождения и реагент «эко-органика» на основе гуминовых кислот.

Ключевые слова
реагент, высоковязкие нефти, снижение вязкости

С недавних пор в России отмечается основательный рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти (далее — ТРИЗ), которая составляет около 30% в общем балансе запасов.

Рентабельная разработка ТРИЗ требует совершенствования уже имеющихся и разработки новых технологических решений для интенсификации добычи нефти в осложненных геолого-физических условиях.

В настоящий момент представлено большое количество технологий разработки месторождений высоковязких нефтей, из которых в наибольшей степени применяются физико-химические методы, а также их различные вариации. Базисом для разработки физико-химических способов стимуляции работы пластов является применение полного комплекса химических соединений, таких как поверхностно-активные вещества (ПАВ), растворители, соли, полимеры, органические и неорганические кислоты и др. [1].

Задача данной работы заключается в подборе эффективной добавки реагента «Экоорганика» в водонефтяную эмульсию в процессе добычи с целью снижения вязкости.

Для изучения данного реагента с целью снижения вязкости нефти и эмульсии на кафедре геологии нефти и газа института геологии и нефтегазовых технологий, совместно с институтом органической и физической химии им. А.Е. Арбузова и с химическим институтом им. А.М. Бутлерова, была проведена серия лабораторных исследований для выявления наиболее оптимальной навески.

Первый этап работ заключался в добавлении реагента в стаканы с 50 мл нефти по 10, 20, 30, 40, 50 мл соответственно, после чего пробы (без перемешивания) были оставлены на 24 часа. Предполагалось что реагент войдет в структуру нефти и понизит ее вязкость. Реагент в реакцию не вступил и остался «плавать» на поверхности (рис. 1).

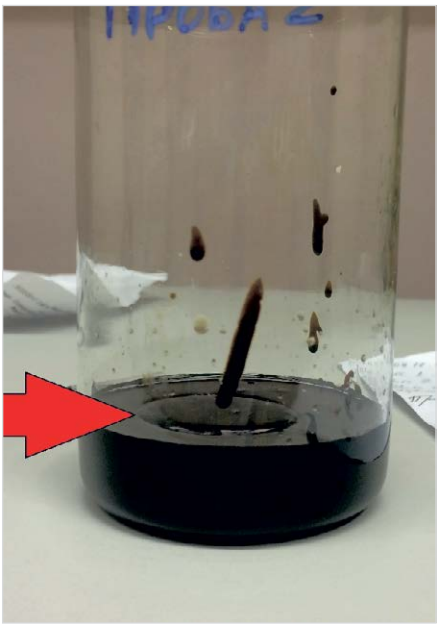


Рис. 1 — Проба с добавлением реагента (реагент не растворившейся в нефти)
Fig. 1 — The sample with the addition of the reagent (reagent is not dissolved in oil)

На следующей стадии опыта было решено пробы 1, 3, 4, 5 нефти с реагентом нагреть до температуры 60°С, а затем перемешать. Визуально реагент вошел в структуру нефти. Пробы снова оставили на отстой в течении 24 часов. По истечении времени было зафиксировано следующее: в пробе 1 вязкость нефти с реагентом (визуально) стала выше, чем вязкость нагретой нефти; проба 2 осталась без изменения; проба 3 — реагент «плавает» на поверхности нефти. Следует вывод: реагент входит в структуру нефти на какое-то время, а потом опять всплывает на поверхность. После нагрева и перемешивания вязкость нефти с реагентом стала (визуально)

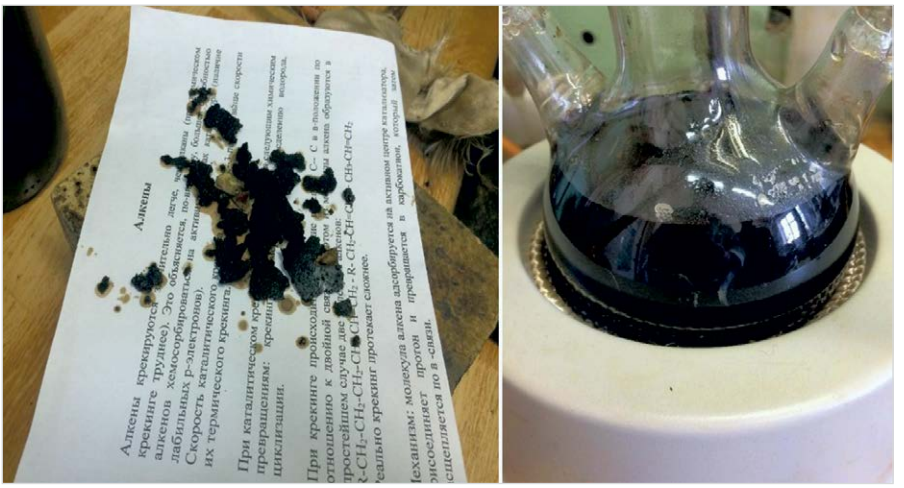


Рис. 2 — Соли на стенках колбы (справа); соли оставшиеся на дне колбы (слева)
Fig. 2 — Salts remaining on the bottom of the flask (a); salts on the walls of the flask (b)

больше, чем вязкость самой нефти (нагретой); проба 4, 5 — визуально реагент не полностью вошел в структуру нефти, наблюдается наличие глобул. Через неделю опыт с нагревом был повторен. Пробы 4, 5 нагрели до 50°С, визуально вязкость снизилась. Также подготовили новые пробы: 2А, 2Б, 2В с 35 мл нефти, в первые две пробы было добавлено 5 мл реагента, пробы не размешивали, нагрели до 50°С в течении 10 минут — вязкость визуально снизилась. Пробу 2В также нагрели, но без добавления реагента — вязкость визуально снизилась.

Вывод: реагент хорошо проявил себя в роли растворителя. По визуальным наблюдениям (пробы №1 и №3) реагент увеличил вязкость нефти. При нагреве реагент коагулировал с нефтью. Добавка большого количества реагента (50 мл) не повлияла на снижение вязкости нефти. Температурный режим снизил вязкость нефти, но количественно определить изменения не удалось.

Второй этап работ включал в себя: определение плотности, динамической вязкости и процентного содержания воды в нефтяной эмульсии Вишнево-Полянского месторождения (скважина №88270). Перед проведением нижеописанных исследований, проба с нефтяной эмульсией длительно «встряхивалась» с целью равномерного распределения воды в нефти. Измерение начальной плотности нефтяной эмульсии ареометром (978 кг/м^3).

Проведено выделение воды из эмульсии прибором ЦЛМН-Р10-01-Элекон. Количество выделенной воды было крайне мало, и составляло лишь 0,3 мл. В связи с этим было принято решение повторно исследовать пробу эмульсии, в аналогичном режиме. В итоге величина воды составила 0,6 мл. Далее определялась динамическая вязкость эмульсии (прибор Fungilab). Для этого в высокий стакан наливали образец в количестве 300 мл. Вязкость составила 2368 мПа•с.

Определение процентного содержания воды в нефти методом Дина и Старка: масса воды составила 1 г, объем воды 9,2 мл (15,4%). Следует отметить, что в нефти Вишнево-Полянского месторождения выделяется соль довольно значительного количества (рис. 2), что связано, вероятнее всего, с тем, что для интенсификации добычи нефти Вишнево-Полянского месторождения использовали метод соляно-кислотных обработок.

Третий этап работ. Эксперимент связан с исследованием поведения проб нефти и эмульсии при влиянии реагента эко-органика, как на первом этапе работы, но на качественном уровне. В целях чистоты эксперимента было принято решение обезводить нефтяную эмульсию. Для этого на дно конической колбы насыпался порошок прокаленного хлористого кальция в размере ~200 г, затем сверху наливалась нефтяная эмульсия в количестве 500 мл, и оставлялась на отстой на 8 дней. По истечению указанного срока уже обезвоженная нефть использовалась для проведения исследований. Определенные навески с 100 мл обезвоженной нефти и отдельно эмульсии смешивали с реагентом в электрической мешалке в течение 5 мин, со скоростью 700 об/мин. Полученные и исходные данные приведены в таб. 1, 2, 3.

Масса обезвоженной нефти, г	Масса нефтяной эмульсии, г	Вязкость обезвоженной нефти, мПа•с, при Т=21,2 °С	Вязкость нефтяной эмульсии, мПа•с, при Т=21,2 °С
85,79	93,72	1426	2276

Таб. 1 — Исходные данные нефти и нефтяной эмульсии для проведения эксперимента
Tab. 1 — Source data on oil and oil-water emulsion for the experiment

Вязкость обезвоженной нефти, мПа•с, при Т=21,2 °С	3% реагента, мПа•с	5% реагента, мПа•с	7% реагента, мПа•с	10% реагента, мПа•с	Снижение вязкости max, мПа•с	Снижение вязкости max, %
1426	2270	1368	1431	1736	58	4,1

Таб. 2 — Действие реагента на обезвоженную нефть
Tab. 2 — The effect of the reagent on the dehydrated oil

Вязкость нефтяной эмульсии, мПа•с, при Т=21,2 °С	3% реагента, мПа•с	5% реагента, мПа•с	7% реагента, мПа•с	10% реагента, мПа•с	Снижение вязкости max, мПа•с	Снижение вязкости max, %
2276	2207	2245	2465	2758	69	3

Таб. 3 — Действие реагента на нефтяную эмульсию
Tab. 3 — Effect of reagent on water-oil emulsion

Четвертый этап работ. Повтор ранее проведенных лабораторных исследований в целях «чистоты» эксперимента. Эксперимент состоял из 3 частей: взаимодействие реагента с нефтяной эмульсией, добавка реагента в воду (15% воды) и их последующее смешение с нефтяной эмульсией, а также взаимодействие реагента с обезвоженной нефтяной эмульсией (ОНЭ). Полученные и исходные данные приведены в таб. 4, 5, 6, 7.

Вязкость нефтяной эмульсии, мПа•с, при Т=21,2 °С	Вязкость обезвоженной нефти, мПа•с, при Т=21,2 °С
852	647

Таб. 4 — Исходные данные нефтяной эмульсии для проведения эксперимента
Tab. 4 — Source data of oil-water emulsion for the experiment

Вязкость нефтяной эмульсии, мПа•с, при Т=21,2 °С	1% реагента, мПа•с	2% реагента, мПа•с	3% реагента, мПа•с	5% реагента, мПа•с	7% реагента, мПа•с	Снижение вязкости max, мПа•с	Снижение вязкости max, %
852	835	1344	1520	1362	1220	17	2

Таб. 5 — Действие реагента на нефтяную эмульсию
Tab. 5 — The effect of the reagent on the oil-water emulsion

Вязкость нефтяной эмульсии, мПа•с, при Т=21,2 °С	1% реагента, мПа•с	3% реагента, мПа•с	5% реагента, мПа•с	7% реагента, мПа•с	Снижение вязкости max, мПа•с	Снижение вязкости max, %
852	1440	1104	1085	1195	-	-

Таб. 6 — Действие реагента с 15% воды на нефтяную эмульсию
Tab. 6 — The effect of the reagent with 15% water on the oil-water emulsion

Вязкость обезвоженной нефти, мПа•с, при T=21,2 °C	1% реагента, мПа•с	2% реагента, мПа•с	3% реагента, мПа•с	5% реагента, мПа•с	7% реагента, мПа•с	Снижение вязкости max, мПа•с	Снижение вязкости max, %
647	712	639	615	838	1004	32	4,9

Таб. 7 — Действие реагента на обезвоженную нефть
Tab. 7 — The effect of the reagent on the dehydrated oil

Вывод: Исходя из полученных данных в ходе проведения исследований, можно с уверенностью сказать, что данный реагент вязкость понижает, но незначительно. Самым эффективным оказалось действие 3% реагента на обезвоженную нефть (снижение вязкости 32 мПа•с или 4,9%), но использование его в промышленных объемах остается под вопросом, так как технологию необходимо дополнить технико-экономическими показателями.

Для улучшения показателей реагента в качестве снижения вязкости необходимо либо изменить методику проведения исследования, либо подобрать дополнительную модификацию добавления другого реагента к уже изученному.

Итоги

Исходя из полученных данных в ходе проведения исследований, можно с уверенностью сказать, что данный реагент вязкость понижает. Самым эффективным оказалось действие 3% реагента на обезвоженную нефть (снижение вязкости 32 мПа•с или 4,9%), но использование его в промышленных объемах остается под вопросом, так как технологию необходимо дополнить технико-экономическими показателями.

Выводы

Для улучшения показателей реагента в качестве снижения вязкости необходимо либо изменить методику проведения исследования, либо подобрать дополнительную модификацию добавления другого реагента к уже изученному.

Литература

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 1986. 322 с.
2. Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. М.: Недра, 1991. 384 с.
3. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: ФЭН АН РТ, 2014. 798 с.

ENGLISH **GEOLOGY**

UDC 553.98

The effect of the "eco-organic" reagent on the viscosity of oil-water emulsion of the Vishnevo-Polyansky oil field

Authors
Juri V. Volkov — Ph.D., associate professor[1]
Svetlana E. Valeeva — researcher[2]
Albina R. Gainutdinova — master of geology[1]
Mukhammedrakhim R. Fatkulin — master of geology[1]; fatkulinmr@gmail.com

[1]Kazan Federal University, Kazan, Russia
[2]IPEM TAS, Kazan, Russia

Abstract

The purpose of this work is to select an effective additive of the “eco-organic” reagent to the oil-water emulsion during the extraction process in order to reduce the viscosity. The objects of research are highly viscous oil of the Bashkir horizon of the Vishnevo-Polyanskoe field and an “eco-organic” reagent based on humic acids.

Materials and methods

The materials of the study are the highly viscous oil of the Bashkir horizon of the Vishnevo-Polyanskoe field and the “eco-organic” reagent based on humic acids.

Keywords

reagent, high viscosity oil, viscosity reduction

Results

Based on the data obtained in the course of research, it is safe to say that this reagent reduces viscosity. The most effective was the effect of 3% of the reagent on dewatered oil (a decrease in viscosity of 32 mPa•s or 4.9%), but its use in industrial volumes is questionable, since the technology must be supplemented with technical and economic indicators.

Conclusions

To improve the performance of the reagent as a viscosity reduction, you must either change the method of the study, or choose an additional modification to add another reagent to the one already studied.

References

1. Zheltov Yu.P. R*azrabotka neftyanykh mestorozhdeniy* [Development of oil fields]. M.: Nedra, 1986. 322 p
2. Ibragimov G.Z., Fazlutdinov K.S., Khisamutdinov N.I. P*rimenenie khimicheskikh reagentov dlya intensifikatsii dobychi nefti* [Application of chemical reagents for enhanced recovery of oil]. M.: *Nedra*, 1991. 384 s.
3. Muslimov R.H. N*efteotdacha: proshloe, nastoyashchee, budushchee (optimizaciya dobychi, maksimizaciya KIN)* [Oil output: past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery factor)]. Kazan: FEN AN RT, 2014, 798 p.

НАМ ОТКЛИКАЕТСЯ ЗЕМЛЯ

ТНГ-Групп

- сейсморазведочные работы (2D, 3D, 3D-3C);
- обработка и интерпретация сейсмических данных и ГИС;
- электроразведка, гравиразведка, магниторазведка;
- полный спектр нефтесервисных услуг при строительстве поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин;
- информационно-технологическое сопровождение строительства скважин (MWD, LWD);
- геолого-технологические исследования бурящихся скважин.

423236, РФ, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Ворошилова, 21
Тел.: (85594) 7-75-12, факс: (85594) 7-75-87, e-mail: tng@tng.ru, http://www.tng.ru

УДК: 551

Углеводородные системы краевых прогибов древних платформ

DOI 10.24411/2076-6785-2019-10012

С.А. Пунанова
д. г.-м. н., ведущий научной сотрудник
punanova@mail.ru

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Рассмотрены особенности распространения углеводородных систем в осадочном чехле краевых Предуральского и Енисейско-Хатангского прогибов на территории Волго-Уральского нефтегазоносного и Енисейско-Анабарского газонефтеносного бассейнов. Выявлены черты сходства и различия. В обоих бассейнах высокие перспективы нефтегазоносности прогнозируются в глубокопогруженных палеозойских и допалеозойских (рифей-вендских) отложениях, предположительно в ловушках неструктурного типа.
Детальная сводка о возрасте и числе продуктивных комплексов, типе и количестве содержащегося в них органического вещества (далее — ОВ), степени его катагенной преобразованности, количестве месторождений и фазовом состоянии добываемых флюидов, свойствах нефтей и газов этих прогибов является обобщением, дающим общую картину условий и среды нефтегазоносности, и базируется как на справочном материале [1–6], так и на личных разработках автора [7, 8].

Материалы и методы

Материалы исследования: данные по углеводородным (УВ) системам Предуральского и Енисейско-Хатангского прогибов древних платформ – Восточно-Европейской и Восточно-Сибирской. Нефтегазоносность этих прогибов связана с Волго-Уральским нефтегазоносным и Енисейско-Анабарским газонефтеносным бассейнами.
Методы исследования: сопоставление по геохимическим данным параметров нефтегазоносности близких по тектонической терминологии структурных единиц (оба являются краевыми (передовыми, предорогенными) прогибами) с целью выявления как черт их сходства, так и различий, приведших к особенностям их углеводородных систем и типов ловушек.

Ключевые слова
нефтегазоносный бассейн, неструктурные ловушки, предорогенные прогибы, органическое вещество, древние платформы, нефтегазоносные комплексы

Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн

Исследуемая часть территории расположена во внешней зоне пассивной окраины Восточно-Европейской платформы и краевого (предорогенного) Предуральского прогиба, занимая восточную часть Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (далее — НГБ).

В осадочном чехле Волго-Уральского НГБ выделяются по литологическим признакам, а также фазовому и физико-химическому составам флюидов семь нефтегазоносных комплексов в отложениях девонского, каменноугольного и пермского возраста, сложенные терригенными, терригенно-карбонатными и карбонатными отложениями и два возможно нефтегазоносных с притоками и интенсивными нефтепроявлениями в рифейских и вендских отложениях [7–9]. Особенности нефтематеринских отложений представлены в таб. 1.

В Предуральском прогибе расположены Соликамская, Юрюзано-Сылвенская, Бельская впадины и Косьвинско-Чусовская седловина. Эти структуры протягиваются в меридиональном направлении с севера на юг. В прогибе установлено 113 месторождений. Нефти Волго-Уральского НГБ разнообразны по физическим свойствам и составу. Плотность нефтей варьирует от 0,750 до 0,963 г/см^3. Содержание серы колеблется от 0,03 до 4,9%, количество смолисто-асфальтеновых соединений изменяется от 2,0 до 21,3%. С севера на юг и с запада на восток наблюдаются уменьшение плотности нефтей, количества в них серы, смолисто-асфальтеновых соединений, концентраций ванадия, никеля и металлопорфириновых комплексов и увеличение выхода легких бензиновых фракций [7]. Это явление связано с увеличением глубин залегания одновозрастных отложений

Возраст	Мощность, м	Литология	Содержание ОВ (среднее), %	Катагенез
Артинский ярус	25	Терригенно-карбонатный	0,7	ПК$_1$–МК$_1$
Верейский ярус	15	Карбонатно-терригенный	0,5	ПК$_3$–МК$_1$
Башкирский ярус	25	Карбонатно-терригенный	0,5	ПК$_3$–МК$_1$
Верхневизейский ярус	40	Карбонатно-терригенный	0,8	ПК$_3$–МК$_1$
Тульский горизонт	35	Карбонатно-терригенный	3,0	ПК$_3$–МК$_1$
Бобриковский горизонт	95	Терригенный	5,0	ПК$_3$–МК$_2$
Малиновский горизонт	120	Терригенный	5,0	ПК$_3$–МК$_2$
Турнейский ярус	65	Терригенно-карбонатный	2,5	ПК$_3$–МК$_2$
Фаменский ярус	65	Карбонатный	2,5	ПК3–МК$_2$
Верхнефранский яр.	35	Карбонатный	3,0	ПК$_3$–МК$_2$
Среднефранский яр.	70	Карбонатный	5,0	ПК$_3$–МК$_2$
Кыновский горизонт	25	Карбонатно-терригенный	1,5	ПК$_3$–МК$_2$
Пашийский горизонт	5	Карбонатно-терригенный	0,4	ПК$_3$–МК$_2$
Живетский ярус	50	Карбонатно-терригенный	1,0	ПК$_2$–МК$_3$
Эйфельский ярус	70	Карбонатно-терригенный	1,5	ПК$_2$–МК$_3$
Верхний венд (система)	50	Терригенный	0,5	МК$_2$
Средний рифей (эратема)	500	Терригенно-карбонатный	0,3	МК$_2$–МК$_5$

Таб. 1 — Характеристика основных нефтематеринских отложений Волго-Уральского НГБ [2]
Tab. 1 — Characteristics of the main oil source deposits of the Volga-Ural OGB [2]

залежей и соответственно с увеличением палеотемператур и степени катагенетической преобразованности ОВ и нефтей с севера на юг и с запада на восток.

Волго-Уральский НГБ платформенного типа, обладающий огромными в России ресурсами УВ, имеет длительную историю освоения крупных месторождений, приуроченных в основном к антиклинальным структурам. Поскольку наиболее перспективны в плане нефтегазоносности глубокопогруженные отложения рифея и венда Юрюзано-Сылвенской и Бельской впадин, а также регионы внешней зоны Предуральского прогиба, то успешный поиск новых промышленно значимых объектов добычи УВ обретает огромное экономическое и социальное значение и связан он, вероятнее всего, с ловушками неструктурного, неантиклинального типа [8–10].

Енисейско-Анабарский газонефтеносный бассейн

Енисейско-Анабарский газонефтеносный бассейн (далее — ГНБ) является частью Восточно-Сибирского регионального пояса нефтенакопления Восточно-Сибирской платформы. Бассейн охватывает Енисейско-Хатангский региональный прогиб, Лено-Анабарский мегапрогиб и Хатангскую седловину. Он сформировался в результате столкновения и деформирования пассивных окраин двух плит: Северо-Сибирской и Южно-Таймырской. Породы Северо-Сибирской пассивной окраины накапливались с рифея до середины триаса ($R–T_2$) и были деформированы в позднем триасе-ранней юре ($T_3–J_1$) при столкновении палеоконтинентов. На смятый переходный комплекс фанерозоя был наложен Енисейско-Хатангский предорогенный прогиб. В последующем, в поздней юре-раннем мелу ($J_3–K_1$) на северную часть этого прогиба был надвинут Таймыр. Так сформировался Енисейско-Анабарский ГНБ. Выявленная нефтегазоносность бассейна приурочена к двум этажам: нижнему (пермо-триасовому, P–T) и верхнему (юрско-меловому, J–K) (таб. 2).

Состав нефтей нижнемеловых отложений широко варьирует от тяжелых (0,900–0,920 г/см^3), высокосмолистых (смол до 20%), сернистых (0,2–1,0%) на небольших глубинах до легких и средних (0,800–0,870 г/см^3), малосмолистых, парафинистых (3–9%) на больших глубинах (тип Б-1м до А-1). Нефти пермских отложений представлены двумя видами: от очень тяжелых 0,985 г/см^3), высокосернистых (серы 4,5%) и высокосмолистых (смол до 24%) до легких (0,760 г/см^3). Нефти метано-нафтенового типа (тип Б-2).

Основные перспективы газонефтеносности в Енисейско-Анабарском бассейне связаны как с верхним структурным этажом, так и с отложениями нижнего переходного этажа. В северо-западной и северной частях бассейна перспективны различные типы ловушек в неокомской толще: структурные ловушки в средней части разреза верхней юры в пределах северо-западных склонов Рассохинского и Малохетского валов и в келловей-киммериджских ($J_{2k}–J_{3km}$) отложениях Агапского и Жданихинского суббассейнов, а также ловушки литологического типа волжско-берриаских ($J_3–K_{1b}$) отложений в северо-западных частях Малохетского и Рассохинского валов. Нижний структурный этаж, сложенный переходным комплексом, также является высокоперспективным. Сюда относятся осадочные и вулканогенные отложения от рифея до середины триаса ($R–T_2$), залегающие на континентальном фундаменте (AR–PR).

Итоги

Геолого-геохимические особенности прогибов представлены в таб. 3. Предорогенные прогибы отличаются геологическим строением (более сложным в Енисейско-Хатангском прогибе), возрастом и числом продуктивных комплексов, типом и количеством содержащегося в них ОВ, степенью его катагенеза, прогнозируемым типом ловушек.

Оценка перспектив нефтегазоносности невозможна без прогноза характера и структуры ловушек. В НГБ с длительной историей освоения ресурсов УВ низка вероятность

Месторождение, тип по флюиду*	Тип структуры	Возраст продуктивных отложений	Число залежей**	Год открытия/степень выработанности, %***
Внутренняя зона пассивной окраины				
Танамско-Малохетский вал				
Пеляткинское, ГК (95–5)	Куполовидное поднятие	K_{1a}, K_{1v}	10 К	1969/Г-2; К-3
Казанцевское, Г	Антиклиналь	К	4	1969/0
Северо-Соленин-ское, ГК (98,5–1,5)	Куполовидное поднятие	K_1	6 К	1971/Г-58; К-36
Южно-Соленин-ское, ГК (98,3–1,7)	То же	K_1	6 К	1969/Г-76; К-63
Новосоленинское, ГН (9–91)	Брахиантиклиналь	K_1	3	2000/0
Мессояхское, Г	То же	К	1С	1967/63
Зимнее, Г	Купол	K_1, J_2	2	1968/0
Нижнехетское, Г	Куполовидное поднятие	J_3	1	1965/н.д.
Ушаковское, Г	То же	K_1	4	1988/0
Хатангская седловина				
Южно-Тигянское, ГН	Брахиантиклиналь	P_1	1	1948/н.д.
Нордвикское, ГН	Куполовидное поднятие	T_2	1	н.д.
Внешняя зона пассивной окраины				
Южно-Таймырская моноклиналь				
Хабейское, Г	Куполовидное поднятие	K_1, J_2	2	1982/0
Дерябинское, ГК	То же	K_1, J_3	4 К	1982/0
Агапский прогиб				
Нанадянское, Г	Куполовидное поднятие	K_1	1	1990/0
Пайяхское, Н	То же	K_2	1	1990/0
Рассохинский вал				
Озерное, Г	Брахиантиклиналь	K_1	1	1969/0
Джангодское, Г	То же	K_1	1	1967/н.д.
Балахнинский вал				
Балахнинское, Г	Антиклиналь	J_2	2	1975/0

Примечание. Фазовое состояние флюида: Г — газовое; ГК — газоконденсатное; Н — нефтяное; ГН — газонефтяное; Н.Д. — нет данных;

* — соотношение начальных геологических запасов нефти, газа, конденсата (категорий A+B+C1+C2), %; 1 млн т нефти приравнен 1 млрд м^3 газа;

** — число структурных осложнений (поднятий, куполов (К), блоков).

*** — по нефти, газу, конденсату соответственно.

Таб. 2 — Нефтегазоносность основных тектонических структур бассейна [2]
Tab. 2 — Oil and gas bearing of the main basin tectonic structures [2]

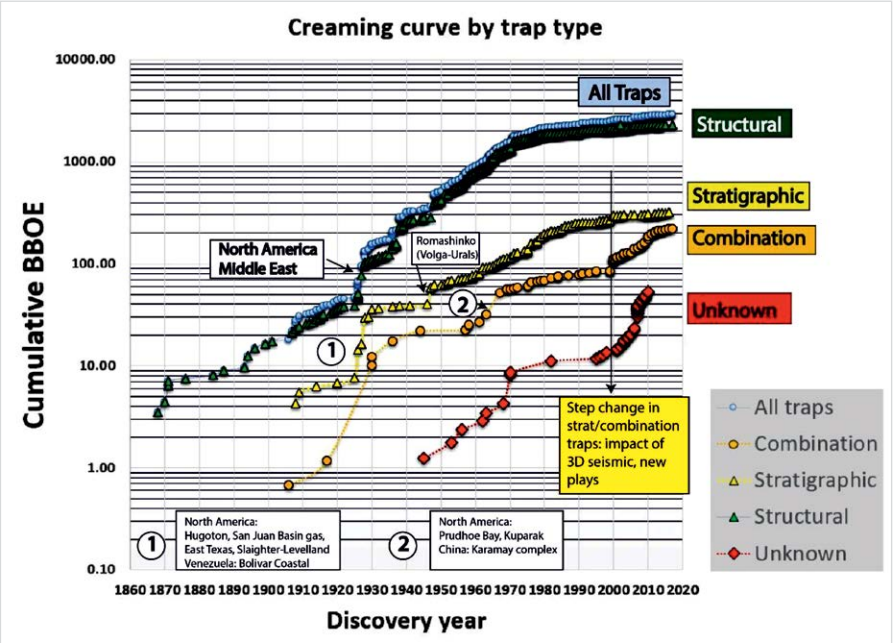


Рис. 1 — Кумулятивная кривая по типу ловушек [14]
Fig. 1 — Creaming curve by trap type [14]

Характеристики	Предуральский прогиб	Енисейско-Хатангский прогиб
Осадочный чехол (возраст)	PZ	Верхний этаж: T_2, J, $K_{1,2}$, Нижний этаж: R–C
Нефтегазоносные комплексы (количество и возраст)	Продуктивные комплексы: 7 – PZ	Верхний НГК: 3 – J, K Нижний НГК: 2 – P, T
Месторождения (количество) и фазовый тип залежи	Н – 66; ГН – 21; Г – 14; ГК – 7; НГК – 5	Н – 1; ГН – 1; Г – 10; ГК – 4
Нефтегазоматеринские свиты (количество и состав)	15 (состав см. таб. 1)	Аргиллиты юрских и меловых толщ
Содержание Сорг на породу, %	0,4–5,0	1,2–2,0
Степень катагенного преобразования ОВ	$ПК_1$–$МК_3$	$ПК_1$–$МК_1$
Тип ОВ	Сапропелевый, реже сапропелево-гумусовый	Гумусовый, реже гумусово-сапропелевый
Перспективные отложения	Возможно нефтегазоносные комплексы: R, V	Возможно нефтегазоносные комплексы: PZ, R, V
Ловушки нефтяных залежей	Комбинация ловушек различного генезиса с преобладанием структурных и литологических	Преобладают ловушки структурного и литологического типа, в ряде месторождений комбинированные. Отмечено большое число структурных осложнений (поднятий, куполов, блоков — см. таб. 2)
Предполагаемый тип ловушек в прогнозируемых глубокопогруженных отложениях нефтегазоносных комплексов	Неструктурные ловушки комбинированного типа, обусловленные разломами кристаллического фундамента, аномальными зонами различного генезиса (разуплотнение пород, кавернозность, древние коры выветривания на границах стратиграфических несогласий); возможны биогермные тела в карбонатных толщах [11, 12]	Неструктурные ловушки комбинированного типа с преобладанием поднадвиговых ловушек выклинивания, литологического замещения и тектонически-экранированных; возможны ловушки в разуплотненных массивах древнего фундамента, в трещиноватых гранитных блоках

Таб. 3 — Сводная геолого-геохимическая характеристика Предуральского и Енисейско-Хатангского прогибов с прогнозом возможных ловушек
Tab. 3 — Consolidated geological and geochemical characteristics of the Pre-Ural and Yenisei-Khatanga deflections with a forecast of possible traps

открытия крупных месторождений нефти и газа, приуроченных к антиклинальным структурам. Эта тенденция проявляется при поисках месторождений УВ сырья на территории не только российских, но и многих зарубежных НГБ, в которых добыча нефти и газа ведется многие десятилетия, и где создана необходимая инфраструктура и сконцентрированы трудовые ресурсы. В связи с этим, необходимость изучения проблемы ловушек не вызывает сомнений. Как показывает мировая практика нефтегазопоисковых работ, на комбинированные ловушки приходятся почти в 5 раз больше залежей, чем на коллектора-вместилища УВ, контролируемые одним ведущим фактором (литологическим, стратиграфическим, тектоническим, геодинамическим, гидрогеологическим и др. [10, 13]. О значении оценки характера (типа) ловушек и их перспективности с точки зрения ресурсов свидетельствуют глубокие исследования, проведенные группой специалистов [14]. Результаты представлены на рис. 1. По оси абсцисс отложены года (с конца 1800-х годов), а по оси ординат — накопленные запасы в биллионах баррелей в нефтяном эквиваленте (BBOI). На графике даны кривые по различным типам ловушек: все существующие ловушки различного происхождения (all traps), комбинированные (combination), стратиграфические (stratigraphic), структурные (structural) и неизвестные (unknown). Ловушки этого типа вероятно пока не нашли классификационного термина, несмотря на обилие классификаций. Скорее всего, имеются в виду так называемые «ловушки» сланцевых формаций, ловушки клиноформных структур, ловушки в выступах фундамента и некоторые другие. На графике четко отмечается открытие больших североамериканских, российских и ближневосточных скоплений УВ в 2000-х годах в стратиграфических и комбинированных ловушках. С ними связано большое количество месторождений с крупными запасами. Существенно возрастание количества «неизвестных» ловушек, отмеченное в настоящее время при открытии крупных скоплений УВ; авторы объясняют это более широким применением сейсмических работ 3D. Судя по графику, они имеют большой вес и значение.

Выводы

Основное отличие продуктивности прогибов проявляется в нефтеносности Предуральского и газоносности Енисейско-Хатангского прогибов. Преобладание нефтяных залежей в Предуральском прогибе и газовых в Енисейско-Хатангском обусловлено разным типом ОВ и стадией его катагенеза. Преимущественно сапропелевый тип ОВ с более высокой степенью преобразования генерирует нефтяные флюиды, тогда как гумусовая органика при невысоких стадиях катагенеза способна продуцировать газовые скопления. Большое значение имеет и геодинамический фактор.

Также существенные отличия этих прогибов связаны с обнаружением и прогнозированием различного типа ловушек (см. таб. 3). Так, высокие перспективы нефтегазоносности в обоих бассейнах относятся к глубокопогруженным палеозойским и допалеозойским

(рифей-вендским) отложениям, предположительно в залежах неструктурного типа. Однако в Енисейско-Хатангском прогибе, имеющем более сложное тектоническое строение, местами надвиговый тектогенез и дислоцированный промежуточный комплекс отложений, может прогнозироваться и более сложный тип ловушек, связанный с разломами кристаллического фундамента, с его кавернозно-ячеистым строением, поровым разуплотнением и с трещиноватостью гранитных блоков.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания по теме «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов» АААА-А19-119022890063-9.

Литература

1. Клещев К.А., Шеин В.С. Нефтяные и газовые месторождения России. Справочник. М.: ВНИГНИ, 2010. 720 с.
2. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России. М.: ВНИГНИ, 2012. 848 с.
3. Нефтяные и газовые месторождения СССР. Справочник. Под ред. С.П. Максимова. М.: Недра, 1987.
4. Шеин В.С., Фортунатова Н.К., Алференок А.В., Долматова И.В., Елагина А.Е. и др. Геодинамическая эволюция и тектоническое районирование Восточно-Европейской платформы // Геология нефти и газа. 2013. № 6. С. 3–12.
5. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Р. и др. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. М.: Недра, 1988. 303 с.
6. Конторович А.Э., Гребенюк В.В., Кузнецов Л.Л. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 3. Енисей-Хатангский бассейн. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 1994. 71 с.
7. Пунанова С.А., Добрынина С.А. Трансформация состава микроэлементов и металлопорфириновых комплексов нефтей в зоне катагенеза // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 12. С. 32–38.
8. Грунис Е.Б., Трофимов В.А., Богданов Б.П., Чепикова И.К., Пунанова С.А. Перспективы нефтегазоносности рифей-вендского комплекса: от небольших залежей — к решению проблемы // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 2001. № 11. С. 33-38.
9. Белоконь Т.В., Горбачев В.И., Балашова М.М. Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. Пермь: ИПК «Звезда», 2001. 108 с.
10. Громека В.И., Алексин А.Г., Андреев В.Н., Хромов В.Т., Мелик-Пашаева Н. В., Волгина А.И. Состояние поисков и разведки залежей нефти и газа в ловушках нетрадиционного типа // Геология нефти и газа. 1994. №6. С. 33-37.
11. Никитина М.В. Особенности геологического строения и пространственного размещения промышленной нефтегазоносности основных продуктивных комплексов рифей-вендского возраста на территории Пермского края // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014. № 10. С. 18–30.
12. Волож Ю.А., Хераскова Т.Н., Антипов М.П. Западное Приуралье: прогноз скоплений углеводородов в додевонских отложениях // Георесурсы. Геоэнергетика, Геополитика. 2010. №1. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/2009-1/1-rubric/volozh.pdf
13. Поляков А.А., Колосков В.Н., Фончикова М.Н. К вопросу о классификации залежей нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2015. Т.10. №1. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/6/7_2015.pdf
14. Dolson J., Zhiyong He, Horn B.W. Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious* Search and Discovery Article #60054 (2018)**Posted June 18, 2018 *Adapted from extended abstract prepared in conjunction with oral presentation given at AAPG 2017 Middle East Region Geosciences Technology Workshop, Stratigraphic Traps of the Middle East, Muscat, Oman, December 11–13, 2017.

ENGLISH **GEOLOGY**

UDC 553.9

Hydrocarbon systems in foredeep troughs of ancient platforms

Author
Svetlana A. Punanova — Sc.D., chief researcher; punanova@mail.ru

[1]Institute of Oil and Gas Problems, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

Abstract
The features of the distribution of hydrocarbon systems in the sedimentary cover in foredeep troughs Pre-Urals and Yenisei-Khatanga deflections on the territory of the Volga-Ural oil and gas and Yenisei-Anabarsky gas-oil-bearing basins are considered. Some common and different features of the basins are described. In both basins, high oil and gas potential can be expected to realize in deeply submerged Paleozoic and pre-Paleozoic (Riphean-Vendian) sediments, presumably in non-structural type traps.

Materials and methods
Research materials: data on hydrocarbon (HC) systems of the Pre-Ural and Yenisei-Khatanga deflections of ancient platforms - East European and East Siberian. The oil and gas potential of these troughs is associated with the Volga-Ural oil and gas bearing and Yenisei-Anabara gas and oil basins.
Research methods: comparison of geochemical data of petroleum parameters of structural units that are close in tectonic terminology (both are marginal (advanced, preorogenic) deflections) in order to identify both their similarities and differences that led to the characteristics of their hydrocarbon systems and types of traps.

Keywords
oil and gas basin, non-structural traps, pre-orogenic troughs, organic matter, ancient platforms, oil and gas complexes

Results
Predorogenic deflections differ in geological structure (more complex in the Yenisei-Khatanga trough), age and number of productive complexes, the type and amount of OM contained in them, the degree of catagenesis, the predicted type of trap.

Conclusions
For the Pre-Ural downwarp, non-structural traps of the combined type are predicted, associated with abnormal zones of various genesis; possible bioherm constructions in carbonate strata. In the Yenisei-Khatanga trough, nonstructural traps are predicted with a predominance of sub-thrust traps of pinching, lithological replacement and tectonically screened.
The article is written in the framework of the state assignment on the topic "Development of scientific and methodological foundations for searching large hydrocarbon accumulations in non-structural traps of the combined type within platform oil and gas basins" АААА-А19-119022890063-9.

References

1. Kleshchev K.A., Shein V.S. N*eftyanye i gazovye mestorozhdeniya Rossii* [Oil and gas fields of Russia]. Reference book. Moscow: VNIGNI, 2010, 720 p.
2. Shein V.S. G*eologiya i neftegazonosnost' Rossii* [Geology and petroleum potential of Russia]. Moscow: VNIGNI, 2012, 848 p.
3. Neftyanye i gazovye mestorozhdeniya SSSR [Oil and gas fields of the USSR]. Reference book. Ed. S.P. Maximov. Moscow: Nedra, 1987.
4. Shein V.S., Fortunatova N.K., Alferenok A.V., Dolmatova I.V., Elagina A.E. and others. *Geodinamicheskaya evolyutsiya i tektonicheskoe rayonirovanie Vostochno-Evropeyskoy platformy* [Geodynamic evolution and tectonic zoning of the East European Platform] // Geology of oil and gas, 2013, issue 6, pp. 3–12.
5. Rudkevich M.Ya., Ozeranskaya L.S., Chistyakova N.R. and others. *Neftegazonosnye kompleksy Zapadno-Sibirskogo basseyna* [Oil and gas complexes of the West-Siberian basin]. Moscow: Nedra, 1988, 303 p.
6. Kontorovich A.E., Grebenyuk V.V., Kuznetsov L.L. and others. *Neftegazonosnye basseyny i regiony Sibiri. Vyp. 3. Enisey-Khatangskiy basseyn* [Oil and gas basins and regions of Siberia. Issue 3. Yenisei-Khatanga pool] // Edited by A.E. Kontorovich. Novosibirsk: INGG SO RAN, 1994, 71 p.
7. Punanova S.A., Dobrynina S.A. T*ransformatsiya sostava mikroelementov i metalloporfirinovykh kompleksov neftey v zone katageneza* [Transformation of the composition of trace elements and metal porphyrin complexes of oils in the catagenes zone] // Geology, Geophysics and the development of oil and gas fields, 2018, issue 12, pp. 32–38.
8. Grunis E.B., Trofimov V.A., Bogdanov B.P., Chepikova I.K., Punanova S.A. P*erspektivy neftegazonosnosti rifey-vendskogo kompleksa: ot nebol'shikh zalezhey — k resheniyu problemy* [Prospects for the oil and gas potential of the Riphean — Vendian complex: from small deposits to the solution of a problem] // Geology, geophysics and oil field development, 2001, issue 11, pp. 33–38.
9. Belokon' T.V., Gorbachev V.I., Balashova M.M. S*troenie i neftegazonosnost' rifeysko-vendskikh otlozheniy vostoka Russkoy platformy* [Structure and petroleum potential of the Riphean-Vendian sediments in the east of the Russian platform]. Perm: IPK Zvezda, 2001, 108 p.
10. Gromeka V.I., Aleksin A.G., Andreev V.N., Khromov V.T., Melik-Pashaeva N. V., *Volgina A.I. Sostoyanie poiskov i razvedki zalezhey nefti i gaza v lovushkakh netraditsionnogo tipa* [The state of prospecting and exploration of oil and gas deposits in non-conventional type traps] // Geology of oil and gas, 1994, issue 6, pp. 33–37.
11. Nikitina M.V. O*sobennosti geologicheskogo stroeniya i prostranstvennogo razmeshcheniya promyshlennoy neftegazonosnosti osnovnykh produktivnykh kompleksov rifey-vendskogo vozrasta na territorii Permskogo kraya* [Features of the geological structure and spatial distribution of the industrial oil and gas potential of the main productive complexes of Riphean-Vendian age in the Perm region] // Bulletin of the PNRPU. Geology. Oil and gas and mining, 2014, issue 10, pp. 18–30.
12. Volozh Yu.A., Kheraskova T.N., Antipov M.P. Z*apadnoe Priural'e: prognoz skopleniy uglevodorodov v dodevonskikh otlozheniyakh* [Western Urals: forecast of hydrocarbon accumulations in the pre-Devonian sediments]. Georesources. Geoenergy, Geopolitics, 2010, issue 1. Available at: http://oilgasjournal.ru/2009-1/1-rubric/volozh.pdf
13. Polyakov A.A., Koloskov V.N., Fonchikova M.N. K *voprosu o klassifikatsii zalezhey nefti i gaza* [On the issue of classification of oil and gas deposits] // Oil and gas geology. Theory and practice, 2015, Vol.10, issue 1. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/6/7_2015.pdf
14. Dolson J., Zhiyong He, Horn B.W. Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious* Search and Discovery Article #60054 (2018)**Posted June 18, 2018 *Adapted from extended abstract prepared in conjunction with oral presentation given at AAPG 2017 Middle East Region Geosciences Technology Workshop, Stratigraphic Traps of the Middle East, Muscat, Oman, December 11–13, 2017

surel.ru

КАЧЕСТВО. НАДЕЖНОСТЬ. ПРОФЕССИОНАЛИЗМ

Ведущее научно–производственное предприятие в области разработки и производства полиуретановых и силоксановых эластомеров

ПОЛИУРЕТАНЫ

- Преполимеры (форполимеры) на основе простых и сложных полиэфиров для изготовления эластомеров твердостью по Шору А от 35 до 95, по Шору D – до 60
- Преполимеры (форполимеры) для производства пластиков серии СУРЭЛ-ПЛАСТ твердостью по Шору D: 70,75,80
- Преполимеры (форполимеры) на основе поликапролактона для производства эластомеров с твердость по Шору А от 60 до 90
- Радиационно-термо-морозо-агрессивостойкие фторуретаны
- Полиуретановые композиции горячего и холодного отверждения
- Защитные полиуретановые покрытия (АИП)
- Универсальное связующее для резиновой крошки
- Литьевые изделия (листы, пластины, стержни и другие изделия нестандартной формы)

СИЛОКСАНЫ (СИЛИКОНЫ)

- силоксановые композиции, герметики для электроники, электротехнической промышленности и других областей

ООО «СУРЭЛ»
190020, г. Санкт-Петербург,
Старо-Петергофский пр., д.18,
лит. Е, пом. 7Н
Телефон/факс: (812) 786-50-39,
747-29-62, 747-29-72
e-mail: surel@sp.ru
www.surel.ru

Задвижки типа ЗД 65х21 и ЗДШ 65х21 ТУ 3665-097-78691656-2014

При изготовлении применяются высокопрочные легированные стали

Быстросменный металлокерамический дроссельный штуцер

Стойкость к агрессивным средам

Рабочее давление, МПа	21
Диаметр условного прохода, мм	65
Условный проход присоединительных трубопроводов, мм	65
Диаметр условного прохода быстросменных металлокерамических дросселирующих штуцеров (для задвижки ЗДШ), мм	2, 3, 4. 5, 6, 7, 8, 10, 10, 12
Рабочая среда	вода техническая, нефть, газ
Температура рабочей среды, °С	не более 120
Класс герметичности затвора по ГОСТ Р 54808	А
Направление подачи среды	любое

Тип фланцевых соединений задвижек	по РД 26-16-40-89 ГОСТ 28919-91
Стойкость к воздействию скважиной среды по ГОСТ 13846-89	К1
Предельные значения рабочих температур окружающего воздуха, °С	от -60 до +40
Габаритные размеры, мм:	
• длина	351
• ширина	250
• высота (без ручки)	270
• диаметр фланца	195
Показатели надежности, не менее:	
• полный срок службы	15 лет
• полный средний ресурс	1800 циклов
• наработка на отказ	600 циклов
• средний срок службы до кап. ремонта	5 лет
Масса, кг	53

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

ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ MASSCO

КОМПЛЕКСНАЯ АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА

ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО
производство на территории Российской Федерации

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
срок службы свыше 25 лет

ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
быстрая сушка, тиксотропность, нанесение материалов в зимнее время

- Энергетика
- Машиностроение
- Нефтегазовый комплекс
- Судостроение и судоремонт
- Гидротехнические сооружения
- Объекты транспортной инфраструктуры
- Промышленное и гражданское строительство

198515, Санкт-Петербург, Петергоф
ул. Новые Заводы, д. 56, к.3, лит. А
тел.: +7 (812) 334-95-19
massco@teknos.com
www.massco.ru

Massco

УДК 550.834

Самонастраивающаяся сигнатурная деконволюция в задаче повышения разрешающей способности сейсмических трасс

DOI 10.24411/2076-6785-2019-10014

М.С. Денисов
д.ф.-м.н. директор по науке
denisovms@gmail.com

ООО «ГЕОЛАБ», Москва, Россия

Современный уровень развития сейсмической разведки и ожидания заказчиков геофизических работ требуют повышения разрешающей способности сейсмических трасс. Это необходимо для получения более детальных картин глубинного строения фрагмента земной коры, а также для повышения точности инверсионных и миграционных преобразований. С этой целью следует расширять диапазон частот сигнала, а также корректировать осложнения формы сейсмического импульса средствами обратной фильтрации. В статье описан оптимизационный способ сигнатурной деконволюции. Оператор обратной фильтрации рассчитывается по заданному сигналу, а затем производится самонастраивающаяся фильтрация исходных данных. Алгоритм является устойчивым в том смысле, что его применение не приводит к росту уровня случайных и регулярных помех. Адаптация реализуется в скользящем окне прямоугольной формы.

Материалы и методы
Исходными материалами являются сейсмические трассы, зарегистрированные в процессе проведения сейсмической разведки, а также оценка формы импульса. Методом обработки является нестационарная самонастраивающаяся обратная фильтрация в скользящем окне.

Ключевые слова
морская сейсморазведка, импульс, адаптация, деконволюция

Введение

При решении практических задач обработки материалов сейсмических наблюдений всегда проводится повышение разрешенности сейсмических трасс. С этой целью применяются различные алгоритмы, которые объединены общим названием: обратная фильтрация или деконволюция. Последний термин, хотя и является калькой англоязычного deconvolution, но прижился в отечественной литературе [1]. Алгоритмы деконволюции принято разделять на статистические и детерминированные. Первые производят оценивание формы сейсмического импульса непосредственно по исходным сейсмограммам. При их построении делаются те или иные предположения о статистических свойствах регистрируемых сигналов. Чаще всего последовательность коэффициентов отражения рассматривается как реализация случайного процесса типа белого шума. Вторые требуют наличия оценки формы импульса, которую можно получать либо непосредственно в процессе возбуждения и регистрации колебаний при помощи специальных измерений, либо теоретически рассчитывать в соответствующем программном обеспечении. Именно этот способ деконволюции, которую также называют сигнатурной деконволюцией или деконволюцией по форме импульса, будет нас интересовать.

Как правило, сигнатурная деконволюция применяется для фильтрации данных, полученных в результате морской сейсморазведки, характеризуемой стабильностью условий возбуждения и регистрации колебаний. Кроме того, наличие относительно надежных способов моделирования импульса морского пневмоисточника [2] способствует популярности этого способа обработки. Впрочем, применение процедуры не ограничивается лишь случаем морских наблюдений, и сигнатурная деконволюция используется также и в наземной сейсморазведке. В частности, известны методики обработки данных вибросейсмических наблюдений, когда вместо корреляции с опорным свип-сигналом производится деконволюция [3], или когда форма импульса извлекается в процессе инверсии [4], и затем обратный фильтр применяется к данным.

Здесь мы акцентируем внимание на проблемах, связанных с морскими наблюдениями, когда рассчитанная сигнатура включает в себя, помимо прочих факторов, волны-спутники со стороны источника и приемника. Наличие спутников, устранение которых является одной из основных целей деконволюции, затрудняет ее использование. Анализируя эту ситуацию, Л. Хаттон и его соавторы [5] приходят к следующему неутешительному выводу: «Волны-спутники …. – это камень преткновения детерминистической деконволюции. На первый взгляд кажется, что для подавления волн-спутников достаточно просто рассчитать обратный фильтр и применить его к данным. На самом деле это не так по нескольким причинам.

1. Амплитудный спектр имеет глубокий провал на частоте, определяемой глубиной источника. Полная компенсация такого провала потребует резкого усиления компонент в узком частотном диапазоне.
2. Вариации глубины источника в ходе разведки приводят к смещениям провала в спектре.
3. Возможны также значительные вариации коэффициента отражения водной поверхности, которые зависят от волнении моря и других факторов.

Приведенные соображения способны охладить пыл самого ревностного приверженца детерминистической деконволюции».

Проблема, о которой рассуждают авторы книги, справедливо указывая на недостатки известных методов обработки, известна большинству геофизиков. Не раз попытки применения детерминированной деконволюции терпели неудачу по указанным причинам. В самом деле, настройка фильтра происходит по модельному или измеренному импульсу, а применение этого фильтра производится к реальным сейсмограммам. В последних могут содержаться помехи различной природы, которые невозможно учесть при получении импульса. Фильтр рассчитывается при помощи средств решения обратных задач, тем самым его применение может приводить к неустойчивости. В частности, в приведенной выше цитате указывается на наличие глубоких провалов в спектре исходного импульса, обусловленных волнами-спутниками. Обратный фильтр, стремясь выровнять амплитудный спектр, будет обеспечивать значительный рост энергии соответствующих спектральных компонент. Вполне вероятно, что всегда присутствующие в сейсмограммах случайные и когерентные шумы не имеют провала в спектре на этих частотах, поэтому применение оператора сигнатурной деконволюции приведет к росту помех. Проявление таких помех зачастую носит локальный характер, однако даже из-за небольших некондиционных фрагментов приходится отбраковывать весь результат обработки, который оказался бы востребованным геофизиком.

Способ деконволюции, разработке которого посвящено настоящее исследование, является модификацией традиционного алгоритма, использующего одну форму импульса. При такой реализации не учитываются локальные особенности волнового поля, что может приводить к описанным выше осложнениям. Поэтому на этапе применения фильтра мы будем осуществлять адаптацию, контролируя

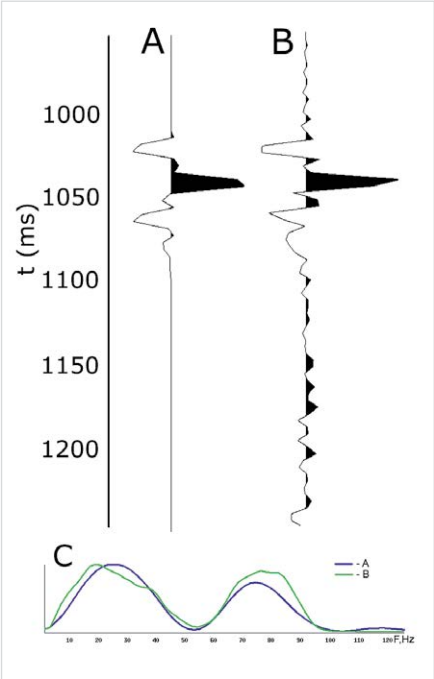


Рис. 1 – Модельный сигнал группового пневмоисточника (A), реальный импульс в сейсмической трассе (B) и их амплитудные спектры (C)
Fig. 1 – Synthetic signal of an air-gun array (A), air-gun signal in the field data (B), and their amplitude spectra (C)

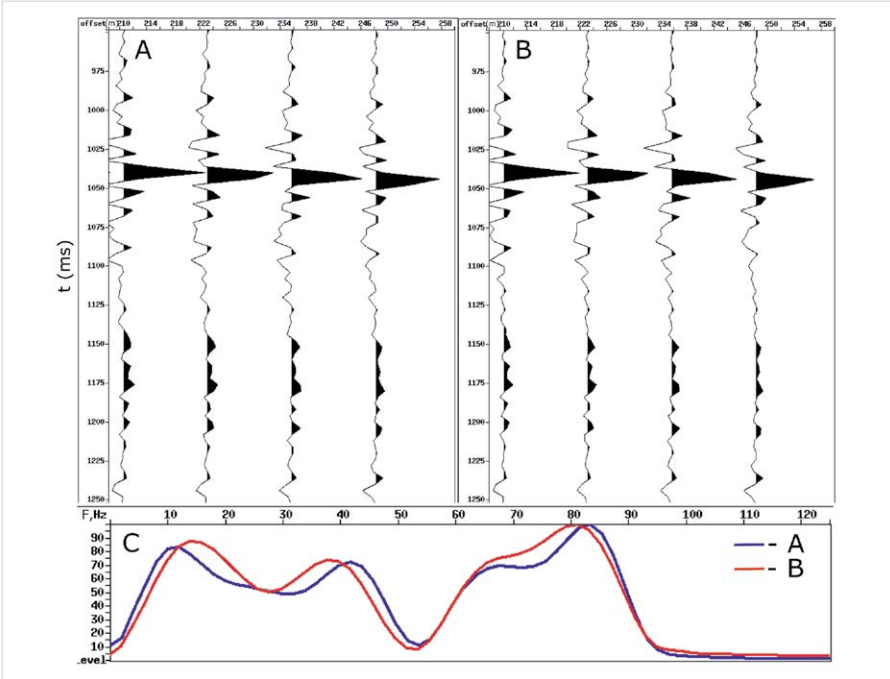


Рис. 2 – Результат применения традиционной сигнатурной деконволюции в окрестности отражения от морского дна с использованием регуляризации 2% (A), 5% (B) и их амплитудные спектры (C)
Fig. 2 – Conventional signature deconvolution results for seabottom reflection with 2% regularization (A), 5% regularization (B), and their amplitude spectra (C)

уровень помех, которые не учитывались в процессе настройки фильтра, что повысит устойчивость процедуры. В соответствии с изложенными выше принципами, алгоритм получил название *самонастраивающаяся устойчивая сигнатурная деконволюция*.

Метод

Традиционно задача сигнатурной деконволюции формулируется следующим образом. Пусть имеется оценка формы импульса, которую обозначим через $w(t)$, где t – индекс дискретного времени. Пусть $g(t)$ – желаемый импульс, к которому требуется преобразовать $w(t)$, а $f(t)$ – искомый оператор преобразования. Если в качестве критерия использовать среднеквадратическое отклонение фильтрованного сигнала $w(t)*f(t)$ от желаемого, то приходим к оптимизационной задаче

$$f(t)=\arg\min_{\tilde{f}(t)}\sum_{t}\left(w(t)*\tilde{f}(t)-g(t)\right)^2,$$

которая сводится к решению известной системы линейных уравнений с квадратной симметричной матрицей. Звездочка обозначает свертку. Спектральный аналог последнего выражения записывается как

$$F(\omega)=\frac{G(\omega)\overline{W}(\omega)}{|W(\omega)|^2},$$

где ω – круговая частота, а через $W(\omega)$, $F(\omega)$ и $G(\omega)$ соответственно обозначены спектральные характеристики функций $w(t)$, $f(t)$ и $g(t)$. $\overline{W}(\omega)$ – спектр, комплексно сопряженный к $W(\omega)$. При необходимости применения регуляризации вводится соответствующий параметр и используется в виде аддитивной добавки в знаменателе последнего выражения.

Целью устойчивой адаптивной сигнатурной деконволюции является дополнительная подстройка оператора к исходному зарегистрированному волновому полю. Для этого используем скользящее пространственно-временное окно прямоугольной формы, в котором будем вычислять оценку амплитудного спектра фрагмента волнового поля $|D(\omega)|$. Решение о наличии или отсутствии помехи, препятствующей получению достоверного результата сигнатурной деконволюции, будем принимать на основании сопоставления характеристик $|W(\omega)|$ и $|D(\omega)|$ на каждой частоте ω в пределах рабочего диапазона (ω_1, ω_2). Очевидно, что эти характеристики могут отличаться по масштабу, поэтому алгоритм требует предварительного выравнивания коэффициента усиления амплитудных спектров $|W(\omega)|$ и $|D(\omega)|$. С этой целью выбирается диапазон частот (ω_a, ω_b) , в котором по результатам предварительного анализа волнового поля не ожидается появления помех. Вычисляется коэффициент

$$\gamma=\frac{\int_{\omega_a}^{\omega_b}|W(\omega)|d\omega}{\int_{\omega_a}^{\omega_b}|D(\omega)|d\omega},$$

после чего производится нормировка

$$\left|\tilde{D}(\omega)\right|=\gamma\left|D(\omega)\right|,\ \omega\in(\omega_1,\omega_2)\ .$$

Рассчитанный ранее фильтр $f(t)$ следует скорректировать так, чтобы его применение не усиливало помеху. С этой целью используем пороговый алгоритм обнаружения помехи на каждой частоте в пределах рабочего диапазона. Выбрав величину порога p, производим сравнение: если $|\tilde{D}(\omega)| < p|W(\omega)|$, то помехи нет. В противном случае принимается решение о наличии помехи. Во избежание ее возрастания в результате применения фильтрации модуль спектральной характеристики оператора ограничивается сверху. Таким образом, амплитудный спектр преобразуется в соответствии со следующим правилом:

$$\left|\tilde{F}(\omega)\right|=\begin{cases}|F(\omega)|, если \left|\tilde{D}(\omega)\right|<p|W(\omega)|\\ p|F(\omega)|\dfrac{|W(\omega)|}{\left|\tilde{D}(\omega)\right|}, если \left|\tilde{D}(\omega)\right|\geq p|W(\omega)|\end{cases},$$

$$\omega\in(\omega_1,\omega_2),$$

при этом фазовый спектр фильтра $\tilde{F}$ совпадает с фазовым спектром фильтра F. Полученная спектральная характеристика $\tilde{F}$ соответствует оператору нестационарной адаптивной устойчивой фильтрации. Более подробную информацию об особенностях фильтра и принципах вывода алгоритма фильтрации читатель может почерпнуть из статьи [6].

Результаты обработки

Продемонстрируем возможности описанного выше метода на примере обработки данных морской сейсморазведки. При проведении наблюдений использовалась буксируемая коса, расположенная на глубине ≈15м. Источник находился на глубине ≈14м. Таким образом, за счет влияния волн-спутников со стороны источника и приемника ожидается наличие провалов в спектральной характеристике сигнала на частотах соответственно ≈53Гц и ≈48Гц.

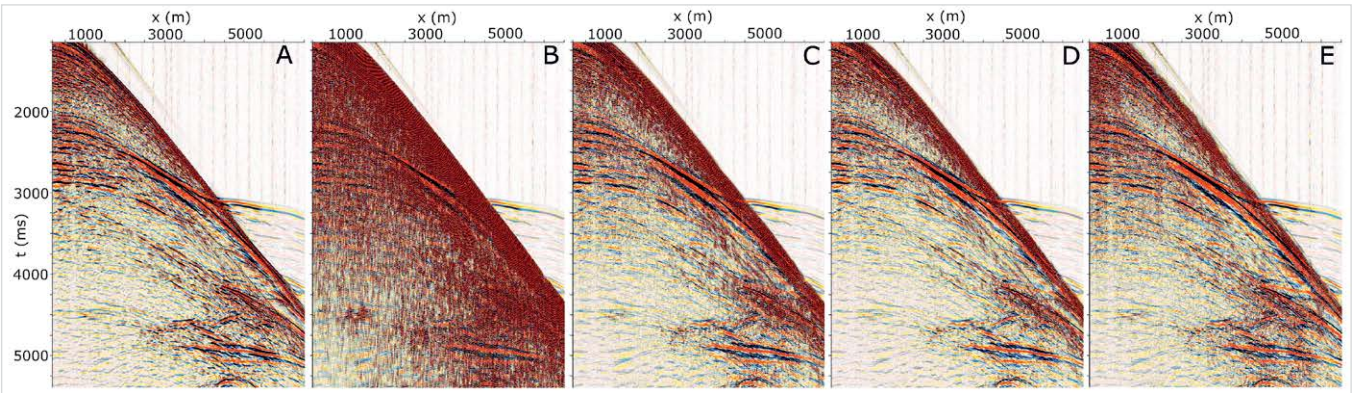


Рис . 3 – Реальная сейсмограмма, полученная в результате морской сейсморазведки. Исходное волновое поле (A), после применения традиционной сигнатурной деконволюции с регуляризацией 0,1% (B), после применения традиционной сигнатурной деконволюции с регуляризацией 2% (C), после применения традиционной сигнатурной деконволюции с регуляризацией 5% (D), после применения устойчивой адаптивной деконволюции (E). Соответствующие амплитудные спектры приведены на рис. 4

Fig. 3 – Marine seismic gathers before signature deconvolution (A), after conventional signature deconvolution with 0,1% regularization (B), after conventional signature deconvolution with 2% regularization (C), after conventional signature deconvolution with 5% regularization (D), after robust non-stationary adaptive signature deconvolution (E). Corresponding amplitude spectra are shown in Figure 4

На рис.1, A показана форма импульса, посчитанного при помощи специального программного обеспечения, а на рис. 1, B – фрагмент ближней к источнику трассы в области отражения от морского дна. Амплитудные спектры этих импульсов представлены на рис. 1, C. Очевидно, что форма теоретического сигнала и его спектр близки к соответствующим характеристиками реального сигнала.

В данном случае сигнал содержит две волны-спутника: со стороны источника и со стороны приемника. Как правило, для устранения спутников применяют специальные алгоритмы. Однако в данной ситуации мы намеренно нагружаем сигнатурную деконволюцию этой не вполне свойственной ей обязанностью, так как это поможет нам лучше выявить недостатки обычных вычислительных схем и продемонстрировать преимущества описанной выше методики.

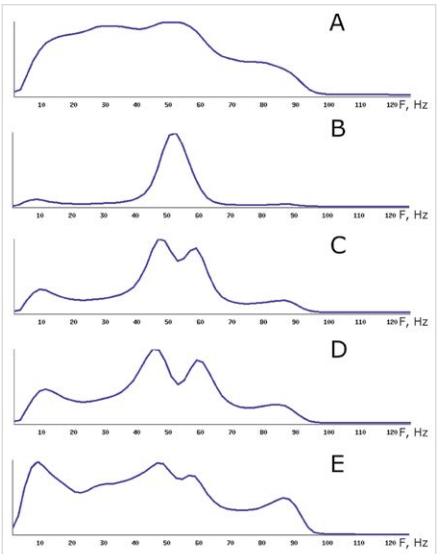


Рис. 4 – Амплитудные спектры, полученные по исходной сейсмограмме (A), после применения традиционной сигнатурной деконволюции с регуляризацией 0,1% (B), после применения традиционной сигнатурной деконволюции с регуляризацией 2% (C), после применения традиционной сигнатурной деконволюции с регуляризацией 5% (D), после применения устойчивой адаптивной деконволюции (E)

Fig. 4 – Amplitude spectra before signature deconvolution (A), after conventional signature deconvolution with 0,1% regularization (B), after conventional signature deconvolution with 2% regularization (C), after conventional signature deconvolution with 5% regularization (D), after robust non-stationary adaptive signature deconvolution (E)

Вначале мы применим обычный алгоритм сигнатурной деконволюции с использованием регуляризации. Этот же фрагмент трассы, полученный при регуляризации 2% показан на рис. 2, A, а при регуляризации 5% – на рис. 2, B. Их спектры изображены на рис. 2, C. Очевидно, что использование регуляризации позволяет избежать неконтролируемого разрастания шума на сейсмограмме (такой эффект будет продемонстрирован на рис. 3), однако качество результата деконволюции при этом снижается. Действительно, как следует из рис. 2, амплитудный спектр импульса не выравнивается, и сохраняется провал спектральной характеристики в области 48–53 Гц. Результат, полученный с использованием регуляризации 5% больше похож на исходный сигнал, чем на желаемый импульс.

На рис. 3 представлен общий вид этой же сейсмограммы. Исходная сейсмограмма изображена на рис. 3, A. Результаты традиционной сигнатурной деконволюции с применением регуляризации 0,1%, 2% и 5% показаны соответственно на рис. 3, B, C и D. На рис. 3, E показан результат применения устойчивой адаптивной деконволюции. Видно, что на рис. 3, B и C проявляется эффект неконтролируемого разрастания уровня помех, в особенности в области больших удалений источник-приемник. Это объясняется изменением запаздывания волны-спутника относительно первичного импульса за счет увеличения углов входа и выхода луча волны, а также нестабильностью глубины источника и приемника в процессе буксировки (вероятно, имело место волнение моря).

Как было показано на рис. 2, используемый оператор традиционной сигнатурной деконволюции успешно трансформирует исходный импульс в нуль-фазовый сигнал. Но этот же оператор разрушает сигнал в области больших удалений (рис. 3, B и C). Главной причиной этого является нестационарность импульса, обусловленная, в первую очередь, изменением времени запаздывания волн-спутников. Более того, как следует из рис. 2, спектр импульса имеет провал в окрестности 50 Гц, и обратный фильтр усиливает эти частоты. При наличии в этом диапазоне аддитивного шума, фильтр деконволюции неизбежно будет его усиливать.

С таким усилением помехи призвано справляться наращивание уровня регуляризации, однако это ухудшает результат обратной фильтрации импульса. Как видно из рис. 4, на котором показаны спектры импульсов на больших удалениях, увеличение регуляризации не позволяет выравнивать спектр (рис. 4, B, C и D).

Так как сигнал в исходных сейсмограммах нестационарен, его обработка требует применения нестационарной фильтрации. Именно для этих целей была разработана устойчивая адаптивная деконволюция. Применим ее к сейсмограмме, показанной на рис. 3, A. Как следует из полученного волнового поля (рис. 3, E) обеспечивается корректное преобразование импульса на трассах как малых, так и больших удалений. Также видно, что трассы больших удалений свободны от эффекта неконтролируемого разрастания помехи в окрестности провала частотной характеристики сигнала, и амплитудный спектр выровнен. В любой ситуации новый фильтр оказывается более устойчивым, и алгоритм обеспечивает получение более надежных результатов. Эти эффекты наиболее ярко проявляются, когда заметны отличия модельного импульса от реального импульса.

На рис. 4, B отмечается возрастание уровня помехи в области провала частотной характеристики импульса. Использование устойчивого оператора позволяет устранить этот эффект (рис. 4, E).

Выводы

Неустойчивость традиционной сигнатурной деконволюции общеизвестна и является главной проблемой, с которой сталкивается геофизик-обработчик при попытке применить этот алгоритм для решения практических задач обработки сейсмических данных. Оператор деконволюции рассчитывается на основании некоторого

модельного сигнала, имеющего единую форму для всех трасс. Таким фильтром затем обрабатываются все сейсмограммы без учета реальных локальных изменений импульса. Это приводит к появлению помех, и возрастание их уровня не может контролироваться в процессе деконволюции.

С целью достижения устойчивости алгоритма предложен нестационарный самонастраивающийся фильтр, обладающий возможностью локального (в пределах скользящего пространственно-временного окна) обнаружения помех на каждой частоте в пределах рабочего диапазона с последующей регулировкой усиления на этой частоте. Такой подход позволяет успешно применять желаемый оператор деконволюции там, где это не приводит к росту амплитуды помех, и контролировать уровень шума в тех областях, где возможно его усиление. Эта особенность выгодно отличает его от традиционной сигнатурной деконволюции, когда устойчивость решения достигается наращиванием уровня регуляризации. Если сейсмограмма характеризуется низким уровнем помех, то результат устойчивой адаптивной деконволюции совпадет с результатом традиционной обработки.

Предложенный алгоритм является локально-адаптивным в том смысле, что амплитудный спектр оператора деконволюции рассчитывается с учетом отношения сигнал/шум в каждом локальном фрагменте сейсмограммы. При этом фазовый спектр оператора не изменяется и на всей сейсмограмме остается согласованным с фазовой характеристикой сигнатуры. Такая особенность метода позволяет получать сигнал с наилучшей разрешающей способностью, при этом не увеличивая уровень шума.

Литература

1. Череповский А.В. Англо-русский и русско-английский словарь по прикладной геофизике. М.: Академия горных наук, 1997. 478 с.
2. Ziolkowski A., Parkes G.E, Hatton L., Haugland T. The signature of an air gun array: computation from near-field measurements including interactions // Geophysics, 1982, V.47, issue 10, pp. 1413–1421.
3. Шехтман Г.А., Кузнецов В.М. Корреляция или деконволюция виброграмм — что лучше? // ВСП и трехмерные системы наблюдений в сейсморазведке: Гальперинские чтения-2005. М.: Geovers, 2005. С. 44–47.
4. Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Яковлев И.В., Филиппова К.Е., Приезжев И.И. Почти все о сейсмической инверсии // Технологии сейсморазведки. 2009. №4. С. 3-16.
5. Хаттон Л., Уэрдингтон М., Мейкин Дж. Обработка сейсмических данных. Теория и практика. М.: Мир, 1989. 216 с.
6. Денисов М.С. Алгоритм устойчивой адаптивной сигнатурной деконволюции // Технологии сейсморазведки. 2017. №1. С. 48–55.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

UDC 550.834

Adaptive signature deconvolution in the problem of increasing the resolution of seismic traces

Author

Mikhail S. Denisov — Sc.D., R&D Director; denisovms@gmail.com

"GEOLAB" LLC, Moscow, Russian Federation

Abstract

The current level of seismic exploration and the expectations of geophysical customers require an increase in the seismic resolution. This is necessary to obtain More detailed depth images of a fragment of the earth's crust are to be obtained, as well as the accuracy of inversion and migration transformations is to be improved. For this purpose, the frequency range of the signal should be extended, and the complications of the seismic wavelet shape should be corrected by means of inverse filtering. The paper describes the signature deconvolution optimization method. The inverse filtering operator is calculated from a known signal, and then adaptive filtering of the input data is performed. The algorithm is robust in the sense that it does not lead to an increase of the random and the regular noise. Adaptation is applied in a sliding rectangular window.

Materials and methods

The source materials are the seismic traces recorded during seismic surveys and the source signature. The processing method is non-stationary adaptive deconvolution in a sliding window.

Keywords

marine seismic, wavelet, adaptation, deconvolution

Results

An adaptive non-stationary robust signature deconvolution method is proposed. The efficiency of the algorithm is proved by the results of a marine real dataset processing. The new method will be an alternative data processing scheme that replenish the arsenal of deconvolution tools for a geophysicist. The parameters of the procedure are such that a simple choice of a deliberately large threshold value transforms the algorithm into the conventional and well known signature deconvolution.

Conclusions

Instability of the signature deconvolution can be considered one of its main problems. The signature deconvolution operator is designed using only the estimated source signature. It is then applied to the seismic gathers that may be contaminated by noise. As the operator does not take into account the existence of noise, the noise may be amplified as a result of such deconvolution. To deal with that problem, we introduce a data-driven component into the commonly deterministic signature deconvolution algorithm. To ensure the signature deconvolution is stable, we propose a self-tuning filter that is capable of detecting noise for a given frequency in a sliding window and modifying the amplitude spectrum of a deconvolution operator for that frequency. This approach makes it possible to obtain the sought-for deconvolution result for noiseless data windows and limit noise amplification for noisy parts of the data, which we prove using a real marine dataset.

References

1. Cherepovskiy A.V. A*nglo-russkiy i russko-angliyskiy slovar' po prikladnoy geofizike* [English-Russian and Russian-English dictionary of exploration geophysics]. Moscow: Academy of mining sciences, 1997, 478 p.
2. Ziolkowski A., Parkes G.E, Hatton L., Haugland T. The signature of an air gun array: computation from near-field measurements including interactions // Geophysics, 1982, V.47, issue 10, pp. 1413–1421.
3. Shekhtman G.A., Kuznetsov V.M. K*orrelyatsiya ili dekonvolyutsiya vibrogramm – chto luchshe?* [Correlation or deconvolution of vibrograms – what is better?] VSP and 3D seismic acquisition systems: Galperin readings-2005. M.: Geovers, 2005. p. 44–47.
4. Ampliov Y.P., Barkov A.Y., Yakovlev I.V., Filippova K.E., Priezhev I.I. P*ochti vse o seysmicheskoy inversii* [Almost everything about seismic inversion] // Seismic technology, 2009, issue 4, pp. 3–16.
5. Hatton L., Worthington M., Makin J. Seismic data processing. Theory and practice. Oxford: Blackwell Scientific, 1986. 177 p.
6. Denisov M.S. A*lgoritm ustoychivoy adaptivnoy signaturnoy dekonvolyutsii* [Stable adaptive signature deconvolution] // Seismic technology, 2017, issue 1, pp. 48–55.

Нефте-
промысловый
сервис
Изготовление
и ремонт
нефтепромыслового
оборудования
Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»
ГРУППА КОМПАНИЙ
СИСТЕМА•СЕРВИС
423450 Россия, Республика Татарстан,
г. Альметьевск, ул.Базовая, д.2
Телефон: (8553) 389-400,
+7(8553) 31-84-94
info@sistemaservis.ru
www.sistemaservis.ru
Буровой
сервис
Производство
кабельно-
проводниковой
продукции

ЗНАКОМЬТЕСЬ - АВТОГИДРОПОДЪЕМНИКИ

КЛИНЦЫ

Краны "КЛИНЦЫ" хорошо известны российским строителям. Расширяя производственную программу Клинцовский автокрановый завод в последние годы освоил и другие виды грузоподъемной техники, в числе которых автогидроподъемники. Каждая из моделей АГП ориентирована на определенную сферу применения и имеет свои конкурентные преимущества.

Телескопический автогидроподъемник АГП-18 «КЛИНЦЫ»

Телескопический автогидроподъемник АГП-18 "КЛИНЦЫ" является представителем наиболее массового на рынке класса техники с высотой подъема 18 м. Благодаря компактности этот подъемник рассчитан, прежде всего, для использования в стесненных городских условиях. Он предназначен для подъема на высоту рабочих с материалами и инструментом при выполнении ремонтных, строительно-монтажных и других работ, а также обслуживания зданий, сооружений и устройств энергетического и коммунального хозяйства.

Клинцовские конструкторы разработали именно ту конфигурацию, которая пользуется наиболее высоким спросом в классе 18-метровых АГП — это телескопическая стрела с рабочей платформой, расположенной над кабиной в транспортном положении. В качестве базового шасси может быть использован практически любой среднетоннажник — от бюджетного отечественного «ГАЗона» до иномарки. Например, модификация, выпускаемая на шасси ГАЗ-33086, имеет полный привод, что дает возможность эксплуатировать ее в плохих дорожных условиях. К тому же машина оснащена 2-рядной 5-местной кабиной, позволяющей перевозить бригаду рабочих.

АГП-18 обеспечивает работу в секторе 250°, на высоте до 18 м и горизонтальном вылете до 13 м. Кроме того, предусмотрена возможность эксплуатации ниже уровня горизонта. Грузоподъемность рабочей платформы — 250 кг. Электроизоляция рабочей

платформы — до 1000 В. Удобство управления обеспечивается двумя пультами: в рабочей платформе и на поворотной платформе. Машина проста в эксплуатации и техническом обслуживании.

Коленчато-телескопический автогидроподъемник АГП-36 «КЛИНЦЫ»

Есть у клинцовских краностроителей и более мощная модель — коленчато-телескопический автогидроподъемник АГП-36 "КЛИНЦЫ" с высотой подъема 36 м. Эта машина предназначена для обслуживания высотных сооружений: линий электропередач, промышленного оборудования, многоэтажных зданий и т.п. В зависимости от типа шасси подъемник можно применять в различных дорожных условиях. Популярным вариантом является внедорожник КАМАЗ-43118 (6х6), незаменимый на бездорожье. Компактная конструкция стрелы в транспортном положении делает эту машину удобной при эксплуатации в городской среде.

Важной характеристикой является большой боковой вылет: 23,5 м при работе в заднем секторе (260°) и 18 м — в переднем секторе (100°). Показатели бокового вылета у АГП-36 — одни из лучших в своем классе, это позволяет эксплуатировать подъемник там, где нельзя подъехать близко к рабочей площадке, а также доставить людей в труднодоступные места. Кроме того, благодаря большому боковому вылету подъемник может обслуживать с одной точки несколько сооружений, не меняя своего местоположения.

АГП-36 оснащен поворотной платформой с углом поворота 360°, 3-секционной телескопической стрелой и двумя управляемыми коленами. Эти конструктивные решения позволяют значительно расширить рабочую зону. В свою очередь, нижний подвес рабочей платформы в комплексе с управляемыми

коленами дает возможность работать ниже уровня земли.

Максимальная грузоподъемность рабочей платформы — 400 кг. Очевидным плюсом является поворот рабочей платформы влево/вправо на ±90°. Электроизоляция рабочей платформы позволяет работать на ЛЭП с напряжением до 1000 В. Благодаря пульту ДУ подъемником можно дистанционно управлять с земли. А с пульта, расположенного в рабочей платформе, выполнять точное позиционирование вблизи объектов.

Предложив потребителям линейку современных, надежных и производительных машин, Клинцовский автокрановый завод подтвердил свою компетентность в области производства грузоподъемной техники, способность оперативно реагировать на новые вызовы рынка и предвидеть его потребности.

КАЗ

Акционерное общество «Клинцовский автокрановый завод»

Т. (48336) 4-55-33

e-mail:om@oaokaz.ru, www.oaokaz.ru

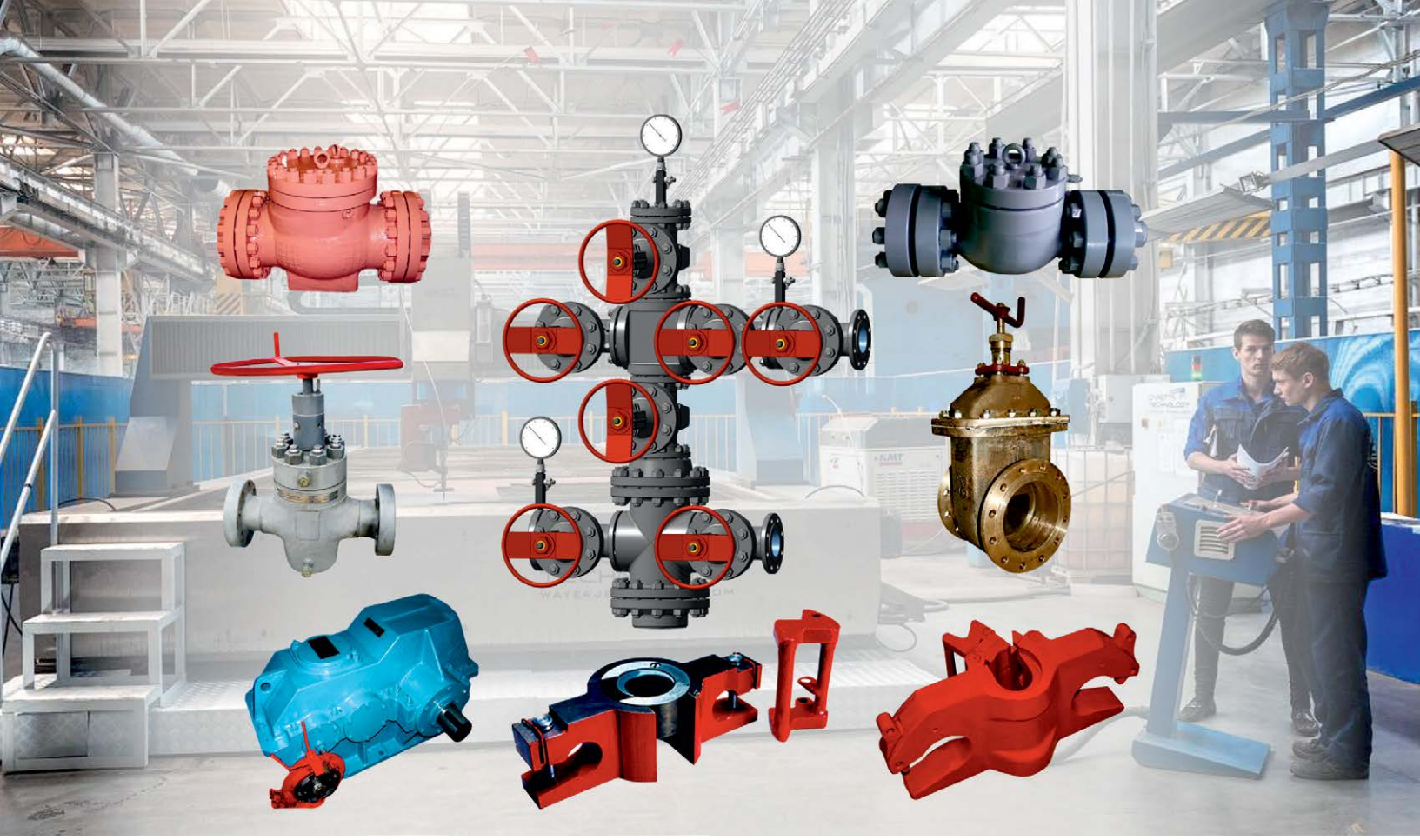
АО «Зеленодольский завод имени А.М.Горького» делает ставку на качество!

АО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького», входящее в состав АО «Судостроительная Корпорация «Ак Барс» (группа компаний АО «Холдинговая компания «Ак Барс») — многопрофильное предприятие, с мощной производственной базой, которая позволяет строить корабли и суда различных классов и назначений, а также производить продукцию для судового машиностроения, оборудование для нефтегазодобывающей отрасли с разнообразными массогабаритными характеристиками и высокой конструктивной сложностью. Специалисты предприятия следят за динамикой рынка, и стремится учитывать тенденции его развития, постоянно расширяя линейку продукции.

Завод успешно сотрудничает с ведущими научно-исследовательскими организациями и институтами, работает с крупнейшими нефтегазовыми компаниями, в числе которых АО «Роснефть», ООО «Иркутская нефтяная компания», ПАО «Татнефть» и многие другие.

С 1993 года АО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» серийно выпускает нефтепромысловое оборудование по заказу ПАО «Татнефть». С 1997 года коллективом предприятия освоен выпуск подъемной самоходной лебедки ЛПС-8.5. Лебедка предназначена для выполнения технологических операций при ремонте скважин. Для ПАО «Газпром» изготавливаются обратные поворотные клапаны. Цехом изготовлены узлы и блоки для опытного образца газоперекачивающего агрегата «Волга». С 2008 по 2010 годы завод полностью обеспечил задвижками из уникальных титановых сплавов собственной разработки строительство морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная», единственной станции ведущей добычу нефти на российском арктическом шельфе.

В процессе производства предприятие уделяет особое внимание контролю качества продукции. Выпускаемая продукция сертифицирована и проходит обязательные лабораторные испытания, что обеспечивает заказчикам гарантии ее высокого качества и надежности.



Повышению качества продукции способствуют использование специалистами завода многочисленных инновационных технологий и реализуемая на предприятии программа технического перевооружения и модернизации производственных мощностей. Так в рамках данной программы осуществлен важнейший этап модернизации металлургического производства. В результате совместной работы с немецкой компанией «FAT», на заводе была спроектирована и установлена уникальная формовочная линия холодно-твердеющих смесей, отвечающая всем требованиям производства. Благодаря вводу в эксплуатацию данной линии в сталелитейном цехе существенно сократились трудозатраты, компьютерное управление почти полностью исключило ручной труд и, главное, это позволило повысить качество и увеличить объем выпускаемой продукции. Сталелитейный цех также имеет в своем составе сталеплавильное отделение, оснащенное 2-мя дуговыми сталеплавильными печами ДСП-3А с емкостью по жидкой стали 5т.; двухтигельную индукционную печь, обеспечивающую выплавку стали, чугуна любых марок, цветных сплавов (бронза, латунь, алюминий, цинк) и других специальных сплавов; лабораторию для испытаний физико-механических свойств смесей из ХТС, оснащенную комплексными приборами «Simpson», экспресс-лабораторию, оснащенную спектральной установкой фирмы «Foundry Master», для анализа химического состава сплавов и шлакового анализа по ходу плавки.

Процесс обновления производственных мощностей продолжается, и это позволяет заводу значительно снижать себестоимость выпускаемой продукции и повышать объемы производства.

АК БАРС ХОЛДИНГ

1895

АК БАРС

РФ, Республика Татарстан,
г. Зеленодольск, ул. Заводская, д.5
Тел.: +7 (84371) 5-76-10.
Факс: +7 (84371) 5-78-00
info@zdship.ru
www.zdship.ru

УДК: 550.3

Петроупругое моделирование карбонатных пород: обзор некоторых методов теории эффективных сред и аспектов их применимости

DOI 10.24411/2076-6785-2019-10015

И.А. Березина
аспирантка, инженер
irene.berezina@gmail.com

Институт физики Земли РАН им. О.Ю. Шмидта, Москва, Россия

В статье представлен обзор методов теории эффективных сред в контексте петроупругого моделирования (Rock Physics), с указанием ограничений применимости. Произведена оценка эффективных упругих свойств моделируемого пространства несколькими методами эффективной среды, в которой матрица состоит из кальцита, а пустотное пространство рассматривается как модель двойной пористости. Для трех типов карбонатных пород на масштабе керна построены параметрические упругие модели на основе метода обобщенного сингулярного приближения, используя данные анализа микроструктуры пород в различных масштабах, а также измерений скоростей упругих волн на стандартных образцах. В результате решения обратной задачи были определены параметры петроупругих моделей.

Материалы и методы
Метод теории эффективных сред, язык программирования Fortran 90, библиотека IMSL для Fortran 90.

Ключевые слова
карбонатные породы, методы rock physics, петроупругое моделирование

Введение

Петроупругое моделирование (методы Rock Physics) является эффективным инструментом для учета влияния внутреннего строения горных пород, анизотропии и насыщения на физические свойства горных пород. Rock Physics связывает упругие свойства, полученные из геофизических данных, с коллекторскими свойствами пород. Группу методов Rock Physics используют на различных этапах разведки и разработки нефтяных месторождений в комплексе с сейсмической инверсией, 4D сейсморазведкой, моделированием коллекторов, гидродинамическим моделированием, геомеханикой и геотермальными исследованиями.

Однако многообразие методов физики горных пород затрудняет выбор оптимального метода. В каком случае является обоснованным выбрать «сложную» модель, требующую знания многих априорных сведений, а в каком можно выбрать «простую» модель, которая даст сопоставимые результаты? Одним из ключевых вопросов, которым посвящено данное исследование, является разброс оценок эффективных упругих свойств различными методами для одной и той же породы.

Проблема выбора метода петроупругого моделирования еще более актуальна для карбонатных пород, поскольку они менее изучены по сравнению с терригенными породами. Карбонатные породы формируются в различных геологических обстановках и сильно подвержены влиянию вторичных процессов преобразования, поэтому они очень разнообразны по макро- и микроструктуре, неоднородны и имеют большой разброс физических свойств.

В данной работе была сделана попытка ответить на поставленные выше вопросы. Рассматривались аппроксимационные методы теории эффективных сред. Проведен анализ математических методов физики горных пород: метод Кастера-Токсоза [1], самосогласованный метод эффективной среды [2], метод дифференциальной эффективной среды [3], метод Мори-Танака [4], метод обобщенного сингулярного приближения [5, 6]. Петроупругие модели для расчета эффективных упругих свойств строились в масштабе образцов керна, в сантиметровом масштабе (модели первого уровня) для четырех типов карбонатных пород.

Метод

Описание исследуемых образцов

В качестве материала исследования были взяты семь полноразмерных кусков керна карбонатных пород, имеющих разную степень неоднородности и микроструктуру.

Экспериментальный комплекс разномасштабных исследований керна подробно описан в работе [7] и включал в себя: 1а) сканирование полноразмерного керна с помощью метода компьютерной томографии (СТ-сканирование); 1б) ультразвуковая томография (УЗ) керна [8]; 2) изготовление образцов стандартного размера (цилиндров диаметром 30 мм и высотой 60 мм); 3а) СТ-сканирование образцов стандартного размера; 3б) УЗ образцов стандартного размера, включая измерения скоростей в направлениях под углом к оси керна; 4) определение плотности, минерального состава и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

По результатам ультразвуковой томографии и анализу скоростей упругих волн совместно с анализом данных СТ-сканирования был сделан вывод, что представленные образцы карбонатных породы являются неоднородными и изотропными [8].

Описание литологии и микроструктуры проводилось по данным, полученным на оптическом лабораторном микроскопе Leica DM EP и микрозондовом комплексе на базе растрового электронного микроскопа (РЭМ) «Jeol JSM-6480LV» с комбинированной системой рентгеноспектрального микроанализа [8].

На основе детального анализа шлифов и литологического описания образцы были объединены в 3 группы согласно структурно-генетической классификации известняков по В.П. Морозову [9]: 1) биокластовые (2 подгруппы: биокластово-фитогенный со спаритовым цементом и биоклатово-зоогенный с микритовым цементом); 2) микритовые, пелитоморфные; 3) оолитовые.

Минеральный состав группы 1 состоит из кальцита и доломита (от 14,5 до 47,5%) и небольшим содержанием кварца (до 7%). Минеральный состав групп 2 и 3 полностью кальцитовый.

Образцы группы 1 характеризуются средними значениями открытой пористости (в пределах 6–14%) и проницаемости (до 2,12 мД). Образцы группы 2 характеризуются низкими значениями пористости (< 4%) и

Группа	$V_{кальцит}$,%	$V_{доломит}$,%	$V_{кварц}$,%	Vp, км/с	Vs, км/с	фоткр, %	k, мД
1а	67,20	24,55	4,75	3,50	2,18	12,71	2,12
1б	55,75	43,80	0,45	4,94	2,96	6,87	
2	100,00	0,00	0,00	6,03	3,22	2,67	0,03
3	99,50	0,00	0,50	3,77	2,22	22,44	10,00

Таб. 1 — Скорости упругих волн, пористость и проницаемость пород
Tab. 1 — Velocity, porosity and permeability of studied rocks

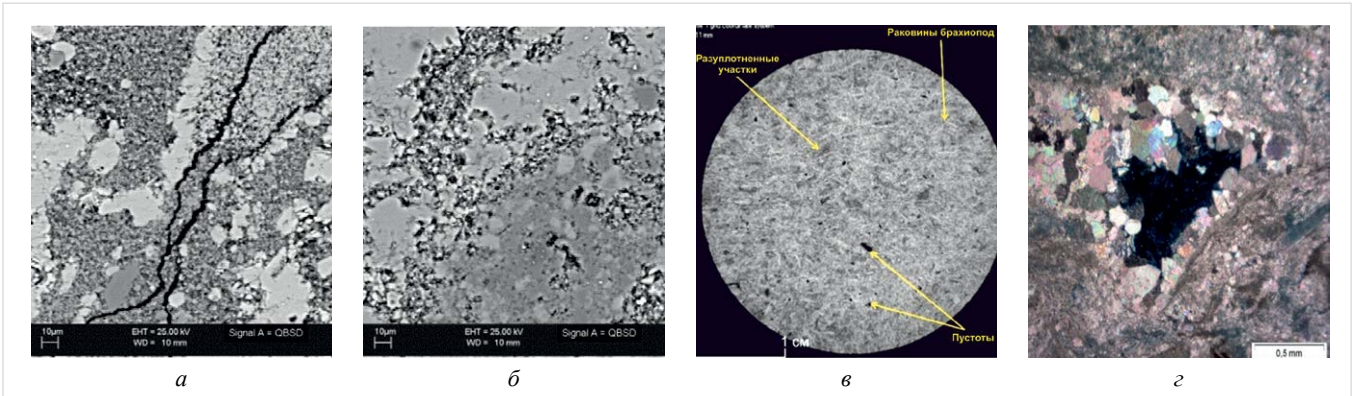


Рис. 1 — Типы пустотного пространства в образце карбонатных пород группы 1: а) трещины; б) и г) поры; в) микропористость
Fig. 1 — Pore network types of carbonate rocks (group 1): a) cracks, b) and d) pores; c) microporosity

проницаемости (0,031 мД). Более высокими фильтрационно-емкостными характеристиками характеризуются образцы группы 3: открытая пористость образцов достигает 23%, а абсолютная газопроницаемость — 10 мД.

По данным о микроструктуре были выделены следующие типы пористости: а) микропористость: межкристаллическая пористость, межзерновая; б) макропористость: каверны — обычно каверны растворения и выщелачивания, поры между оолитами — в оолитовом известняке, пустоты между водорослевыми комками — межформенные; внутриформенные поры растворения, трещины.

Разрешение оптического микроскопа позволяет идентифицировать только макро- и мезопористость и оценить ее количество, но присутствие микропор видно на снимках РЭМ (рис. 1). Открытая пористость, определяемая по газу, дает хорошую оценку общей связанной пористости. Таким образом, можно оценить количество связанной микропористости как разницу между наблюдаемой макро-мезопористостью в шлифах и измеренной пористости по газу на образцах керна.

Также можно провести грубую оценку закрытой пористости. Общая пористость рассчитывается, зная измеренную плотность образца и плотность минерального скелета (например, на основе данных рентгенофазового анализа о минеральном составе). Тогда закрытая пористость равна разнице между общей пористостью и отрытой пористостью, определенной по газу. Для исследуемых пород содержание закрытой пористости составляет около 1%, за исключением пород группы 2, для них — до 2%.

Методы rock physics

В петроупругом моделировании горная порода рассматривается как материал, состоящий из компонентов (минеральные зерна, поры, трещины, органическое вещество и т.п.) и обладающий микроструктурой, которая должна отражать особенности внутреннего строения горной породы. Параметрами микроструктуры могут быть объемное содержание включений, форма пустот (пор и трещин) и других включений, степень их связности, характеристики ориентация включений, емкость трещин и др. [10]. Большая часть методов физики горных пород основана на решении Эшелби [11] и использует аппроксимацию включений в виде эллипсоидов с характерным аспектным отношением а. Эллипсоидальная форма включений может имитировать различные геометрии пустот, например: 1) каверны моделируются в виде эллипсоидов с большим аспектным отношением; 2) иглоподобные пустоты моделируются с $a >> 1$; 3) трещины — с очень низким аспектным отношением $a << 1$; 4) поры — с аспектным отношением в диапазоне от 0,1 до 1, соответствующего сфере.

В качестве уравнений связи эффективных свойств с параметрами микроструктуры используют формулы методов теории эффективных сред. Наиболее распространенными методами для оценки эффективных упругих свойств карбонатных пород являются самосогласованный метод эффективной среды, метод дифференциальной эффективной среды [12, 13, 14]; метод Мори-Танака [15], метод Т-матрицы [16, 17], метод обобщенного сингулярного приближения [18, 19].

Рассмотрим подробнее некоторые методы теории эффективной среды. Предполагается, что среда линейно-упругая, статистически однородная и выполняется условие эргодичности.

1. Метод Кастера-Токсоза (КТ)

Используя длинноволновою теорию рассеяния первого порядка, Кастер и Токсоз [1] вывели выражения для оценки эффективных упругих модулей неоднородного материала в изотропном случае, состоящего из матрицы, представленной сферами, и включений, имеющих различную геометрию. Предположение о невзаимодействии между включениями нарушается, когда отношение концентрации одного типа включений к его аспектному отношению $\frac{v}{\alpha}$ больше 1, поскольку включения затем перекрываются, по крайней мере частично. Бэрриман показал [20], что результаты, полученные методом КТ схема лежат вне границ Хашина-Шрикмана, когда включения представлены дисками при любой их концентрации или иглами при концентрации не больше 60%.

$$\frac{K^*-K_m}{3K^*+4\mu_m} = \frac{K_i-K_m}{3K_m+4\mu_m}\sum_{n=1}^{N} v_i \frac{1}{3} T_{iijj}(\alpha_i),$$

где T_{iijj} — функции, зависящие от формы, т.е. от аспектного отношения.

2. Самосогласованный метод (Сс)

Идея метода самосогласования заключается в аппроксимации упругого поля неоднородного материала, состоящего из множества включений, полем изолированных включений, помещенных в бесконечную изотропную среду, которая обладает такими же упругими свойствами, что и композит в целом. Самосогласованный метод подходит для сред, где нет четко выраженной матрицы.

Для расчета упругих характеристик в поликристаллах и композитах для сферических и эллипсоидальных включений этот метод был применен Херши (1954), Хиллом (1965), Муром (1966), Шермергором (1970) и др. В работах Будянского и О'Конелла (1974, 1976) рассматривался случай сухих и насыщенных трещин. Приняв самосогласованное приближение, Берриман [2] реализовал вариант решения Кастера-Токзоса, предназначенный для минимизации многократного рассеяния в контексте относительно простой вычислительной схемы. Предполагается, что композит является изотропным со случайно ориентированными эллипсоидальными включениями:

$$\sum_{i=1}^{N} v_i (K_i - K^*)\frac{1}{3}T_{iijj} = 0$$

$$\sum_{i=1}^{N} v_i (\mu_i - \mu^*)\frac{1}{5}(T_{ijij} - \frac{1}{3}T_{iijj}) = 0$$

В анизотропном случае метод приводит к системе уравнений, число которых равно числу констант для эквивалентной упругой среды [5]. Однако, как было отмечено, например, в работе [21], данный метод переоценивает влияния включений. В случае концентраций пор больших 0,5 метод приводит к отрицательным значениям модулей упругости: результат лежит вне вилки Хашина-Штрикмана. В случае высокой концентрации трещин, модули Юнга, объема и сдвига становятся отрицательными, а коэффициент Пуассона превышает 0,5 для насыщенных трещин.

Группа	$\phi_{откр}$, %	$\phi_{Micro\text{-}CT}$, %	$\phi_{шлиф}$, %	$\phi_{микро}$, %	ϕз, %
1а	12,71	0,06	1,00	11,71	0,5
1б	6,87	<5	4,00	2,87	
2	2,67	1,50	2,00	0,67	1,95
3	22,44	10,00	15,00	7,44	0,92

Таб. 2 — Параметры пустотного пространства пород
Tab. 2 — Pore network parameters

Методы	Матрица	Концентрация включений	Учет взаимодействия включений	Анизотропия	Геометрическая связанность пустот	Количество компонентов
Метод К-Т (Kuster, Toksoz, 1974)	+	$\sum_{i=1}^{N} \frac{v_i}{\alpha_i} < 1$	–	–	–	–
Сс метод (Berryman, 1980)	–	<50%	+	+	–	мульти
Метод ДЭС (Norris,1985)	+	любая	–	+	–	2
Метод М-Т (Benveniste, 1987)	+	<30%	+	+	–	2
Метод ОСП (Bayuk, Chesnokov, 1998)	+	любая	+	+	+	мульти

Таб. 3 — Сводная таблица методов rock physcis
Tab. 3 — Rock physics methods

3.Метод Мори-Танака (М-Т)

Метод Мори-Танака относится к методам теории эффективного поля. Обычно используют вариант метода Мори-Танака, переформулированный Бенвенисте [4] для двухкомпонентной среды, состоящей из матрицы и включений ориентированных или хаотично расположенных. Предполагается, что каждая неоднородность вложена в бесконечную матрицу. Взаимодействие между отдельными включениями учитывается путем приложения эффективной однородной деформации матрицы к каждому включению. Для изотропного случая оценка эффективных модулей упругости для двухфазного материала осуществляется по следующим формулам:

$$\frac{K^* - K_m}{K_i - K_m} = v_i \frac{1}{3} T_{iijj} \left[(1 - v_i) + v_i \frac{1}{3} T_{iijj} \right]^{-1}$$

$$\frac{\mu^* - \mu_m}{\mu_i - \mu_m} = v_i \frac{1}{5} (T_{ijij} - \frac{1}{3} T_{iijj}) \times$$

$$\times \left[(1 - v_i) + v_i \frac{1}{5} (T_{ijij} - \frac{1}{3} T_{iijj}) \right]^{-1}$$

Метод Мори-Танаки имеет ряд ограничений: 1) доля включений не должна превышать 30%, в случае более высоких объемных долей метод дает неточные оценки [22]; 2) Норрис [23] показал, что оценка методом для мультикомпонентного композита лежит вне границ Хашина-Штрикмана; 3) Феррари [24] показал, что для анизотропного композита нарушается диагональная симметричность эффективного тензора упругости.

Эффективные модули	К-Т	СС	ДЭС	М-Т
I Кальцит + поры = с1				
K	58,24	51,18	56,79	58,24
μ	26,42	24,28	25,38	26,42
с1 + трещины монетообразные				
k	57,12	45,62	54,85	57,13
μ	22,26	19,25	21,13	22,57
II Кальцит+поры+трещины				
k	46,75	53,97		
μ	21,89	21,54		

Таб. 4 — Эффективные свойства моделей породы, полученные различными методами rock physics.
Tab. 4 — Effective properties estimated by different rock physics methods

	К, ГПа	μ, ГПа	ρ, кг/см³
Кальцит	74,47	31,99	2,71
Доломит	91,14	49,14	2,87
Кварц	37,00	44,00	2,65
Флюид	2,25	0	1,04

Таб. 5 — Упругие модули и плотности минералов и флюида
Tab. 5 — Elastic properties and density of minerals and fluid

4. Дифференциальный метод эффективной среды (ДЭС)

Для устранения недостатков описанных выше методов, связанных с ограничением концентраций включений, был разработан дифференциальный метод эффективной среды [3, 25]. Его идея состоит в разделении включений на бесконечно малые порции, которые вносятся в матрицу. Для каждой следующей порции включений применяется метод самосогласования. Каждая новая порция рассматривается как внедренная в эквивалентную среду, образованную матрицей и всеми включениями, внесенными на предыдущих этапах. В изотропном случае для расчета эффективных модулей упругости получается два совместных уравнения:

$$(1 - v_i) \frac{d}{dv_i} K^* = (K_i - K^*) \frac{1}{3} T_{iijj}$$

$$(1 - v_i) \frac{d}{dv_i} \mu^* = (\mu_i - \mu^*) \frac{1}{5} (T_{ijij} - \frac{1}{3} T_{iijj})$$

Метод ДЭС очень распространен и широко применяется, но необходимо помнить, что он может быть применим в случае сред, где включения изолированы и не образуют единую связанную сеть. Также эффективные свойства зависят от очередности добавления различных пор.

5. Метод обобщенного сингулярного приближения (ОСП)

В методе обобщенного сингулярного приближения теории случайных полей при решении уравнения равновесия упругой неоднородной среды используется только сингулярная составляющая тензора Грина уравнений равновесия, зависящая лишь от дельта-функции Дирака, и вводится однородное тело сравнения, материальные константы которого входят в выражения для вычисления эффективного тензора упругости [5, 6]. Тело сравнения выступает в виде некого «эталона» и отражает внутреннюю структуру материала, геометрическую связанность пор и жесткость матрицы.

Расчеты проводятся для материала, состоящего из произвольной анизотропной матрицы, содержащей эллипсоидальные включения различных форм и ориентаций.

$$C^* = \langle C[I - g(C - C^c)]^{-1} \rangle \times$$
$$\times \langle (I - g(C - C^c))^{-1} \rangle^{-1},$$

где треугольные скобки означают осреднение по всем компонентам, C — тензор модулей упругости компонента, g зависит от аспектного отношения и свойств тела сравнения C^C и выражается как:

$$g_{ijkl} = -\frac{1}{16\pi} \int_0^{2\pi} \int_0^{\pi} \left(n_{kj} \Lambda_{il}^{-1} + \right.$$
$$\left. + n_{ki} \Lambda_{jl}^{-1} + n_{lj} \Lambda_{ik}^{-1} + n_{li} \Lambda_{jk}^{-1} \right) sin\theta d\theta d\varphi,$$

где $\theta \in [0,\pi]$ полярный угол, азимутальный угол $\varphi \in [0,2\pi)$.

$$\Lambda_{ij} = C_{ijkl}^c n_k n_l;\ n_1 = \frac{sin\theta cos\varphi}{a_1};$$

$$n_2 = \frac{sin\theta sin\varphi}{a_2};\ n_3 = \frac{cos\theta}{a_3}.$$

где a_1, a_2, a_3 — оси эллипсоида

В ОСП учитывается геометрическая связанность пустотного пространства посредством эмпирического параметра f, но это осложняет решение обратной задачи, так как увеличивает количество неизвестных. Но можно взять тело сравнения C^C в виде линейной комбинации приближений Фойгта C^V и Ройсса C^R, а f брать равным объемному содержанию гидравлически связанных включений, т.е. равным эффективной пористости $\varphi_{эф}$ [19]. $C^C = (1-\varphi_{эф})\, C^V + \varphi_{эф}\, C^R$.

В случае, если компоненты композитного материала изотропны с учетом условия эргодичности, можно осреднение произвести по правилу механического смешивания

$$C^* = (\textstyle\sum_i v_i C_i [I - g_i (C_i - C^c)]^{-1})$$
$$(\textstyle\sum_i v_i (I - g_i (C_i - C^c))^{-1})^{-1},$$

где v_i — концентрация i-го компонента.

Комментарий по поводу модели Шу-Пайн

Модель Шу-Пайн [26] относится к типу гибридных моделей, которые состоят из комбинации двух или более моделей rock physics. В этой модели объединены методы ДЭС и

Кастера-Токсоза для изотропного случая. Модель Шу-Пайн является модифицированной версией модели Шу-Вайта [27] и предназначена для расчета упругих свойств карбонатных коллекторов. Предполагается, что общая пористость состоит из четырех типов пор: 1) пор, связанных с глиной, 2) межгранулярных, 3) микротрещин и 4) жестких пор. В случае «чистых» карбонатных пород рассматриваются только последние 3 типа. В предложенной Шу-Пайн [26] схеме разделения пор жесткие поры представляются как округлые поры выщелачивая или каверны. Но поры выщелачивания и каверны не обязательно имеют округлую форму [28]. При этом стоит заметить, что межзерновые поры (межгранулярные) могут иметь различную форму и относится как к «жестким» порам, так и к «мягким». Вследствие этого разделение пустот на типы, предложенные в модели [26], кажется нецелесообразным, так как сложно связать данные типы пор с фактическим пустотным пространством карбонатных пород.

В приведенной ниже таб. 3 обобщены основные характеристики рассмотренных методов.

Построение модели

Модель двойной пористости

Карбонатные породы имеют сложное строение пустотного пространства, которое представлено большим разнообразием форм и типов пор и проявляет мультимасштабность.

Пустотное пространство горной породы можно рассматривать как систему пор на одном масштабе, либо разделять ее на несколько масштабов. В первом случае, говорят о модели коллектора «двойной пористости». Под «двойной пористостью» понимают наличие двух емкостных сред: пористость межзерновой среды (матрицы) и трещинная пористость: $\varphi_{общ} = \varphi_{поры} + \varphi_{трещ}$. Можно на модель «двойной пористости» посмотреть несколько по-другому и разделить пористость на «жесткую» и «мягкую». «Жесткая» пористость — это поры с большим аспектным отношением ($\alpha > 0{,}1$), которые менее податливы, напротив, «мягкие» поры с меньшим аспектным отношением ($\alpha < 0{,}1$), более податливы и схлопываются при нагрузке. Во втором случае $\varphi_{общ} = \varphi_{макро} + \tilde{\varphi}_{микро}$, где $\tilde{\varphi}_{микро} = v_{микро}\,\varphi_{микро}$, $v_{микро}$ — доля микропористости, если микропористость связанная. Если микропористость закрытая, то ее включают в состав матрицы.

Рассмотрим модель двойной пористости $\varphi_{общ} = \varphi_{поры} + \varphi_{трещ}$ для разных методов rock physics. Поры будут сферическими ($\alpha_{пор} = 1$) с объемной долей 0,1, трещины — в виде монетообразных включений ($\alpha_{трещ} = 0{,}001$) с объемной долей 0,0008, матрица состоит из сферических зерен кальцита ($\alpha_{м} = 1$). Такие параметры подобраны, чтобы учесть ограничение метода Кастера-Токсоза (таб. 3) и сравнить все описанные выше методы (таб. 4).

В первом варианте (I) пустоты добавлялись последовательно в кальцитовую матрицу. Таким способом можно учесть неявно влияние размера включений по принципу «от меньших неоднородностей — к большим» [29]. Во втором варианте включения добавлялись одновременно. Результаты отражены в таб. 4.

На рис. 2 показаны эффективные модули упругости, рассчитанные по методу ОСП для второго варианта, в зависимости от эмпирического параметра f. Тело сравнения в этом случае было выбрано в виде: $C^{C} = (1-f)\,C^{M} + f\,C^{f}$.

Анализ чувствительности модели

Анализ чувствительности заключается в оценке влияния изменения параметров модели на расчетные значение эффективных свойств. В детерминированном однофакторном анализе варьируется один выбранный параметр модели в определенных пределах, при условии, что остальные параметры остаются неизменными. Входные данные для анализа представлены в таб. 2, 5 и 6, а результаты визуализированы в виде диаграммы «торнадо».

На рис. 3 отображено влияние параметров модели «двойной пористости» на эффективные упругие модули. Коэффициент пористости является первым по значимости фактором влияния на модуль объемного сжатия и вторым для модуля сдвига, который больше подвержен наличию трещин с маленьким аспектным отношением. При этом, если выбрать матрицу, состоящую из трех минералов: кальцита, доломита, кварца, то объемное содержание доломита будет первым влиятельным фактором для модуля объемного сжатия и вторым для модуля сдвига (рис. 4). Также видно из рис. 4, что объемное содержание доломита и кальцита оказывают большее влияние, чем форма пор. Рис. 4 показывает, что при наличии микропористости, она становится вторым по значимости фактором для обоих модулей.

Параметры	Мин	Макс
α_пор	0,1	1
α_трещ	0,0001	0,09
v_трещ,%	0,01	2
Кр, %	0,1	10
v_кальцит, %	53	83
v_доломит, %	13	48
v_кварц, %	0,4	8
v_микро,%	0,6	12

Таб. 6 — Параметры модели
Tab. 6 — Model parameters

Определение параметров модели

Для карбонатных образцов групп 1 и 2 была выбрана следующая модель: матрица и хаотические ориентированные пустоты (микропористость, поры и трещины). Упругие свойства матрицы считались неизвестными, так как породы могут содержать закрытую пористость, органическое вещество и связанную воду. Обратная задача по определению параметров модели (аспектное отношение пор, аспектное отношение трещин, трещинная пористость) решалась методом Монте-Карло, основанным на случайных реализациях модели.

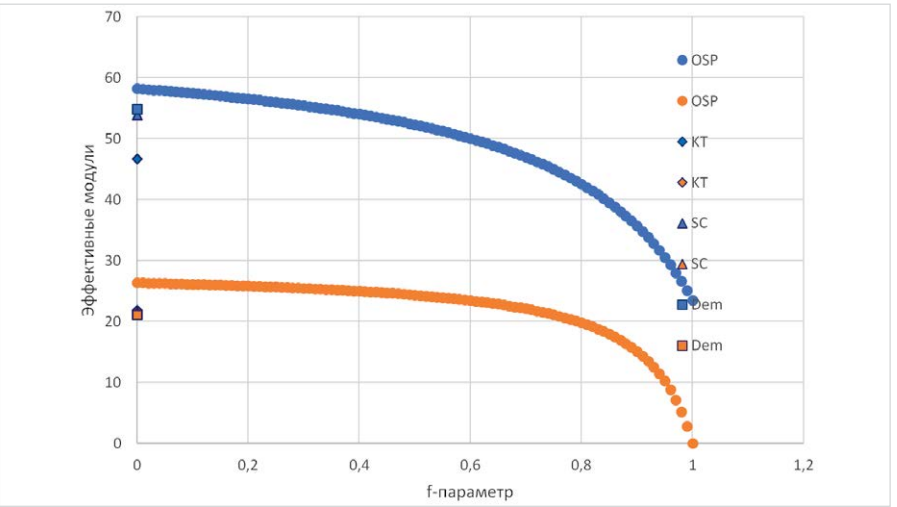


Рис. 2 — Эффективные модули упругости: синие — модуль всестороннего сжатия, оранжевый — модуль сдвига
Fig. 2 — Effective elastic properties: blue — bulk modulus, orange — shear modulus

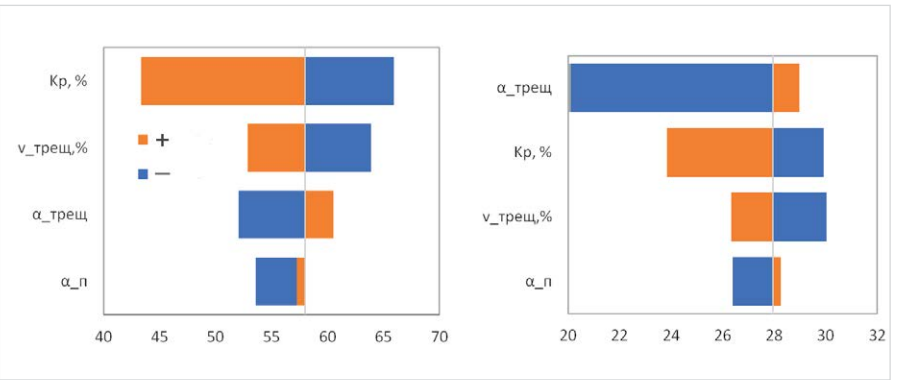


Рис. 3 — Влияние параметров модели «двойной пористости» на модуль объемного сжатия (а) и модуль сдвига (б)
Fig. 3 — Influence of double porosity model parameters on bulk (a) and shear moduli (b)

УДК 621.3

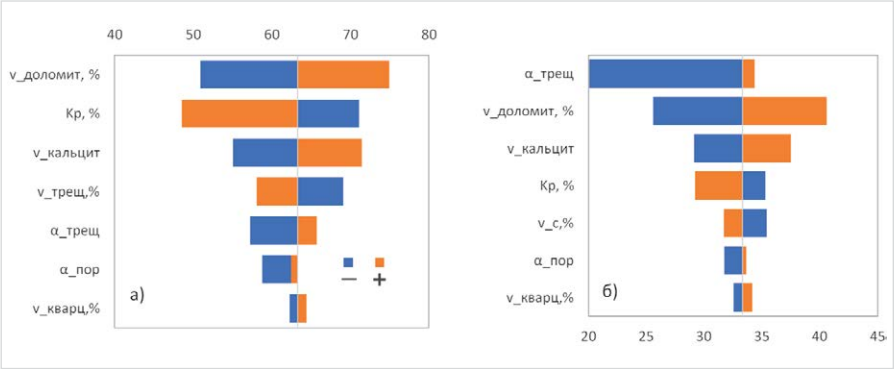


Рис. 4 — Влияние параметров модели «двойной пористости» и содержания порообразующих минералов на модуль объемного сжатия (а) и модуль сдвига (б)
Fig. 4 — Influence of double porosity model parameters and volume concentration of minerals on bulk(a) and shear moduli (b)

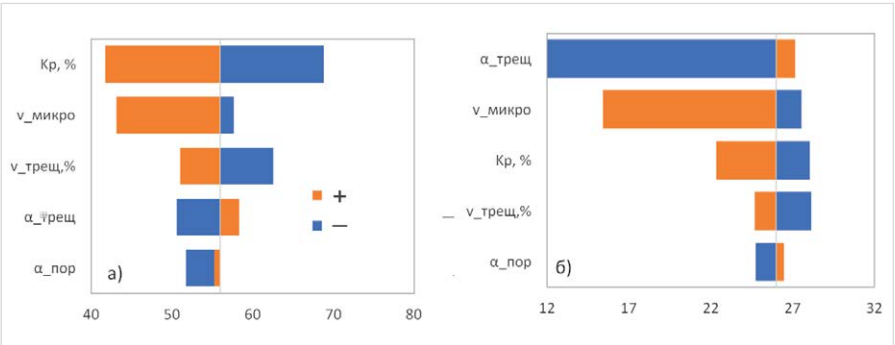


Рис. 5 — Влияние параметров модели «двойной пористости» и микропористости на модуль объемного сжатия (а) и модуль сдвига (б)
Fig. 5 — Influence of double porosity model parameters and microporosity on bulk (a) and shear moduli (b)

Параметры	2 группа (микритовый известняк)	1 группа (биокластовые)	
α_пор	0,5	0,5	0,1
α_трещ	0,009	0,007	0,007
v_трещ,%	0,05	0,1	0,1
Km	74,7	57,1	74,5
μm	31,25	34,4	23,3

Таб. 7 — Осредненные параметры моделей
Tab. 7 — Averaged model parameters

Эффективные упругие модули оценивались методом ОСП с телом сравнения в виде: $C^C=(1-\varphi_{эф})C^V+\varphi_{эф}C^R$. В качестве решения принимались те значения параметров модели, которые обеспечивали приемлемое расхождение между экспериментальными значениями скоростей продольных волн и теоретическими значениями, рассчитанные по эффективным упругих свойствам. Расхождение было выбрано равным стандартному отклонению продольных или поперечных волн, измеренных на стандартных образцах. Чтобы сузить область решений обратной задачи, задавались ограничения: на аспектные отношения — на основе анализа микроструктуры, на количество трещинной пористости по литературным данным, на модули матрицы – исходя из минерального состава пород и определенного количества закрытой пористости (таб. 2). Входные величины для решения обратной задачи: скорости упругих волн, плотность, пористость и микропористость. Искомые осредненные параметры отображены в таб. 7.

Итоги

Проведен обзор наиболее распространенных методов rock physics: Кастера-Токсоза, самосогласования, дифференциальной схемы, Мори-Танака, обобщенного сингулярного приближения, где матрица состоит из кальцита, а пустотное пространство рассматривается как модель двойной пористости. Построены параметрические математические модели изотропных упругих свойств трех типов карбонатных пород.

Выводы

На основе проведенного обзора составлена обобщающая таблица по методам rock physics, отражающая их важные для моделирования характеристики. Приведенные методы — аппроксимационные, так как оценка эффективных свойств сводится к задаче взаимодействия многих тел, которая не имеет точного решения. В основе данных методов лежат разные теории, например, для метода Кастера-Токсоза — это теория рассеивания, а для метода ОСП — решение уравнение равновесия для случайных полей. Поэтому в общем случае результаты, полученные различными методами, будут отличаться. Для изотропной породы и малых значений пористости данные методы дают близкие оценки эффективных свойств. Анализ чувствительности показал, что главные факторы, влияющие на эффективные упругие свойства — это общая пористость, минеральный состав и микропористь. Из найденных параметров модели следует, что упругие модули микритового цемента почти равны модулям мономинерала кальцита.

Литература

1. Kuster G.T., Toksoz M.N. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media // Geophys, 1974, issue 39, pp. 587–618.
2. Berryman J.G. Long-wavelength propagation in composite elastic media I Spherical inclusions, II Ellipsoidal inclusions // The Journal of the Acoustical Society of America, 1980, V.68, issue 6, pp. 1820–1831.
3. Norris A.N. A differential scheme for the effective moduli of composites // Mechanics of Materials, 1985, V.4, issue 1, pp. 1–16.
4. Benveniste Y. A new approach to the application of Mori-Tanaka's theory in composite materials // Mechanics of Materials, 1987, V.6, issue 2, pp. 147–157.
5. Шермергор Т.Д. Теория упругости микронеоднородных сред. М.: Наука, 1977. 400 с.
6. Bayuk I.O., Chesnokov E.M. Correlation between elastic and transport properties of porous cracked anisotropic media // Journal of Physics and Chemistry of Solids, 1998, V.23, issue 3, pp. 361–366.
7. Баюк И.О., Белобородов Д.Е., Березина И.А., Гилязетдинова Д.Р., Краснова М.А., Корост Д.В. и др. Сейсмоакустические исследования керна при пластовых условиях // Технологии сейсморазведки. 2015. №2. С. 36–45.
8. Патент RU 2515332. Способ определения неоднородностей упругих и фильтрационных свойств горных пород. Приоритет от 18.09.2012, кл. G01N15/08.
9. Морозов В.П., Королев Э.А., Кольчугин А.Н. Карбонатные породы визейского, серпуховского и башкирского ярусов нижнего и среднего карбона // Казань: ПФ Гарт. 2008. 182 с.
10. Баюк И.О. Междисциплинарный подход к прогнозированию макроскопических и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов углеводородов // Москва: ИФЗ РАН. 2013. 228 с.
11. Eshelby J.D. The determination of the elastic field of an ellipsoidal inclusion, and related problems // Proceedings of the Royal Society of London. Series A. Mathematical and Physical Sciences, 1957, V.241, issue 1226, pp. 376–396.
12. Fournier F., Leonide Ph., Biscarrat K., Gallois A., Borgomano J. and Foubert A.A. Elastic properties of microporous cemented grainstones // Geophysics, 2011, V.76, issue 6, pp. e211–e226.
13. Fournier F., Leonide Ph., Kleipool L., Toullec R., Reijmer J.G.J. and others. Pore space evolution and elastic properties of platform carbonates (Urgonian limestone, Barremian–Aptian, SE France) // Sedimentary Geology, 2014, V.308, pp. 1–17.

14. Neto I.A.L., Misságia R.M., Ceia M.A., Archilha N.L., Oliveira L.C. Carbonate pore system evaluation using the velocity–porosity–pressure relationship, digital image analysis, and differential effective medium theory // Journal of Applied Geophysics, 2014, V.110, pp. 23–33.
15. Sayers C.M. The elastic properties of carbonates // Leading Edge, 2008, V.27, pp. 1020–1024.
16. Agersborg R., Johansen T.A., Jakobsen M. The T-matrix approach for Carbonate rocks // SEG Technical Program Expanded Abstracts, 2005, pp. 1597–1600.
17. Alkhimenkov Yu.A. Practical Applications of the T-Matrix Approach to Fractured Porous Rocks // Society of Petroleum Engineers, 2015.
18. Alkhimenkov Yu. A., Bayuk I. O. Analysis of Anisotropy Parameters of Fractured Carbonate Reservoir. Extended Abstract // 6th Saint Petersburg International Conference and Exhibition, 2014.
19. Баюк И.О., Рыжков В.И. Определение параметров трещин и пор карбонатных коллекторов по данным волнового акустического каротажа // Технологии сейсморазведки. 2010. №3. С. 32–42.
20. Berryman J.G., Berge P.A. Critique of two explicit schemes for estimating elastic properties of multiphase composites // Mechanics of Materials, 1996, V.22, issue 2, pp.149–164.
21. Kachanov M. Effective elastic properties of cracked solids: critical review of some basic concepts // Applied Mechanics Reviews, 1992, V.45, issue 8, pp. 304–335.
22. Parsaee A., Shokrieh M.M., Mondali M. A micro-macro homogenization scheme for elastic composites containing high volume fraction multi-shape inclusions// Computational Materials Science, 2016, V.121, pp. 217–224.
23. Norris A.N. An Examination of the Mori-Tanaka Effective Medium Approximation for Multiphase Composites // Journal of Applied Mechanics, 1989, V.56, issue 1, pp. 83–88.
24. Ferrari M. Asymmetry and the high concentration limit of the Mori-Tanaka effective medium theory// Mechanics of Materials, 1991, V.11, issue 3, pp. 251–256.
25. Berryman J.G., Pride S.R., Wang H.F. A differential scheme for elastic properties of rocks with dry or saturated cracks // Geophys. J. Int, 2002, V.151, pp. 597–611.
2. Xu S., Payne M.A. Modeling elastic properties in carbonate rocks // The Leading Edge, Rock physics, 2009, V.28, pp. 66–74.
27. Xu S., White R. A new velocity model for clay-sand mixtures // Geophysical prospecting, 1995, V.43, pp. 91–118.
28. Багринцева К.И., Бочко Р.А., Дмитриевский А.Н. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ. М., 2003. 264 с.
29. Bayuk I.O., Ammerman M., Chesnokov E.M. Upscaling of elastic properties of anisotropic sedimentary rocks // Geophysical Journal International, 2008, V.172, issue 2, pp. 842–860.

UDC 550.3

Rock physics modeling of carbonates: a review of effective medium theory methods and aspects of their applicability

Author
Irina A. Berezina — Ph.D. student, engineer; irene.berezina@gmail.com

Schmidt Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

Abstract
The article reports an overview of effective media methods in the context of computation elastic properties of rocks (Rock Physics) with constraints of applicability. For comparison purposes, several methods were applied to estimate effective elastic properties of modeled space consisting of the calcite matrix and the pore space divided according to double porosity model. For the three types of carbonate rocks parameter-oriented elastic models on the core scale were constructed based on generalized singular approximation method, using data of rocks microstructure analysis at various scales, as well as measurements of the elastic waves velocities on the standard samples. The parameters of petroelastic models were obtained during solving the inverse problem.

Materials and methods
Methods of effective medium theory, Fortran programming language, IMSL Fortran library.

Keywords
carbonate rocks, rocks physics methods, petroelastic modeling

Results
Author provided a review of the most common methods of rock physics: Kuster-Toksoz, self-consistency, differential scheme, Mori-Tanaka, generalized singular approximation, in case of the matrix consisting of calcite, and the pore space, considering as the dual porosity model. Parametric-oriented mathematical models of the isotropic elastic properties for three types of carbonate rocks are constructed.

Conclusions
The paper presented a comparative analysis of the rock physics methods and highlighted their important features for petro-elastic modeling of hydrocarbon reservoirs. All examined methods are approximation schemes since effective properties evaluation is reduced to the problem of many bodies interaction, which does not have an exact solution. In general, the results obtained by different methods will vary due to the difference in theoretical approaches to the modeling of stress and strain fields. For isotropic rock and small porosity values, the considered methods give close estimates of the effective properties. The sensitivity analysis of petro-elastic models of carbonate rocks showed that the main influence on the effective elastic properties caused by total porosity, mineral composition, and microporosity. The information about the microstructure of rocks at different scales, pore space morphology, and connectivity of pores maximize the success of petro-elastic modeling. Also, this information allows calibrating the porosity parameters in the model to types of porosity actually presented in the rock. From the analysis of the simulation results, it follows that the micritic elastic moduli are almost equal to the moduli of the monomineral polycrystal of calcite.

References
1. Kuster G.T., Toksoz M.N. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media // Geophys, 1974, issue 39, pp. 587–618.
2. Berryman J.G. Long-wavelength propagation in composite elastic media I Spherical inclusions, II Ellipsoidal inclusions // The Journal of the Acoustical Society of America, 1980, V.68, issue 6, pp. 1820–1831.
3. Norris A.N. A differential scheme for the effective moduli of composites // Mechanics of Materials, 1985, V.4, issue 1, pp. 1–16.
4. Benveniste Y. A new approach to the application of Mori-Tanaka's theory in composite materials // Mechanics of

Materials, 1987, V.6, issue 2, pp. 147–157.
5. Shermergor T.D. T*eoriya uprugosti mikroneodnorodnykh sred* [Theory of elasticity of micro-inhomogeneous media]. Moscow: Science, 1977, 400 p.
6. Bayuk I.O., Chesnokov E.M. Correlation between elastic and transport properties of porous cracked anisotropic media // Journal of Physics and Chemistry of Solids, 1998, V.23, issue 3, pp. 361–366.
7. Bayuk I.O., Beloborodov D.E., Berezina I.A., Gilyazetdinova D.R., Krasnova M.A., Korost D.V. and others. *Seysmoakusticheskie issledovaniya kerna pri plastovykh usloviyakh* [Seismo-acoustic core studies at reservoir conditions] // Seismic technologies, 2015, issue 2, pp. 36–45.
8. Patent RU 2515332. *Sposob opredeleniya neodnorodnostey uprugikh i fil'tratsionnykh svoystv gornykh porod* [The method of determining the heterogeneity of elastic and filtration properties of rocks]. Priority from 18.09.2012, kl. G01N15/08.
9. Morozov V.P., Korolev E.A., Kol'chugin A.N. K*arbonatnye porody vizeyskogo, serpukhovskogo i bashkirskogo yarusov nizhnego i srednego karbona* [Carbonate rocks of the Visean, Serpukhov and Bashkir tiers of the lower and middle Carboniferous] // Kazan: PF Garth, 2008, 182 p.
10. Bayuk I.O. M*ezhdistsiplinarnyy podkhod k prognozirovaniyu makroskopicheskikh i fil'tratsionno-emkostnykh svoystv kollektorov uglevodorodov* [Interdisciplinary approach to forecasting the macroscopic and filtration-capacitive properties of hydrocarbon reservoirs]. Moscow: IPE RAS, 2013, 228 c.
11. Eshelby J.D. The determination of the elastic field of an ellipsoidal inclusion, and related problems // Proceedings of the Royal Society of London. Series A. Mathematical and Physical Sciences, 1957, V.241, issue 1226, pp. 376–396.
12. Fournier F., Leonide Ph., Biscarrat K., Gallois A., Borgomano J. and Foubert A.A. Elastic properties of microporous cemented grainstones // Geophysics, 2011, V.76, issue 6, pp. e211–e226.
13. Fournier F., Leonide Ph., Kleipool L., Toullec R., Reijmer J.G.J. and others. Pore space evolution and elastic properties of platform carbonates (Urgonian limestone, Barremian–Aptian, SE France) // Sedimentary Geology, 2014, V.308, pp. 1–17.
14. Neto I.A.L., Misságia R.M., Ceia M.A., Archilha N.L., Oliveira L.C. Carbonate pore system evaluation using the velocity–porosity–pressure relationship, digital image analysis, and differential effective medium theory // Journal of Applied Geophysics, 2014, V.110, pp. 23–33.
15. Sayers C.M. The elastic properties of carbonates // Leading Edge, 2008, V.27, pp. 1020–1024.
16. Agersborg R., Johansen T.A., Jakobsen M. The T-matrix approach for Carbonate rocks // SEG Technical Program Expanded Abstracts, 2005, pp. 1597–1600.
17. Alkhimenkov Yu.A. Practical Applications of the T-Matrix Approach to Fractured Porous Rocks // Society of Petroleum Engineers, 2015.
18. Alkhimenkov Yu.A., Bayuk I.O. Analysis of Anisotropy Parameters of Fractured Carbonate Reservoir. Extended Abstract // 6th Saint Petersburg International Conference and Exhibition, 2014.
19. Bayuk I.O., Ryzhkov V.I. O*predelenie parametrov treshchin i por karbonatnykh kollektorov po dannym volnovogo akusticheskogo karotazha* [Determination of parameters of cracks and pores of carbonate reservoirs according to wave acoustic logging data] // Technologies of seismic prospecting, 2010, issue 3, pp. 32–42.
20. Berryman J.G., Berge P.A. Critique of two explicit schemes for estimating elastic properties of multiphase composites // Mechanics of Materials, 1996, V.22, issue 2, pp.149–164.
21. Kachanov M. Effective elastic properties of cracked solids: critical review of some basic concepts // Applied Mechanics Reviews, 1992, V.45, issue 8, pp. 304–335.
22. Parsaee A., Shokrieh M.M., Mondali M. A micro-macro homogenization scheme for elastic composites containing high volume fraction multi-shape inclusions// Computational Materials Science, 2016, V.121, pp. 217–224.
23. Norris A.N. An Examination of the Mori-Tanaka Effective Medium Approximation for Multiphase Composites // Journal of Applied Mechanics, 1989, V.56, issue 1, pp. 83–88.
24. Ferrari M. Asymmetry and the high concentration limit of the Mori-Tanaka effective medium theory// Mechanics of Materials, 1991, V.11, issue 3, pp. 251–256.
25. Berryman J.G., Pride S.R., Wang H.F. A differential scheme for elastic properties of rocks with dry or saturated cracks // Geophys. J. Int, 2002, V.151, pp. 597–611.
26. Xu S., Payne M.A. Modeling elastic properties in carbonate rocks // The Leading Edge, Rock physics, 2009, V.28, pp. 66–74.
27. Xu S., White R. A new velocity model for clay-sand mixtures // Geophysical prospecting, 1995, V.43, pp. 91–118.
28. Bagrintseva K.I., Bochko R.A., Dmitrievskiy A.N. A*tlas karbonatnykh kollektorov mestorozhdeniy nefti i gaza Vostochno-Evropeyskoy i Sibirskoy platform* [Atlas of carbonate reservoirs of oil and gas fields of the East European and Siberian platforms]. Moscow, 2003, 264 p.
29. Bayuk I.O., Ammerman M., Chesnokov E.M. Upscaling of elastic properties of anisotropic sedimentary rocks // Geophysical Journal International, 2008, V.172, issue 2, pp. 842–860.

Российские винтовые компрессоры

от завода с вековой историей

- широкий диапазон мощностей от 5,5 до 200 кВт
- комплектующие известных мировых брендов
- качественный уровень проектирования и производства
- низкие затраты на монтаж и обслуживание
- низкий уровень шума
- высокое качество сжатого воздуха

АО «Бежецкий завод АСО» 171980, г. Бежецк, ул. Краснослободская, д.1

sales@asobezh.ru
www.asobezh.ru
+7 (48231) 5-65-12
8 (4822) 73-41-17

АСО БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

Самоходные платформы семейства РКР-63221. Эффективность и качество

В.В. Сорвин
заместитель директора
viktor.sorvin@gmail.com

В течение последних трех лет на российский рынок нефтепромыслового, бурового и геологоразведочного оборудования «вышел» и зарекомендовал себя с наилучшей стороны новый уникальный продукт, разработанный и изготовленный отечественными производителями под Торговой маркой «РКР».

Платформы самоходные семейства РКР-63221, предназначенны для транспортировки буровых модулей, агрегатов для капитального ремонта скважин и колтюбинга, оборудования для геологоразведки и ГРП, тяжелых компрессорных станций и т.п.

За время работы в адрес отечественных машиностроительных заводов под дальнейший монтаж агрегатов КРС нашей командой изготовлено и поставлено уже более тридцати единиц упомянутых машин.

На сегодняшний день платформы самоходные РКР-63221 в составе агрегатов АПР-80, БАРС-80, УПА-60/80 различных отечественных производителей с успехом эксплуатируются в разных районах с экстремальными климатическими и дорожными условиями, равно как на Крайнем Севере, так и в пустынях Казахстана.

Платформа самоходная представляет собой доработанный и улучшенный аналог автомобильного шасси КрАЗ-63221, оснащена силовым агрегатом ЯМЗ-238Д2/ДЕ2 (Евро-0/Евро-2), прочность и ремонтопригодность конструкции обеспечивается рамой из горячекатаного швеллера 30В1, а также «КрАЗовской» подвеской и узлами трансмиссии.

Для обеспечения качественной и бесперебойной работы машины в условиях экстремальных температур и бездорожья в конструкции платформы, системах ее управления, применены высококачественные комплектующие известнейших мировых и отечественных брендов, в том числе:

- привод сцепления (ПГУ), аппарат подготовки воздуха, кран уровня пола (для дополнительной оси) производства "Knorr-Bremse";
- электропневмоклапана, трубки, рукава высокого давления, краны, фитинги, штуцера, другие детали и узлы, обеспечивающие работу рулевого управления, сцепления, топливной и тормозной систем, производства ведущего итальянского поставщика автокомпонентов "Camozzi";
- в ответственных резьбовых соединениях применены метизы повышенной прочности класс 10.9;
- топливные баки производства КАМАЗ с подогревом толивозаборников;
- подвесные оси производства «Тонар» (для колесной формулы 8х6);
- шины с повышенными нормами слойности и индексами нагрузки, в том числе при односкатной ошиновке размерностью 446/65R22,5.

За счет освоения уникальных технологий, дополнительно к простоте в обслуживании

машины, мы имеем возможность предложить заказчикам, необходимые им, размеры колесной базы и монтажной длинны рамы, колесную формулу и ошиновку, а также улучшить массогабаритные показатели транспортного средства, включая полезную нагрузку и развесовку по осям.

Монтажная длина рамы базовых комплектаций ПС РКР-63221 составляет 7150 мм. За счет удлинения заднего свеса рамы, монтажная длина платформы может быть увеличена до 8500 мм. По дополнительному согласованию с машиностроительным предприятием возможно изменение колесной базы шасси, в том числе ее увеличение дополнительно на 300–500 мм.

Адаптация кабины российского производства Урал-4320 позволила снизить верхний габаритный размер машины более чем на 200 мм от аналогичного автомобильного шасси КрАЗ.

Упомянутые преимущества дают возможность изготовителям навесного оборудования выполнять жесткие требования действующего дорожного законодательства и позволяют конечным потребителям спецтехники передвигаться по дорогам общей сети без оформления дополнительных разрешительных документов.

Внесенные в конструкцию машины доработки также обеспечивают выполнение требований технадзора об обеспечении работы оборудования на нефтегазовых скважинах. В базовой комплектации наши платформы уже оборудованы аварийным остановом двигателя за счет экстренного перекрытия подачи воздуха, а также искрогасителем в системе выпуска отработавших газов (ИГС-110). Внедренная система аварийного пожаротушения моторного отсека и салона кабины ПС РКР — это эффективная совместная разработка с НПП «ЭПОТОС», который является одним из основоположников и лидером автономного автоматического пожаротушения в России.

По требованию потребителя, для эксплуатации техники в холодном климате, в машине устанавливаются дополнительные опции, такие как:

- подогреватель жидкости двигателя типа «Теплостар 20ТС» или «Webasto»;
- электроподогреватель типа «Северс+Премиум» (с циркуляционным насосом и терморегулятором);
- автономный отопитель кабины типа «ПЛАНАР-4Д-24»;
- подогрев ящика АКБ в составе термокейсов ТЗГ-11А и нагревательных элементов НТА 3/2;
- топливный фильтр с подогревом типа SEPAR SWK-2000 (производства Германия) либо аналогичный модели SNFF 500FG (производства Китай);
- медные трубки в системах пневмо и топливопроводов.

Также, по дополнительному требованию потребителя, платформа самоходная может быть оборудована системой выпуска отработавших газов «слева, вверх за кабиной» и дополнительным топливным баком, в силовой установке может быть применен генератор повышенной мощности с нагрузкой на 28 В/90 А и компрессор ПК-310 с увеличенной производительностью по сжатому воздуху до 320 литров в минуту.

Машины в базовой комплектации ПС РКР-63221-4320 (6х6, кабина Урал-4320) всегда имеются в наличии на складе готовой продукции.

Сроки изготовления и поставок платформ самоходных других комплектаций, в зависимости от индивидуальных требований заказчика, не превышают тридцати календарных дней.

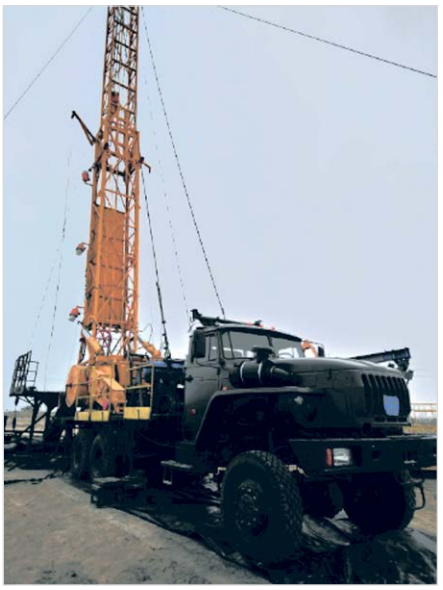
С целью дополнительной проверки качества изготовления самоходной платформы, а также обеспечения ее надежной работы в дальнейшем, доставка машины до указанного пункта назначения осуществляется силами наших сотрудников (контролируется первый пробег до ТО-1000).

Платформа самоходная РКР-63221 сертифицирована в рамках технического регламента ТР ТС 010/2011 «О безопасности машины и оборудования» (Сертификат соответствия № RU.C-RU.АЖ26.В.01391) и обеспечивается всем необходимым набором эксплуатационной и сопроводительной документации, включая «Паспорт самоходной машины».

Более подробную информацию о технических особенностях выпускаемых машин, вариантах их доработок, стоимости, условиях изготовления и поставки, а также оформления регистрационных документов в органах технадзора Вы всегда можете получить у наших сотрудников или на нашем сайте: http://www.tdruskraz.ru/info

Наши координаты:
ООО «ТД ПРОМЫШЛЕННЫЕ ПОСТАВКИ»
115533, г. Москва, Набережная Нагатинская дом 12, корпус 2, офис 59
e-mail: tdprompostavki@gmail.com
www.tdruskraz.ru

Производственная площадка:
ООО ТД «Арсенал-Сервис»
142664, Московская обл., Орехово-Зуевский район, деревня Кабаново, 89 «А»
e-mail: oooarsenalservis@mail.ru
www.arsservis.ru/kraz



УДК 621.512

Повышение эффективности работы поршневого дожимающего компрессора для АГНКС

Бураков А.В.
главный конструктор

ООО «Компрессор Газ»

В статье приведен опыт ООО «Компрессор Газ» по созданию компрессорного оборудования для нефтегазового сектора на базе поршневых компрессоров. Рассматриваются вопросы 3D моделирования, расчета, исследования и оптимизации клапанов поршневого компрессора с учетом реальных свойств газа и фактических условий эксплуатации на примере многоступенчатого поршневого компрессора, работающего в составе передвижных автомобильных газовых заправщиков для сжатия природного газа до конечного давления 20–25 МПа. Применение оптимизации клапанов на стадии проектирования позволяет повысить энергоэффективность работы компрессора. Рассмотрен вопрос эффективной очистки и осушки природного газа высокого давления после компрессора посредством рекуперации тепла с применением модифицированной технологии КЦА с дозированным нагревом газа регенерации.

Ключевые слова:
поршневой компрессор, АГНКС, метан, реальный газ, осушка, адсорбер, регенерация, клапан

ООО «Компрессор Газ» — высокотехнологичное предприятие, имеющее в своем составе проектное бюро, производственные цеха, испытательные стенды и склады. Сервисный центр оказывает весь спектр услуг по пуско-наладке, шеф-монтажу, сервисному и гарантийному обслуживанию.

Основанная в 2006 году фирма ориентирована на разработки и изготовление оборудование для нефтегазовой отрасли. За истекший период компания зарекомендовала себя на рынке, как надежный партнер, производитель качественного оборудования, включена в реестр поставщиков оборудования для ПАО «Газпром». В ООО «Компрессор Газ» внедрена система менеджмента качества, сертифицированная в СДС «ИНТЕРГАЗСЕРТ» на соответствие СТО Газпром 9001-2012.

При создании новых образцов продукции предприятие сотрудничает с крупными проектными и производственными организациями, что позволяет создавать уникальные изделия для сложных наукоемких проектов нефтегазовой отрасли.

ООО «Компрессор Газ» изготавливает большую номенклатуру серийных дожимающих компрессоров для природного газа (ДКУ) [1] однорядных (рис. 1), двухрядных (рис. 2), трехрядных W-образных, четырехрядных 2V-образных, применяемых для подготовки буферного природного газа СГУ ГПА, а также в качестве компрессора для АГНКС, компрессоров для закачки ПАГЗ.

Для нужд газоперекачивающих и газонаполнительных станций ООО «Компрессор Газ» разработало 4-рядный газовый поршневой компрессор с вертикальным расположением коленчатого вала [2] (см. рис 2, 3, 4). Компрессор предназначен для сжатия метана или природного газа до конечного давления 24,5 МПа, осушенного и очищенного до требуемых параметров.

Данная конструкция позволяет достичь высокой уравновешенности компрессора и существенно снизить динамические нагрузки на фундамент, что дает возможность размещения оборудования без дополнительных усилений основания, что обеспечивает низкий уровень вибраций и шума.

Уникальный вертикальный дизайн компрессора специально разработан для систем сжатия газа для установки на объектах, где есть ограничения по площади размещения оборудования, что позволяет размещать его в блок-боксах малого объема и промышленных помещениях с ограниченной площадью, небольших автотранспортных предприятиях и на автотранспорте.

Конструкция компрессора удобна в обслуживании. Удобство технического обслуживания, легкость демонтажа и замены узлов позволяет упростить эксплуатацию. Возможность применения в помещениях различной категории по взрывобезопасности. Охлаждение может применяться как воздушного, так и водяного типа. Локальный блок управления размещается на компрессоре и предназначен для управления основным и вспомогательным оборудованием.

Для совместной работы с компрессором разработан компактный блок очистки и осушки природного газа [3]. Внешний вид блока осушки приведен на рис. 6.

Особенностью совместной работы блока осушки является обеспечение непрерывной работы с применением, в отличие от классических способов регенерации адсорбента, короткоцикловых блоков осушки газа [4]. Используется модифицированная схема регенерации. Регенерация осуществляется продувкой адсорбента частью осушенного природного газа, который дозировано подогревается в микро-нагревателе от системы охлаждения компрессора для компенсации эффекта Джоуля-Томпсона. Данное техническое решение, учитывая

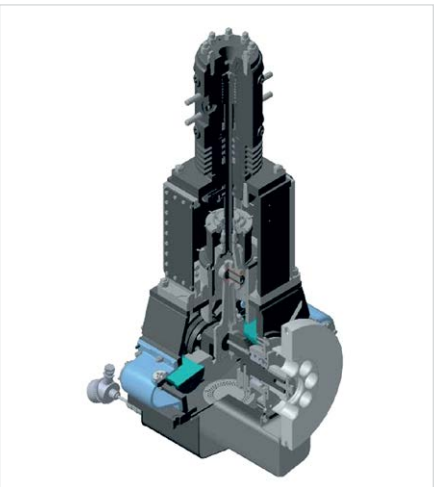


Рис. 1 — Дожимная компрессорная установка однорядная

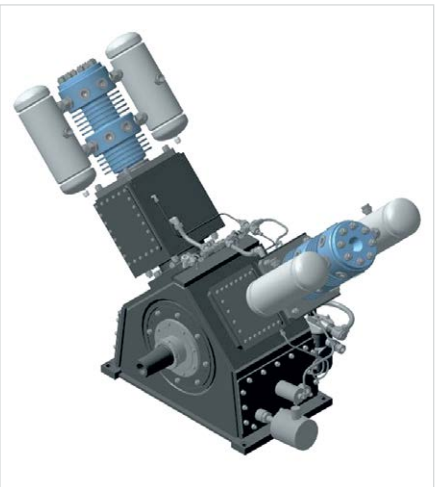


Рис. 2 — Дожимная компрессорная установка двухрядная

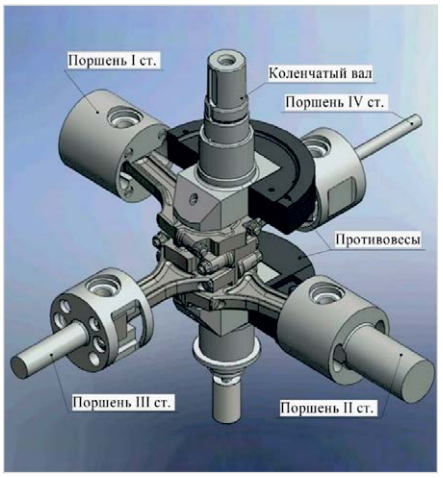


Рис. 3 — Механизм движения четырехрядного компрессора с вертикальным коленчатым валом

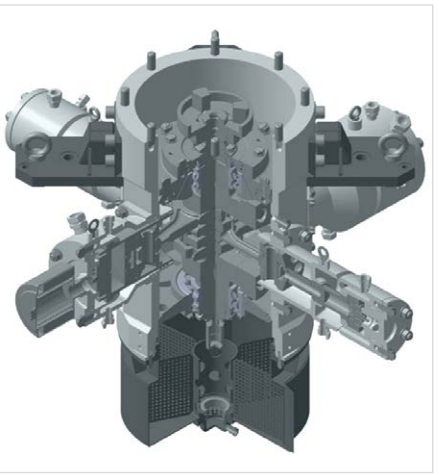


Рис. 4 — Разрез четырехрядного компрессора с вертикальным коленчатым валом

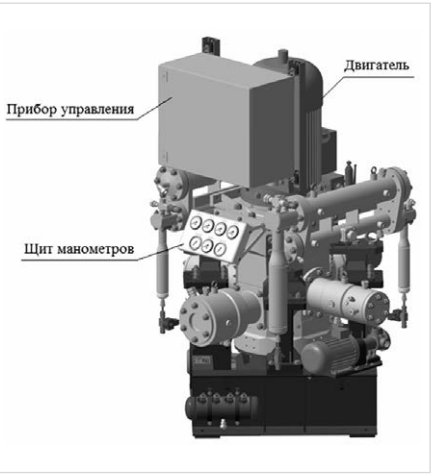


Рис. 5 — 3D модель 4 рядного электрокомпрессора с вертикальным валом

высокую равновесную влагоемкость природного газа, при незначительной мощности нагрева (не более 1 кВт) позволяет сократить расход газа на регенерацию с 20–25% до 5–10%. Влагосодержание осушенного природного газа при этом соответствует нормированной температуре точки росы минус 60°С. Для снижения потерь газа после регенерации продувочный газ направляется на первую ступень на всасывание компрессора.

При проектировании компрессоров в составе ПАГЗ необходимо решение следующих задач: обеспечение работоспособности компрессора в широких диапазонах режимных параметров по параметрам всасывания и нагнетания до конечного давления 25 МПа; обеспечение прочности и эффективной работы самодействующих клапанов на переменных режимах; определение параметров реальности газа. Поршневые компрессоры, работающие в составе ПАГЗ, предназначены для сжатия природного газа. Дополнительно требуется гарантировать качество осушки сжатого газа, заполняемого в ПАГЗ на выходе из компрессора.

При проектировании компрессора стоит задача определения реальных свойств сжимаемой среды.

Одним из путей повышения технического уровня оборудования является повышение качества проектирования путем применения современных методов и методик, основанных на научно обоснованных и экспериментально проверенных математических моделях (ММ) объектов [5].

Зачастую математическое моделирование — это единственный источник информации для специалиста. Например, если речь идет об испытаниях компрессоров для сжатия агрессивных и горючих газов, когда по соображениям пожаробезопасности проведение комплексных исследований представляет сложную и дорогостоящую задачу. Как правило, испытания таких новых изделий проводятся на воздухе или модельных инертных газовых смесях.

В прошлом использовалась исключительно натурная отработка клапанов поршневых компрессоров [6], что требует достаточно много времени.

При разработке и выводе на рынок новых компрессоров иностранными компаниями активно применяются расчеты и анализ численными методами [7].

Применение хорошо обоснованных ММ дает возможность удешевить и сократить сроки на выполнение проектных и экспериментальных работ, повысить энергоэффективность выпускаемой продукции, ускорить процесс внедрения конкурентоспособной продукции [5].

Компрессор спроектирован для различных давлений на входе и обладает высокой энергоэффективностью. Для его проектирования применялись специально разработанные математические модели, позволяющие учитывать реальность сжимаемого газа и проводить оптимизацию элементов компрессора [5].

Исследование компрессора проводится в несколько этапов: на первом этапе необходимо оценить влияние начальных параметров газа на промежуточное давление; на втором этапе — выполнение анализа компрессора в его рабочей зоне, а также исследование работы компрессора как при сжатии идеального газа, так и реального.

Диапазон изменения по абсолютному начальному давлению теоретически может составлять от 0,2 до 12 МПа. Количество ступеней сжатия может меняться от двух до четырех. Оптимальные значения степеней повышения давления в цилиндрах обеспечивают низкое тепловыделение и повышенный ресурс цилиндро-поршневых групп и клапанов.

Рис. 6 — Блок осушки и очистки природного газа

Литература

1. Патент РФ №90505. Газодожимная установка газокомпрессорной станции магистрального газопровода, публ. 10.01.2010г.;
2. Патент РФ №173811, Поршневой компрессор, публ. 12.09.2017г.;
3. Патент РФ№179036, Блок осушки сжатого воздуха, публ. 25.04.2018;
4. Лукин В.Д., Анцыпович И.С. Регенерация адсорбентов. Л., Химия, 1983.
5. Хрусталев Б.С. Математическое моделирование рабочих процессов в объемных компрессорах для решения задач автоматизированного проектирования: СПб., 1999. 377 с.
6. Докучаев Ю.Н., Губарев Г.В. Автоматизированный стенд для исследования самодействующих клапанов компрессоров. Компрессорное и холодильное машиностроение. Вып. 1. М.: ЦИНТИХимнефтемаш, 1966.
7. Fornovo enters oil&gas market with DA500// CompressorTech2- JANUARY/ FEBRUARY 2019. – с.28-29.

КОМПРЕССОР ГАЗ

ООО «Компрессор Газ»
РФ, г. Санкт-Петербург,
Большой Сампсониевский пр., 64
+7 (812) 295-30-27
compressor-gaz.ru
office@compressor-gaz.ru

СВАРНЫЕ ПЛАСТИНЧАТЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ

Пластинчатый теплообменник с полностью сварным пакетом пластин, с разборными панелями корпуса, с двумя типами геометрии пластин для различного применения!

***FUNKE**BLOC*

Поверхность теплообмена:	до 967 м²
Рабочие температуры:	от - 50 до +400 °C
Рабочие давления (изб):	до 4,0 МПа
Макс. присоединение:	до DN 800

РАЗБОРНЫЕ ПЛАСТИНЧАТЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ

FP, FPDW

СДЕЛАНО В РОССИИ

Теплопередача:	до 650 МВт
Поверхность теплообмена:	до 3500 м²
Рабочие температуры:	от - 20 до +200 °C
Рабочие давления (изб.):	до 2,5 МПа
Макс. присоединение:	до DN 500

КОЖУХОТРУБЧАТЫЕ ТЕПЛООБМЕННИКИ

Серийного производства
TDW, BCP, CCF, SSCF, CCFA, SWF

По параметрам заказчика
CP, A 100, C 100...C 500, WRA 200

Теплопередача:	до 600 МВт
Поверхность теплообмена:	до 3500 м²
Диаметр кожуха:	до 2000 мм
Рабочие температуры:	от - 20 до +500 °C
Рабочие давления (изб.):	до 60,0 МПа

+аппараты типа SWF-HE повышенной безопасности (с двойными т/о трубками)

ПРОИЗВОДСТВО И СЕРВИС
Всемирная сеть FUNKE

FUNKE WÄARMEAUSTAUSCHER APPARATEBAU GMBH
Германия

FUNKE Heat Exchanger Co. Ltd.
Китайская Народная Республика

FUNKE RUS ООО
Россия

FUNKE Heat Exchangers Inc.
США

FUNKE échangeurs
Франция

FUNKE Ukraine Ltd.
Украина

FUNKE Kazakhstan ТОО
Казахстан

TTT s.r.l./FUNKE
Италия

FUNKE Heatex Engineering India Ltd.
Индия

+ Более 50 дилеров и сервис-партнеров в мире

ООО «ФУНКЕ РУС»

Официальное представительство WÄARMEAUSTAUSCHER APPARATEBAU GMBH на территории Таможенного союза

Россия, 129626, Москва,
проспект Мира, 106, офис 309
info@funke-rus.ru, +7 499 706-80-71

WWW.FUNKE-RUS.RU

FUNKE RUS

УДК: 622.276

Совершенствование устьевого оборудования скважин в целях технологического мониторинга и безопасности обслуживания

DOI 10.24411/2076-6785-2019-10016

М.Д. Валеев
д.т.н., профессор, технический директор[1]
vm5943@mail.ru

А.М. Насыров
к.т.н., профессор кафедры РЭНГМ[2]
amdakh-nasyrov@rambler.ru

М.Д. Курамшин
аспирант[2]
MDKuramshin@udmurtneft.ru

[1]ООО НПП «ВМ система», Уфа, Россия
[2]Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Ижевск, Россия

Контроль и регулирование параметров работы глубиннонасосного оборудования, обеспечение промышленной и экологической безопасности, снижение недобора нефти во многом зависят от комплектации приборами контроля и измерения параметров на устье скважины. Сегодняшний технический уровень обвязки устья скважин требует совершенствования в целях снижения недобора нефти, обеспечения безопасности обслуживания, недопущения аварий и инцидентов.

Материалы и методы
Предложенные мероприятия основаны на фактических промысловых данных, анализе существующего состояния обустройства скважин, аналитических расчетах технологических параметров скважин.

Ключевые слова
устьевое оборудование, датчик давления, датчик температуры, индикатор подачи, узел технологического контроля, промышленная и экологическая безопасность

При изменении стадий разработки месторождения меняются и осложняющие факторы эксплуатации скважин, что требует модернизации скважинного оборудования или смены оборудования на другое. Так для повышения выработки запасов нефти в последние годы разработаны и внедрены десятки видов оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации объектов добычи нефти, а также для обеспечения новых или дополнительных функций добывающих скважин. Разработаны новые виды пакерно-якорного оборудования для разобщения пластов, новые телеметрические системы измерения давления, температуры, вибрации и других параметров, в том числе влагомеров, расходомеров. Нашли применение различные технические системы для борьбы с осложнениями: дозирующие устройства, линии подачи химических реагентов от устья на прием насосов, саморегулирующие нагревательные кабельные линии и другие. Применение в добыче нефти вентильных электродвигателей, разработка и внедрение в производство погружного насосного оборудования малых габаритов относятся к прогрессивным и энергосберегающим технологиям.

Развитие информационных технологий позволяет качественно улучшать применение автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП), и защиту оборудования от аварийного разрушения.

В связи с увеличением обводненности продукции скважин возрастает коррозионное разрушение скважинного оборудования. В этой связи применение стеклопластиковых насосно- компрессорных труб (далее — НКТ) для нагнетания сточной воды позволило получить значительный технологический и экономический эффект. То же самое можно сказать о применении стеклопластиковых насосных штанг для добычи коррозионно-активных флюидов насосами малого диаметра.

Несмотря на определенный прогресс в разработке и внедрении технологий добычи нефти остается нерешенным ряд проблем в обеспечении контроля эксплуатации устьевого скважинного оборудования. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности требуют оснащения устьевого оборудования скважин датчиками давления, температуры, пробоотборными устройствами, средствами автоматической защиты от инцидентов. Технологические регламенты отдельных предприятий предусматривают также установку на манифольде скважины обратного клапана, не допускающего переток жидкости из выкидной линии на территорию скважины в случае обрыва полированного штока или разгерметизации сальника установки скважинного штангового насоса (далее — УСШН). При необходимости предусматривается установка датчиков подачи или счетчиков количества добываемой жидкости (далее — СКЖ).

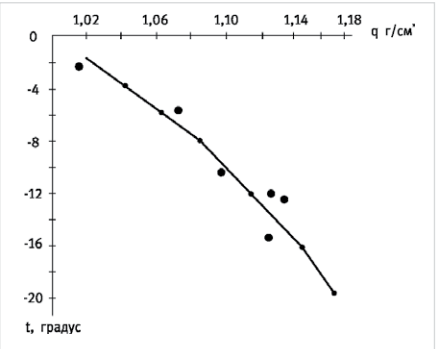


Рис. 1 — Зависимость температуры замерзания пластовой воды от плотности добываемой жидкости
Fig. 1 — The dependence of the freezing temperature of formation water on the density of the produced fluid

Если датчики давления и пробоотборники установлены на скважинах практически во всех добывающих компаниях Российской Федерации, то наличие термокармана или датчика температуры, а также датчика подачи носит нерегулярный характер.

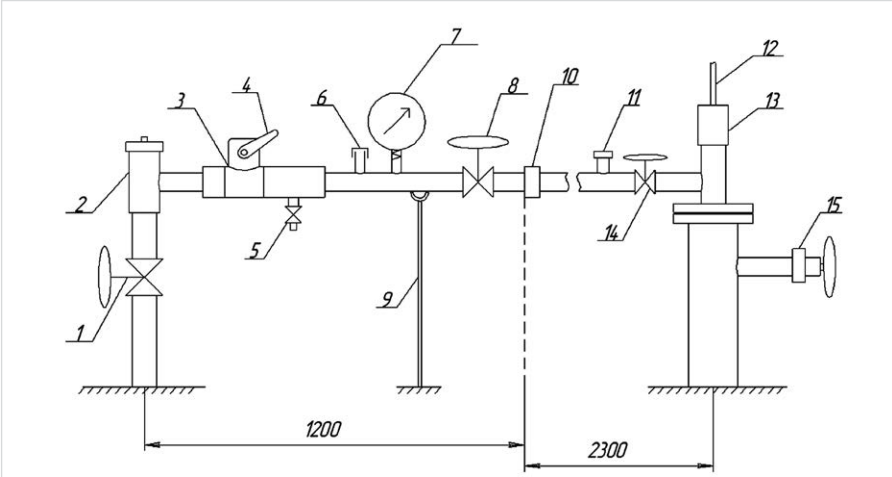
В связи с опреснением попутно-добываемой пластовой воды нередки случаи замерзания выкидной линии при простоях скважин во время отрицательных температур окружающей среды. На рис. 1 приведена экспериментальная зависимость температуры замерзания пластовой воды от ее плотности, т.е. минерализации. Замерзание линий приводит к серьезным инцидентам при запуске скважины после простоев, связанных с ремонтами подземного и наземного оборудования.

Наличие термометра в кармане манифольдной линии скважины могло бы предупредить возможные случаи срыва сальника, порыва прокладок и других инцидентов при запуске скважины с замерзшей выкидной линией.

Наличие датчика подачи или расходомера, даже с увеличенной погрешностью, могло бы освободить оператора от проверки подачи скважины методом закрытия задвижек, что не всегда безопасно. Оператор при глушении скважины проверяет наличие циркуляции также закрытием задвижки, что нередко приводит к мгновенному повышению давления на устье, опаздыванию открытия клиновой задвижки, порыву прокладок и другим опасным последствиям.

Отсутствие вышеуказанных приборов и устройств снижает уровень и оперативность мониторинга работы скважины, не позволяет своевременно предупреждать осложнения, что неизбежно приводит к увеличению недобора нефти. Это особенно важно при добыче высоковязких и парафинистых нефтей [1]. Классическая схема устьевой обвязки приведена на рис. 2а. Рекомендуемая схема

Рис. 2а — Применяемая обвязка скважины, оборудованной СШНУ
Fig. 2a — Used wellhead setup at sucker-rod pumping unit wells



А) Узел технологического контроля (1200 мм) — не демонтируется при ПРС
1 — выкидная задвижка
2 — камера пуска шара
3 — датчик подачи
4 — рычаг датчика подачи
5 — пробоотборный вентиль
6 — карман с тосолом для термометра
7 — манометр
8 — секущая задвижка
9 — опора

Б) Демонтируемая часть обвязки при ремонте скважин
10 — быстроразъемное соединение
11 — патрубок для соединения промывочного агрегата или АДП
12 — полированный шток
13 — устьевой сальник
14 — монифольдная задвижка
15 — затрубная задвижка

Рис.2б — Рекомендуемая схема обвязки устьевого оборудования скважины, оборудованной СШНУ
Fig. 2b. — Recommended design of wellhead setup at sucker-rod pumping unit wells

обвязки устьевого оборудования для скважин с УСШН приведена на рис. 2б.

Для безопасной работы обслуживающего персонала было бы целесообразно обеспечить устьевые обвязки скважин узлами технологического контроля (рис. 2б) [2]. Узел технологического контроля устанавливается в конце манифольда перед выкидной задвижкой с тем, чтобы при разборке устьевой арматуры в процессе подземного ремонта все элементы технологического контроля оставались на месте. Такие узлы испытывались на скважинах Гремихинского месторождения. Основной элемент узла — индикатор подачи, который является обратным клапаном с приводным рычагом и не дает газожидкостной смеси выкидной линии разрядиться на устье в случае разгерметизации сальника. Оператор нажатием рычага перекрывает клапан, абсолютно безопасно определяет подачу скважины. Кроме того, по темпу изменения давления определяет тенденцию изменения производительности по сравнению с предыдущими сутками, а также может диагностировать некоторые неполадки СШНУ (рис. 3). Например, в случае обрыва штанг при закрытом индикаторе подачи при ходе штанг вверх давление снижается, при ходе штанг вниз — повышается. Указанный график — практическая динамика давления на устье скважины №371 Гремихинского месторождения).

В комплекс приборов входит также пробоотборник, обеспечивающий отбор пробы из турбулентного потока жидкости, который снижает погрешность при определении содержания воды в продукции скважины. Узел технологического контроля прошел успешные промышленные испытания в 2009–2014 годах на скважине №371, получил хорошие отзывы обслуживающего персонала, однако дальнейшее распространение не получил по причинам субъективного характера.

Кроме термометра и манометра в состав узла технологического контроля могут входить СКЖ или другие расходомеры и приборы контроля. Все эти приборы помогут собрать полноценную информацию о работе скважины. На наш взгляд, на устье не требуется минимальная погрешность расходомера, поскольку обслуживающему персоналу надо знать, в первую очередь, динамику изменения расхода жидкости за предыдущие несколько суток. Дебит жидкости может уточняться замерами на ГЗУ, динамограммами и другими способами.

Несомненно, что все эти приборы и устройства должны использоваться также при внедрении АСУТП для многоуровневой защиты технической системы от аварий и инцидентов, для дистанционной передачи информации и управления.

Когда длина выкидной линии 200 м и более рекомендуется устанавливать на устье камеры пуска шара — КПШ (поз. 2 рис. 2б), как элементы энергосберегающих технологий.

Известно, что при подземном ремонте скважин разборка устья часто приводит к выводу из строя приборов КИПиА. Поэтому рекомендуется узел технологического контроля комплектовать в конце монифольда за пределами разбираемой части устьевого оборудования (часть А рис. 2б).

Работники службы промышленной безопасности предприятий по добыче нефти отмечают значительную долю травматизма операторов по добыче именно при работе на

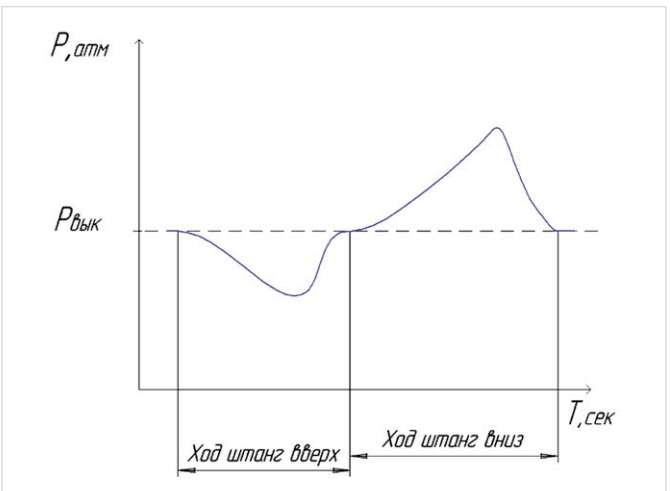


Рис. 3 — Динамика давления на устье скважины при закрытом индикаторе подачи в случае обрыва нижних штанг
Fig. 3 — The dynamics of the pressure at the wellhead when the flow indicator is closed in the event of a breakage of the lower rods

Рис. 4 — Предлагаемый инструмент оператора добыче нефти и газа для обслуживания устьевого оборудования СШНУ
Fig. 4 — The proposed tool of the operator of oil and gas production for servicing at sucker-rod pumping unit wells

устье скважин. Это во многом объясняется несовершенством технологического оборудования устья, а также отсутствием заводского инструмента для безопасного обслуживания устьевого оборудования, недостаточного внимания на это со стороны специалистов добывающих предприятий. Например, травмы рук при набивке сальника СШНУ у операторов по добыче нефти происходит наиболее часто из-за отсутствия качественных инструментов для закрепления крышки сальника, таких как на рисунке 4, поскольку заводы не комплектуют свое оборудование качественным, сертифицированным инструментом [3].

На основании вышеизложенного следует вывод о необходимости принятия рамочного стандарта по отрасли о составе приборов, устройств и инструмента при обвязке устьевого оборудования скважины, что снизит аварийность и нежелательные инциденты, обеспечит безопасность обслуживающего персонала.

Надо заметить, что оборудование и обвязка устья прямо или косвенно влияют и на работу глубинных насосов. При анализе «полетов» ЭЦН установлено, что пульсация жидкости и газа на устье скважины способствует низкочастотным колебаниям УЭЦН и последующему разрушению установки. Импульс давления на устье со звуковой скоростью передается на УЭЦН, вызывая колебания установки. Учитывая то, что установка вибрирует с частотой вращения двигателя, дополнительные колебания нередко приводят к аварийным ситуациям.

Пульсация на устье происходит, как правило, при пробковой структуре потока жидкости и газа в НКТ. Тип структуры потока жидкости в НКТ определяется по критическому расходу газа [4]:

$$Q_{G\,кр} = 1{,}75 D_T^{2,5} + 1{,}25 Q_{ж},$$

где D_T — диаметр насосно-компрессорных труб, м;

$Q_Ж$ — расход жидкой фазы, м^3/с;

$Q_{Gкр}$ — критический расход газа.

При фактическом расходе газа:

$Q_{Gф} < Q_{Gкр}$ — структура пузырьковая;

$Q_{Gф} > Q_{Gкр}$ — структура пробковая.

Чтобы снизить отрицательное влияние пробковой структуры потока на работу УЭЦН устанавливают сужающее устройство на устье скважины, что значительно снижает пульсацию жидкости.

Из вышеизложенного следует, что в настоящее время устьевое оборудование скважин и обвязка его не соответствуют современным требованиям технологического мониторинга, промышленной и экологической безопасности нефтедобычи.

Итоги

Проведен инженерный анализ применяемого устьевого оборудования добывающих скважин с точки зрения мониторинга параметров работы, безопасности обслуживания скважин. Предложены конкретные мероприятия.

Выводы

1. Устьевое оборудование и обвязка скважин при глубинно-насосной добыче требуют совершенства в целях технологического мониторинга и обеспечения промышленной и экологической безопасности.
2. Имеется необходимость принятия рамочного стандарта по отрасли о составе приборов, оборудования при обвязке устьевого оборудования скважины.
3. Наличие индикатора подачи или расходомера на устье позволяют оперативно определять изменение дебита скважины и снизить недобор нефти.
4. Узел технологического контроля должен располагаться вне зоны демонтажа оборудования при подземном ремонте скважины.

Литература

1. Валеев М.Д., Хасанов М.М. Глубиннонасосная добыча вязкой нефти. Уфа: Башкнигоиздат, 1992. 151 с.
2. Патент №38835. Узел технологического контроля. Приоритет от 02.03.2004.
3. Патент №010936. Держатель универсальный. Приоритет от 17.03.2008.
4. Справочная книга по добыче нефти. М: Недра, 1974. 704 с.

UDC622.276

Well head equipment development for technology monitoring and operation safety

Authors

Murad D. Valeev — Sc.D., professor, technical director[1]; vm5943@mail.ru

Amdah M. Nasyrov — Ph.D., professor[2]; amdakh-nasyrov@rambler.ru

Maksim D. Kuramshin — postgraduate student[2] MDKuramshin@udmurtneft.ru

[1]VM-System RPC LTD, Ufa, Russian Federation

[2]M.S. Gutseriev Institute of Oil

Abstract

Control and regulation of downhole pumping equipment work characteristics, ensuring of industrial and ecological safety, reduction of oil shortage depends a lon on control devices existing and well head measuring. Nowadays level of existing and well head setup needs development for oil shortage decreasing, operation safety, breakdowns and incidents exclusion.

Materials and methods

Proposed activities are based on real field data, evaluation of existing conditions of wellhead construction, analytic calculations of running well specifications.

Keywords

wellhead equipment, pressure and temperature recorder, liquid meter, production flowmeter, industrial and ecological safety

Results

We made engineering analysis of used wellhead equipment of production wells from point of view monitoring of operation parameters, well service safety, were made specific activities.

Conclusions

1) At artificial lift wellhead equipment and setup needs development for technological monitoring and ensuring of industrial and ecological safety

2) There is necessity in introduction of a normative standard about instrument components, equipment at wellhead setup

3) The presence of the flow indicator or flow meter at the top allows you to quickly determine the change in well flow rate and reduce the oil shortage.

4) Technological check station should be out of demounting area of equipment at wire line operations.

References

1. Valeev M.D., Khasanov M.M. G*lubinnonasosnaya dobycha vyazkoy nefti* [Deep pumping viscous oil]. Ufa: Bashknigoizdat, 1992, 151 p.
2. Patent №38835. *Uzel tekhnologicheskogo kontrolya* [Technological check station]. Priority from 02.03.2004.
3. Patent №010936. *Derzhatel' universal'nyy* [Universal holder]. of Priority from 17.03.2008.
4. *Spravochnaya kniga po dobyche nefti* [Oil production reference-book]. Moscow: Nedra, 1974, 704 p.

ПВХ-ткань POLITEX — новая разработка НПФ «Политехника»

По данным экспертов, к началу 2019 года в России реализовано более двух тысяч проектов импортозамещения. Не остался в стороне от федерального тренда и разработчик и производитель эластичных резервуаров — ООО НПФ «Политехника». В целях замены импортного материала отечественным компания в 2017 году запустила собственное производство технических тканей с ПВХ-покрытием — завод «Политекс», оснащенный новейшим немецким оборудованием фирмы OLBRICH.

Новое имя — POLITEX — впервые было представлено широкой общественности на международной выставке Techtextil Russia в средине марта 2019 г.

Ткани под брендом POLITEX применяют для изготовления автомобильных тентов, укрытий буровых установок, вентиляционных рукавов для шахт, укрытий военной и спецтехники, каркасно-тентовых и воздухоопорных конструкций, боновых заграждений, мобильных складских комплексов. Широта применения объясняется тем, что ткань является слабовоспламеняющийся пожаробезопасной с группой горючести Г1. Материал с такими показателями в нашей стране производится всего на нескольких предприятиях.

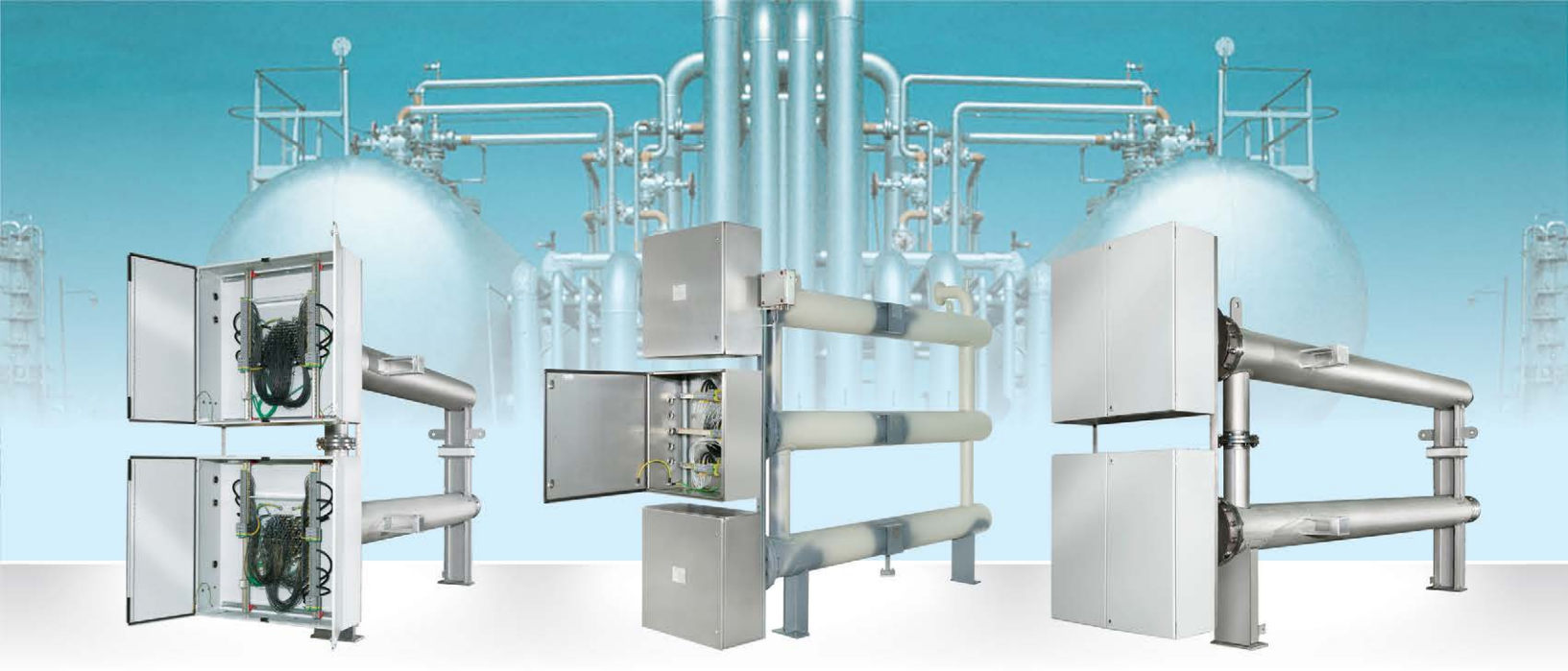
Основу ПВХ-ткани составляют нити полиэстера с плетением 6х6, 9х9, 12х12 нитей. Полиэстер обеспечивает прочность ткани и способность к натяжению. При производстве материала порошок ПВХ можно соединять с разными добавками — пластификаторами. От этого зависят характеристики конечного материала. ПВХ-ткань представляет собой полиэстеровую сетку (с плетением нитей), на которую наносится двусторонняя ПВХ-пропитка. Сетка из полиэстера дает прочность на разрыв, обеспечивает целостность материала, а пропитка обеспечивает хорошие влаго- и ветрозащитные качества, морозостойкость, гибкость и дополнительную прочность.

Для придания материалу высокой устойчивости к прорывам и прорезам в ткань добавляют эластомеры и различные добавки. При изготовлении ткани сначала производятся лабораторные испытания добавок с целью придания ткани эластичности, долговечности, прочности, влагостойкости, огнестойкости и другим характеристикам по техническому заданию заказчика.

Совместная слаженная работа двух производств: НПФ «Политехника» — завода мягких резервуаров и «Политекса» — завода технических тканей с ПВХ-покрытием, позволяет нам решать самые сложные задачи по совершенствованию качества сварных швов. На заводе осуществляются натурные испытания полученной ткани, а затем она используются в производстве эластичных емкостей. Таким образом, производственная база НПФ «Политехника» служит опытной площадкой по испытанию всех видов материалов марки POLITEX.

ПОЛИТЕХНИКА
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА

ООО НПФ «Политехника»
109316, г. Москва,
ул. Волгоградский проспект,
д. 47, офис 201
+7 (495) 783-01-67
info@poli.ru
www.poli.ru



elwatec
wärmetechnik

Одна из ведущих мировых фирм по разработке и производству электрических нагревателей для всех отраслей промышленности.

Принимает участие в работе исследовательской корпорации по теплопередаче в процессах нефтепереработки, нефтехимии и энергетики Heat Transfer Research, Inc. (HTRI) и использует для инженерных расчетов программные продукты корпорации.

Оборудование может применяться для температур до 1100 °C и давления до 350 бар. Общая потребляемая мощность нагревателей по верхнему пределу не ограничена. Компания многократно производила оборудование в диапазоне 1-8000 кВт. При проектировании нагревателей ориентир — исключительно на потребности заказчика.

Компания сертифицирована в соответствии с ISO 9001:2015, DGRL (PED) 2014/68/EC до модуля H1, имеет свидетельство об испытании образца по требованиям ATEX и допуск на изготовление продукции в соответствии с требованиями ATEX по модулю E. Высокие стандарты качества постоянно проверяются и подтверждают путем внешнего аудита.

Продукция компании обладает сертификатами в соответствии с требованиями Директивы 2014/68/EC по оборудованию, работающему под давлением (DGR), Модуль D, D1, H и H1 и взрывозащищенному оборудованию по стандарту Ex.

- **elwatec Wärmetechnik GmbH**
  Weiherdamm 17a, 57250 Netphen, Germany
  Tel.: +49 231 950 98 708, Mob.: +49 173 270 47 53
  noga@elwatec.com
  www.elwatec.com/ru
- **Кирилл Нога — Торговый представитель в странах Восточной Европы, СНГ и Средней Азии**

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

«НПО «ПОЛИЦЕЛЛ»

ПРОИЗВОДСТВО РЕАГЕНТОВ И КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

АО «НПО «Полицелл» производит и предлагает к поставке химические реагенты для бурения, освоения, капитального ремонта нефтяных и газовых скважин.

РЕАГЕНТЫ И МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

- **Реагенты - стабилизаторы, регуляторы фильтрации и реологических свойств**

  Крахмальные реагенты ПолиКР
  Смолополимер, ФХЛС, ФЛСФ, Полиреотин
  Реагент гуматный ПолиРГМ
  Биополимер Биоксан, КМЦ-ТС, ПАЦ-В, ПАЦ-Н

- **Смазочные добавки**

  Жидкие - СМЭГ и Полиэколуб
  Сухие - Микан-40 и Силанк

- **Ингибиторы глин**

  Антисальниковая добавка Полидегленд
  Реагент Полиэкосил
  Комплексный реагент Политекс

- **Пеногасители**

  Жидкие - Полидефом, Полидефомер
  Сухие - Полифосфом и Полидефолуб

- **Нейтрализаторы сероводорода**

  Нейтрализаторы сероводорода ПРЗ-СБМ, СМН-СБМ, ЖС-СБМ

- **Составы для приготовления тяжелых жтдкостей**

  Состав для приготовления тяжелых жидкостей
  Поли СТЖ-1600, -1800, -2100

РЕАГЕНТЫ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Разглинизирующий реагент ПолиРР
Полиантифрик

РЕАГЕНТЫ ДЛЯ РИР И КРС

ПолиПАВ
ПолиРИР
Полигель АСМ
Полиблокатор Комби
Полискреп

ВОДОИЗОЛИРУЮЩИЕ И ТАМПОНИРУЮЩИЕ СОСТАВЫ

- **Полимерные композиции**

  Гелеобразующий реагент Полиэкспан
  Реагент Полиблок (водоизолирующий и кольматирующий)
  Реагент Полигель КСМ (гелеобразующий)

- **Кольматирующие наполнители (Кольматанты)**

  Слюдяные кольматирующие наполнители для буровых растворов марок К, КФ, КФ-Ц
  Реагент-наполнитель для буровых растворов Полиплаг
  Тампонирующий материал Полифильтрол
  Тампонажная сухая смесь Поли ТГП

РЕАГЕНТЫ И МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН

- **Микронизированные цементы**

  Ультрацемент - 5, Ультрацемент - 7, Ультрацемент - 10

- **Функциональные добавки к цементным растворам и составы для приготовления буферных жидкостей**

  Полицем Пласт, Полицем Газблок, Полицем Стаб, Полицем СТП, Полицем СМ, Полицем Дефом.

РЕАГЕНТЫ И МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ РУО

Состав для приготовления буровых эмульсий Полиэмульсан
Эмульгатор
Органобетонит
Гидрофобизатор
Понизитель фильтрации
Регулятор вязкости

КОМПЛЕКСНЫЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Коллоид-полимерный сухая смесь КПСС
Экологически безопасные системы Полиэконол-Флора, Полиэконол Вассер
Полибур-Турбо
Полиакрилатная система Полифлок

✓ АО «НПО «Полицелл» осуществляет комплексные поставки реагентов для программ приготовления и обработки всех типов технологических жидкостей для промывания и крепления скважин.

✓ Высокое качество реагентов АО «НПО «Полицелл» обеспечивается контролем на всех стадиях технологического процесса.

✓ На предприятии действует система менеджмента качества в соответствии с ISO 9001-2011.

Россия, 600020, г. Владимир, ул. Линейная, д.3,
Тел./факс: 8 (4922) 32-68-84, 32-51-40

www.npo-polycell.ru
e-mail: mail@npo-polycell.ru

УДК: 622.691

Подбор и испытания фильтрующих материалов отечественного производства для применения на установках аминовой очистки Оренбургского ГПЗ

DOI 10.24411/2076-6785-2019-10017

О.А. Калименева
к.т.н., заведующий отделом
OKalimeneva@vunipigaz.ru

Г.В. Кириллова
старший научный сотрудник
GKirillova@vunipigaz.ru

ООО «ВолгоУралНИПИгаз»,
Оренбург, Россия

Изложены результаты подбора намывных фильтрующих материалов для применения на установках аминовой очистки газа.

Материалы и методы
Лабораторные и промышленные испытания фильтрующих материалов.

Ключевые слова
аминовая очистка, фильтр, фильтрующий материал, целлюлоза

Важнейшим условием успешной эксплуатации установок аминовой очистки природного газа от серосодержащих соединений является поддержание высокого качества циркулирующего раствора абсорбента. На установках сероочистки Оренбургского ГПЗ применяется трехступенчатая система фильтрации раствора амина. Для механической фильтрации используются дисковые фильтры с намывным слоем фильтрующего материала. В качестве фильтрующего материала на установках с намывным слоем применяется целлюлоза DIACEL 2500 импортного производства.

Основной целью выполненной работы является подбор отечественного фильтрующего материала взамен его импортного аналога, позволяющего повысить качество фильтрации аминового абсорбента.

По результатам лабораторных и промышленных испытаний разработаны рекомендации по замене импортного фильтрующего материала DIACEL 2500 на отечественный.

Количество механических примесей и гелей, образованных разложением отдельных химических компонентов, коррозией металлических поверхностей, соприкасающихся с раствором амина, постоянно увеличивается по причине цикличности его использования в технологических установках и, как следствие, насыщение его химически активными элементами. При этом также нельзя исключать вероятность случайных залповых загрязнений этих растворов. Примеси и гели, находящиеся в растворах, оседают на стенках теплообменных аппаратов, на контактных устройствах колонн, и, тем самым, замедляют кинетику процессов тепломассообмена, вызывают образование пены и повышенный расход раствора, снижают эффективность технологического процесса в целом.

В настоящее время задача по очистке растворов аминов решается, в основном, путем установки узла фильтрации. На установках сероочистки Оренбургского ГПЗ применяется трехступенчатая система фильтрации раствора амина. Первая ступень — дисковые фильтры с намывным слоем фильтрующего материала, в качестве которого используется либо техническое полотно, либо целлюлоза, вторая ступень — угольные фильтры и на третьей ступени для улавливания частиц угля — фильтры тонкой очистки (тканевые, либо патронные, заполненные техполотном).

Результаты выполненных ранее исследований [1, 2] показывают, что существующий способ очистки аминового абсорбента не приносит нужного результата.

По данным анализов массовая доля примесей в аминах после фильтрации достигает 0,016–0,029 % без учета диспергированных углеводородов и продуктов разложения аминов. Характерно, что массовая доля примесей в аминах изменяется в довольно широком диапазоне, что может свидетельствовать о залповом попадании загрязнений через систему сепарации, а также при пробое фильтровального слоя работающих фильтров.

Дисковые фильтры предназначены для грубой очистки аминового абсорбента от механических примесей, поэтому основным показателем эффективности фильтров является количество задержанных на фильтре механических примесей, присутствующих в циркулирующем растворе абсорбента.

С целью сравнения эффективности дисковой фильтрации при применении в качестве фильтрующих материалов ткани (техполотна) и целлюлозы марки DIACEL 2500 были проведены опытно-промышленные испытания.

По результатам опытно-промышленных испытаний, проводимых на установке аминовой очистки в течение десяти дней, эффективность фильтра с применением техполотна составила, в среднем, 76%, а с применением целлюлозы — 68%.

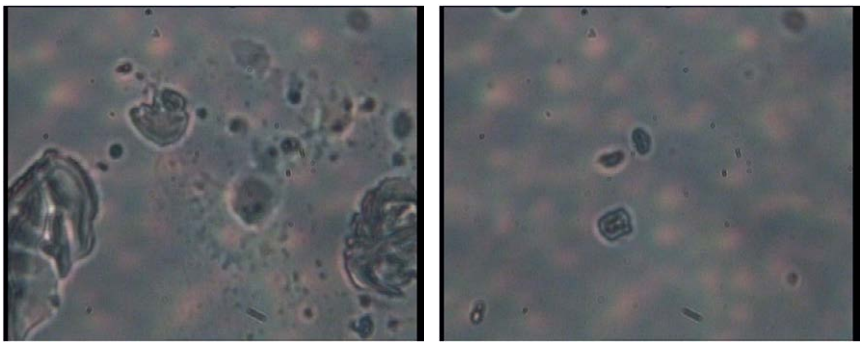


Рис. 1 — Амин до фильтрации (увеличение в 100 раз)
Fig. 1 — Amine before filtration (100 times increase)

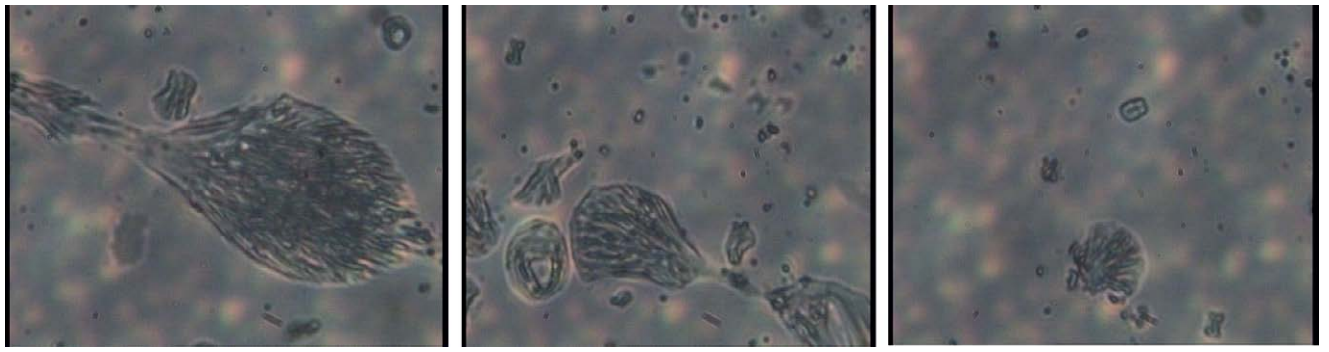


Рис. 2 — Амин после фильтра с техполотном
Fig. 2 — Amine after the filter with cloth

Причем в первые два дня эксперимента эффективность фильтра с целлюлозой была выше, чем фильтра с техполотном. С течением времени эффективность фильтра с техполотном возрастала, а фильтра с целлюлозой напротив, уменьшалась. Это явление можно объяснить тем, что тканевый фильтр по мере насыщения механическими частицами увеличивает тонкость фильтрации путем уменьшения размера ячеек на ткани.

Для выяснения возможности уноса фильтрующего материала потоком амина определялось наличие волокон ткани и целлюлозы после фильтрации при помощи микроскопа.

Для выполнения данного анализа было отобрано семь проб амина: одна проба до фильтра (рис. 1) и по три пробы амина после фильтров с техполотном (рис. 2) и целлюлозой (рис. 3) в начале, в середине и в конце опытно-промышленных испытаний.

По фотографиям, сделанным под микроскопом, можно увидеть, что в амине после фильтра с техполотном присутствуют ворсинки, причем в начале испытаний их значительно больше, чем в конце. В то время как целлюлоза на протяжении всех испытаний равномерно отдает свои включения.

Основными причинами низкой эффективности фильтра с целлюлозой могут быть:

— нанесение неравномерного слоя фильтрующего материала на диски фильтра;

— недостаточное количество намывного материала, не покрывающего полностью поверхность дисков;

— унос фильтрующего материала потоком амина.

— не оптимальный выбор вспомогательного материала.

Эффективность работы действующих фильтров с применением целлюлозы можно повысить за счет уменьшения ячеек сетки, на которую наносится слой фильтрующего материала, а также путем замены применяемого в настоящее время импортного материала DIACEL 2500 на более эффективный отечественный материал с более короткими волокнами.

В связи с этим необходимо было подобрать оптимальный вспомогательный фильтрующий материал отечественного производства, который обеспечил бы эффективную фильтрацию циркулирующего раствора амина на установках сероочистки Оренбургского ГПЗ.

Фильтрующие материалы улавливают твердые частицы из жидкостей и газов. Функционально они являются перегородкой, на которой оседают частицы. Современные фильтрующие материалы позволяют улавливать из жидкостей частицы размером до 1 мкм.

Фильтрующие материалы должны обеспечивать необходимую тонкость и полноту фильтрования при достаточно длительном ресурсе работы, причем эти показатели не должны заметно снижаться в течение всего периода эксплуатации. Материалы должны быть стойкими в очищаемой среде во всем диапазоне рабочих температур независимо от продолжительности контактирования. Кроме того, фильтрующий материал не должен ухудшать физико-химические показатели очищаемого амина, загрязняя его частицами, вымываемыми из материала в процессе эксплуатации.

К материалам, применяемым для фильтрования, также предъявляются следующие требования: невысокая стоимость, хорошая технологичность и малая трудоемкость при изготовлении. Кроме того, исходное сырье не должно быть дефицитным. То есть используемые материалы должны иметь удовлетворительные экономические показатели, которые могут повышаться, если они обладают способностью к многократной регенерации с полным восстановлением первоначальных свойств. Если регенерация материала экономически не оправдана, и он предназначен для одноразового использования, материал после эксплуатации должен полностью утилизироваться, не загрязняя при этом окружающую среду. Вспомогательные фильтрующие материалы представляют собой тонкодисперсные порошки, либо волокнистый материал.

Полностью удовлетворить всем перечисленным требованиям не всегда представляется возможным, так как стремление к повышению одних показателей качества часто приводит к ухудшению других. Поэтому каждый фильтрующий материал выбирают для конкретных условий применения. Правильность подбора — гарантия его надежной и длительной эксплуатации. В результате анализа рынка фильтрующих материалов для испытаний в лабораторных условиях были предложены целлюлоза и асбест.

Целлюлозу, как вспомогательный материал, используют с 50-х годов прошлого столетия. К преимуществам целлюлозы относятся: высокая чистота получаемого фильтрата, малая зольность, высокая устойчивость к растворителям, разбавленным кислотам и концентрированным щелочам при

Рис. 3 — Амин после фильтра с целлюлозой
Fig. 3 — Amine after cellulose filter

№ п/п	Показатели	Диапазон числовых значений
1	Насыпная плотность волокна, кг/м³	60–80
2	Плотность после уплотнения, кг/м³	80–100
3	Влажность, %	До 6,5
4	Длина волокна, мкм	1000

Таб. 1 — Основные свойства целлюлозного волокна Nutex-Cell 1000 WL [3]
Tab. 1 — Basic properties of cellulose fiber Nutex-Cell 1000 WL [3]

№ п/п	Показатели значени	Диапазон числовых
1	Прочность на разрыв, кгс/мм²	более 300
2	Плотность минерала, кг/м³	2400–2600
3	Насыпная плотность распушенного хризотила, кг/м³	100–300
4	Температура плавления, °С	1450–1500
5	Щелочестойкость, pH	9,1–10,3
6	Растворимость,%, при кипячении в течение 4 часов: в HCl плотностью 1,19 кг/дм³ в КОН, 25%-ном водном растворе	53,4–57,5 0,14–1,6
7	Теплопроводность, Вт/(м•К)	0,05–0,07
8	pH водной суспензии	9–10

Таб. 2 — Основные физико-химические свойства хризотилового волокна
Tab. 2 — Basic physical and chemical properties of chrysotile fiber

комнатной температуре. Термостойкость целлюлозы составляет 120–150 °С, при этом она обладает более низкими абсорбционными свойствами, чем, например, асбест и диатомит, и поэтому уступает этим материалам по задерживающей способности. В качестве намывного фильтрующего материала используется целлюлоза волокнистая. Данный вид целлюлозы производится, в основном, за рубежом.

На момент поиска производителей отечественной целлюлозы в России было найдено единственное предприятие, выпускающее этот фильтрующий материал. Предприятие находится в Московской области. Целлюлозное волокно производится методом сухого роспуска вторичного сырья — макулатуры различных сортов. Производство целлюлозы с длиной волокон 1000–2000 мкм осуществляется по запатентованной технологии на уникальном оборудовании.

Для намывной фильтрации производитель рекомендовал целлюлозное волокно Nutex-Cell 1000 WL [3], которое может использоваться как в качестве основного, так и вспомогательного средства для фильтрации.

Основные свойства целлюлозного волокна Nutex-Cell 1000 WL приведены в таб. 1.

Целлюлозное волокно Nutex-Cell 1000 WL [3] уже используется для фильтрации в ООО «Полихим» (Калининград) вместо ранее применяемого немецкого волокна.

Также в качестве одного из фильтрующих материалов был рассмотрен асбест, который по адсорбционным свойствам превосходит перлит и диатомит. Асбест при фильтровании образует сильно сжимаемые осадки, хорошо задерживающие механические примеси. Существует два основных типа асбестов: серпентин-асбест (хризотил-асбест или белый асбест) и амфибол-асбест.

Хризотил-асбест ($3MgO•2SiO_2•2H_2O$) — гидросиликат магния, который структурно относится к слоистым силикатам. Хризотиловое волокно легко распушается в воздушной и водной среде. Обработанный (распушенный) хризотил обладает высокой адсорбционной способностью и проявляет активную адгезию к большинству связующих и дисперсных ингредиентов благодаря большой внутренней поверхности пор между волокнами и возникновению прочных топохимических связей.

Асбест делят по сортам. Чем длиннее волокно, тем выше сорт. В России развито производство асбеста, этим занимаются горно-обогатительные комбинаты. Они добывают в основном хризотиловый асбест, так как он наиболее востребован благодаря своим свойствам. Крупнейшим производителем асбеста является АО «Оренбургские минералы». Асбест хризотиловый выпускается по ГОСТ 12871 [4]. Стоимость асбеста в десять раз ниже стоимости целлюлозы отечественного производства и в двадцать раз ниже импортной.

Основные физико-химические свойства хризотилового волокна приведены в таб. 2.

Сравнительная оценка фильтрующих материалов в лабораторных и промышленных условиях проводилась по показателю «эффективность фильтрации», то есть по процентному соотношению отфильтрованных мехпримесей к общему количеству мехпримесей, содержащихся в амине до фильтрации.

Для проведения сравнительных лабораторных исследований были выбраны следующие фильтрующие материалы:

1. Целлюлоза DIACEL 2500 производство Германия.
2. Целлюлозное волокно Nutex-Cell 1000 WL производства Россия.
3. Асбест (хризотил) производства Россия.

По результатам лабораторных исследований было установлено, что асбест в составе композиционного фильтрующего материала позволяет увеличить его грязеемкость, а целлюлоза — пропускную способность.

Таким образом, варьируя их соотношения, можно получить фильтрующий материал с достаточно высокой грязеемкостью и хорошей проницаемостью.

Наилучшую фильтрующую способность при испытании в лабораторных условиях показал композиционный фильтрующий материал, в составе которого 80% асбеста хризотилового марки А-6-4 и 20% целлюлозного волокна Nutex-Cell 1000 WL.

Лабораторное тестирование используется для определения наиболее эффективного фильтрующего материала, но не гарантирует получения аналогичной эффективности фильтрующего материала в промышленных условиях. Эффективность значительно зависит от наличия загрязнителя, его взвешенного состояния в фильтруемой жидкости, размеров частиц, гранулометрического состава и т.д. Результаты фильтрации также зависят от расхода фильтруемой жидкости, давления и других факторов. Действительные результаты можно получить только при тестировании фильтров в реальных системах.

С этой целью на одной из установок аминовой очистки были проведены опытно-промышленные испытания, позволяющие сравнить импортный фильтрующий материал Diacel 2500 и подобранный во время лабораторных испытаний отечественный фильтрующий материал — целлюлозное волокно Nutex-Cell 1000 WL как в чистом виде, так и в композиции с асбестом [5].

Для оценки эффективности и целесообразности той или иной композиции фильтрующего материала учитывались следующие факторы:

— время, необходимое для намывки фильтрующего материала на сетку фильтра (определялось по прозрачности раствора амина, циркулирующего через фильтр);

— пропускная способность фильтра (определялась перепадом давления на фильтре);

— проницаемость (эффективность фильтрации).

По результатам опытно-промышленных испытаний можно сделать следующие выводы:

1. Постоянной положительной динамики при фильтрации амина не наблюдалось. Часто содержание мехпримесей после фильтра было выше, чем до фильтра. Малоэффективная фильтрация абсорбента и перемешивание растворов различной степени очистки приводило к постоянному накоплению примесей. Среди причин неудовлетворительной работы фильтра можно отметить механический износ опорных сеток фильтра, неравномерность намывки фильтрующего материала.
2. Визуально в растворе амина как до фильтра, так и после него, волокон фильтрующего материала не наблюдалось.
3. Эффективность фильтрации с применением импортной целлюлозы DIACEL 2500 и

целлюлозного волокна Nutex-Cell 1000 WL отечественного производства находилась примерно на одном уровне.

4. Намывка фильтрующего материала с добавлением асбеста процесс длительный. Время намывки фильтрующего материала в составе: асбест марки А-6-45 (16 кг) и целлюлозное волокно Nutex-Cell 1000 WL (4 кг), составляет около 12 ч., в то время как для намывки целлюлозы достаточно не более 1,5 ч.
5. Лучшую фильтрующую способность показали композиционные материалы на основе асбеста. Волокна асбеста обладают хорошей связующей способностью, поэтому при смешении асбеста с целлюлозой увеличивается «набухаемость» и «цепкость» фильтрующего материала, то есть способность плотно приставать к металлическим сеткам, что, соответственно, увеличивает грязеемкость фильтрующего материала. Однако при этом увеличивается перепад давления на фильтре.
6. С увеличением доли асбеста в составе композиционного материала увеличивается масса осадка в емкости, предназначенной для предварительного перемешивания. При использовании фильтрующего материала без добавления асбеста осадка в емкости не наблюдалось. Таким образом, по результатам ОПИ выявлено, что композиционный фильтрующий материал, в составе которого основную долю составляет асбест, не подходит для промышленного применения, лучшие результаты показали композиции, где основную долю составляет целлюлоза, а асбест присутствуют в небольшом количестве. По результатам выполненных исследований рекомендуется:

1. Заменить импортный фильтрующий материал DIACEL 2500 на фильтрующий материал отечественного производства, в составе которого целлюлозное волокно Nutex-Cell 1000 WL и асбест марки А-6-45 в соотношении 4:1.
2. Для исключения образования осадка в емкости предварительного перемешивания асбест засыпать порционно при включенном насосе. Увеличить время намывки фильтрующего материала до полного осветления раствора амина.

Итоги

Разработаны рекомендации по замене импортного фильтрующего материала на аналог отечественного производства.

Выводы

Важнейшим условием успешной эксплуатации установок аминовой очистки природного газа от серосодержащих соединений является поддержание высокого качества циркулирующего раствора абсорбента, которое достигается путем применения эффективного композиционного фильтрующего материала отечественного производства.

Литература

1. Отчет на оказание инжиниринговых услуг по определению эффективности дисковых фильтров с применением целлюлозы. Оренбург: ООО «ВолгоУралНИПИгаз», 2015.
2. Отчет на оказание услуг по анализу рынка химреактивов и фильтрующих материалов отечественного производства для замены импортных аналогов, применяемых на объектах ООО «Газпром добыча Оренбург». Оренбург: ООО «ВолгоУралНИПИгаз», 2016.
3. ТУ 5422-001-37580587-2013. Волокно целлюлозное из вторичного сырья. Технические условия.
4. ГОСТ 12871-93. Асбест хризотиловый — хризотил. Общие технические условия.
5. Отчет на оказание инжиниринговых услуг по опытно-промышленным испытаниям фильтрующего материала для фильтрации растворов аминов на установке 2У-370 Оренбургского ГПЗ. Оренбург: ООО «ВолгоУралНИПИгаз», 2017.

ENGLISH **GAS INDUSTRY**

UDC 622.691

Well head equipment development for technology monitoring and operation safety

Authors

Olga A. Kalimeneva — Ph.D., head of the department; OKalimeneva@vunipigaz.ru

Galina V. Kirillova — senior researcher; GKirillova@vunipigaz.ru

LLC "VolgoUralNIPIgaz", Orenburg, Russian Federation

Abstract

The results of the selection of alluvial filter materials for use in amine gas treatment plants are presented.

Materials and methods

Laboratory and industrial tests of filtering materials.

Keywords

amine cleaning, filter, filter material, cellulose

Results

Recommendations on the replacement of imported filter material with an analogue of patriotic production are developed.

Conclusions

The most important condition for the successful operation of natural gas amine purification plants from sulfur-containing compounds is to maintain the high quality of the circulating absorbent solution, which is achieved through the use of an effective composite filter material of patriotic production.

References

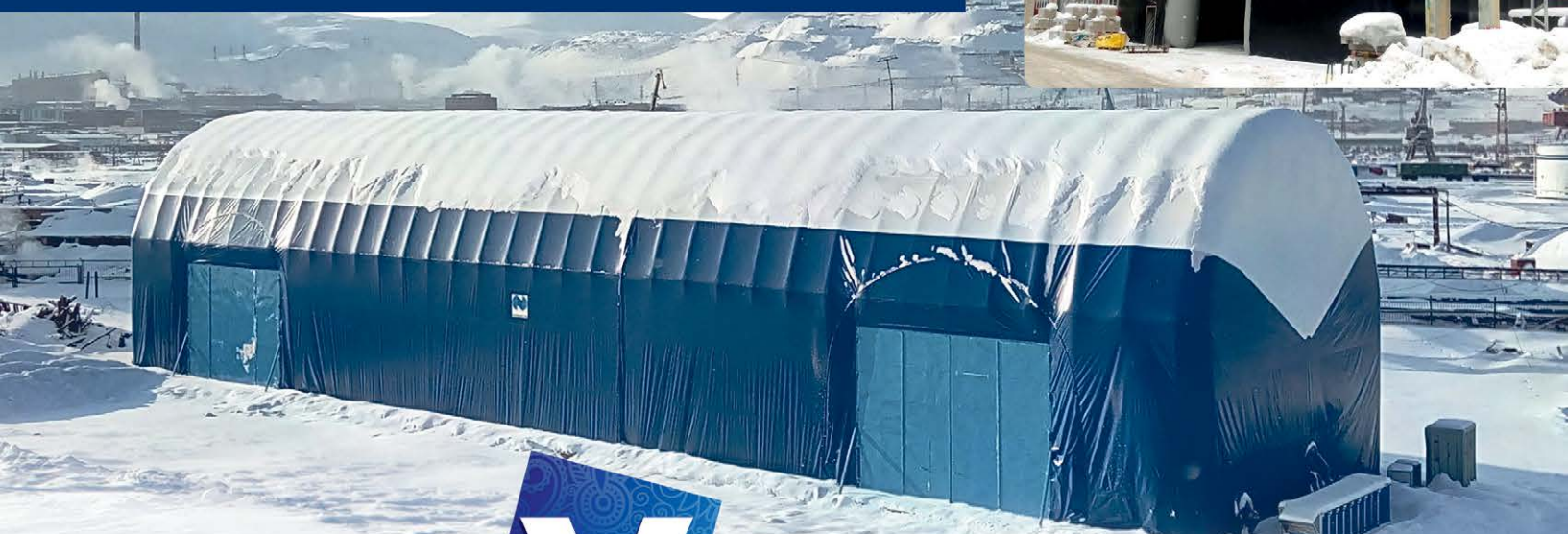
1. *Otchet na okazanie inzhiniringovykh uslug po opredeleniyu effektivnosti diskovykh fil'trov s primeneniem tsellyulozy* [Report on the provision of engineering services to determine the effectiveness of disk filters using cellulose]. Orenburg: LLC "VolgoUralNIPIgaz", 2015.
2. *Otchet na okazanie uslug po analizu rynka khimreaktivov i fil'truyushchikh materialov otechestvennogo proizvodstva dlya zameny importnykh analogov, primenyaemykh na ob"ektakh OOO "Gazprom dobycha Orenburg"* [Report on the provision of services for the analysis of the market of chemicals and filtering materials of domestic production to replace them-tailor analogues used at the facilities of LLC "Gazprom dobycha Orenburg"]. Orenburg: LLC "VolgoUralNIPIgaz", 2016.
3. *TC 5422-001-37580587-2013. Volokno tsellyuloznoe iz vtorichnogo syr'ya. Tekhnicheskie usloviya* [Fiber pulp from recycled materials. Technical conditions].
4. *GOST 12871-93. Asbest khrizotilovyy — khrizotil. Obshchie tekhnicheskie usloviya* [Chrysotile asbestos — chrysotile. General specifications].
5. *Otchet na okazanie inzhiniringovykh uslug po opytno-promyshlennym ispytaniyam fil'truyushchego materiala dlya fil'tratsii rastvorov aminov na ustanovke 2U-370 Orenburgskogo GPZ* [Report on the provision of engineering services for experimental-industrial testing of filter material for filtration of solutions of amines for the installation of 2U-370 Orenburg GPP]. Orenburg: LLC "VolgoUralNIPIgaz", 2017.

СОВРЕМЕННЫЕ ПНЕВМОКАРКАСНЫЕ СООРУЖЕНИЯ И МОБИЛЬНЫЕ КОНСТРУКЦИИ

Производственный холдинг «VECTOR-M» AG представляет вашему вниманию современные инновационные системы в строительстве пневмокаркасных сооружений

Преимущества пневмокаркасных сооружений:

- Надежность в эксплуатации (срок службы 15–20 лет)
- Быстрота возведения и демонтажа конструкций
- Энергосберегающие и термостойкие ткани ПВХ концерна MEHLER, Германия
- Новая инновационная система автономного управления сооружением в целом
- Полное техническое документационное сопровождение проектов сооружений



Vector-M ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ХОЛДИНГ

141006, МО, Г. МЫТИЩИ, ОЛИМПИЙСКИЙ ПР., Д. 29, СТР. 2
Т./Ф.: +7 (495) 926-0687 (МНОГОКАНАЛЬНЫЙ), ТЕЛ.: +7 (495) 920-2455
INFO@AIR-DOME.MSK.RU WWW.AIR-DOME.MSK.RU

CMT china WELTEM ApenGroup aermaxline RUSSEL TECHNICS

AZART
группа компаний

НАДУВНЫЕ КОНСТРУКЦИИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Производство быстровозводимых модулей на базе пневмокаркаса: надувные палатки, палаточные комплексы, мобильные укрытия, ангары, промышленные резервуары, емкости и многое другое из ПВХ тканей.

Сфера деятельности заказчиков группы компаний AZART достаточно обширна: это предприятия атомной и нефтеперерабатывающей промышленности, авиа и машиностроения, разработки шельфа и геологической разведки, спасательные службы, порты, воинские подразделения, промышленные, торговые и строительные компании и.т.п.

ИСПОЛЬЗУЮТСЯ В КАЧЕСТВЕ:

- Быстровозводимых помещений для длительного и комфортного проживания в суровых климатических условиях
- Организации исследовательских экспедиций, строительно-монтажных работ
- Мобильных штабов и центров управления при ликвидации стихийных бедствий
- Полевых медицинских госпиталей при устранении последствий техногенных аварий
- Санитарно-бытовых комплексов
- Пунктов дезинфекции и дезактивации
- Укрытия или ремонта техники.

ПРЕИМУЩЕСТВА:

- Мобильность
- Быстрый монтаж и демонтаж
- Простота в эксплуатации
- Долговечность
- Небольшой вес и габариты
- Безопасность

- Пневмокаркасные модули изготовлены из сертифицированного материала от надежных мировых производителей
- Гарантийная, техническая и сервисная поддержка на весь срок эксплуатации изделий
- Продукция сертифицирована и соответствует требованиям ТУ 13.92.22-003-64179048-2018

Осуществляем крупные поставки не только по России и ЕАЭС, но и в Финляндию, Латвию, Литву, Эстонию, Румынию, Чехию, Германию, Польшу, Швецию, Испанию, США и др.

Группа компаний AZART
188662, Лен. область, пос. Мурино,
ул. Лесная, д. 3, БЦ «Ресурс»

тел. 8(800)777-82-93

info@pnevmotent.ru
www.pnevmotent.ru

УДК 622.692.4

Разработка методики оценки энергетической эффективности магистрального нефтепровода

DOI 10.24411/2076-6785-2019-10018

А.А. Разбойников
к.т.н., доцент[1]
tmn.ers@mail.ru

Н.С. Барсуков
машинист ТК[2]
niklajj.rem@gmail.com

[1]ФГБОУ «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
[2]АО «СибурТюменьГаз», Тюмень, Россия

Рост стоимости электроэнергии, а также быстрое развитие техники и технологий привело к появлению более совершенного и энергоэффективного оборудования используемого при магистральном транспорте нефти. Таким образом, остро стоит вопрос по энергетическому контролю оборудования для снижения операционных затрат. В данной статье рассматривается методика оценки энергетической эффективности магистрального нефтепровода.

Материалы и методы
Основой разрабатываемой методики является математическая модель, построенная на системе уравнений, решаемых с помощью алгоритма Саати.

Ключевые слова
транспорт нефти, энергетическая эффективность, методика оценки, магистральный нефтепровод

Введение

Проблема энергосбережения в настоящее время остро стоит во всех без исключения отраслях экономики России. Ни одна отрасль не может обойтись без газа, электрической, тепловой энергии, ведь цены постоянно растут и на них, и, как следствие, на производимые товары. Снижение цен на газ, электрическую и тепловую энергию является скорее исключением, чем правилом в рыночной экономике, однако это не единственный путь сокращения затрат при производстве товаров. В настоящее время реальным решением задачи снижения затрат на продукцию является проведение энергосберегающих мероприятий, которые обеспечат практическую экономию средств на газ, электрическую и тепловую энергию. Данный подход важен как для развития экономики страны в целом, так и для производителей и потребителей в частности.

Таким образом, необходимо применение энергосберегающих технологий и оборудования, сокращения потерь при добыче, переработке, транспортировке и реализации продукции топливно-энергетического комплекса. Поскольку быстрая и полная реконструкция всей трубопроводной сети невозможна, необходимо определиться с наиболее энергоемкими ее местами и начать с них.

Объект и метод исследования

Исходя из приведенных выше заключений, делается вывод о том, что первым этапом на пути создания более совершенной и энергетические менее затратной трубопроводной сети будет являться создание методики для оценки энергетической эффективности существующих магистральных нефтепроводов. Таким образом, объектом исследования являются системы магистрального транспорта нефти.

Основой разрабатываемой методики является построение математической модели энергетической эффективности магистрального нефтепровода. Построение любой математической модели состоит из нескольких этапов:

1. Определение целей моделирования. Эти цели могут быть следующими:
   - модель нужна для того, чтобы понять, как устроен объект;
   - модель нужна для того, чтобы научиться управлять объектом;
   - модель нужна для того, чтобы прогнозировать прямые и косвенные последствия различных способов и форм воздействия на объект.
2. Определение входных и выходных параметров модели; разделение входных параметров по степени важности влияния их изменений на выходные.
3. Разработка систем уравнений, описывающих математическую модель и алгоритма расчета.
4. Выбор метода исследования математической модели. Чаще всего в данном случае используются численные методы.
5. Непосредственный вычислительный эксперимент.

Первый этап математического моделирования. В данном случае модель нужна для того, чтобы прогнозировать прямые и косвенные последствия различных способов и форм воздействия на нефтепровод. Примером прогнозирования будет влияние применения различных видов насосных агрегатов на

Описание параметра	НПС 1	НПС 2	НПС 3
Время работы (часов)	8400	8400	8400
Плотность перекачиваемого продукта (кг/м^3)	850	850	850
Вязкость перекачиваемого продукта (м^2/с)	10^{-4}	10^{-4}	10^{-4}
Диаметр трубопровода (мм)	720	1020	1220
Длина трубопровода (м)	100000	100000	100000
Производительность трубопровода (м^3/ч)	1974,79	3389,36	4229,69
Потери трубопровода по длине (м)	410,03	201,76	127,00
Напор в трубопроводе (м)	495,03	286,76	212,00
Марка насосного агрегата	НМ 2500-230	НМ 3600-230	НМ 5000-210
Мака электродвигателя насосного агрегата	СТДМ-2000-2	СТД2-2500-2	СТД-3150-2
Количество насосных агрегатов (+ подпорные насосы)	4+2	4+2	4+2

Таб. 1 — Входные данные для расчета параметров энергетической эффективности магистрального нефтепровода
Tab. 1 — Input data for calculating the parameters of energy efficiency of the main oil pipeline

общую картину энергетической эффективности нефтепровода.

Второй этап моделирования — это определение входных и выходных параметров модели. В данном случае входными данными являются параметры используемого оборудования, параметры трубопровода, физические свойства перекачиваемого продукта. Для проведения расчета зададимся условными данными трех нефтеперекачивающих станций. Главным отличием рассматриваемых станций будет диаметр трубопровода, производительность и, как следствие, марка используемого насосного агрегата. Данные параметры представлены в таб. 1.

Также к входным параметрам будут относиться параметры сравнения. Более подробно данные критерии рассмотрены в работах [1] и [2]. Представим показатели сравнения в таб. 2.

Выходными параметрами будут являться сравнительные оценки энергетической эффективности данных нефтепроводов.

Следующим шагом в построении математической модели является определение степени важности влияния рассматриваемых критериев на конечный результат моделирования, поскольку данные параметры относятся к различным частям системы и производят оценку с учетом различных параметров.

Для определения степени влияния исследуемых критериев, и как следствие оборудования на энергетическую эффективность магистрального нефтепровода используем метод парных сравнений. Это один из инструментов оценки и выбора решений, широко используется в экспертных оценках при необходимости расставлять приоритеты в процессе какой-либо деятельности или ранжирования различных объектов.

Принцип действия метода парных сравнений рассмотрим на примере выбора альтернативы. Принятие решения на основе алгоритма Саати выполняется в следующем порядке. Экспертом заполняется матрица парных сравнений размером NxN, где N — количество альтернатив. Матрица заполняется по правилам, приведенным в таб. 3.

Если i-я альтернатива менее предпочтительна, чем j-я, то указываются обратные оценки (1/3, 1/5, 1/7, 1/9). Могут использоваться промежуточные оценки (2, 4, 6, 8 и 1/2, 1/4, 1/6, 1/8); например, если i-я альтернатива совсем немного лучше j-й, то можно использовать оценку Xij=2 (тогда Xji=1/2). На главной диагонали ставятся единицы. Пример заполнения представлен в таб. 4.

После оценки способов расставляются числовые значения приведенных сравнений. Затем, по каждому способу рассчитывается общая сумма и находится общая сумма матрицы. После чего определяется вес каждого способа посредством деления суммы каждого элемента на общую сумму матрицы.

Третьим этапом моделирования будет создание и описание математических уравнений и алгоритма расчета.

Расчет степени влияния (веса) каждого критерия производится по формуле (1):

$$\frac{\sum A_i}{\sum A_{общ}} \quad (1),$$

где ΣA_i — сумма каждой строки по каждой альтернативе, вычисляется по формуле (2):

$$\sum A_i = A_{ij_1} + A_{ij_2} + + A_{ij_3} \ldots + + A_{ij_n} \quad (2),$$

а $\Sigma A_{общ}$ — общая сумма всех строк таблицы, вычисляется по формуле (3):

$$\sum_{i=1}^{n} A_{общ} = \sum A_1 + \sum A_2 \ldots + \sum A_n \quad (3).$$

Для определения важности элемента формулу (1) необходимо умножить на 100% — так будет видно, насколько один параметр значительнее другого в процентном соотношении:

$$\frac{\sum A_i}{\sum A_{общ}} \times 100\% \quad (4).$$

Далее, в соответствии с параметрами представленными формулами и таб. 2, произведем расчет по данным представленным в таб. 1.

После определения критериев выбора способа и ранжирования по степени важности, необходимо задаться численными значениями каждого критерия в каждом исследуемом способе.

Для анализа числовых характеристик критериев воспользуемся формулой (5) нахождения процента от числа:

$$\frac{A_n}{\sum A_n} \times 100\% \quad (5).$$

Нахождение процента от числа позволит понять, насколько эффективно значение исследуемого критерия в данном способе утилизации по сравнению с остальными. Формула (5) эффективна при анализе прямых зависимостей, т.е. наибольшее числовое значение является наилучшим решением.

Для анализа обратных зависимостей, т.е. когда наибольшее числовое значение является наихудшим решением, процент от числа рассчитывается через условный коэффициент k. Коэффициент k находится по формуле (6):

$$k_n = \frac{\sum A_n}{A_n} \quad (6).$$

Для каждого способа рассчитываем свой коэффициент kn, только после этого находим

Участок	№	Описание	Формула
Трубопровод	Т1	Норма расхода электрической энергии для каждого участка МН на плановый период	$N_{2n} = \frac{W_{мин.н}}{\eta_{н.э.э.тр.}}$
	Т2	Удельные затраты на единицу работы Nуд необходимого для обеспечения процесса транспортировки нефти по трубопроводам	$N_{уд.} = \frac{W}{G_{факт} \cdot H}$
Насосная станция	Н1	Энергопотребление подключенных насосных агрегатов, работающих по схеме «из насоса – в насос»	$W = g \cdot \sum_{i}^{k} \frac{H_i}{\eta_i} \cdot G$
	Н2	Удельные затраты электроэнергии	$E_{уд} = \frac{N}{\rho Q}$
	Н3	Коэффициента энергопотребления	$k_n = \frac{N_{тр}}{N_{ном}}$

Таб. 2 — Показатели энергоэффективной работы нефтепровода
Tab. 2 — Indicators of energy efficient operation of the pipeline

Xij	Значение
1	i-я и j-я альтернативы примерно равноценны
3	i-я альтернатива немного предпочтительнее j-й
5	i-я альтернатива предпочтительнее j-й
7	i-я альтернатива значительно предпочтительнее j-й
9	i-я альтернатива явно предпочтительнее j-й

Таб. 3 — Правила заполнения матрицы парных сравнений
Tab. 3 - Rules for completing the matrix of pairwise comparisons

Обозначение	Сравнение			Нормирование			Σ	вес	%
	А1	А2	А3	А1	А2	А3			
А1	1	5	9	1	5	9	15	0,70	69,57
А2	1/5	1	4	0,2	1	4	5,2	0,24	24,12
А3	1/9	1/4	1	0,11	0,25	1	1,36	0,06	6,31
Общая сумма матрицы							21,56		100

Таб. 4 — Пример заполнения матрицы
Tab. 4 — Example of filling the matrix

процент от числа по формуле (5), которая после ввода переводного коэффициента k будет выглядеть в следующем виде:

$$\frac{k_n}{\sum k_n} \times 100\% \quad (7).$$

После расчета всех коэффициентов и параметров переходим к завершающему этапу анализу полученных результатов. Результаты проанализируем с помощью графиков и функциональных уравнений полученных графиков.

С помощью Microsoft Excel строим графики зависимостей выполнения критериев от весового значения критериев. Графики строим следующим образом: по оси абсцисс откладываем деления от 0 до 100. На данной оси также друг за другом откладываем значения степени влияния исследуемых параметров в процентном выражении. Таким образом сумма всех параметров системы будет равна 100%. По оси ординат откладываем номера параметров по порядку.

Полученные графики будут иметь криволинейный характер и не иметь функциональной зависимости. Для нахождения функциональной зависимости и нахождения интеграла от полученных функций необходимо аппроксимировать получившиеся графики с помощью построения полиномиальных линий тренда для каждого из исследуемых способов утилизации. Для построения линий тренда воспользуемся функцией автоматического поиска линий тренда Microsoft Excel по типу полинома. После нахождения линий тренда, с помощью Microsoft Excel, находим функциональные зависимости весового значения критерия и процентного выполнения данного критерия, с указанием величины достоверности аппроксимации (R^2).

Для определения диапазона изменения значений наилучшего из имеющихся способов построим дополнительные две дополнительные кривые. Первая кривая — это идеальное выполнение всех заданных условий, вторая кривая — абсолютное невыполнение заданных условий предложенных критериев. Построим линии тренда полученных кривых и найдем функции линий тренда.

Полученные кривые необходимо сравнить. Наиболее удобным методом сравнения будет нахождение площадей описанных кривых. Следовательно, задача сравнения будет сведена к нахождению и сравнению площадей найденных функций с помощью нахождения определенного интеграла. Поскольку необходимо произвести оценку только площади полученных кривых, то пределы интегрирования будут от 0 до 100, т.е. на всей прямой. Таким образом, в общем виде интеграл определяется по формуле (8)

$$S = \int_0^{100} y(x)dx \quad (8),$$

где S — площадь подынтегральной функции; от 0 до 100 — диапазон интегрирования; y(x) — функция линий тренда по каждому способу.

Для нахождения интеграла подынтегральную функцию необходимо разбить на отрезки с малым шагом равным Δ. После этого найти площади каждого отрезка по всей длине подынтегральной функции. Нахождение площади на каждом отрезке будет находиться по формуле площади трапеции:

$$S = \frac{(a+b)}{2} \times h \quad (9),$$

где S — площадь; a, b — основания трапеции; h — высота трапеции. (9),

В данном случае, значения основания a будут значения y при значении x, а значения b — значения y при значении x+Δ.

После соответствующих замен формула нахождения площади на каждом заданном отрезке с шагом Δ будет выглядеть так:

$$S = s_i + \Delta \frac{(y(x) + y(x+\Delta)}{2} \quad (10),$$

где S — общая площадь фигуры; s_i — площадь предыдущего отрезка; y(x) — величина первого основания трапеции; y(x+Δ) — величина второго основания трапеции; Δ — величина шага и высота трапеции = 0,001.

Четвертый этап. Исходя из положений, представленных в данном пункте, определяется четвертый этап моделирования — выбор метода исследования. Таким образом, разрабатываемая система оценки энергетической эффективности магистрального нефтепровода будет являться численной математической моделью.

Наименование критерия	Обозначение	T1	T2	H1	H2	H3
Норму расхода электрической энергии для каждого участка МН на плановый период	T1	1	1/3	5	5	9
Удельные затраты на единицу работы необходимого для обеспечения процесса транспортировки нефти по трубопроводам:	T2	3	1	3	5	7
Энергопотребление подключенных насосных агрегатов	H1	1/5	1/3	1	3	5
Удельные затраты электроэнергии	H2	1/5	1/5	1/3	1	3
Коэффициента энергопотребления	H3	1/9	1/7	1/5	1/3	1

Таб. 5 — Сравнение исследуемых критериев
Tab. 5 — Comparison of the studied criteria

Обоз.	T1	T2	H1	H2	H3	Σ	вес	%
T1	1	0,33	5	5	9	20,33	0,37	36,71
T2	3	1	3	5	7	19	0,34	34,30
H1	0,2	0,33	1	3,00	5	9,53	0,17	17,21
H2	0,2	0,2	0,33	1	3	4,73	0,09	8,55
H3	0,11	0,14	0,2	0,33	1	1,79	0,03	3,23
					$\sum A_{общ}$	55,39		100

Таб. 6 — Нормированные оценки критериев
Tab. 6 — Normalized evaluation criteria

Критерии	T1	T2	H1	H2	H3
Важность критерия	36,71	34,3	17,21	8,55	3,23
НПС1	45,05	21,37	45,74	26,79	34,10
НПС2	34,54	41,42	28,18	36,78	31,97
НПС3	20,41	37,21	26,08	36,43	33,93

Таб. 7 — Зависимость выполнения критериев от процентного значения
Tab. 7 — Dependence of criteria on the percentage

Экспериментальная часть

Переходим к завершающему этапу моделирование — числовому эксперименту. Исходя из правил заполнения, представленных в таб. 3. и примера заполнения, представленного таб. 4, заполним таб. 5, в которую занесем сравнительные оценки представленных критериев.

После сравнения выбранных критериев и расстановки сравнительных оценок необходимо определить численные оценки каждого критерия, а также рассчитать суммарные значения каждого критерия. Определение суммы и веса каждого критерия, а также процентное выражение значения важности рассчитывается по формулам 1–4. Данные нормированных оценок, суммы каждого критерия и веса представлены в таб. 6.

Из данных таб. 6 мы видим, что критерий T1 является самым значимым, а критерий H3 наименее значим.

Далее, в соответствии с параметрами,

представленными формулами таб. 2, произведем расчет по данным представленным в таб. 1. После этого проведем математический анализ полученных результатов по формулам (5) — (7). Данные этого анализа представим в таб. 7.

Следующим этапом является построение графиков. Графики трех НПС, максимума и минимума представлены на рис. 1.

Результаты исследования

После построения графиков найдем функции линий тренда и величину достоверной аппроксимации. Данные занесем в таб. 8.

Для нахождения интегралов полученных функций воспользуемся программным обеспечением Microsoft Excel Visual Basic и формулами (8) — (10). Полученные значения интегралов функций представлены в таб. 9.

Исходя из расчетов и графиков, предоставленных в данной статье, а также параметров, используемых для сравнения можно сделать вывод о том, что минимальное выполнение критериев будет свидетельствовать о наиболее эффективном использовании энергоресурсов и применении более энергетически совершенного оборудования и режима эксплуатации. Таким образом, из представленных к исследованию нефтеперекачивающих станций наиболее энергетически эффективным нефтепроводом является магистральный нефтепровод, работающий от НПС 3.

Разработанная методика оценки энергетической эффективности магистрального нефтепровода может быть универсальной методикой оценки, поскольку позволяет производить комплексную оценку в независимости от используемого оборудования, длины нефтепровода, объема перекачки и других параметров.

В свете устойчивой тенденции роста цен на энергоносители и в том числе на электроэнергию вопрос экономии и анализа потребления энергоресурсов весьма актуален и важен.

Одной из основных статей эксплуатационных расходов магистральных нефтепроводов являются затраты на электроэнергию. Доля электроэнергии в себестоимости магистрального транспорта нефти составляет около 35% и, судя по всему, эта доля продолжит расти, если не предпринимать усилий к сокращению электропотребления. Около 95% общего расхода составляют затраты электроэнергии на приводы насосов. Оставшуюся часть составляют энергозатраты на инженерные коммуникации и системы нефтеперекачивающих станций, вспомогательные производства, освещение, отопление. Часть затрат приходится на технически неизбежные потери в сетях и преобразователях.

Так как трубопроводный транспорт нефти является одним из наиболее энергоемких производств, к показателю эффективности использования электроэнергии должны быть предъявлены особые требования. В настоящее время роль такого показателя выполняет норма расхода электроэнергии. Анализ фактических величин затрат электроэнергии показывает, что они существенно зависят от производительности и характеристик нефтепровода, вязкости нефти, типоразмера насосов и режимов их работы.

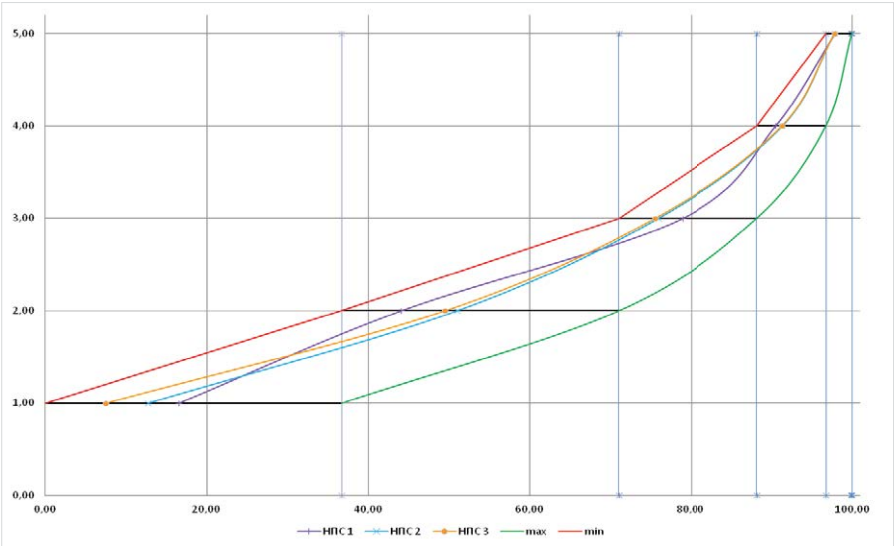


Рис. 1 — Графики НПС, максимума и минимума выполнения критериев
Fig. 1 — Graphics NPS, the maximum and inimum criteria fulfillment

Итоги

Исходя из расчетов и графиков, предоставленных в статье, а также параметров, используемых для сравнения можно сделать вывод о том, что минимальное выполнение критериев будет свидетельствовать о наиболее эффективном использовании энергоресурсов и применении более энергетически совершенного оборудования и режима эксплуатации. Таким образом, из представленных к исследованию нефтеперекачивающих станций наиболее энергетически эффективным нефтепроводом будет являться магистральный нефтепровод, работающий от НПС 3.

Выводы

Разработана методика оценки энергетической эффективности магистрального нефтепровода, которая являться универсальной методикой оценки, поскольку позволяет производить комплексную оценку в не зависимости от используемого оборудования, длинны нефтепровода объема перекачки и других параметров.

Литература

1. Акбердин А.М., Сазонов А.З., Еронен В.И., Рахимов А.С. К определению расхода электроэнергии на объектах магистральных нефтепроводов // Нефтегазовое дело. 2006. Т.6. №1. С. 133–141.
2. Мельник В.Е. Сильницкая Н.В. Анализ эффективной работы основного оборудования перекачивающей станции на примере сравнения требуемых мощностей насосных агрегатов НМ 10000-210. Научно-техническая заочная конференция магистрантов имени профессора Н.А. Малюшина «Нефтегазовый терминал». Тюмень, 2018.

Обозначение	Функции линий тренда	R2
НПС 1	y = 2·10-5x3 - 0,0028x2 + 0,1502x - 0,8024	1
НПС 2	y = 1·10-5x3 - 0,0016x2 + 0,0868x + 0,1292	0,9959
НПС 3	y = 1·10-5x3 - 0,0013x2 + 0,0689x + 0,552	0,9958
«Max»	y = 6·10-5x3 - 0,0106x2 + 0,6679x - 11,974	0,9941
«Min»	y = 9·10-6x3 - 0,001x2 + 0,0513x + 0,9972	0,9985

Таб. 8 — Функции линий тренда исследуемых параметров
Tab. 8 — Trend line functions of the parameters studied

№ НПС	Значения полученных интегралов
1	202,17
2	202,95
3	212,85
Максимальное значение	138,92
Минимальное значение	239,53

Таб. 9 — Значения интегралов функций
Tab. 9 — Values of integrals of functions

3. Методологические основы научных исследований. Учебное пособие для студентов нефтегазового профиля. ТюмГНГУ, ред. Ю.Д. Земенков. Тюмень: Вектор Бук, 2011. 289 с.
4. Ю.Д. Земенков и др. Сбор и подготовка нефти и газа. М.: Академия, 2009. 159 с.
5. ГОСТ Р 51380-99. Энергосбережение. Методы подтверждения соответствия показателей энергетической эффективности энергопотребляющей продукции их нормативным значениям. Общие требования.
6. ГОСТ Р 51541-99. Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения.
7. ОР-03.220.99-КТН-092-08. Регламент разработки технологических карт, расчета режимов работы магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть».
8. РД 153-39.4-113-01. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов.
9. РД-91.140.50-КТН-043-11. Методика расчета расхода электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти.
10. Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности».

UDC 622.692.4

Development of the methodology for assessing the energy efficiency of the main oil pipeline

Authors
Aleksandr A. Razboynikov — Ph.D., associate professor[1]; tmn.ers@mail.ru
Nikolai S. Barsukov — machinist[2]; niklajj.rem@gmail.com

[1]Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation
[2]TC JSC "SiburTyumenGaz", Tyumen, Russian Federation

Abstract
The rising cost of electricity, as well as the rapid development of technology and technology has led to the emergence of more advanced and energy-efficient equipment used in the main transport of oil. Thus, there is an urgent issue in the energy control of equipment to reduce operating costs. This article discusses the methodology for assessing the energy efficiency of the main oil pipeline.

Materials and methods
The basis of the developed methodology is a mathematical model built on a system of equations solved by the Saaty algorithm.

Keywords
oil transportation, energy efficiency, assessment methodology, main oil pipeline

Results
Based on the calculations and graphs provided in this article, as well as the parameters used for comparison, we can conclude that the minimum fulfillment of the criteria will indicate the most efficient use of energy resources and the use of more energy-perfect equipment and operating mode. Thus, among the oil pumping stations presented for the study, the most energy efficient oil pipeline will be the main oil pipeline operating from oil pumping station #3.

Conclusions
A methodology has been developed for evaluating the energy efficiency of the main oil pipeline, which is a universal method of assessment, since it allows for a comprehensive assessment regardless of the equipment used, the length of the pipeline, the pumping volume and other parameters.

References
1. Akberdin A.M., Sazonov A.Z., Eronen V.I., Rakhimov A.S. *K opredeleniyu raskhoda elektroenergii na ob"ektakh magistral'nykh nefteprovodov* [On the definition of electricity consumption at the facilities of trunk pipelines] // Oil and gas business, 2006, V.6, issue 1, pp. 133–141.
2. Mel'nik V.E. S*il'nitskaya N.V. Analiz effektivnoy raboty osnovnogo oborudovaniya perekachivayushchey stantsii na primere sravneniya trebuemykh moshchnostey nasosnykh agregatov NM 10000-210* [Analysis of the effective operation of the main equipment of the pumping station on the example of comparing the required capacity of pumping units HM 10000-210]. Scientific and technical correspondence conference of master students named after professor N.A. Malyushin "Oil and Gas Terminal". Tyumen', 2018.
3. *Metodologicheskie osnovy nauchnykh issledovaniy.* [Methodological bases of scientific research]. A textbook for students of oil and gas profile / TSOGU, ed. Yu.D. Zemenkov. Tyumen: Vector Book, 2011, 289 p.
4. Yu.D. Zemenkov and others. *Sbor i podgotovka nefti i gaza* [Collection and preparation of oil and gas. M.: Academy, 2009, 159 p.
5. GOST R 51380-99. *Energosberezhenie. Metody podtverzhdeniya sootvetstviya pokazateley energeticheskoy effektivnosti energopotreblyayushchey produktsii ikh normativnym znacheniyam. Obshchie trebovaniya* [Energy saving. Methods for confirming the compliance of energy efficiency indicators of energy-using products with their normative values. General requirements].
6. GOST R 51541-99. *Energosberezhenie. Energeticheskaya effektivnost'. Sostav pokazateley. Obshchie polozheniya* [Energy saving. Energy efficiency. The composition of the indicators. General provisions].
7. OP-03.220.99-KTH-092-08. *Reglament razrabotki tekhnologicheskikh kart, rascheta rezhimov raboty magistral'nykh nefteprovodov OAO «AK «Transneft'»* [Regulations for development of flow charts, calculation of operating modes of trunk pipelines of Transneft, JSC].
8. RD 153-39.4-113-01. *Normy tekhnologicheskogo proektirovaniya magistral'nykh nefteprovodov* [Standards of technological design of oil pipelines].
9. RD-91.140.50-KTH-043-11. *Metodika rascheta raskhoda elektroenergii v truboprovodnom transporte nefti* [The method of calculating the consumption of electricity in pipeline transportation of oil].
10. *Federal'nyy zakon Rossiyskoy Federatsii «Ob energosberezhenii i o povyshenii energeticheskoy effektivnosti»* [Federal Law of the Russian Federation “On Energy Saving and on Increasing Energy Efficiency”]. November 23, 2009 #261-FL.

УСТАНОВКА ДЛЯ ЗАВИНЧИВАНИЯ СВАЙ УЗС-85

КЛИНЦЫ

Инновационный продукт, не имеющий аналогов на российском рынке — установка для завинчивания свай УЗС-85 "КЛИНЦЫ" на вездеходном шасси КАМАЗ-63501 (8х8).

На самом деле, функционал новой машины гораздо шире. Она сочетает в себе, помимо оборудования для погружения и извлечения винтовых свай, подъемный кран, автогидроподъемник, оборудование для бурения скважин, электрогенератор, а также выходы для подключения гидроинструмента.

Основой данной установки является автомобильный кран с повышенными грузовысотными характеристиками. Кран оснащен усиленной 3-секционной телескопической стрелой овоидного профиля. Его максимальная грузоподъемность 32 т на вылете 4 м.

По ряду параметров кран уникален. Одним из таких свойств является способность перевозить по рабочей площадке 3-тонный груз на крюке. Кроме того, грузовысотные характеристики УЗС-85 на средних вылетах соответствуют показателям 40-тонных автокранов, а на дальних — 50-тонных.

В режиме завинчивания свай можно погружать сваи в грунты I-IV категории, в том числе в условиях вечной мерзлоты. Максимальный диаметр винтовых свай — 273 мм, глубина погружения — до 11 м.

Сфера применения УЗС-85 в качестве установки для завинчивания свай достаточно широка: строительство мостов, пирсов, пристаней, установка мачт различного назначения, возведение опор для трубопроводов, устройство фундаментов.

В режиме бурения грунтов установка УЗС-85 также рассчитана на работу с грунтами I-IV категории. Она обеспечивает глубину бурения до 4 м и максимальный диаметр бурения 1 м.

В режиме завинчивания/вывинчивания свай и бурения работы могут выполняться как в непосредственной близости от машины, так и на расстоянии до 20 м от нее, в рабочей зоне 360°.

Входящая в комплект рабочая платформа позволяет использовать машину как автогидроподъемник. Высота подъема достигает 12 м, а грузоподъемность рабочей платформы — 250 кг.

Все сменное рабочее оборудование, которым комплектуется УЗС-85, монтируется без привлечения дополнительных грузоподъемных средств.

Наличие в базовой комплектации электрогенератора мощностью 10 кВт и напряжением 220/380 В с гидроприводом от двигателя базового шасси позволяет одновременно подключать 3 единицы электрооборудования. Кроме того, в гидросистеме установки имеется 6 точек для подключения гидроинструмента.

УЗС-85 может оперативно наладить мостовые переправы различной грузоподъемности: погрузить винтовые сваи, уложить на мостовой пролет стандартные 12-метровые швеллеры или двутавры, выполнить сварочные работы, сделать настил и т.д.

КАЗ

Акционерное общество «Клинцовский автокрановый завод»

Т. (48336) 4-55-33

e-mail:om@oaokaz.ru, www.oaokaz.ru

Синергия опыта и знаний — плунжерный насос СИН64

Гидравлическая мощность — 570 л.с. Давление — до 105 МПа. Производительность — до 40 л/с.

Насосные установки — это главный инструмент при добыче черного золота и газа. Практически каждая операция, связанная с их добычей, осуществляется с помощью насосов. Коллективу завода «Синергия» 30 лет назад удалось верно оценить потенциал применения плунжерных насосов, и сегодня мы можем предложить рынку целую гамму насосов с приводной мощностью от 2 до 2500 л.с.

Добывать нефть и газ с каждым днем становится сложнее, вместе с технологиями совершенствуются и наши насосы. Благодаря многолетнему опыту разработок и плодотворному сотрудничеству с эксплуатирующими организациями удалось создать уникальный плунжерный насос СИН64. При небольшой массе и габаритах, насос имеет высокую удельную мощность, а благодаря продуманной конструкции кривошипно-шатунного механизма и инновационной системе смазки значительно увеличился ресурс и время непрерывной работы насоса.

На сегодняшний день наш завод серийно изготавливает ряд насосных установок на базе данного насоса. Мощность дизельных двигателей, используемых для привода, составляет от 400 до 800 л.с., что позволяет насосу развивать давление 105 МПа, а идеальная подача на плунжерах диаметром 140 мм составляет 40 л/с. Установки условно можно разделить на три основных группы: установки для цементирования скважин, установки для кислотной обработки скважин и универсальные насосные установки.

Установки насосные для цементирования скважин применяются для закачки различных растворов при цементировании, гидропескоструйной перфорации, гидравлическом разрыве пласта, а также для выполнений операций по бурению при капитальном ремонте скважин и других промывочно-продавочных работ.

СИН35.64 — самая простая из представленного ряда. Установка базируется на полноприводном шасси МАЗ-6314F9 либо КАМАЗ 65222. Отбор мощности к насосу осуществляется от двигателя шасси. В состав насосной установки помимо насоса СИН64 входит планетарно-цилиндрический редуктор СИН31, емкость объемом 6 кубических метров, приемный и напорный манифольд. Также, по желанию заказчика, может устанавливаться водоподающий блок на базе насоса ЦНС 38-154.

Установка насосная СИН35.35 так же, как и установка СИН35.14, состоит из палубного двигателя ЯМЗ7511 мощностью 400 л.с. с девятиступенчатой коробкой передач, приемного и напорного манифольда, планетарного редуктора СИН52. Для комфортной работы обслуживающего персонала насосные установки укомплектованы теплоизолированным укрытием. Установка насосная СИН35.35 монтируется на полноприводном шасси КАМАЗ, МАЗ или Урал, а установка СИН35.14 — на полуприцепе.

СИН35.36 смонтирована на шасси МАЗ 631724. Привод насоса осуществляется от палубного двигателя Cummins QSNT500 мощностью 500 л.с. через автоматическую коробку Allison 4700 OFS и планетарный редуктор СИН52. Также в состав данной установки входит подпорный насос СИН65, водоподающий

СИН 35.64

СИН 35.35

СИН 31.64

насос ЦНС105-196, смеситель гидравлический, емкость объемом 3 кубических метра, приемный и напорный манифольд. Управление установкой осуществляется из кабины оператора.

Установка для кислотной обработки скважин СИН32.64 предназначена для транспортирования и нагнетания смеси кислот, применяемых при кислотных обработках призабойной зоны скважин. Установка базируется на полноприводном шасси МАЗ-6314F9 либо КАМАЗ 65222. Отбор мощности к насосу осуществляется от двигателя шасси. В состав установки входит планетарно-цилиндрический редуктор СИН31, приемный и напорный манифольд, емкость объемом 10 кубических метров с усовершенствованным химстойким покрытием.

Установки насосные универсальные предназначены для нагнетания жидких сред при гидравлическом разрыве пластов (ГРП), при кислотном ГРП, а также других промывочно-продавочных работах на нефтяных, газовых и прочих скважинах, при которых используется высокое давление

Универсальные насосные установки представлены двумя моделями: СИН31.64 и СИН35.53. Последняя предназначена для использования в составе азотно-колтюбингового комплекса оборудования для выполнения работ по нормализации забоя и освоению скважин. Установка также может использоваться для нагрева и закачки технологических жидкостей, включая растворы промывки и глушения на солевой основе и жидкости на углеводородной основе, при проведении работ по ликвидации гидратно-парафиновых пробок и других технологических операциях.

Насосная установка СИН35.53 монтируется на полноприводном шасси МАЗ-6314F9 либо КАМАЗ 65222. В состав ее, помимо насоса, входит планетарно-цилиндрический редуктор СИН31, емкость объемом 4 кубических метра, котел нагревательный, насос подающий, приемный и напорный манифольд.

Установка насосная СИН31.64 монтируется на полноприводных шасси КАМАЗ, Урал. Привод насоса осуществляется от палубного двигателя ЯМЗ Э8502.10 мощностью 800 л.с. через гидромеханическую коробку передач СИН31. В состав насосной установки входит емкость объемом 3 кубических метра, приемный и напорный манифольд.

Привычные всем кислотники и цементировочники на базе плунжерного насоса СИН32 с приводной мощностью до 325 л.с., максимальным давлением 50 МПа и подачей до 27 л/с давно завоевали сердца покупателей. В общей сложности таких установок выпущено более 3000 единиц. Они зарекомендовали себя как надежные и неприхотливые трудяги, которым по силе повседневные задачи. Но жизнь меняется, требуются большие давления и расходы и, соответственно, большие приводные мощности. Неизменным остается одно — высокое качество, надежность и неприхотливость насосов «Синергия» при разумной цене. Постоянный рост спроса на насосные агрегаты с применением СИН64 самое яркое тому подтверждение. На сегодняшний день выпущено более 100 единиц техники, которые успешно отрабатывают вложенные в них средства на территории России и за ее пределами.

ООО «Завод «Синергия»
Россия, 614014, г. Пермь,
ул. Новозвягинская, 57
Тел.: +7 (342) 267-28-08
Факс: +7 (342) 267-02-14
e-mail: od@sinergia.ru
www.sinergia.ru

СИН 32.64

СИН 35.53

ООО НПП «МАГНИТО–КОНТАКТ»

http://www.m-kontakt.ru e-mail:451694@bk.ru 8(4912)45-16-94, 8(495)320-09-97

ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ВИДА «d»

ИЗВЕЩАТЕЛЬ ОХРАННЫЙ ТОЧЕЧНЫЙ МАГНИТОКОНТАКТНЫЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЁННЫЙ
ЕХ ИО 102 МК ПАШК.425119.114 ТУ
Сертификат соответствия № RU C-RU.ВН02.В.00037/19, действие с 05.02.2019г. по 19.12.2023г
Сертификат соответствия № РОСС RU.АМ03.Н00197, действие с 04.02.2019г. по 03.02.2022г.
Сертификат соответствия №РОСС RU.11АК01.Н00433, действие с 05.02.2019г. по 04.02.2022г.

степень защиты оболочки IP 66/68
маркировка взрывозащиты 1Ex d IIC T6 Gb / PB Ex d I Mb

ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ УРОВНЯ «ia»

БАРЬЕР ИСКРОЗАЩИТЫ ШЛЕЙФА
«БИСШ» АТФЕ.426439.001 ТУ
Сертификат соответствия № RU C-RU.ГБ05.В.01216, действие 03.07.2015г. по 03.07.2020г.
Сертификат соответствия № C-RU.ПБ25.В.02870, действие 09.12.2014г. по 08.12.2019г.

степень защиты оболочки IP 54
маркировка взрывозащиты [Exia]IIC/IIB

ОПОВЕЩАТЕЛЬ СВЕТОВОЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЙ
ОС-12/В «АЯКС» ПАШК.425543.001 ТУ
Сертификат соответствия № C-RU.ПБ25.В.03306, действие 22.09.2015г. по 21.09.2020г.
Сертификат соответствия № RU C-RU.ГБ05.В.01216, действие 03.07.2015г. по 03.07.2020г.

степень защиты оболочки IP 66
маркировка взрывозащиты 1ExibIIBT4 X

ДАТЧИК ПОЛОЖЕНИЯ МАГНИТОГЕРКОНОВЫЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЁННЫЙ
ДПМ-1ЕХ ПАШК.425119.118 ТУ
Сертификат соответствия № ТС RU C-RU.ВН02.В.00625, действие с 09.07.2018г. по 08.07.2023г.
Декларация о соответствии ЕАЭС № RU Д-RU.МЕ61.В.00880, действие с 29.08.18г. по 28.08.2023г.

степень защиты оболочки IP 68
маркировка взрывозащиты 0Ex ia IIC T6 Ga X/PO Ex ia I Ma X

ИЗВЕЩАТЕЛЬ ПОЖАРНЫЙ ТЕПЛОВОЙ МАКСИМАЛЬНЫЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЙ
ИП 103-10/В, УС-4-Ех ПАШК.425212.050 ТУ
Сертификат соответствия № C-RU.ПБ25.В.03889, действие 22.07.2016г. по 21.07.2021г.
Сертификат соответствия № RU C-RU.ГБ05.В.00637, действие 10.07.2014г. по 10.07.2019г.

степень защиты оболочки IP 65
маркировка взрывозащиты 0ExiaIICT6, 1ExibIIBT6 X

ДАТЧИК ПОЛОЖЕНИЯ МАГНИТОГЕРКОНОВЫЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЁННЫЙ
ДПМГ-26ЕХ ПАШК.425119.120 ТУ
Сертификат соответствия № RU C-RU.ВН02.В.00037/19, действие с 05.02.2019г. по 19.12.2023г
Сертификат соответствия № РОСС RU.АМ03.Н00197, действие с 04.02.2019г. по 03.02.2022г.
Декларация о соответствии ЕАЭС № RU Д-RU.МЕ61.В.00880, действие с 29.08.18г. по 28.08.2023г.

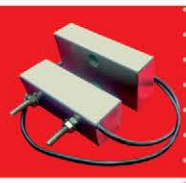
степень защиты оболочки IP 66/68
маркировка взрывозащиты 0Ex ia IIC T6 Ga/PO Ex ia I Ma

ИЗВЕЩАТЕЛЬ ОХРАННЫЙ ТОЧЕЧНЫЙ МАГНИТОКОНТАКТНЫЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЁННЫЙ
ИО 102-40 АТФЕ.425119.066 ТУ
Декларация о соответствии № RU Д-RU.МЕ61.В.00198, действие с 25.12.2014г. по 24.12.2019г.
Сертификат соответствия №ССБК RU.ПБ09.Н000230, действие с 13.05.2014г. по 12.05.2019г.
Сертификат соответствия № RU C-RU.ВН02.В.00037/19, действие с 05.02.2019г. по 19.12.2023г.
Сертификат соответствия №РОСС RU.11АК01.Н00433, действие с 05.02.2019г. по 04.02.2022г.
Сертификат соответствия №РОСС RU.АМ03.Н00197, действие с 04.02.2019г. по 03.02.2022г.

степень защиты оболочки IP 66/68
маркировка взрывозащиты 0Ex ia IIB T6 Ga X

ИЗВЕЩАТЕЛЬ ОХРАННЫЙ ТОЧЕЧНЫЙ МАГНИТОКОНТАКТНЫЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЙ
ИО 102-26/В «АЯКС» исп.10, исп.200, исп.250 ПАШК.425119.008 ТУ
Декларация о соответствии № RU Д-RU.МЕ61.В.00197, действие с 25.12.2014г по 24.12.2019г.
Сертификат соответствия № RU C-RU.ВН02.В.00037/19, действие с 05.02.2019г. по 19.12.2023г.
Сертификат соответствия №РОСС RU.11АК01.Н00433, действие с 05.02.2019г. по 04.02.2022г.
Сертификат соответствия №РОСС RU.АМ03.Н00197, действие с 04.02.2019г. по 03.02.2022г.

степень защиты оболочки IP 66/68
маркировка взрывозащиты 0Ex ia IIB T6 Ga X



ИЗВЕЩАТЕЛЬ ПОЖАРНЫЙ РУЧНОЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЙ
ИПР 514-2/В «КУЛЬТ» ПАШК. 425211.010 ТУ
Сертификат соответствия № C-RU.ПБ25.В.03889, действие 22.07.2016г. по 21.07.2021г.

степень защиты оболочки IP 54
маркировка взрывозащиты 0ExiaIICT6 X, 1ExibIIBT6 X

УСТРОЙСТВО СОЕДИНИТЕЛЬНОЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ
УСБ-Ех «СЕВЕР» АТФЕ.685552.001 ТУ
Сертификат соответствия № RU C-RU.ГБ05.В.01216, действие 03.07.2015г. по 03.07.2020г.
Сертификат соответствия № C-RU.ПБ25.В.02870, действие 09.12.2014г. по 08.12.2019г.

степень защиты оболочки IP 55
маркировка взрывозащиты 0ExiaIICT6

ИЗВЕЩАТЕЛЬ ПОЖАРНЫЙ ДЫМОВОЙ ТОЧЕЧНЫЙ ОПТИКО-ЭЛЕКТРОННЫЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЙ
ИП 212-69/1Ех ПАШК. 425232.117 ТУ

степень защиты оболочки IP 40
маркировка взрывозащиты 1Ex ia IIB T6 Gb

ИЗВЕЩАТЕЛЬ ПОЖАРНЫЙ ТЕПЛОВОЙ ТОЧЕЧНЫЙ МАКСИМАЛЬНЫЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЙ
ИП 103-55Ех ПАШК. 425212.129 ТУ

степень защиты оболочки IP 20
маркировка взрывозащиты 1Ex ib IIB T6 Gb

ИЗВЕЩАТЕЛЬ ПОЖАРНЫЙ РУЧНОЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЙ
ИП535Ех «СЕВЕР» ПАШК.425211.126 ТУ

степень защиты оболочки IP 66/67
маркировка взрывозащиты 0Ex ia IIC Tb Ga

УДК: 621.6+539.2/6+519.2

Оценка прочности температурно-деформируемых участков трубопроводов с учетом случайной природы предела текучести материала труб

DOI 10.24411/2076-6785-2019-10019

С.А. Шоцкий
Sshotssky@mail.ru

ПАО «ГЕОТЭК Сейсморазведка», Москва, Россия

В работе представлены результаты расчета напряжений в стенке подземного трубопровода, пригруженного одиночными грузами в углах поворота на выпуклых участках трассы. С учетом случайной природы предела текучести трубных сталей σ_T, выборки фактических значений которого получены для материала труб разных производителей, выполнена оценка прочности криволинейных участков магистрального трубопровода (далее — МТ). Обоснована необходимость индивидуального подбора веса одиночного пригруза для каждого участка трубопровода с учетом специфики закона распределения и пределов рассеивания предела текучести материала труб, применявшихся на этапе строительства участка.

Материалы и методы
Расчет напряжений в трубопроводе и проверка выполнения условия прочности пригруженного криволинейного участка МТ выполнена на основе строительных норм и правил (СНиП 2.05.06-85 * Магистральные трубопроводы).
Оценка прочности криволинейных участков МТ в вероятностном аспекте выполнена на основе обработки случайных величин с помощью методов теории вероятности и непараметрической статистики.

Ключевые слова
магистральный трубопровод, линейная часть, криволинейный участок, пригруз, прочностной расчет, вероятностные расчеты, случайная величина, предел текучести трубной стали

Ключевой задачей на этапах проектирования, эксплуатации и ремонта МТ является оценка прочности линейных участков. Решение данной задачи предполагает определение приведенных в отраслевых нормативных документах значений критериев прочности и последующее сравнение их с предельно допустимыми значениями, что позволяет оценить прочность любого участка МТ в соответствии с его конструктивными особенностями. Данный подход к оценке прочности МТ основан на детерминированных методах расчета, которые предполагают, что входящие в расчетные зависимости величины являются постоянными и не подвержены случайным изменениям в процессе эксплуатации трубопровода. Такие допущения приводят к тому, что результаты расчета показателей прочности и критериев, применяемых для их оценки, могут оказаться недостоверными, в результате чего прочность участков трубопровода не будет обеспечена.

Учесть случайную природу исходных данных и повысить достоверность результатов расчета прочности участков МТ позволяют вероятностные методы. Применение в качестве исходных значений в детерминированных расчетных моделях величин, определенных с заданной вероятностью на основе их фактических законов распределения, позволяет существенно повысить достоверность результатов расчета прочности линейных участков МТ. При этом реализация такого подхода позволяет оценивать прочность на основе известных и широко апробированных отраслевых методик.

Теоретическая часть

Вследствие воздействия эксплуатационных нагрузок на криволинейных участках МТ, построенных способом подземной прокладки, возникают напряжения и перемещения, для снижения которых выполняют пригрузку трубопровода.

Для расчета в соответствии с требованиями нормативного документа [1] максимальных суммарных продольных напряжений $\sigma_{пр}^{H}$, возникающих в трубопроводе от избыточного внутреннего давления и положительного температурного перепада, в работах [2, 3] получена следующая зависимость:

$$\sigma_{пр}^{H} = \mu \frac{p\left(D_н - 2\delta\right)}{2\delta} - \frac{N}{F} \pm \frac{M}{W} \quad (1),$$

где μ — коэффициент Пуассона; p — избыточное внутреннее давление; $D_н$ — наружный диаметр трубы; δ — толщина стенки трубы; N — продольное усилие на изогнутом участке трубопровода; M — максимальный изгибающий момент; F — площадь поперечного сечения трубы; W — момент сопротивления сечения трубопровода.

Расчет параметров N и M, входящих в зависимость (1), производится для каждого криволинейного участка МТ исходя из его конструктивных особенностей и схемы пригрузки [2, 3].

Прочность участка и отсутствие на нем недопустимых пластических деформаций считаются обеспеченными, если выполнено условие [1]:

$$\sigma_{пр}^{H} \leq \psi_3 \frac{m}{0{,}9k_н} R_2^н \quad (2),$$

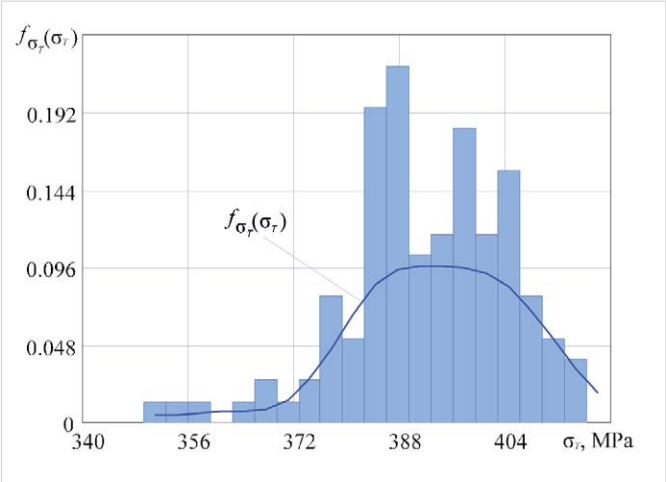
где $\sigma_{пр}^{H}$ — максимальные суммарные продольные напряжения в МТ [2, 3]; — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, ($\psi_3 = \psi_3(\sigma_{кц}, R_2^н, k_н, m)$); $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления; m — коэффициент условий работы трубопровода; $k_н$ — коэффициент надежности по назначению трубопровода; $R_2^н$ — минимальное значение предела текучести материала трубы.

Параметры, входящие в зависимости (1) и (2), при расчете прочности участков трубопровода принимаются как величины постоянные. Однако результаты исследований, представленные в работах [4, 5, 6], свидетельствуют, что случайная природа таких исходных величин, как избыточное внутреннее давление p и температура T^0, оказывает существенной влияние на результаты оценки прочности криволинейных участков подземного МТ и требует индивидуального подхода к выбору схемы пригрузки и типа применяемого груза для каждого криволинейного температурно-деформируемого участка.

При этом анализ данных, представленных в работах [7, 8, 9, 10, 14], позволяет сделать вывод, что прочностные характеристики материала труб также являются величинами случайными и имеют различные закономерности распределения в зависимости от производителя трубной продукции, даты выпуска и срока эксплуатации трубопровода. Однако данный факт не учитывается в существующих методиках расчета прочности линейных участков на основании зависимостей (1) и (2), при реализации которых принимается нормативное значение предела текучести материала трубы из справочной литературы.

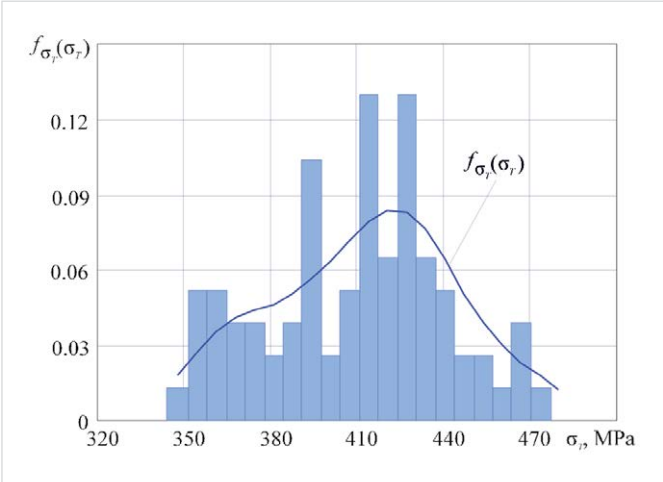
Обратимся к работе [10], в которой приведены результаты экспериментальных исследований предела текучести σ_T материала труб, изготовленных из стали 17Г1С на разных заводах — Харцизском ТЗ и Челябинском ТПЗ в соответствии с ТУ 14-3-109-73. Выборки значений предела текучести σ_{Ti}, $i=\overline{1,m}$ полученные в результате испытания образцов, изготовленных из материала труб каждого производителя, представлены в виде гистограмм на рисунках 1 и 2.

Анализ представленных на рисунках 1 и 2 данных позволяет сделать вывод, что закономерности изменения и пределы рассеивания



$f_{\sigma_T}(\sigma_T)$ — функция плотности вероятности

Рис. 1 — Гистограмма частот распределения предела текучести σ_T материала трубы, изготовленной на Харцизском ТЗ
Fig. 1 — Histograms of the distribution frequencies of yield strength σ_T for pipe steels manufactured by Harcizsk Pipe Plant



$f_{\sigma_T}(\sigma_T)$ - функция плотности вероятности

Рис. 2 — Гистограмма частот распределения предела текучести σ_T материала трубы, изготовленной на Челябинском ТПЗ
Fig. 2 — Histograms of the distribution frequencies of yield strength σ_T for pipe steels manufactured by Chelyabinsk Pipe Rolling Plant

значений σ_T имеют существенные отличия в зависимости от производителя даже при условии, что трубная продукция изготовлена из одинаковой стали в соответствии с требованиями одного ТУ 14-3-109-73. Предварительный анализ гистограмм, представленных на рисунках 1 и 2, свидетельствует, что отнести выборки значений предела текучести к нормальному закону распределения при статистической обработке экспериментальных данных некорректно. В связи с этим обработка результатов экспериментальных исследований может быть выполнена на основе методов непараметрической статистики, которые изначально полагают, что вид распределения случайной величины или неизвестен, или может быть определен лишь приблизительно [11].

Реализация данных методов предполагает для оценки неизвестной функции плотности распределения предела текучести $f_{\sigma_T}(\sigma_T)$ на основе выборки экспериментальных значений σ_{Ti}, $i=\overline{1,m}$, представить эту функцию в виде разложения:

$$f_{\sigma_T}(\sigma_T)=\frac{1}{m\cdot h_{\sigma_T}\cdot\sqrt{2\cdot\pi}}\times$$
$$\times\sum_{i=1}^{m}\exp\left[-0{,}5\left(\frac{\sigma_T-\sigma_{Ti}}{h_{\sigma_T}}\right)^2\right]\cdot\frac{1}{c_{\sigma_T}}\quad(3),$$

где

$$\tilde{n}_{\sigma_T}=\frac{1}{m\cdot h_{\sigma_T}\cdot\sqrt{2\cdot\pi}}\int_{\sigma_{T\min}}^{\sigma_{T\max}}\times$$
$$\times\sum_{i=1}^{m}\exp\left[-0{,}5\left(\frac{\sigma_T-\sigma_{Ti}}{h_{\sigma_T}}\right)^2\right]d\sigma_T,$$

а h_{σ_T} — параметр размытости, задача вычисления оптимального значения которого сводится к определению максимума информационного функционала:

$$\max_{h_{\sigma_T}}J=\max_{h_{\sigma_T}}\left\{\frac{1}{m}\sum_{i=1}^{m}\ln\left[\frac{1}{(m-1)h_{\sigma_T}}\times\right.\right.$$
$$\left.\left.\times\sum_{j\neq i}^{m-1}\frac{1}{\sqrt{2\cdot\pi}}\exp\left(-0{,}5\left(\frac{\sigma_{Ti}-\sigma_{Tj}}{h_{\sigma_T}}\right)^2\right)\right]\right\}\quad(4).$$

Решение данной задачи позволяет определить все параметры, входящие в выражение (3), и восстановить искомую функцию $f_{\sigma_T}(\sigma_T)$.

Для известной функции плотности вероятности $f_{\sigma_T}(\sigma_T)$ значения квантилей предела текучести σ_T^{α} материала труб при требуемом уровне значимости α рассчитываются в результате решения уравнения [12, 13]:

$$\int_0^{\sigma_T^{\alpha}}f_{\sigma_T}(\sigma_T)\,d\sigma_T=\alpha\ (5).$$

Полученные значения квантилей σ_T^{α}, применяемые в качестве исходных данных для зависимостей (1) и (2), позволяют учесть случайную природу предела текучести стали 17Г1С при выполнении прочностного расчета МТ на основе детерминированных моделей и, как следствие, повысить достоверность получаемых результатов.

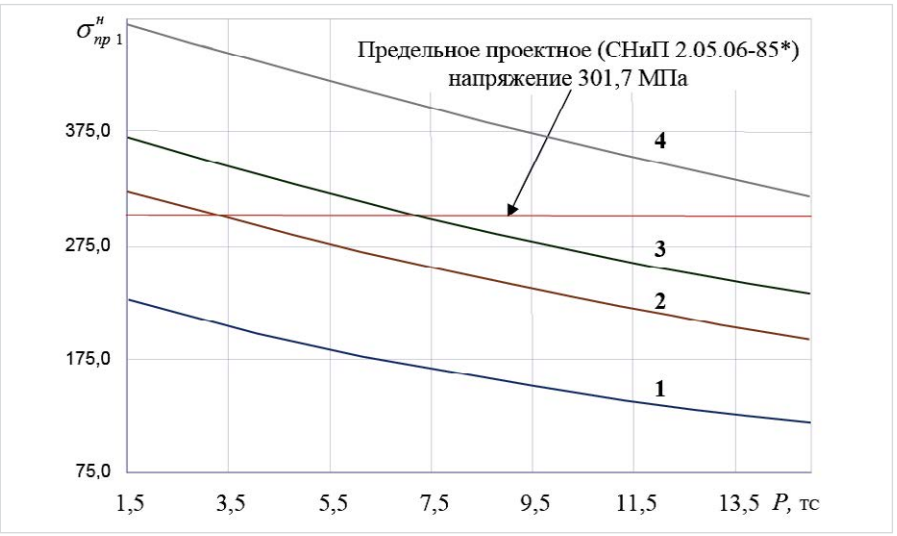
Пример расчета

Для реализации изложенного подхода рассмотрим пример прочностного расчета криволинейного участка подземного трубопровода со следующими исходными данными: наружный диаметр трубопровода $D_н=720$ *мм*, толщина стенки $\delta=10$ *мм*, угол поворота φ в вертикальной плоскости на выпуклом рельефе местности ($2\varphi=12^o$). Угол поворота конструктивно выполнен круто-изогнутым отводом. Трубопровод проложен в песчаном грунте на глубине 80 см от верхней образующей трубы и пригружен одиночными грузами. При выполнении расчетов примем значение избыточного внутреннего давления в трубопроводе $p=5{,}19$ *МПа* [4]. Отметим, что исходные данные в настоящем примере аналогичны тем, что были приняты в примере расчета, рассмотренном в работе [4], кроме предела текучести материала трубы. Отличие заключается в том, что в расчетах, результаты которых приведены в работе [4], предел прочности материала трубы был принят величиной постоянной, значение которого в соответствии с нормативной документацией составляет σ_T=400,0 МПа. В настоящей работе при оценке прочности аналогичного криволинейного участка МТ предел прочности σ_T рассматривается как случайная величина, законы распределения которой отличаются (рис. 1 и 2). Таким образом, возникает возможность сравнить результаты расчета, полученные на основе одинаковых моделей, но различных по природе исходных данных.

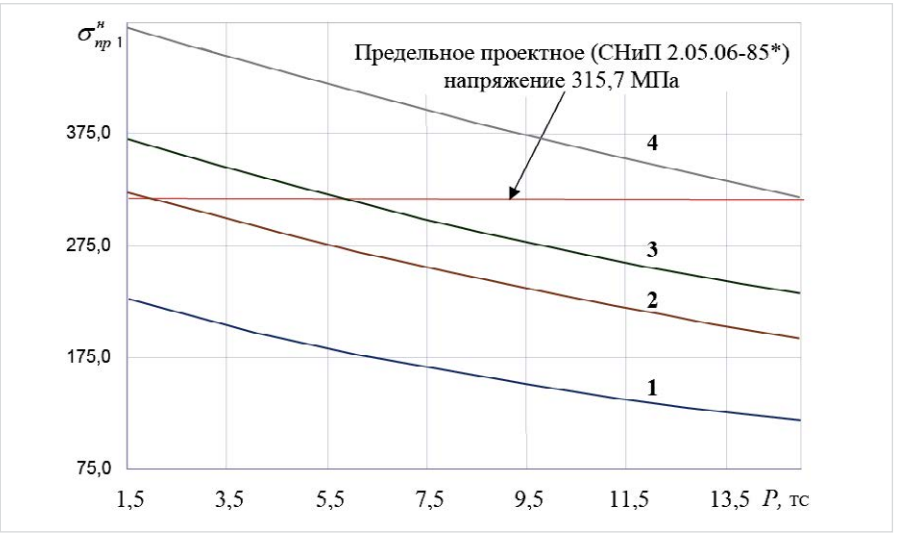
Для оценки прочности криволинейного участка МТ выполним расчет квантильных значений предела текучести σ_T^{α} для материала труб разных производителей. Для этого обработаем методами непараметрической статистики представленные на рисунках 1 и 2 в виде гистограмм выборки экспериментальных значений σ_{Ti}, $i=\overline{1,116}$ для труб производства Харцизского ТЗ и σ_{Ti}, $i=\overline{1,77}$ для труб, выпущенных на Челябинском ТПЗ. Отметим, что рассматриваемые выборки содержат различное количество полученных в результате экспериментов значений σ_T. Однако в отличие от задач определения показателей надежности данный факт при расчете прочности участков МТ на основе детерминированных моделей, где в качестве исходных данных применяются квантильные оценки случайных величин, значения не имеет. В результате решения задачи (4) определим параметры зависимости

Уровень значимости α	Значение предела текучести σ_T^{α}, МПа	
	Харцизский ТЗ	Челябинский ТПЗ
α=0,01	418,4	479,6
α=0,05	413,8	467, 3
α=0,1	410,5	456,3

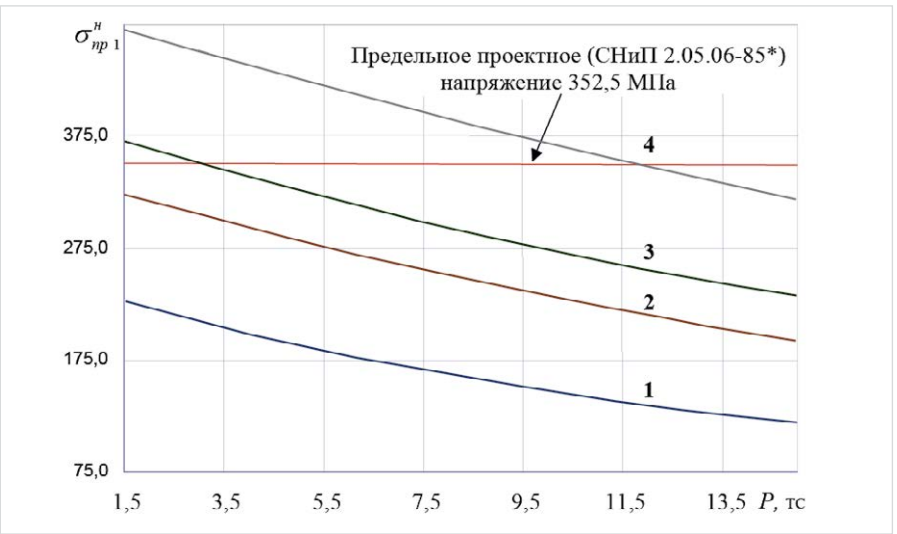
Таб. 1 — Значения квантилей предела текучести σ_T^{α} стали 17Г1С для трубной продукции разных производителей
Tab. 1 — The values quantiles of the yield strength of 17G1S steel for different manufacturers pipe products



а



б



в

Рис. 3 — Зависимость максимальных суммарных продольных напряжений от веса одиночного груза P_0 при различных температурных перепадах Δt и внутреннем давлении $p^{0,01}$=5,19 МПа
а) — предельные напряжения определены на основании справочного значения предела текучести σ_T; б) — предельные напряжения для материала труб, произведенных на Харцизском ТЗ из стали 17Г1С; в) — предельные напряжения для материала труб, произведенных на Челябинском ТПЗ из стали 17Г1С
Fig. 3 — The dependence of the maximum sum of the longitudinal stresses from the weight of a single load P_0 at various temperature differences Δt and internal pressure $p^{0,01}$=5,19 MPa
a) — ultimate stresses are determined based on reference yield stress value σ_T; b) ultimate stresses for pipe's material from steel 17G1S (analog of steel St52-3G) manufactured by Harcizsk Pipe Plant; c) — ultimate stresses for pipe's material from steel 17G1S (analog of steel St52-3G) manufactured by Chelyabinsk Pipe Rolling Plant

(3) и получим искомые функции плотности распределения вероятности $f_{\sigma_T}(\sigma_T)$ предела текучести материала труб разных производителей, которые представлены на рисунках 1 и 2. Знание данных функций позволяет рассчитать на основании уравнения (5) квантильные значения предела текучести σ_T^{α}. Результаты такого расчета при разном уровне значимости α приведены в таб. 1.

Для последующего анализа выполнения условия прочности (2) температурно-деформируемого криволинейного участка МТ, построенного из труб, изготовленных из одинакового материала, примем следующие значения предела текучести:

— $\sigma_T^{0,01}$ = 418,4 МПа для материала трубы производства Харцизского ТЗ;

— $\sigma_T^{0,01}$ = 467,3 МПа для материала трубы производства Челябинского ТПЗ;

— σ_T =400,0 МПа для материала трубы на основе данных, приведенных в нормативно-справочной литературе.

Тогда в соответствии с требованиями СНиП [1] для выполнения условия (2) при значении предела текучести σ_T=418,4 МПа величина максимальных суммарных продольных напряжений в стенке трубопровода должна быть менее 315,7 МПа, т.е. $|\sigma^{н}_{пр}|\leq$ 315,7 МПа, при значении σ_T=467,3 МПа менее 352,5 МПа, т.е. $|\sigma^{н}_{пр}|\leq$ 352,5 МПа и для значения предела текучести σ_T=400,0 МПа не должна превышать 301,7 МПа, т.е. $|\sigma^{н}_{пр}|\leq$ 301,75 МПа .

Графические иллюстрации к результатам расчета на основе зависимостей (1)–(2) максимальных суммарных продольных напряжений в стенке подземного трубопровода при значении избыточного внутреннего давления p=5,19 МПа приведены на рисунке 3. Зависимость 1 на рис. 3 соответствуют температурному перепаду Δt=25 C^0, а зависимости 2, 3 и 4 — температурным перепадам Δt=35 C^0; Δt=40 C^0 и Δt=50 C^0 соответственно.

Проанализируем полученные результаты. При температурном перепаде Δt =25C^0 условие прочности (2), следуя зависимостям 1 на рисунках 3а, 3б и 3в выполняется для любых значений предела прочности σ_T. В данном случае пригрузки трубопровода не требуется.

При температурном перепаде Δt =35 C^0 в случае оценки прочности на основе значений σ_T, принятых для материала трубы из нормативно-справочной литературы, для выполнения условия (2) требуется установка на вершине угла поворота одиночного груза весом $P_0\approx$3 тс (зависимость 2 на рисунке 3а). Если значение предела прочности соответствует материалу трубы, которая изготовлена на Харцизском ТЗ, то выполнение условия прочности на данном участке 2 требует установки пригруза меньшим весом $P_0\approx$2тс (зависимость 2 на рисунке 3б). Если рассматривать вариант, что этот-же участок МТ построен из трубы производства Челябинского ТПЗ, значение предела прочности которой составляет σ_T=467,3 МПа, то пригрузка трубопровода не требуется (зависимость 2 на рисунке 3в).

При температурном перепаде Δt=40 C^0 для предотвращения недопустимых пластических деформаций заданного криволинейного участка МТ требуется установка пригрузов во всех рассматриваемых вариантах. При этом для обеспечения прочности трубопровода, предел текучести материала которого принят на основании нормативно-справочной

литературы, требуется установка на вершине угла поворота груза весом $P_0 \approx 7{,}5$ тс (зависимость 3 на рисунке 3а). Для варианта, если участок построен из тубы производства Харцизского ТЗ, требуется установка груза весом $P_0 \approx 5{,}5$ тс (зависимость 3 на рисунке 3б).

Индивидуальные закономерности распределения и пределы рассеивания предела текучести материала даже однотипных труб, выпущенных различными производителями, являются причиной отличий в результатах оценки прочности температурно-деформируемых криволинейных участков магистральных трубопроводов. Данный факт требует совершенствования существующих и разработки новых методик прочностного расчета, позволяющих учитывать специфику случайной природы механических характеристик материала труб.

Итоги

Индивидуальные закономерности распределения и границы рассеивания предела текучести материала даже однотипных труб, выпущенных различными производителями, являются причиной существенных отличий в результатах оценки прочности температурно-деформируемых криволинейных участков магистральных трубопроводов. Данный факт требует совершенствования существующих и разработки новых методик прочностного расчета, позволяющих учитывать специфику случайной природы механических характеристик материала труб.

Выводы

1. Рассмотренный подход к оценке прочности МТ позволяет выполнить расчет напряжений пригруженных участков подземных трубопроводов и обосновать выбор веса одиночного груза с учетом случайной природы предела текучести σ_T материала труб, применявшихся для строительства рассматриваемого криволинейного участка.
2. Вследствие случайной природы предела текучести σ_T выбор веса пригрузов, обеспечивающих выполнение условия прочности криволинейных участков МТ, должен производиться с учетом индивидуальных для каждого вида трубной продукции пределов рассеивания и законов распределения значений σ_T.
3. Накопленная информация о механических характеристиках материала труб и пределах их изменения на этапах производства и эксплуатации для каждого линейного участка позволяет на основе рассмотренного подхода уточнить вес или изменить схему расположения пригрузов на этапе реконструкции или ремонта линейной части.

Литература

1. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. М.: ФГУП ЦПП, 2005. 60 с.
2. Шоцкий С.А., Малюшин Н.А. Напряжения и перемещения пригруженного подземного трубопровода на углах поворота в вертикальной плоскости // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2009. №2. С. 83–85.
3. Шоцкий С.А. Анализ напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2009. №3. С. 65–68.
4. Голофаст С.Л., Шоцкий С.А. Вероятностный подход к оценке прочности температурно-деформируемых участков подземных трубопроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2018. №5. С. 51–55.
5. Шоцкий С.А., Голофаст С.Л. Оценка прочности пригруженных сплошным покрытием криволинейных участков подземных трубопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2018. № 10. С. 22–29.
6. Филатов А.А., Голофаст С.Л. Проблемы оценки прочностной надежности газопроводов // Газовая промышленность. 2015. №7. С. 45–48.
7. Сызранцев В.Н., Голофаст С.Л., Лысяный К.К., Невелев Я.П. Исследование механических характеристик трубных сталей 17ГС, 17Г1С, 14ХГС после длительной эксплуатации нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. 2008. №3. С. 98–100.
8. Филатов А.А., Новоселов В.В. Влияние прочностных свойств материала трубы на вероятностные характеристики коэффициента запаса прочности в условиях эксплуатации газопровода // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2014. №4. С. 80–85.
9. Голофаст С.Л. Оценка влияния механических свойств трубной стали 17Г1С различных производителей на прочностную надежность магистральных трубопроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2018. №7. С. 20–25.
10. Голофаст С.Л. Влияние статистического разброса предела текучести трубной стали 17Г1С на прочностную надежность магистральных газопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2019. №2. С.42–47.
11. Сызранцев В.Н., Новоселов В.В., Созонов П.Н., Голофаст С.Л. Оценка безопасности и прочностной надежности магистральных трубопроводов методами непараметрической статистики. Новосибирск: Наука, 2013. 178 с.
12. Сызранцев В.Н., Филатов А.А. Голофаст С.Л. Расчет квантильных оценок коэффициента запаса прочности трубопроводов // Наука и техника в газовой промышленности. 2014. №4. С. 76–83.
13. Голофаст С.Л. Оценка прочностной надежности магистральных трубопроводов на основе квантильных значений коэффициента запаса прочности // Безопасность труда в промышленности. 2018. №7. С. 22–28.
14. Голофаст С.Л. Проблемы оценки надежности линейной части магистральных трубопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2018. №4. С. 36–40.

ENGLISH **PIPELINE**

UDC 621.6+539.2/6+519.2

The evaluation of the strength of temperature-deformable sections of pipelines taking into account the random nature of the yield strength of the pipe material

Author

Sergey A. Shockiy; Sshotssky@mail.ru

PJSC "Geotech Seismic Services", Moscow, Russia

Abstract

The paper presents the results of calculating the stresses in the wall of an underground pipeline loaded with single weight in the angles of rotation on convex sections of the pipeline. Taking into account the random nature of the yield strength of tube steels, samples of actual values obtained for the material of pipes from different manufacturers, the strength of curvilinear sections of the main pipeline was evaluated. The necessity of individual selection of the weight of a single weight for each section of the pipeline is justified taking into account the specific law and the dispersion limits of the yield strength of the pipe material used during the construction phase of the section.

Materials and methods

Calculation of stresses in the pipeline and verification of the fulfillment of the strength condition of the loaded curvilinear section of main pipeline was carried out on the basis of construction norms and rules (SNiP 2.05.06-85 * Trunk pipelines).

Evaluation of the strength of curvilinear sections of main pipelines in the probabilistic aspect is performed on the basis of processing random variables using methods of probability theory and nonparametric statistics.

Keywords

main pipeline, line section, curved section, pipeline weight, strength calculation, probability calculations, random variable, probability density, yield limit of pipe steel

Results

The individual laws of distribution and the limits of dispersion of the yield strength of a material of even pipes of the same type, produced by various manufacturers, cause significant differences in the results of the evaluation of the strength of temperature-deformable curved sections of main pipelines. This fact requires the improvement of existing and the development of new methods of

strength analysis, allowing to take into account the specific nature of the random nature of the mechanical characteristics of the pipe material.

Conclusions

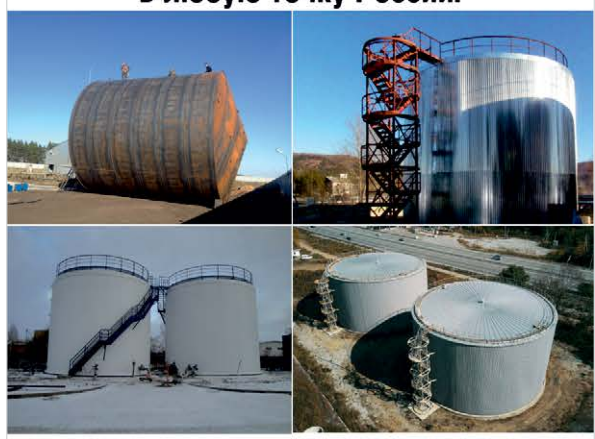
1. The considered approach to estimating the strength of main pipelines allows to calculate the stresses of the loaded sections of underground pipelines and justify the choice of the weight of a single weight, taking into account the random nature of the yield strength σT of the pipe material used for the construction of the curved section under consideration.
2. Due to the random nature of the yield strength σT, the weight of pipeline weights that meet the strength condition of the curved sections of the main pipeline must be selected taking into account the dispersion limits that are individual for each type of tubular product and the laws of the distribution of σ_T values.
3. The accumulated information on the mechanical characteristics of the pipe material and the limits of their changes at the stages of production and operation for each linear section allows us to specify the weight or change the layout of weights at the stage of reconstruction or repair of the linear part on the basis of the considered approach.

References

1. SNiP 2.05.06-85*. *Magistral'nye truboprovody* [Trunk pipelines]. Moscow: FGUP TsPP, 2005, 60 p.
2. Shotskiy S.A., Malyushin N.A. *Napryazheniya i peremeshcheniya prigruzhennogo podzemnogo truboprovoda na uglakh povorota v vertikal'noy ploskosti* [Stresses and movements of the weighted-down underground pipeline at the line bend angles in the vertical plane]. Higher Educational Institutions News. Neft' i gaz, 2009, issue 2, pp. 83–85.
3. Shotskiy S.A. A*naliz napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya podzemnykh truboprovodov* [The analysis of the underground pipelines mode of deformation]. Higher Educational Institutions News. Neft' i gaz, 2009, issue 3, pp. 65–68.
4. Golofast S.L., Shotskiy S.A. V*eroyatnostnyy podkhod k otsenke prochnosti temperaturno-deformiruemykh uchastkov podzemnykh truboprovodov* [Probabilistic approach to the evaluation of the strength of temperature-deformable sections of underground pipelines] // Exposition Oil Gas, 2018, issue 5, pp. 51–55.
5. Shotskiy S.A., Golofast S.L. O*tsenka prochnosti prigruzhennykh sploshnym pokrytiem krivolineynykh uchastkov podzemnykh truboprovodov* [Strength Evaluation of the Underground Pipelines Curved Sections Loaded with Complete Coating] // Occupational Safety in Industry, 2018, issue 10, pp. 22–29.
6. Filatov A.A., Golofast S.L. P*roblemy otsenki prochnostnoy nadezhnosti gazoprovodov* [Problems of assessment of gas pipelines strength reliability]. Gas Industry, 2015, issue 7, pp. 45–48.
7. Syzrantsev V.N., Golofast S.L., Lysyanyy K.K., Nevelev Ya.P. I*ssledovanie mekhanicheskikh kharakteristik trubnykh staley 17GS, 17G1S, 14KhGS posle dlitel'noy ekspluatatsii nefteprovodov* [Study of the mechanical characteristics of pipe steels 17GS, 17G1S, 14HGS after oil pipelines long-term operation] // Oil industry, 2008, issue 3, pp. 98–100.
8. Filatov A.A., Novoselov V.V. V*liyanie prochnostnykh svoystv materiala truby na veroyatnostnye kharakteristiki koeffitsienta zapasa prochnosti v usloviyakh ekspluatatsii gazoprovoda* [Effect of the strength properties of the pipe material on the probabilistic characteristics of the strength factor in the operating conditions of gas pipeline] // News of higher educational institutions. Oil and gas, 2014, issue 4, pp. 80–85.
9. Golofast S.L. O*tsenka vliyaniya mekhanicheskikh svoystv trubnoy stali 17G1S razlichnykh proizvoditeley na prochnostnuyu nadezhnost' magistral'nykh truboprovodov* [Assessment of the effect of the mechanical properties of 17G1S pipe steel of various manufacturers on the strength reliability of the main pipelines] // Exposition Oil Gas, 2018, issue 7, pp. 20–25.
10. Golofast S.L. V*liyanie statisticheskogo razbrosa predela tekuchesti trubnoy stali 17G1S na prochnostnuyu nadezhnost' magistral'nykh gazoprovodov* [Effect of statistical straggling of the yield strength of 17G1S pipe steel grade on strength reliability of the main gas pipelines] // Occupational Safety in Industry. 2019, issue 2, pp. 42–47.
11. Syzrantsev V.N., Novoselov V.V., Sozonov P.N., Golofast S.L. O*tsenka bezopasnosti i prochnostnoy nadezhnosti magistral'nykh truboprovodov metodami neparametricheskoy statistiki* [Assessment of safety and strength reliability of the trunk pipelines using the nonparametric statistics methods]. Novosibirsk: Nauka, 2013, 178 p.
12. Syzrantsev V.N., Filatov A.A., Golofast S. L. *Raschet kvantil'nykh otsenok koeffitsienta zapasa prochnosti truboprovodov* [Calculation of the quantile values of pipelines factor of safety]. Science and Technology in the Gas Industry, 2014, issue 4, pp. 76–83.
13. Golofast S.L. O*tsenka prochnostnoy nadezhnosti magistral'nykh truboprovodov na osnove kvantil'nykh znacheniy koeffitsienta zapasa prochnosti* [Assessment of the Strength Reliability of the Trunk Pipelines based on the Quantile Values of Safety Factor] // Occupational Safety in Industry, 2018, issue 7, pp. 22–28.
14. Golofast S.L. P*roblemy otsenki nadezhnosti lineynoy chasti magistral'nykh truboprovodov* [Problems of Reliability Assessment for Linear Part of Trunk Pipelines]. Occupational Safety in Industry, 2018, issue 4, pp. 36–40.

Общество с ограниченной ответственностью
«РЕЗЕРВУАРСТРОЙМОНТАЖ»

Изготавливаем и доставляем в любую точку России:



- Водонапорные башни системы «Рожновского» от 15 до 160 м³ по типовым проектам
- Резервуары вертикальные стальные РВС для воды, масло и нефтепродуктов от 50 до 5000 м³
- Резервуары горизонтальные стальные РГС, РГСН, РГСП от 3 до 200 м³
- Емкости дренажные ЕП, ЕПП для воды, бензина, масло, ГСМ от 3 до 2000 м³
- Резервуары для автозаправочных станций АЗС одностенные и двустенные от 5 до 150 м³
- Резервуары для трансформаторного масла (маслосборники)
- Баки аккумуляторы для горячей воды БАГВ горизонтальные и вертикальные от 5 до 5000 м³
- Силосы для цемента сыпучих материалов от 20 до 3000 тонн
- Бункеры распределительные для зерна и сыпучих продуктов от 20 до 3000 тонн
- Емкости из нержавеющей стали горизонтальные и вертикальные от 5 до 2000 м³
- Емкости вывозные на автомашинах (огнеопасно) из нержавеющей и обычной стали
- Металлоконструкции любой сложности по Вашим эскизам и чертежам
- Строительство металлоконструкции ангары, склады, навесы, крытый ток, фермы.
- Дымовые трубы для котельных, дымоходы, отводы большого диаметра
- Контейнера, урны, бункера для ТБО, малые архитектурные формы «МАФ»
- Также наша организация занимается ремонтом резервуаров вертикальных стальных РВС
- Детские игровые площадки, комплексы и оборудование

На каждое изделие выдается: сертификат соответствия, сертификаты на металл, паспорт, гарантия.

8 (928) 602-75-42, 8 (938) 135-80-80
8 (8636) 27-93-00
zmk-rezervuary@yandex.ru
Ростовская область, г. Шахты,
ул. Ионова 122 офис N2

Чек – лист для аудита складского хозяйства производственного предприятия, или Вовлечение в процесс оптимизации и устранения потерь в одном из пунктов цепи поставок

Антон Мартьянов
директор по организационному развитию
martyanov.anton@tls-russia.ru
+7-929-555-71-44

ООО «Технология Логистических Систем»
www.tls-russia.ru

Когда меня попросили написать полезную статью для руководящего звена (топ-менеджмента) или владельцев производственного предприятия в России, мне захотелось вначале затронуть вопрос поиска новых клиентов (маркетинг, развитие, сбыт). Но потом, посовещавшись с коллегами, я пришел к выводу, что в современных компаниях, которые пережили несколько кризисов, данный бизнес-процесс более-менее налажены: установлена CRM система, присутствует сквозная аналитика, происходит синхронизация с интегрированным бизнес-планированием, вместо совещаний идет онлайн работа с показателями (цифрами, метрики и т.п.). Про работу с персоналом вообще молчу: про эту тему существует множество литературы, алгоритмов и методик, прочитать их и применить все — не хватит и жизни.

А вот какой интересный и редкий опыт есть у меня и нашей компании, и чем хотелось бы поделиться — из области менеджмента, бизнес-процессов, консалтинга и автоматизации по работе со складским хозяйством, а также подходами к планированию и оптимизации по современному эффективному управлению всей цепи поставок (в том числе к перераспределению и контролю всех ресурсов и процессов предприятия).

Компания «Технология Логистических Систем» (далее — «ТЛС») — уже более 20 лет оказывает своим клиентам полный комплекс услуг в сфере складской и транспортной логистики. Работы ведутся в следующих направлениях:

- поставки программного обеспечения и ИТ-консалтинг;
- бизнес-консалтинг в сфере логистики и цепей поставок по оптимизации бизнес-процессов;
- 3PL-провайдер;
- разработка концепции строительства складских и транспортных объектов, сопровождение работ по проектированию и строительству;
- поставки ИТ оборудования и железа.

Специалистами компании к сегодняшнему дню накоплен солидный багаж знаний и богатый опыт в любых вопросах, касающихся функционирования логистических комплексов, организации складских и транспортных хозяйств, настройки программного и аппаратного обеспечения для управления складами и транспортными потоками, набора и обучения персонала. Будучи задействованными в ряде проектов на стороне Заказчика, консультанты «ТЛС» знают бизнес-процессы изнутри, что составляет неоценимый вклад в успешную реализацию проектов, когда необходимо произвести работы в качестве подрядчика: будь то оснащение логистического комплекса под ключ всеми необходимыми технологиями или проведение бизнес консалтинга по автоматизации управления цепочками поставок.

Основами стратегии компании при реализации проектов являются:

- высокопрофессиональный состав рабочей команды;
- индивидуальный подход к каждому заказчику;
- глубокое изучение существующих бизнес-процессов («AS IS») заказчика;
- моделирование и оптимизация бизнес-процессов («TO BE») заказчика;
- качественная подготовка документации и учебных материалов;
- бесперебойная и своевременная техническая поддержка;
- строгое соблюдение сроков реализации проекта.

По закону жанра в наш современный XXI век много информации можно получить из различных открытых и публичных источников, в том числе из интернета. Поэтому перепечатывать текст смысла не вижу, а вот предоставить читателю полезный и рабочий материал — он же практический инструмент, который можно по окончанию прочтения сразу применить и получить результаты — в этом вижу свою задачу и миссию. Плюс предлагаю воспользоваться возможностью и получить обратную связь от автора статьи по анализу полученных показателей — ведь именно это и является самым ценным. Типична ситуация, когда данные собраны, но стоит вопрос: как и что делать дальше, кто их интерпретирует и расшифрует — то есть покажет дорожную карту по улучшению или изменению для достижения цели постоянного улучшения и оптимизации всех бизнес-процессов производственного предприятия для извлечения прибыли.

Поэтому предлагаю заполнить **экспресс чек-лист аудита складского хозяйства** Вашего производственного предприятия и выслать полученные результаты мне на электронную почту martyanov.anton@tls-russia.ru. В процессе изучения показателей возможно потребуется посещение Вашего предприятие, и я обязательно это сделаю для более точного составления дорожной карты через экспресс-диагностику складского хозяйства или всей цепочки поставок на предприятии. Если в процессе заполнения и аудита появятся вопросы, Вы всегда можете связаться со мной по телефону и задать их. В случае необходимости защиты проекта, каждый показатель готов отстаивать и аргументировать.

Основные данные склада	
Общая информация	
Количество локаций (географически удаленных складских объектов), где предполагается обследование	
Количество складских зданий, где предполагается проведение аудита	
Основное назначение склада: сырьевой склад при производстве, склад готовой продукции при производстве, распределительный центр для Retail, склад ответственного хранения и т.п.	
Площадь склада	
Чистая высота склада (до несущих констукций, коммуникаций или оборудования)	
Количество погрузочных мест (пандусов, ворот и т.п., просьба предоставить план склада с разметкой стеллажных и напольных зон, погрузочных ворот, опорных конструкций)	
Виды транспорта, с которыми работает склад (авто, ж/д)	
Режим работы склада	
Продукция	
Виды продукции, хранимой на складе (перечислить)	
Количество товарных позиций по видам продукции	
Наличие продукции с групповой упаковкой (короба, спайки и т.п., да/нет)	

Наличие продукции без групповой упаковки (крупногабарит, навал, да/нет)	
Складирование инертных материалов (сыпучие, жидкости наливом и т.п., да/нет)	
Учет сроков годности (да/нет)	
Учет серийных номеров (да/нет)	
Партионный учет продукции (да/нет)	
Весовая продукция (одновременный учет одного товара в КГ и ЯЩИКАХ, да/нет)	
Контрагенты	
Количество поставщиков импорт	
Количество поставщиков внутренних	
Собственное производство (да/нет, кол-во производственных модулей или линий)	
Количество получателей в разрезе типов (собственные магазины, крупно-оптовые дистрибьюторы, мелко-оптовые и розничные покупатели и пр.)	
Необходимость перемещения товаров между собственными складами компании (да/нет)	
Места хранения	
Паллетные фронтальные стеллажи широкопроходные (к-во ячеек, ярусов)	
Паллетные фронтальные стеллажи узкопроходные (к-во ячеек, ярусов)	
Мелкоштучные (полочные) стеллажи (к-во ячеек, ярусов)	
Разделение топологии на места хранения и отбора (да/нет)	
Набивные, в т.ч. гравитационные или с применением технологии shuttle, стеллажи (к-во ячеек, мест в ячейке, ярусов)	
Другие виды стеллажных конструкций (тип, к-во ячеек, ярусов)	
Площадь напольного хранения (кв.м.)	
Складские процессы (да/нет)	
Приемка целыми паллетами без пересчета упаковок или штук	
Приемка упаковками (короба, ящики, спайки и т.д.) без пересчета штук	
Приемка упаковками (короба, ящики, спайки и т.д.) с пересчетом штук	
Контроь качества при поступлении материалов	
Размещение в напольную зону хранения	
Размещение на паллетные стеллажи	
Размещение на полочные стеллажи (мезонины и пр.)	
Размещение со смешением товаров на одном месте	
Контроль качества в процессе хранения (отбраковка по инцидентам качества или срокам годности)	
Пополнение ячеек отбора целыми паллетами	
Пополнение ячеек отбора целыми упаковками	
Пополнение ячеек отбора штуками	
Отбор целыми паллетами	
Отбор упаковками (короба, ящики, спайки и т.п.)	
Отбор штуками	
Отбор в зону консолидации собранных заказов	
Отбор в транспорт	
Контроь качества при отпуске материалов	
Погрузка внавал	
Погрузка сформированными грузовыми пакетами	
Контроль порядка загрузки заказов	
Контроль порядка загрузки грузовых пакетов	
Упаковка	
Маркировка (обклеивание товара стикерами)	
Создание наборов с присвоением нового товарного кода	
Создание наборов с сохранением исходных товарных кодов	
Кросс-докинг прямой (входящие грузовые пакеты отгружаются без изменений)	
Кросс-докинг с распределением (деконсолидация входящих грузовых пакетов) по получателям	
Инвентаризация плановая	

Инвентаризация циклическая	
Инвентаризация выборочная	
Оперативный анализ расхождений по количествам на местах хранения	
Иные операции (указать, какие)	
Данные по товарообороту	
Поступление	
Среднее/максимальное количество приходных накладных в день	
Среднее/максимальное количество транспортных единиц в день	
Среднее/максимальное количество строк в одной приходной накладной	
Среднее/максимальное количество принимаемых паллет в день, когда грузы поступают на паллетах	
Среднее/максимальное количество принимаемых коробов (иных упаковок или штук) в день, когда поступают непаллетированные грузы	
Отпуск	
Среднее/максимальное количество заказов в день	
Среднее/максимальное количество транспортных единиц в день	
Среднее/максимальное количество строк в одном заказе в день	
Среднее/максимальное количество отгружаемых паллет в день, когда грузы выбывают на паллетах	
Среднее/максимальное количество отгружаемых коробов (иных упаковок или штук) в день, когда грузы выбывают непаллетированными	
Необходимость подбора заказов полными коробами или иными целыми упаковками (да/нет)	
Отношение подбора полными коробами к общему объему, %	
Необходимость подбора заказов штуками (с разбором коробов или иных упаковок, да/нет)	
Отношение подбора штуками к общему объему, %	
Персонал	
К-во сотрудников, работающих в одну смену	
Руководство	
Внутренняя ИТ служба	
Диспетчеры-операторы (доступ с ПК)	
Рабочие на складе (работа с RF-терминалами)	
Общее количество	
Общее количество сотрудников склада (включая руководство, ИТ, операторов, рабочих)	
Складская техника и средства механизации	
К-во высотных штабелеров	
К-во вилочных погрузчиков	
К-во напольных транспортеров	
К-во ручных тележек	
Средства механизации (конвейеры, сортеры, лифты и т.п., указать тип и количество)	
ИТ-инфраструктура и программное обеспечение	
Ипользуется ли в настоящий момент на складе система управления (WMS) и какая?	
Какая основная учетная система (ERP) используется в компании?	
Используется ли система планирования транспортировок (TMS) и какая?	
Наличие Wi-Fi сети на складе	
Работаете ли Вы с технологиями RF, RFID, Voice-picking, Put-by-light и т.п.?	
Есть ли у Вас опыт внедрения информационных систем на Вашем предприятии?	

TLS

TECHNOLOGY LOGISTICS SYSTEMS

Технология Логистических Систем

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Услуги 3PL-провайдера

Повышение эффективности и улучшение управления цепями поставок

Автоматизация логистических и производственных бизнес-процессов

Аудит
Анализ
Консалтинг
ИТ-Интеграция

Проектирование и строительство складов

Управление складом и производством

Управление транспортировками

Управление цепями поставок

Управление техобслуживанием и ремонтами

Управление закупками

Управление НСИ

25 лет успешной работы на рынке логистики и ИТ-консалтинга

С **2009** года сертифицированный партнер компании SAP

700 сотрудников на складских и производственных площадках

60 экспертов в области логистики и производства

40 консультантов SAP

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОПТИМИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ЦЕПЯМИ ПОСТАВОК И ЛОГИСТИКОЙ

- **EWM/WMS** – управление складами
- **TMS** – управление транспортировками
- **YL** – управление двором на территории предприятия
- **SAP PM (TOPO)** – техобслуживание и ремонт оборудования
- **IBP** – интегрированное бизнес-планирование
- **MM** – управление материальными потоками
- **SCM** – управление цепями поставок
- **S/4HANA** –система нового поколения планирования ресурсов предприятий
- **ERP** – система – для непрерывного процесса балансировки и оптимизации ресурсов предприятия

SAP Gold Partner

г.Долгопрудный,
www.tls-russia.ru
martyanov.anton@tls-russia.ru
+7-929-555-71-44

Technology Logistics Systems

АО «РУСТ-95» - надежный партнер на рынке трубопроводной арматуры и приборов автоматического управления

АО «РУСТ-95» — производственное предприятие, занимающее ведущие позиции на российском рынке трубопроводной арматуры. Компания является крупнейшим отечественным производителем, осуществляющим полный цикл производства: от разработки и изготовления до постгарантийного сервисного обслуживания.

Наличие собственного литейного производства позволяет предприятию изготавливать корпуса арматуры как из углеродистой или коррозионно-стойкой стали, так и из других материалов (хастеллой, инкаллой, и др.). Отдельные детали дроссельных узлов могут целиком изготавливаться из стеллита или твердого сплава (DZ05), керамики (Si3N4) или дисперсионно-твердеющей стали. На сегодняшний день предприятие является первым и единственным отечественным производителем, изготавливающим арматуру из материала хастеллой для работы с агрессивными средами, первым предприятием в России, которое на 100% дроссельных узлов наплавляет стеллит.

АО «РУСТ-95» располагает высоким внутренним производственным потенциалом: завод площадью 12,5 га, на котором располагаются литейное, гальваническое, механообрабатывающие и сборочные производства, необходимые вспомогательные службы, система логистики, конструкторское бюро и сервисное подразделение. За последние два года в модернизацию завода инвестировано более 1,5 млрд руб. Более чем в три раза увеличены мощности литейного цеха. Значительно расширен парк высокоточных прецизионных станков с ЧПУ.

Перечень арматурного оборудования, производимого компанией, очень обширный, это:

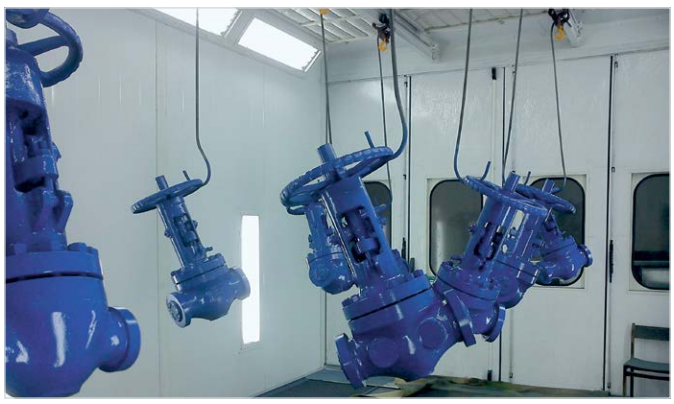
- регулирующие клапаны;
- запорные (отсечные) клапаны;
- запорно-регулирующие клапаны;
- футерованные клапаны;
- клапаны микрорасхода диаметрами от 15 до 25 мм, давления от 1,6 до 32 МПа;
- регуляторы давления прямого действия «до себя» и «после себя» диаметрами от 15 до 400 мм, давления от 16 до 500 атм.;
- шаровые краны диаметрами от 15 до 1400 мм, давления от 16 до 400 атм., с пневматическими, электрическими, гидравлическими и ручными приводами;
- фильтры сетчатые Y-образного, Т-образного и конусного типа;
- дисковые затворы
- клапаны обратные
- системы регулируемой подачи ингибитора (СРПИ).

Предприятие входит в состав научно-промышленной ассоциации арматуростроителей, а также является членом Российской ассоциации литейщиков. В течение ряда лет АО «РУСТ-95» — утвержденный и рекомендованный поставщик оборудования для таких лидеров отечественной и мировой промышленности, как «Газпром», «Газпром нефть», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Нижнекамскнефтехим», НПО «Сатурн», «Сибур-Холдинг», «НОВАТЕК», «ГМС Группа», «Корпорация Уралтехнострой», «Щекиноазот».

Основными потребителями продукции АО «РУСТ-95» являются нефтеперерабатывающие, нефтехимические, химические предприятия, а также предприятия пищевой промышленности не только в Российской Федерации, странах СНГ и Балтии, но и дальнего зарубежья (Болгария, Вьетнам, Иран, Венгрия, Сирия). Ежегодный прирост производства компании составляет 15-20%. Сотни предприятий в России и за рубежом являются постоянными потребителями продукции компании. Годовые объемы продаж приближаются к 3 млрд рублей, около 30% продаж приходятся на зарубежных заказчиков.

Слагаемые профессионализма АО «РУСТ-95»

- сложившийся коллектив профессионалов, включающий докторов и кандидатов наук, рабочих и управленцев, имеющих бесценный опыт в административном и финансовом управлении, производстве, сбыте и инновациях;
- конструкторское и технологическое бюро, имеющее 10 специализированных подразделений, обеспечивающее внедрение новых изделий и технологий и выпуск продукции собственных разработок;
- литейное производство с модельным участком, современной автоматизированной технологией формовки и регенерации, новым оборудованием для литья стали и алюминия в холоднотвердеющие смеси и вакуумнопленочные модели, а также литья под давлением, с собственными аттестованными лабораториями химанализа, механализа и дефектоскопии;
- механообрабатывающее производство с регулярно обновляемым станочным парком, в том числе ведущих зарубежных производителей, передовыми технологиями и инструментом; 80% станков - с числовым программным управлением;
- участок наплавки и сварки, оснащенный установками плазменной наплавки (плазматронами), газопламенного напыления и электродной сварки высокотвердых материалов (стеллиты и др.). Предприятие одним из первых в России стало осваивать и внедрять твердосплавные и керамические материалы в процессах дросселирования;
- участок покраски, защитных покрытий и резинотехнических изделий, с новым оборудованием для анодирования и никельхроматирования, порошковыми камерами и термопрессами;
- сборочное производство с современными испытательными стендами и контрольно-измерительными приборами;
- приборное производство со своим КБ, механообрабатывающим, сборочным и испытательным оборудованием;
- сервисная служба, сотрудники которой проходят обучение на таких предприятиях, как AUMA, Schiebel и др., что позволяет осуществлять весь комплекс сервисного обслуживания продукции;
- служба маркетинга и продаж.



Лакокрасочное производство

Производственный цех АО «Руст-95»

Новое направление — производство литий-ионных аккумуляторов для складской техники

ООО «РУСТ-ЭНЕРГО» — проектно-инжиниринговая компания, входящая в состав группы компаний «РУСТ», специализируется на конструировании и изготовлении источников энергии на основе литий-ионных аккумуляторов, первичных источников тока и суперконденсаторов.

Li-ion аккумулятор «Re:battery» для складской техники

Нанесение тонкопленочных материалов путем магнетронного напыления

Источники энергии обладают характеристиками на уровне лучших мировых образцов и разрабатывались для применения в ВиВТ. На их основе серийно выпускаются на производственной базе ГК «РУСТ» в г. Колпино (Санкт-Петербург):

- блоки резервного питания во взрывозащищенном исполнении для энергоснабжения трубопроводной арматуры магистральных трубопроводов. Изделия включены в Реестр ПАО «Газпром»;
- высокомощные промышленные источники бесперебойного питания от 10 до 140 кВт;
- аккумуляторы для систем связи и портативной техники;
- Li-ion аккумуляторы для складской техники под брендом «Re:Battery».

Качество изделий подтверждено многочисленными лабораторными и «полевыми» испытаниями. За компанией закреплено военное представительство МО РФ №307, имеются необходимые лицензии и сертификаты на продукцию, разработки защищены патентами.

Литий-ионные аккумуляторы при их использовании в складской технике обладают рядом преимуществ. Во-первых, это минимальные затраты на обслуживание — возможность заряжать аккумулятор без специально оборудованных помещений и без привлечения узконаправленных специалистов, что существенно снижает затраты на эксплуатацию.

Во-вторых, количество циклов «заряд-разряд» и, соответственно, срок службы Li-ion ячеек более чем в 3 раза превышает аналогичные показатели свинцово-кислотных аккумуляторов. В-третьих, высокий энергетический потенциал и КПД порядка 98% таких аккумуляторов предотвращает перерасход электроэнергии при заряде, что позволяет сэкономить около 30% (в сравнении с свинцово-кислотными аккумуляторами).

Такие аккумуляторы легко использовать из-за минимального набора операций эксплуатации, проведение которых может осуществить водитель складского погрузчика без специальной подготовки. Благодаря встроенным системам контроля отсутствует необходимость наблюдения за аккумулятором во время его эксплуатации и заряда. Также, по сравнению со свинцово-кислотными аккумуляторами, Li-ion аккумуляторы не имеют «эффекта памяти», что положительно сказывается не только на их сроке эксплуатации, но и на мощности и высоком показателе ресурса (до 8500 «разряд-заряд» при глубине разряда 50%).

Преимущества и особенности наших Li-ion аккумуляторов

В г. Колпино (Санкт-Петербург) на производственной базе осуществляется серийное производство Li-ion аккумуляторов для складской техники под брендом «Re:Battery». Мы даем заводскую гарантию на всю продукцию, а также принимаем аккумуляторы «Re:Battery» на утилизацию по программе «Trade-in».

Предприятие может изготовить любой типоразмер аккумулятора для всех видов техники: электротележки, электропогрузчики, ричтраки, электроштабелеры, складские робокары и другие. Диапазон рабочих напряжений: от 24 до 80 В и емкости от 100 до 1200 А·ч.

АКБ герметично закрывается листовой сталью, что обеспечивает степень защиты от внешних воздействий IP54. Подключение зарядного устройства к аккумулятору возможно непосредственно в эксплуатируемой машине. Принимая во внимание этот факт и отсутствие «эффекта памяти» у Li-ion аккумуляторов, возможен как кратковременный заряд аккумулятора во время перерыва, так и полный в ночное время.

Каждый аккумулятор оснащен Battery Management System, АКБ от перезаряда, переразряда, КЗ, перегрузке по току, переохлаждения и перегрева. Возможен мониторинг состояния аккумулятора средствами наружной индикации или мобильных приложений. При необходимости есть возможность заряда АКБ до 90% за 30-40 минут благодаря возможности заряда аккумулятора постоянным током 1С до напряжения 4,1-4,2В. Наши аккумуляторы входят в режим экономии энергии при простоях техники, что положительно сказывается на времени работы на одном заряде. Отсутствует необходимость в покупке резервных аккумуляторов. Li-ion эксплуатируется без дополнительного обслуживания в течение всего срока службы. Отсутствует необходимость в содержании специальных комнат для заряда, так как взрывопожарные, токсичные и коррозионно-активные выбросы исключены на всем сроке службы Li-ion аккумуляторов.

Линейка Li-ion аккумуляторов постоянно расширяется. Применяются новые технологии в аспектах аккумулирования энергии, энергоемкости и массогабаритных характеристик. Изделия могут утилизироваться без предварительной переработки. Отсутствие химических выбросов при разряде и заряде аккумуляторов исключает влияние на экологию. При разработке используются высочайшие требования к качеству и химическим параметрам всех комплектующих устройства. Все поставщики также проверяются на экологические требования.

РУСТ-95

АО «РУСТ-95»
Производство трубопроводной арматуры и приборов автоматического управления.
Тел./факс: +7 (812) 334-84-47
Санкт-Петербург, г. Колпино, ул. Северная, д.12.

ООО «Торговый дом «РУСТ-95»
Эксклюзивная реализация продукции завода АО «РУСТ-95»
Телефон/факс: + 7 (495) 787-74-35, +7 (499) 579-31-14
Москва, улица Шаболовка, дом 31Г
www.roost.ru
e-mail: contact@roost.ru

ЧЕТРА: модернизация техники удвоит результат

ЧЕТРА — российский машиностроительный бренд, полностью сменивший в 2018 году команду топ-менеджмента, представленного теперь выходцами из крупнейшего в России машиностроительного холдинга — Трансмашхолдинга, а также из Локомотивных технологий. Техника под брендом ЧЕТРА выпускается Чебоксарским заводом промышленных тракторов («Промтрактор»), который ведет свою историю начиная с 1975 года. Ведущее место в производственной программе занимают современные промышленные тракторы ЧЕТРА тяговых классов 9, 11, 15, 20, 25, 35, 40, массой от 17 до 65 т, с двигателями мощностью от 150 до 590 л. с. (ЯМЗ и Cummins). Вся техника ЧЕТРА имеет модульную конструкцию всех узлов и систем, что облегчает техническое обслуживание и ремонт.

На вопросы отвечает Ирина Машенькина, директор по продажам промышленной техники ООО «ЧЕТРА».

— По итогам 2018 года ваша компания продемонстрировала рекордный для себя результат работы по продаже техники за последнее время и это после затяжного кризиса, в котором вы пребывали несколько лет.

— Действительно, объем производства промышленной техники под брендом ЧЕТРА сейчас увеличивается. В 2018 году мы нарастили производство на 40% по сравнению с предыдущим годом. Техника под брендом ЧЕТРА отправилась не только в разные российские регионы, но и в другие страны. В текущем году мы ставим перед собой амбициозную задачу — удвоить этот результат.

— Что стало причиной роста?

— Я считаю, что причин здесь несколько. Новая управленческая команда, привлечение частного инвестора, грамотная стратегия и начало модернизации самого производства.

— Каких приоритетов вы придерживаетесь в работе?

— Помимо качества продукта и его стоимости, для нас основным приоритетом в работе является сервис и сокращение сроков поставки. Так, к примеру, из последней крупной поставки в адрес компаний нефтегазового сектора была отгрузка 29 бульдозеров ЧЕТРА Т9.01.ЯМБ-3. Стоит отдать должное нашему производству, которое отгрузило первую партию из десяти бульдозеров уже спустя месяц с момента размещения заказа. Вся техника уже задействована при прокладке зимних автомобильных дорог в рамках освоения Пайяхского нефтяного месторождения на Таймыре.

— Какую продукцию вы можете предложить компаниям нефтегазового сектора?

— Широкое применение в нефтегазовом секторе находят трубоукладчики ЧЕТРА грузоподъемностью от 26,5 до 107 тонн. Наши трубоукладчики хорошо зарекомендовали себя при работе на проектах крупнейших компаний сектора, таких как Газпром, Нефтегазхолдинг, Роснефть и так далее. Кроме того, наша техника принимала участие в крупных российских инфраструктурных проектах. К примеру, в строительстве трубопроводной системы «Восточная Сибирь — Тихий океан» и магистрального газопровода «Сила Сибири». Популярностью среди компаний сектора также пользуются и наши бульдозеры Т11, Т15, Т20 и Т25 тяговых классов. Они используются при обустройстве месторождений и строительстве зимних дорог.

— В чем преимущество вашей техники?

— Вся техника ЧЕТРА имеет модульную конструкцию всех узлов и систем, гидромеханическую или гидростатическую трансмиссию, оснащается различными двигателями в зависимости от потребностей покупателя. Конструкция бульдозеров позволяет легко агрегировать машины с оборудованием других производителей, например, с системами нивелирования или дополнительными системами безопасности.

— Как чувствует себя ваша продукция на фоне зарубежных компаний?

— На сегодняшний день техника ЧЕТРА успешно конкурирует с аналогами известных зарубежных марок. В условиях взятого нашим государством курса на импортозамещение, мы предлагаем нашим российским компаниям импортозамещающий продукт с конкурентоспособными техническими показателями и потребительскими свойствами по доступным ценам. В числе ключевых преимуществ нашей техники — низкая стоимость владения, высокая производительность, достойный уровень качества, надежность и долговечность, а также комфортные условия для работы оператора. Кроме того, наша дилерская и сервисная сети имеют большой охват по регионам, оказывающие поддержку в гарантийном и постгарантийном периоде.

— Какие планы вы перед собой ставите на 2019 год?

— Помимо удвоения результата нашей работы, в текущем году мы планируем продолжать модернизацию техники под брендом ЧЕТРА. Кроме того, одним из векторов нашего развития мы видим в повышении коэффициента технической готовности, развитие направления запасных частей и уровня предоставляемого сервиса.

БМРЗ-155

Комплексное решение по релейной защите для объектов нефтегазового комплекса

Общие сведения

Устройства серии БМРЗ-155 предназначены для выполнения функций релейной защиты и автоматики различных присоединений напряжением 6-35 кВ. Устройства серии БМРЗ-155 относятся к семейству компактных устройств БМРЗ, которые могут быть установлены в местах с ограниченным пространством. Функции РЗА и логические схемы устройств разработаны согласно типовым схемным решениям, применяемым на объектах ПАО «Газпром». Блоки БМРЗ-155 в комплекте с утвержденными вторичными схемами представляют законченное решение для типовых объектов ПАО «Газпром».

Терминалы поставляются сконфигурированными (входы, выходы, сигнализация и регистрация) согласно вторичным схемам (технология «Plug&Play»).

Испытания разработанных решений, включая функции блоков, межблочные связи, передачу данных в АСУЭ и синхронизацию времени, проведены на полнофункциональных стендах дочерней структуры ПАО «Газпром», имитирующих основные типы применяемых подстанций (распределительная подстанция без синхронных двигателей большой мощности, распределительная подстанция с синхронными двигателями большой мощности, распределительная подстанция электростанции собственных нужд).

МЭК 61850

Аппаратная унификация

Единое ПО для устройств НТЦ «Механотроника» с графическим редактором гибкой логики

Сертификат соответствия International Users Group IEC 61850 Edition 2

ООО «НТЦ «Механотроника» более 28 лет разрабатывает и производит интеллектуальные устройства релейной защиты и автоматики. Развиваясь и совершенствуясь, предприятие наращивает выпуск существующих и создает новые устройства и решения, превосходящие по своим параметрам продукцию мирового уровня.

МЕХАНОТРОНИКА
Интеллектуальные устройства релейной защиты

198206, Санкт-Петербург, ул. Пионерстроя, д. 23, лит. А
Единый телефон тех. поддержки: **8 (800) 250-63-60**
www.mtrele.ru

реклама

Установка вибрационная поверочная ВМВП

Установка ВМВП сертифицирована и занесена в Государственный реестр под № 47483-11

Переносная установка ВМВП является рабочим эталоном 2-го разряда по МИ 2070-90 и предназначена для поверки и калибровки рабочих виброметров (аппаратуры контроля вибрации), пьезоэлектрических и токовихревых вибропреобразователей в условиях эксплуатации.

Основные преимущества:

- Высокая точность воспроизведения и измерения параметров вибрации — ВМВП осуществляет воспроизведение и измерение параметров вибрации с высокой точностью благодаря метрологическим и техническим характеристикам, соответствующим эталону 2-го разряда
- Встроенный преобразователь заряда — наличие встроенного преобразователя заряда позволяет проводить поверку пьезоэлектрических вибропреобразователей с выходом по заряду и с выходом по напряжению (датчики ICP)
- Встроенный мультиметр — наличие встроенного мультиметра позволяет проводить поверочные работы без подключения дополнительных измерительных приборов. Отображение задаваемых и измеренных сигналов осуществляется при помощи дисплея ВМВП.
- Возможность крепления любых типов датчиков — основание вибростола ВМВП позволяет при использовании переходника закрепить любые типы пьезоэлектрических вибропреобразователей, а входящее в комплект поставки универсальное устройство УКД позволяет закрепить любые типы датчиков токовихревых.
- Универсальное питание — ВМВП работает как от сети питания постоянного тока (24 ± 2,4)В, сети переменного тока (187–242)В, так и автономно при подключении модуля питания МП. Благодаря встроенному в модуль питания аккумулятору ВМВП обеспечивает работу с аппаратурой непосредственно на объекте. Время автономной работы без подзарядки — более 4-х часов.
- Компактность — установка ВМВП является переносной благодаря небольшим размерам. ВМВП состоит из вибрационной установки ВУ и модуля питания МП, на корпусах которых закреплены ручки для их переноса
- Эргономичность — удобство работы с установкой ВМВП обеспечивается за счет расположения панели индикации и управления в съемной крышке, гибко соединенной с корпусом ВУ.

Технические характеристики ВМВП

- ***Диапазон воспроизводимых параметров вибрации:***
  - виброускорения 0,4 – 100 м/с²
  - виброскорости 0,8 – 200 мм/с
  - виброперемещения 5 – 250 мкм
- ***Диапазон частот воспроизводимых параметров вибраций:***
  - виброускорения 10 – 5000 Гц
  - виброскорости 10 – 1000 Гц
  - виброперемещения 10 – 500 Гц
- ***Коэффициент гармоник воспроизводимых параметров вибраций*** не более 10 %
- ***Предел основной относительной погрешности воспроизводимых параметров вибраций:***
  - на частоте 80 Гц и 160 Гц ±2%
  - в диапазоне частот от 30 до 5000 Гц ±4%
  - в диапазоне частот от 10 до 5000 Гц ±5%
- ***Максимальная нагрузочная масса*** 0,7 кг
- ***Диапазоны измерения сигналов:***
  - постоянного тока 0,5 – 20 мА
  - напряжения постоянного тока 0,3 – 10 В
  - размаха напряжения переменного тока 14,0 – 2000 мВ
- ***Относительная погрешность измерения электрических сигналов:***
  - постоянного тока и напряжения постоянного тока ±1%
  - размаха напряжения переменного тока ±2%
- ***Относительная погрешность встроенного виброметра:***
  - на частоте 80 Гц и 160 Гц ±1,5%
  - в диапазоне частот от 30 до 5000 Гц ±3%
  - в диапазоне частот от 10 до 5000 Гц ±4%
- ***Характеристики встроенного преобразователя заряда:***
  - Диапазон преобразуемых зарядов 5 – 500 пКл
  - Коэффициент преобразования 1,0 мВ/пКл
  - Относительная погрешность коэффициента преобразования ±1,5%
  - Неравномерность АЧХ в полосе частот от 10 до 5000 Гц ±2,0%
- Электрическое питание:
  - напряжением постоянного тока 21,6 – 26,4
  - напряжением переменного тока частотой (50±1) Гц 187 – 242

Аппаратура контроля абсолютной и относительной вибрации ИВ-Д-ПФ

Аппаратура сертифицирована и занесена в Государственный реестр под № 44044-10

Аппаратура ИВ-Д-ПФ, предназначенная для непрерывного контроля вибрации различных агрегатов, нашла широкое применение в газовой промышленности и электроэнергетике. Одновременный контроль абсолютной и относительной вибрации позволяет обеспечить защиту всего контролируемого агрегата (двигателя, нагнетателя или редуктора). Имеющаяся статистика отказов аппаратуры является свидетельством ее надежности.

В аппаратуре решены следующие задачи:

- непрерывный контроль исправности изделий, входящих в состав каналов измерения аппаратуры: вибропреобразователей, преобразователей перемещений, блока электронного и соединительной проводки. Индикация неисправности отказавшего изделия и формирование по неисправному каналу измерения сигнала 2мА в систему защиты ГПА с целью предотвращения его аварийного останова;
- анализ отказа канала измерения с выдачей соответствующей информации;
- подавление цифровыми фильтрами высокого порядка шумов за пределами частотного диапазона с целью повышения помехоустойчивости;
- непрерывный контроль начального зазора и рабочего положения токовихревых датчиков в линейной зоне контроля при измерении виброперемещения;
- установка по цифровому табло рабочего положения токовихревых датчиков;
- настройка по цифровому табло преобразователей перемещений ВП под используемую марку материала ротора нагнетателя;
- формирование релейных сигналов при превышении вибрацией уровней предупредительных и аварийных значений уставок;
- цифровые выходы передачи полученных данных для подключения аппаратуры к ПК с установленным ПО нашей разработки с возможностью гибкого управления и настройки измеряемых параметров вибрации

Технические характеристики аппаратуры

- ***Максимальное количество каналов измерения абсолютной (корпусной) вибрации: виброускорение, виброскорость, виброперемещение*** не более 8
- ***Максимальное количество каналов измерения относительной вибрации: размах виброперемещения, радиальный зазор, осевой сдвиг*** не более 8
- ***Максимальное количество каналов измерения оборотов частоты вращения ротора*** не более 3
- ***Предельные значения диапазона измерений (диапазон измерений уточняется заказчиком):***
  - виброускорения 2,5 – 500 м/с²
  - виброскорости 0,35 – 141 мм/с
  - виброперемещения 5–300 мкм
  - размаха виброперемещения 10 – 500 мкм
  - осевого сдвига (радиального зазора) 0,25 – 2,5 мм
  - числа оборотов вращения ротора 240 – 9999 об/мин
- ***Предельные значения диапазона частот измеряемых величин (диапазон частот уточняется заказчиком):***
  - виброускорения 10 – 10000 Гц
  - виброскорости 10 – 2000 Гц
  - виброперемещения 10 – 100 Гц
  - размаха виброперемещения 10 – 500 Гц
- ***Выходные сигналы, пропорциональные измеряемым параметрам вибрации:***
  - напряжение постоянного тока 0 – 5000 мВ
  - выходной постоянный ток 4 – 20 мА
- ***Предел основной относительной погрешности измерения параметров абсолютной вибрации и размаха виброперемещения*** ±10%
- ***Предел основной приведенной погрешности измерения осевого сдвига и радиального зазора*** ±7%
- ***Предел основной относительной погрешности измерения числа оборотов вращения ротора*** ±0,1%
- Напряжение питания постоянного тока 18 – 72В

ЗАО «Вибро-прибор», Санкт-Петербург, ул. Варшавская, д.5а, корп.3
Тел.: (812) 369-69-90, 369-00-90 Факс (812) 327-74-02 www.vpribor.spb.ru

Пламя под контролем «ВИЗАВИ-С»

Компания «ВИЗАВИ-С» известна на российском рынке уже более 15 лет и является авторизованным поставщиком продукции для розжига и контроля пламени от мировых лидеров, имеющих более чем 80-летний опыт производства. Все предлагаемое оснащение используется в широчайшем диапазоне с разными наборами функций — от простых сигнализаторов наличия пламени до сложных систем, включающих розжиг, анализ АЧХ факелов пламени, автоматическое управление, повышение энергоэффективности, технологической и экологической безопасности процессов горения. Все поставляемое оборудование сертифицировано для применения.

Предлагаемая продукция компании Файерай (Fireye®), США, входящей в состав корпорации ЮТС (UTC®), США, широко известна во всем мире. Это системы контроля пламени и системы автоматического розжига (запально-защитные устройства — ЗЗУ), а также системы автоматизации.

В ближайших планах компании «ВИЗАВИ-С» принять участие в программе импортозамещения путем переноса изготовления этого высокотехнологичного импортного оборудования на территорию России — вначале это будет сборка из поставляемых компонентов, а затем и изготовление основной их части в России с обязательным подтверждением качества изготовления и сборки соответствующими сертификатами, в том числе и соответствия ТР ТС, вступившими в действие в 2011 г.

Сканеры пламени

Сканеры пламени компании Файерай (Fireye®), США, которые предлагает компания «ВИЗАВИ-С»:

- работают на основе микропроцессоров;
- могут работать как в УФ и ИК спектрах по отдельности, так и в обоих одновременно с автоматическим переключением на вид используемого топлива (сканеры пламени серии 95 InSight II);
- имеют функцию самопроверки, автоматически сканируют амплитуду на частотах мерцания пламени (АЧХ факела пламени);
- имеют встроенный вторичный блок электроники в одном корпусе и программное обеспечение, обрабатывающее собираемую информацию в режиме реального времени и позволяющее выводить на централизованную систему управления до 1000 параметров пламени;
- они дают информацию, насколько эффективно происходит процесс горения на каждой конкретной горелке, при помощи которой можно управлять всем технологическим процессом погорелочно.

Мощный электророзжиг

Также компания «ВИЗАВИ-С» предлагает своим партнерам не только сканеры пламени, но и системы автоматического электророзжига высокой мощности. Они способны воспламенять и газ, и тяжелые горючие материалы, включая мазут, обеспечивая при этом высочайший уровень надежности розжига. Эти высокоэнергетические искровые запальники (HESI) увеличивают скорость розжига, снижая его время до 1–2 сек., и это становится возможным, потому что предлагаемые запальники дают высокую мощность (до 24 Дж) именно единичной искры, что позволяет добиться 100% розжига таких горелок. При этом используется обычный блок питания 220 В с напряжением на электрод всего 2000 В.

Сейчас стоит задача начать применение этих запальников и в нефтегазе. Ситуация следующая: есть главная (технологическая) горелка, но для того, чтобы ее разжечь, и она не гасла в процессе горения, в целях безопасности существует пилотная горелка, которая на деле горит плохо. И таких «пилоток-коптилок», которые выбрасывают в атмосферу тонны вредных веществ, — десятки тысяч. Применение запальника от «ВИЗАВИ-С» позволяет этого избежать, то есть, его использование вместе со сканером позволяет получить безотказное оборудование для розжига и контроля за пламенем. Таким образом, без снижения надежности и безопасности процесса применяется более эффективное решение, при этом экономя колоссальные средства, делая окружающую среду чище.

Автоматизация горения

При сотрудничестве с компанией «ВИЗАВИ-С» Заказчик получает простой, понятный и экономически выгодный вариант повышения эффективности технологического процесса и снижения выбросов вредных газов в атмосферу. Так как задачу надо решать в комплексе, оборудование, используемое «ВИЗАВИ-С», позволяет решить ее уже на первом уровне, и тем самым повысить надежность всей производственной системы: горения, автоматизации, управления. Таким образом, автоматизация управления процессом горения достигается путем сканирования амплитудно-частотной характеристики каждого факела, замера его температуры при помощи встроенного пирометра (сканер пламени серии 105 Paragon) и сложной математической обработки полученных данных. Аналогов такой автоматизации пока нет.

Лицом к Партнерам

Преимущество предлагаемых «ВИЗАВИ-С» решений — это доступность применения и использования новейших технологий, снижение издержек при эксплуатации в разы, кардинальное повышение надежности и безопасности. Грамотное построение отношений с Заказчиками, желание понять их потребности, индивидуальный подход к каждому вывели компанию на лидирующие позиции в этом сегменте рынка. Компания оказывает помощь в подготовке проектов, выборе оборудования, доставке, пусконаладке и последующей гарантийной и послегарантийной эксплуатации.

«ВИЗАВИ-С» – это всегда диалог и максимальная открытость для взаимовыгодного общения.

VIZ A VIS

ВАШЕ ПЛАМЯ ПОД НАШИМ КОНТРОЛЕМ
www.vizavis.ru

ООО «ВИЗАВИ-С»
119049, г. Москва,
ул. Большая Якиманка, д. 58/2, офис 6
тел.: +7 (495) 64 64 9 64 (SIP)
+7 (499) 238 6982, +7(495) 624 3791
моб. +7 (916) 795 4014, +7 (985) 069 9977
vist01@yandex.ru
www.vizavis.ru

УДК 550.8.072: 551.73 (571.121)

Применение прибора «Ультраскан-2004» для выявления дефектов изоляции высоковольтного оборудования в нефтегазовой отрасли

В наши дни все мы настолько зависим от бесперебойной подачи электроэнергии, что любая авария на линиях электропередачи может привести к серьезнейшим проблемам не только отдельно взятого предприятия или населенного пункта, но и целого региона. Поэтому контроль состояния самих линий электропередачи, особенно высоковольтных, остается одной из первоочередных задач. Томским научно-производственным предприятием «Метакон» для контроля высоковольтного энергетического оборудования под напряжением был разработан и выпускается прибор «Ультраскан 2004», о котором и идет речь в данной статье.

Энергоснабжение силового оборудования магистральных нефте- и газопроводов, как правило, обеспечивается за счет вдольтрассовых воздушных линий электропередач (далее — ВЛ) с номинальным напряжением от 6 до 20 кВ. Эти линии отличаются от аналогичных районных электрических сетей значительной протяженностью: до сотен километров с отсутствием возможности резервирования. Чаще всего эти объекты расположены вдали от населенных пунктов и в труднодоступных заболоченных местах, что существенно осложняет их обслуживание и возможность оперативного устранения эксплуатационных повреждений. Основное назначение вдольтрассовых линий — обеспечение надежного контроля и управления линейного кранового оборудования, а также гарантированной электрохимической защиты трубопроводов за счет бесперебойной работы станций катодной защиты. Следовательно, повреждения на питающих линиях вызывают серьезные проблемы, связанные с необходимостью скорейшего их устранения для восстановления надежности эксплуатации всего комплекса транспортной магистрали.

Наиболее распространенное повреждение на ВЛ — однофазное замыкание «на землю» — происходит вследствие повреждения линейных изоляторов, загрязнения их сажей от пожаров, обрыва проводов, падения на провода деревьев и других посторонних предметов.

Время поиска повреждений зависит от протяженности линий, количества персонала аварийных бригад и транспортной доступности местности. К осложняющим факторам, при устранении повреждений, следует отнести тяжелые метеоусловия (ветер, дождь, снегопад и др.), поскольку именно погодные условия чаще всего провоцируют аварийные повреждения и отключения линии.

При этом выявление причин, вызвавших отключение, остается возможным только при визуальном осмотре всей линии. При снятом напряжении выявить повреждения опорных и подвесных изоляторов затруднительно, а в некоторых случаях практически невозможно. Методы дистанционного обнаружения и локализации мест замыканий на землю от питающих подстанций в настоящее время недостаточно проработаны. Поэтому поиск таких повреждений выполняется путем последовательного секционирования линий с проверкой сопротивления изоляции мегомметром, что связано со значительными трудозатратами.

Для предотвращения подобных ситуаций на помощь энергетикам приходят средства дистанционного контроля изоляции. Данные приборы позволяют эффективно выявлять повреждения изоляции на ранней стадии их развития, во время выполнения плановых обходов с осмотром воздушных линий и высоковольтного линейного оборудования (комплектных трансформаторных подстанций, реклоузеров и т.п.). Основным достоинством подобных средств диагностики является отсутствие необходимости отключений линий, малые габариты устройств и безопасность для оператора.

Для линейных подразделений, эксплуатирующих участки магистральных трубопроводов протяженностью до сотен километров, экономически наиболее оправдано использование ультразвуковых средств контроля, одним из которых является прибор «Ультраскан-2004». Прибор позволяет с достаточной точностью локализовать место повреждения и измерить уровень сигнала утечки, что в свою очередь делает возможным оценить степень опасности каждого выявленного дефекта и определить срочность его устранения (неотложно или при плановом ремонте). Эксплуатация прибора дает возможность выполнять контроль состояния изоляции ВЛ и связанных с ней высоковольтных устройств двумя способами:

- проведение регулярных плановых обследований линий, что позволяет своевременно выявить дефекты изоляции на стадии их первоначального появления;
- поиск мест повреждения изоляции при подаче напряжения на поврежденный участок либо от испытательных установок, либо от РУ подстанций (при возможности включения линии с выведенной защитой от однофазного замыкания на землю).

Прибор оснащен оптическим и лазерным визиром для локализации места повреждения по условию поиска максимального уровня сигнала. Это позволяет точно определять источник сигнала с расстояния до 15 метров в любую погоду и в любое время суток. Оптический визир, кроме своей основной функции наведения на объект, также позволяет более тщательно разглядеть видимые дефекты изоляции линии. Следует заметить, что при рабочем напряжении от 6 до 35 кВ наличие «чувствительной» для прибора утечки по изоляции устройств электроснабжения свидетельствует о снижении их надежности.

Кроме локализации места повреждения прибор позволяет оценить основную спектральную составляющую сигнала с помощью встроенного в прибор спектроанализатора. Значение основной спектральной составляющей, характерное для поврежденной изоляции, соответствует 100 Гц. Характер спектрограммы позволяет при обследовании объекта отбросить сигналы от механических источников (например, вибрация проводов и т.д.) и достоверно определить, что источником сигнала является дефект изоляции.

Кроме этого, существует возможность записи сигнала в память цифрового диктофона, входящего в комплект прибора, для накопления базы данных различных сигналов, их более тщательной обработки с помощью дополнительных программных и аппаратных средств. Наличие диктофона позволяет вести оперативную запись сообщений оператора о дефектировке изоляторов с привязкой к местности, что облегчает работу оператора особенно в неблагоприятных погодных условиях (дождь, ветер, туман, снегопад), когда использование блокнота и ручки практически невозможно.

Постоянное совершенствование прибора, тесное сотрудничество со специалистами, эксплуатирующими его в настоящее время, вывели прибор «Ультраскан-2004» на мировой конкурентный уровень. По своим измерительным характеристикам прибор не уступает импортным аналогам. Положительные отзывы от энергетиков ОАО «РЖД», угольных разрезов, районных электрических сетей России и Казахстана доказывают эффективность применения прибора для поиска неисправностей в сетях до 35 кВ.

НПП МЕТАКОН

ООО НПП «Метакон» 634034 г. Томск, ул. Вершинина, д.25/2, стр. 1 тел.: +7 (3822) 562 780, 563 984
e-mail: metakon_tomsk@mail.ru metakon99@yandex.ru www.metacon.ru

УЛЬТРАСКАН 2004М

Прибор дистанционного контроля высоковольтного энергетического оборудования под напряжением модифицированный

ПОЛУЧЕНИЕ ПРИБОРОМ ДАННЫХ

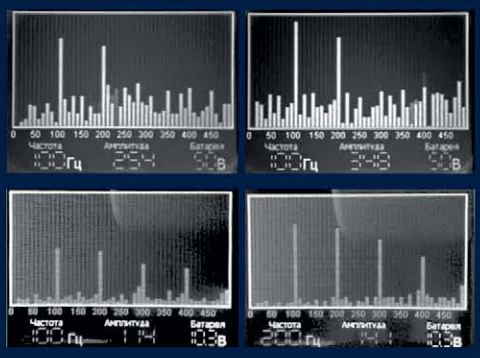
ПРИБОР ПРЕДНАЗНАЧЕН для дистанционного бесконтактного определения мест утечек электрического тока в элементах конструкций линий электропередачи, подстанций, в изоляторах контактной сети железных дорог, а также для их визуального контроля.
Прибор может найти применение для контроля мест утечек жидкостей и газов в газо- и трубопроводах, находящихся под давлением.
Прибор пригоден для контроля высоковольтного оборудования напряжением до 110 кВ. Наибольшая эффективность достигается при контроле состояния электрооборудования напряжением 6-35 кВ.

ХАРАКТЕРИСТИКИ

Максимальная дальность определения дефекта	15 м
Угол раскрыва диаграммы направленности по уровню 0,7	не более 5 град
Диапазон принимаемых частот	37-42 кГц
Длительность записи сообщений*	не менее 2 часов
Кратность оптического визира	4
Диапазон рабочих температур	-10...+40 °С
Время непрерывной работы от одной зарядки	не менее 8 часов
Габаритные размеры	380x250x80 мм
Вес	не более 2,5 кг

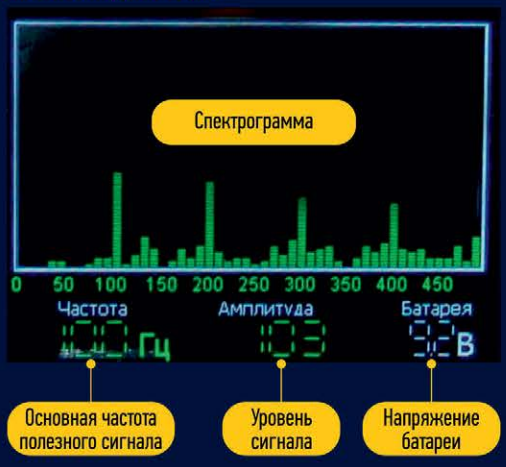
* в зависимости от комплектации.

ВНЕШНИЙ ВИД СПЕКТРОГРАММ ДЕФЕКТНЫХ ИЗОЛЯТОРОВ



Распознать дефект можно по спектрограмме. При его наличии появляются гармоники, кратные 50 или 100 Гц. Характерный вид спектра приведен на графиках. Здесь хорошо видны спектральные составляющие 100 Гц и 200 Гц, показывающие, что принятый сигнал характеризует именно дефект изоляции, а не посторонний шум. При этом остальные гармоники меняются хаотически.

ОТОБРАЖЕНИЕ ИНФОРМАЦИИ НА ЖК-ИНДИКАТОРЕ



Основное окно на индикаторе занимает спектрограмма полезного сигнала.
Также на индикаторе отображаются уровень сигнала, основная частота, напряжение встроенной батареи аккумуляторов.
Вид спектрограммы, уровень и основная частота полезного сигнала позволяют судить о наличии разрядов и природе их возникновения.
По напряжению батареи аккумуляторов контролируют степень ее разрядки.

ООО НПП «Метакон» 634034, Россия, г. Томск, ул. Вершинина, д. 25/2, кв. 2. Тел./факс: (3822) 56 27 80

BIZONE
Технологии объемного пожаротушения

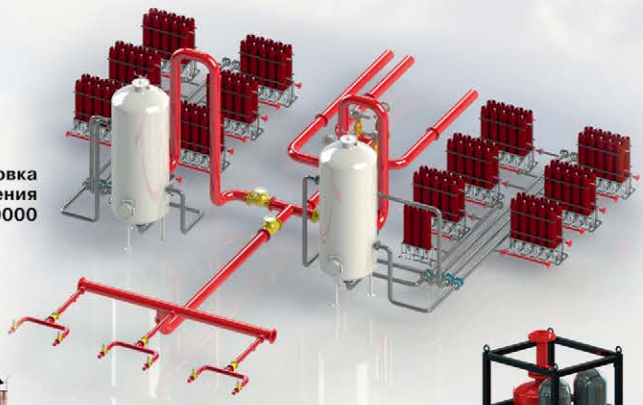
ТЕХНОЛОГИЯ ОБЪЕМНОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ

ООО «Каланча» - разработчик уникальной запатентованной технологии газопорошкового пожаротушения «BiZone», основанной на инновационном принципе пожаротушения - воздействие на очаг возгорания смесью огнетушащего порошка и газа. Технология применима для тушения помещений по объёму, локально по объёму, по площади и для тушения наружных установок.

Модули и автоматические установки газопорошкового пожаротушения «BiZone» применяются для защиты опасных производственных объектов нефтехимического и нефтегазового комплекса, резервуаров типа РВС и РВСП с нефтью и нефтепродуктами до 20 000 м^3 включительно, производственных помещений, складов различной направленности и мн. др.

ПРЕИМУЩЕСТВА МОДУЛЕЙ И УСТАНОВОК ПОЖАРОТУШЕНИЯ «BIZONE»:

- **Температурный диапазон эксплуатации модулей «BiZone» от -50 °С до +50 °С**
- **Инерционность срабатывания модулей не превышает 1 секунды, время тушения не более 10 секунд**
- **Выпускаются во взрывозащищенном исполнении 1ExdsIIBT4 X и 1ExdsIICT4 X**
- **Огнетушащая смесь химически нейтральна, экологически безопасна и не оказывает влияния на нефтепродукты**
- **Низкая стоимость эксплуатации – упрощенный регламент обслуживания и длительные сервисные интервалы**
- **Многоразовое использование - возможность перезарядки после тушения**
- **Срок службы оборудования до 20 лет**



Автоматическая установка газопорошкового пожаротушения АУГПП РВС - 20000

Модуль газопорошкового пожаротушения МГПП-110-CO_2-30-РХ-АВСЕ-У2

ПРОЕКТИРОВАНИЕ • ПРОИЗВОДСТВО • ПОСТАВКА • МОНТАЖ • СЕРВИС

ООО «Каланча» - ведущая российская производственно-торговая компания, оборудованием которой оснащены более 15 000 предприятий России и стран ближнего зарубежья

НАШИ ПРЕИМУЩЕСТВА:

- Собственное производство
- Услуги по проектированию и монтажу оборудования
- Сертификаты на все виды продукции
- Доставка товара по всей России и в страны СНГ
- Развитая сеть сервисных центров
- Дилеры и дистрибьютеры в городах России и странах СНГ

КАЛАНЧА
СИСТЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ ПРОТИВОПОЖАРНОЙ ЗАЩИТЫ

ООО «Каланча»

141313, Московская обл.,
г. Сергиев Посад,
ул. Железнодорожная, 22/1

тел. +7 (495) 781 92 48
kalancha@kalancha.ru
sales@kalancha.ru

www.kalancha.ru
www.bizone–tech.ru
www.firebizone.com

УДК: 621.3

Судовая атомная энергетика, как основа построения автономных систем энергоснабжения при освоении арктических территорий

DOI10.24411/2076-6785-2019-10020

Р.Н. Шульга
к.т.н., ведущий научный сотрудник
rnshulga@vei.ru

А.Ю. Петров
к.т.н., заместитель директора
ayupetrov@vei.ru

В.И. Завидей
д.т.н., главный научный сотрудник
zavideyvi@mail.ru

ВЭИ — филиал ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ», Москва, Россия

Рассмотрена концепция создания систем энергообеспечения прибрежных арктических территорий на основе мобильных ядерных установок. Сформулированы основные требования к подсистемам, удовлетворяющим специфическим климатическим условиям функционирования по надежности энергоснабжения и безопасности. Рассмотрены альтернативные варианты энергообеспечения с применением стационарных и мобильных установок наземного, надводного и подводного базирования.

Материалы и методы
Анализ материалов литературных источников

Ключевые слова
атомный ледокол, энергоснабжение, энергоустановка, шина постоянного тока, накопитель электроэнергии

Характеристики осваиваемых территорий

Северный морской путь (далее — СМП), также, как и Арктика — это национальный и глобальный проект России в XXI веке, который потребует мобилизации ресурсов страны, освоения новых технологий для достижения главных задач: подъема экономики, повышения благосостояния народа, а также защиты северных рубежей страны, протяженность которых составляет около 23 тыс. км. СМП начинается от пролива между островом Новая Земля и заканчивается в бухте Провидения (Тихий Океан) и составляет порядка 5600 км. Маршрут охватывает 5 морей и 10 портов от Мурманска до бухты Провидения с портами Сабетта, Хатанга и другими для транспортировки нефти, сжиженного природного газа СПГ, а также угля и других полезных ископаемых. Карта СМП (рис. 1) наглядно показывает направление потока грузов, что важно для его круглогодичной эксплуатации [1].

Протяженность пути от Санкт-Петербурга до Владивостока по СМП составляет 14 тыс. км, а в обход через южные моря — 23 тыс. км. Время прохода этими маршрутами составит 23 и, соответственно, 45 суток. Таким образом, затраты на транспортировку и фрахт судна сокращаются без малого в два раза. Грузооборот СМП в настоящее время растет, и, если в 2013 г. он составлял 2,8 млн т, то в 2016 г. достиг 6,9 млн т. По оценкам, к 2020 г. грузооборот достигнет 30 млн т, причем 16 млн т из них придется на транспортировку грузов из Ямала. При круглогодичной навигации к 2021 г. ожидается перевозка до 40 млн т, а к 2025 г. — до 75 млн т. По оценкам, объем вывоза СПГ может составить 40 млн т, а газового конденсата — 5 млн т. Себестоимость доставки 1тыс. т груза по СМП дешевле на 20—25 долларов за тонну, чем альтернативным путем, что позволяет расширить численность транспортных средств и обустроить инфраструктуру портов. Богатства недр шельфа и арктической зоны России столь значительны, что наряду с задачей их освоения остро стоит проблема защиты северных территорий, которая актуализируется в условиях потепления климата [2].

На рис. 2 показаны лицензионные участки ПАО «НК Роснефть» на шельфе арктической зоны Российской Федерации и других морях, которые дают представление о перспективах освоения СМП только по нефти [3]. Так, только вывоз нефти из Карского моря через Хатангу составит 50 млн т, что потребует использования танкеров водоизмещением по 100 тыс. т для прохода от Обской губы до порта Сабетты.

Западный Приновоземельский лицензионный участок (далее — ЛУ) содержит 1,4 млрд т нефти и 1,8 трлн куб. м газа; Восточный Приновоземельский ЛУ — 130 млн т нефти и 500 млрд куб. м газа. Штокмановское месторождение объемом 4 трлн куб. м газа и 60 млн т газового конденсата является крупнейшим в мире. Павловское рудно-металлическое месторождение на о. Южный архипелага Новая Земля входит в пятерку крупнейших в РФ (принадлежит «Атомредметзолото») и может давать до 70 тыс. т цинкового концентрата в год. Предполагаемая смета затрат при строительстве и создании ГОКа и порта составит примерно 28 млрд руб. в течение 2019–2021 г. Уровень потребляемой электрической мощности составит 40 МВт, численность персонала — до 500 человек, работающих вахтовым методом [4].

Целью настоящей статьи является анализ потребностей в электроэнергии

Рис. 1 — Основные порты Северного морского пути [1]
Fig. 1 — The main ports of the Northern sea route [1]

инфраструктуры арктического побережья и формирование возможной концепции ее построения с использованием атомных и/или других энергетических установок в структуре системы энергоснабжения прибрежных потребителей.

В самом общем виде структура системы энергопитания в условиях Арктики близка к структуре автономных, в том числе атомных энергетических установок, с наличием систем резервного энергоснабжения, накопителями энергии для ее временного хранения, возможности ее доставки и распределения потребителям. Альтернативные варианты энергообеспечения стационарных и мобильных установок наземного, надводного и подводного базирования на СПГ предусматривают использование газовых турбин и дизелей мощностью до 5 МВт, а для установок морского базирования корабельных газовых турбин мощностью до 30 МВт, с применением накопителей электроэнергии, мощность которых зависит от пиковой потребляемой мощности. В качестве накопителей возможно использование металлопленочных импульсных конденсаторов. Для резервного энергоснабжения предусматривается использование литиевых аккумуляторов и преобразователей напряжения.

Достигнутые характеристики систем энергоснабжения атомных ледоколов и их судовой энергетики показывают целесообразность энергоснабжения береговых потребителей с использованием судовых реакторных установок на базе атомных станций малой мощности (далее — АСММ), что позволяет унифицировать и тиражировать энергоустановки. Для Арктики и СМП применение АСММ с шиной постоянного тока и наличием накопителей, по-видимому, является оптимальным решением в части автономности, уменьшения воздействия на окружающую среду продуктов сгорания углеводородов. Важную роль в поддержании эксплуатационной надежности электрического оборудования при малой численности обслуживающего персона играет наличие системы мониторинга и предупредительного анализа возможных повреждений.

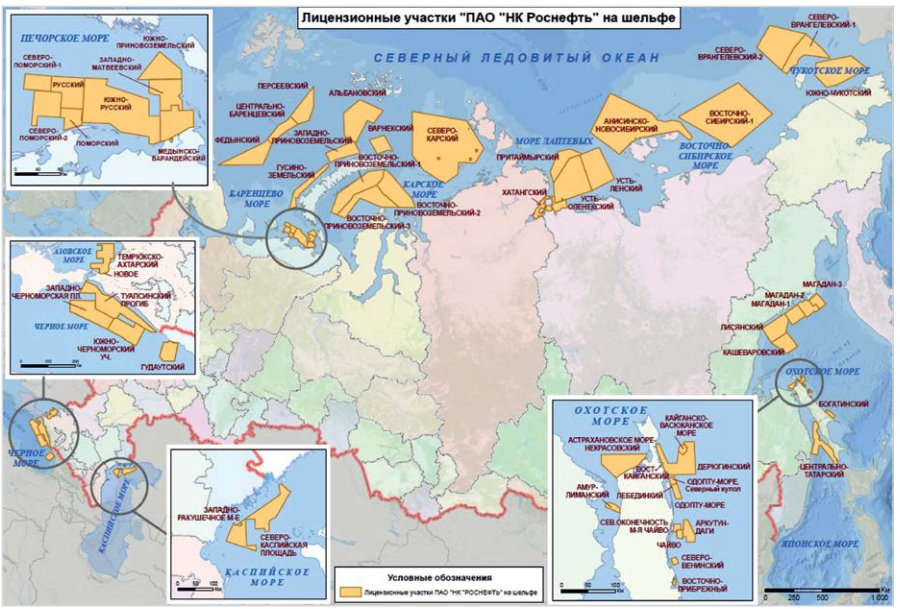


Рис. 2 — Карта лицензионных участков «ПАО «НК Роснефть» на шельфе [4]
Fig. 2 — Map of license areas Rosneft Oil Company on the shelf

Атомные ледоколы

Освоение СМП немыслимо без ледокольного флота и только атомные ледоколы могут обеспечить круглогодичную проводку судов, особенно в восточной зоне Арктики. Первый атомный ледокол «Ленин» был построен в 1959 г., прослужил 30 лет с непрерывной эксплуатацией. На ледоколе впервые была осуществлена замена реакторной установки. Затем последовало строительство 6 усовершенствованных ледоколов второго поколения с автономностью хода до 8 месяцев.

К настоящему времени было реализовано два типа судов: «Россия» — с двумя реакторными установками мощностью 75 тыс. л.с. и ледоколы «Таймыр» и «Вайгач», которые имеют по одной реакторной установке, каждая мощностью 40 тыс. л.с., обладающими низкой осадкой и предназначенными для работы в устьях рек.

В 90-х годах прошлого века из 243 атомных подводных лодок (далее — АПЛ) к началу века осталось 50 АПЛ, а 185 были выведены из состава ВМФ. Часть ледоколов были выведены из эксплуатации в связи с сокращением северного завоза. В настоящее время ФГУП «Росатомфлот» располагает 7 атомными судами и осуществляет задачи: северный завоз, реализация проектов Минобороны, заявки ГК «Росатом» (обслуживание Павловского месторождения), реализация проектов нефтегазовых и угольных компаний по проводке их судов. Для реализации указанных задач по проекту 22220 строятся ледоколы ЛК-60 типа «Арктика», «Урал», «Сибирь» (ледоколы 3-го поколения с системами электродвижения) с энергетическими установками мощностью 60 МВт, водоизмещением 33,5 тыс. т, преодолевающие льды толщиной до 3 м. Следующее четвертое поколение будет реализовано на основе ледокола типа «Лидер». По данным ЦКБ «Айсберг», технические характеристики ледокола «Лидер» (проект 10510) водоизмещение — 71380 т, длина — 209 м, ширина — 47,7 м, осадка — 13 м, реакторные установки типа РИТМ-400 тепловой мощностью 315 МВт, мощность на винтах — 120 МВт, (автономность плавания — 8 месяцев), ледопроходимость — 4,3 м на скорости 2 узла, и 2,0 м на скорости 15 узлов. Концепция «открытой кормы» для подобных судов разных классов потенциально позволяет разместить на корме легкосъемные боевые модули. К 2035 году предусматривается использование 8 атомных ледоколов 4-го поколения и свыше 100 танкеров и газовозов водоизмещением до 100 тыс. т.

Реакторные установки малой мощности

По терминологии МАГАТЭ, реакторные установки (далее — РУ) мощностью до 300 МВт относятся к типу малой мощности, которые классифицируются как АСММ. В тоже время в энергетике малыми считаются мощности нагрузок до 30 МВт. Мировой интерес к АСММ обусловлен потребностями большинства стран в источниках малой мощности для выработки электричества, тепла, холода и опреснения воды на основе технологических решений без выброса диоксидов углерода с быстрым вводом в эксплуатацию (1 год вместо 5 лет как для крупных АЭС) [5].

Большие массогабаритные показатели разработанных в ГК «Росатом» стационарных РУ были преодолены впоследствии на судовых и подводных средствах. С 1959 по 2018 гг. преимущественно в «ОКБМ Африкантов» были разработаны новые поколения РУ. Третье поколение — на базе РУ КЛТ-40М и ОК-900А, соответственно, тепловой мощностью 135 и 170 МВт имели срок службы 25 лет и непрерывной работы в течение 8 тыс. часов. 4-е поколение РУ РИТМ-200 с мощностью блоков по 175 МВт должно иметь срок службы 40 лет и время непрерывной работы порядка 26 тыс. часов.

НИКИЭТ разработал РУ «Шельф» тепловой мощностью 6,4 МВт, непрерывной работой 5 тыс. часов в наземном и подводном варианте с ориентировочной стоимостью 10 руб./кВтч. В «ОКБМ Африкантов» и ЦКБ «Рубин» был разработан подводный энергетический комплекс с реакторной установкой «Айсберг» тепловой мощностью 24 МВт, непрерывной работой 8 тыс. часов. Основное назначение последних установок — подводные буровые работы, сейсморазведка, охрана и др. «Инжиниринговая компания инновационных проектов (АО «ИКИП») разработала АСММ мощностью от 0,1 до 1 МВт для буровых с обеспечением связью, бытовыми условиями и другими нуждами [2]. Компания «АКМЭ-Инжиниринг» разработала и строит АСММ со свинцово-висмутовым теплоносителем на быстрых нейтронах СВБР-100 и СВБР-10, предназначенные для гражданского применения и для нужд Арктики.

Промышленное производство СПГ и морские терминалы его погрузки также возможно питать АСММ надводного и подводного базирования. В результате для энергообеспечения Арктики уже сегодня можно использовать более 20 типов АСММ мощностью 0,1; 1; 10; 30 МВт, т.е. весь диапазон малой генерации и малых нагрузок, характерных для Арктики в связи с малочисленностью населения.

На рис. 3 приведен схематический чертеж АСММ «Унитерм» разработки НИКИЭТ, которая может быть применена в вариантах морского, подводного и сухопутного базирования.

Предполагается, что РУ 4-го поколения на быстрых нейтронах типа СВБР-100 и СВБР-10

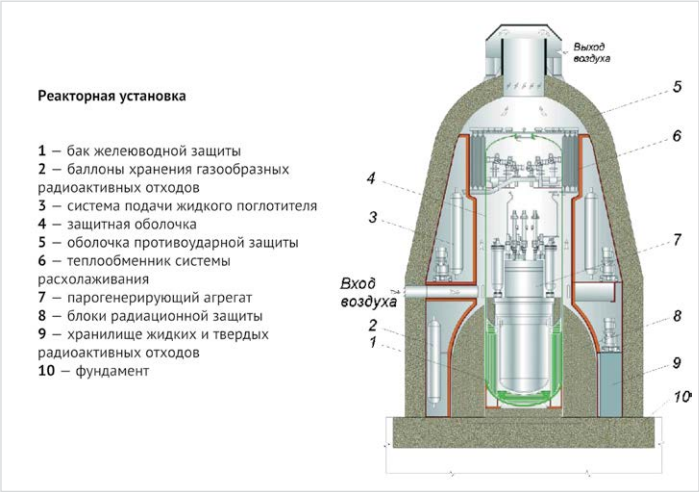


Рис. 3 — Схематичный разрез установки АСММ «Унитерм»
Fig. 3 — Schematic cut NPPLP "Uniterm"

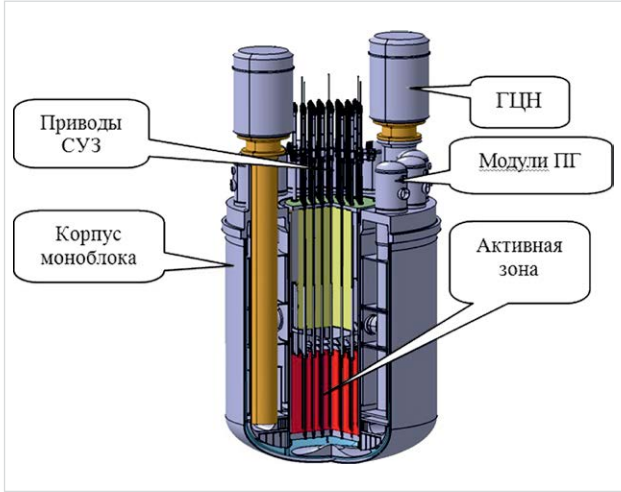


Рис. 4 — Реакторный моноблок СВБР-100 [7]
Fig. 4 — Reactor bar SVBR-100 [7]

с использованием МОКС топлива смогут решить проблему АСММ различного назначения и, несмотря на большую стоимость сравнительно с водо-водяными РУ, стать базовыми за счет их широкого тиражирования, безопасности эксплуатации и удешевления топлива за счет работы по замкнутому циклу. На рис. 4 приведен схематический чертеж реакторного моноблока СВБР-100 разработки «АКМЭ-Инжиниринг», на котором обозначены: ГЦН — главный циркуляционный насос, ПГ — парогенератор, СУЗ — система управления и защиты.

Характеристики СВБР-100: мощность РУ тепловая — 280 МВт; мощность электрическая — 100 МВт; давление генерируемого насыщенного пара — 7,0 МПа; производительность пара — 580 т/ч.

Теплоноситель первого контура — состав: 44,5% Pb + 55,5% Bi; температура теплоносителя 1 контура, входа/выхода — 340/490 °С; топливо среднего обогащения по U-235, UO2 — 16,3%; максимальное обогащение по U-235, UO2 — менее 20%; кампания активной зоны — 50 тыс. эфф. часов; интервал времени между перегрузками (одномоментная перегрузка всего топлива) — 7–8 лет; габариты МБР (диаметр/высота) —4,53/7,86 м [6].

Электрические суда и их энергетика

Судовые электроустановки обладают высоким КПД, обеспечивают гибкость и повышенную надежность и, что еще более важно, снижают стоимость оборудования. Простота схемотехники, сокращение числа первичных источников энергии, интеграция, гибкость проектных решений и убедительные коммерческие преимущества делают их перспективными для решения предъявленных кораблестроителями требований. Системы судовых ходовых электроустановок, по данным [8], разделяются на три основных направления, а именно:

— гибридные;
— интегрированные (IEP);
— полностью интегрированные (IFEP).

В настоящее время термины «электрический корабль» и «военный электрический корабль» также обозначают отдельные категории. Их можно идентифицировать следующим образом:

— гибридные установки — это корабельные установки, сходные с фрегатом серии Т23, где применение механического привода сочетается с электрическим приводом;
— IEP-установки, где традиционные источники энергии, используемые на корабле, заменяются на электрические источники. Например, эсминец серии Т45, танкеры серии АО и десантные корабли LPD(R);
— IFEP-установки, где концепция электрических источников энергии развивается дальше путем применения силовой электроники и элементов накопления электроэнергии, что дает дополнительные преимущества по стоимости и оперативным характеристикам;
— «электрический корабль» объединяет в себе усовершенствованные первичные источники энергии и развитую систему электрификации, встроенную в архитектуру IFEP;
— «военный электрический корабль» — корабль, в котором системы наведения и мощное вооружение объединены в единое целое для использования всех возможностей мощных систем энергоснабжения [9–11].

На рис. 5 приведена структурная схема энергоснабжения электрического корабля среднего класса типа эсминца или ледокола. Принимаются обозначения: ГТУ —газотурбинная установка, В — выпрямитель, И — инвертор, АБ — аккумуляторная батарея, С, СК — конденсаторы, ЛО (КО) — лазерное (кинетическое оружие), САУК — система автоматического управления комплекса.

Силовая установка (СУ) содержит 2 ГТУ каждый мощностью 36 МВт (для эсминца Zumwalt) или по 27 МВт для отечественного эсминца, два дизель-генератора каждый мощностью по 6 МВт, 1–2 батареи конденсаторных накопителей энергии (С, СК) и аккумуляторных батарей (АБ). Источники в виде синхронных генераторов (Г) с постоянными магнитами (возможны и сверхпроводящие двигатель-генераторы) через выпрямители (В) нагружены на униполярную или биполярную сеть постоянного тока высокого напряжения (ВН) — 6 (10) кВ. Система автоматического управления комплекса САУК осуществляет управление и мониторинг агрегатов по шине САУК. Цепи собственных нужд, информационно-вычислительного комплекса могут содержать секционированную шину низкого напряжения (НН) — 0,22–0,4 кВ.

Питание приводов и различных видов оружия осуществляется от шины ВН. Мощность накопителей электроэнергии (НЭЭ) в составе АБ, конденсаторов С и СК выбирается как из условия резервирования СУ, так и с учетом энерговооруженности корабля. Автономность кораблей с ГТУ ограничена запасами топлива, а для ледоколов СМП вместо ГТУ устанавливаются одна или две АСММ с турбогенератором и перегрузкой по топливу через 8 лет. Накопители НЭЭ позволяют осуществить форсировку движения, резервирование по мощности, а для ледоколов — движение на лед.

Проблема формирования автономных локальных систем энергоснабжения освещена в [12, 13]. Подобная схема энергоснабжения может и должна применяться для мобильной, а также стационарной системы автономного энергоснабжения (САЭ) надводного, подводного и наземного базирования при мощности единичного модуля электропитания 6 МВт и напряжении 6 кВ. Газотурбинный агрегат ГТА-6/8 РМ производства НПО «Сатурн» (г. Рыбинск) на базе авиационного двигателя Д30КУ/КП развивает электрическую мощность 6 МВт при расходе дизельного топлива 2263 кг/час или газа — 1950 кг/час.

Источником энергии корабля может служить ГТУ необходимой мощности. Так, при общей мощности ГТУ 27 МВт, уровень электрической мощности составит 12,65 МВт с КПД 28,5%. Назначенный ресурс ГТУ составляет 120 тыс. часов, срок службы — 20 лет. Удельная мощность авиационных газовых турбин составляет свыше 1000 Вт/кг, а дизель-генераторов — примерно на порядок ниже. В качестве ядерного источника ледокольной энергоустановки может использоваться реактор СВБР-100, также, как и для питания береговых потребителей, например, на ПАТЭС «Академик Ломоносов» в виде плавучего или подводного энергоблока.

Перспективным направлением в системе транспортировки электрической энергии является применение линий постоянного тока, которые легко сопрягаются с накопителями электрической энергии, а также с широким применением систем мониторинга и дистанционного управления электрическим оборудованием [14, 15].

Номинальная мощность АБ определяется резервированием энергоснабжения и

форсировкой приводов собственных нужд и движения. В качестве основных типов АБ предполагается использование литиевых батарей для мобильных комплексов. Для стационарных установок по-прежнему целесообразно применять никель-кадмиевые батареи. Литиевые элементы — самые легкие, имеют номинальное напряжение 3,6 В, удельную энергоемкость 240 Вт•ч/кг, число циклов «заряд-разряд» — 600, диапазон температур — -20 ÷ +60 °С. Никель-кадмиевые элементы имеют номинальное напряжение 1,35 В, удельную энергоемкость — 45–60 Вт•ч/кг, число циклов «заряд-разряд» — 1000–1500, диапазон температур -50 ÷ +40 °С, срок службы — 20–25 лет, хранить их можно про запас.

В качестве накопителей энергии целесообразно использовать конденсаторы с удельной энергии до 0,3 Дж/ч, низкой индуктивностью и внутренним сопротивлением. Подобные конденсаторы разработаны на напряжение 5–100 кВ с максимальным током 100–300 кА с числом циклов 60÷120 тыс. Перспективно применение конденсаторов, которые накапливают энергию в пористой наноструктуре, имеют емкости от 10 до 12000 Ф и рабочее напряжением 1–15 В. Так, полимерные конденсаторы при напряжении 2,5–2,7 В, обеспечивают импульсные токи 30 А, емкость до 2600 Ф, рабочий диапазон температур —-30 ÷ +75 °С. Их удельная энергоемкость составляет 10 кДж/кг, удельная мощность — 3 Вт/кг [16].

Показанные на рис. 5 инверторы могут выполняться как на тиристорах, так и в виде преобразователей напряжения по схеме трехуровневого преобразователя напряжения или более перспективного многоуровневого модульного конвертора (далее — ММС). Технология ММС основана на последовательном соединении ячеек с приборами IGBT [17]. Схема ячейки модуля состоит из двух ключей с указанными приборами и двух обратных диодов, между полюсами которых включен конденсатор. Наличие конденсаторов позволяет исключить конденсаторную батарею большой емкости на полюсах преобразователя напряжения.

Модульная технология наиболее благоприятна для реверсивной передачи мощности конвертора. Преимущества ММС заключаются в возможности отказа на стороне переменного тока от силового трансформатора, конденсаторов и фильтров. Недостаток состоит в отсутствии гальванической развязки и наличии сложной двухконтурной системы управления.

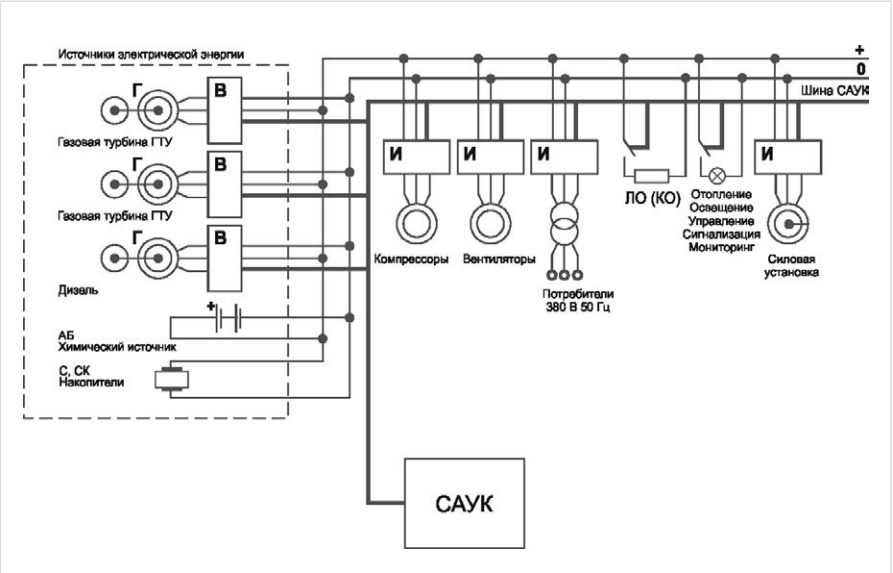


Рис. 5 — Структурная схема энергоснабжения электрического корабля
Fig. 5 — Block diagram of the supply vessel

Итоги

Анализ основных особенностей Северного морского пути и прибрежных зон показывает целесообразность энергоснабжения береговых потребителей с использованием разработанных и испытанных в условиях Арктики судовых реакторных установок, что позволяет рассматривать их в качестве базовых энергоустановок для унификации и последующего тиражирования особенно в условиях восточной Арктики, где отсутствуют источники СПГ. В условиях западной Арктики, где имеются источники СПГ, другим вариантом энергообеспечения стационарных и мобильных установок наземного, надводного и подводного базирования являются авиационные газовые турбины и дизели мощностью 5–30 МВт, с применением электрических накопителей энергии. В качестве накопителей предусматривается использование металлопленочных импульсных конденсаторов. Для резервного энергоснабжения предусматривается использование литиевых аккумуляторов и преобразователей напряжения. Рассмотрены различные варианты реализации создания системы электроснабжения с использованием атомных, газогенераторных, дизельных энергетических установок в структуре системы энергоснабжения прибрежных потребителей.

Для рассмотренных прибрежных условий и транспортировки энергии в береговых зонах, возможно применение линий постоянного тока, которые легко сопрягаются с электрическими накопителями и обеспечивают резервирование электропитания. Применение устройств судовой энергетики на постоянном токе для энергоснабжения платформ, ГОКов, поселков и др. объектов в Арктике позволит существенно удешевить и улучшить питание потребителей.

Важными элементами системы энергоснабжения являются цифровая САУК с системой мониторинга, в первую очередь, наиболее ответственных элементов в виде электрических машин и накопителей электроэнергии.

Выводы

Анализ основных особенностей северного морского пути, прибрежных зон показывают целесообразность энергоснабжения береговых потребителей с использованием разработанных и испытанных в условиях Арктики судовых реакторных установок. Что позволяет рассматривать их в качестве базовых энергоустановок для унификации и последующего тиражирования. Другие варианты энергообеспечения стационарных и мобильных установок наземного, надводного и подводного базирования могут предусматривать использование авиационных газовых турбин мощностью (5–30) МВт, с применением электрических накопителей энергии. В качестве накопителей предусматривается использование металлопленочных импульсных конденсаторов. Для резервного энергоснабжения предусматривается использование литиевых аккумуляторов и преобразователей напряжения.

Для рассмотренных прибрежных условий и транспортировки энергии в береговых зонах, целесообразно применение линий постоянного тока легко сопрягаемых с электрическими накопителями и обеспечивающих резервирование электропитания. Для систем электроснабжения в экстремальных климатических условиях использование систем мониторинга работоспособности электрического оборудования является безальтернативным.

Литература

1. Карта Севморпути. [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.nemiga.info/rossiya/severny_morskoy_put.htm
2. Малая энергетика для Арктики. СОНАР-2050. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.sonar2050.org/publications/malaya-energetika-dlya-bolshoy-arktiki-pochemu-rf-i-rb-doljny-delat-malye-aes-vmeste/
3. Шельфовые проекты ПАО «НК «Роснефть». [Электронный ресурс]. https://www.rosneft.ru/business/Upstream/offshore/,
4. Б. Марцинкевич. Мегапроекты в Арктике без прямого участия государства невозможны. Геоэнергетика.ru. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://geoenergetics.ru/2017/10/04/megaproekty-v-arktike-bez-pryamogo-uchastiya-gosudarstva-nevozmozhny/
5. Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики. Т.2. Под ред. акад. РАН А.А. Саркисова. М.: Академ-Принт, 2015. 387 с.
6. Комлев О.Г., Тошинский Г.И., Тормышев И.В. СВБР-100: Потенциальная энергия теплоносителя и безопасность АЭС // Безопасность ядерных технологий и окружающей среды. 2012. №1.
8. G.T. Little, S.S.Yong, J.M. Newell. Военно-морской корабль 7 поколения, пер. и ред. Местергази В.А. ВЭИ-Принт, 2017.
9. Боровиков П.В., Шульга Р.Н. Энергообеспечение нетрадиционных направленных видов наступательного оружия. М.: РАРАН, 2017.

10. J. Michael Cole. Five Futuristic Weapons That Could Change Warfare. The National Interest, 1 November 2014. Avialable at: https://nationalinterest.org/commentary/five-futuristic-weapons-could-change-warfare-9866
11. Лазерное оружие — реалии нашего времени. ИА "Оружие России". [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.arms-expo.ru/news/archive/lazernoe-oruzhie---realii-nashego-vremeni02-09-2009-04-26-00
12. Шульга Р.Н. Автономное энергоснабжение с использованием разнородной генерации // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2015. №3. С. 7–11.
13. Шульга Р.Н. К вопросу о возможности создания гибридной энергораспределительной сети с накоплением электроэнергии // Новое в российской электроэнергетике. 2015. №12. С. 29–44.
14. Шульга Р.Н., Стальков П. М. Современные технологии электроэнергетики // Новости электротехники. 2019. №1.
15. Шульга Р.Н., Лавринович В.А., Энергетическое обеспечение Арктики // Энергосбережение и водоподготовка. 2019. №2.
16. Каталог ЗАО «Русская технологическая группа 2». 2012. 29 с.
17. Шульга Р.Н. Характеристики накопителей и статических преобразователей // Энергосбережение и водоподготовка. 2016. №1. С. 68–76.

UDC 621.3

Naval nuclear power as the basis for constructing autonomous energy systems with the development of the Arctic territories

Authors
Robert N. Shulga — Ph.D., senior researcher; rnshulga@vei.ru
Aleksandr Yu. Petrov — Ph.D., deputy director; ayupetrov@vei.ru
Viktor I. Zavidej — Sc.D., chief researcher; zavideyvi@mail.ru

VEI — branch of FSUE VNIITF, Moscow, Russian Federation

Abstract
An analysis of modern methods and tools for monitoring and diagnosis of technical condition of asynchronous and synchronous motors and advice on choosing the best monitoring systems for use on existing and disabled equipment. It is shown that, based on measurements of basic parameters of complex by a single system of control, maintenance and repair of electrical machines, produced on their technical condition with no planned outages, and intrusion prevention tests.

Materials and methods
Analysis of the literary sources

Keywords
atomic icebreaker, electricity, power plant, DC bus power drive

Conclusions
Conclusions the analysis of the basic features of the Northern sea route, coastal zones show the usefulness of energy onshore consumers, using the developed and tested in Arctic conditions of the ship's reactor installations. That allows you to treat them as a basic power plants for unification and subsequent replication. Other energy options of stationary and mobile units of land, surface and submarine launched may involve the use of aviation gas turbines (5–30) Mw, using electrical energy storage units. As the drives use metal-film pulse capacitors. For the backup power supply provides for the use of lithium batteries and voltage converters.
For the considered coastal conditions and energy transport in coastal areas, it is advisable to use DC lines are easily matched with electric drives and providing backup power. For power supply systems in extreme climatic conditions using health monitoring systems, electrical equipment is indisputable.

References
1. *Karta Sevmorputi* [Map of the Northern Sea Route]. Available at: www.nemiga.info/rossiya/severny_morskoy_put.htm
2. *Malaya energetika dlya Arktiki* [Small-scale power generation for the Arctic]. SONAR-2050. Available at: https://www.sonar2050.org/publications/malaya-energetika-dlya-bolshoy-arktiki-pochemu-rf-i-rb-doljny-delat-malye-aes-vmeste/
3. *Shel'fovye proekty PAO «NK «Rosneft'»* [Rosneft Oil Company offshore projects]. Available at: https://www.rosneft.ru/business/Upstream/offshore/
4. B. M*artsinkevich. Megaproekty v Arktike bez pryamogo uchastiya gosudarstva nevozmozhny.* [Megaprojects in the Arctic without direct participation of the State is not possible]. Geoenergetika.ru Available at: http://geoenergetics.ru/2017/10/04/megaproekty-v-arktike-bez-pryamogo-uchastiya-gosudarstva-nevozmozhny/
5. *Atomnye stantsii maloy moshchnosti: novoe napravlenie razvitiya energetiki* [Low-power Nuclear Power Plants – a New Line in the Development of Power Systems]. V.2. Ed. by Acad. A. Sarkisov. M.: Academ-Print, 2015, 387 p.
6. Komlev O.G., Toshinskiy G.I., Tormyshev I.V. SVBR-100*: Potentsial'naya energiya teplonositelya i bezopasnost' AES* [SVBR-100: potential energy the coolant and NPP safety]. Bezopasnost' yadernykh tekhnologiy i okruzhayushchey sredy, 2012, issue 1.
8. G.T. Little, S.S.Yong, J.M. Newell. *Voenno-morskoy korabl' 7 pokoleniya* [Navy 7 generation ship lane]. Ed. Mestergazi V.A. VEI-print, 2017.
9. Borovikov P.V., Shul'ga R.N. E*nergoobespechenie netraditsionnykh napravlennykh vidov nastupatel'nogo oruzhiya* [Innovative Energy directional offensive weapons]. M.: RARAN, 2017.
10. J. Michael Cole. Five Futuristic Weapons That Could Change Warfare. The National Interest, 1 November 2014. Avialable at: https://nationalinterest.org/commentary/five-futuristic-weapons-could-change-warfare-9866
11. Lazernoe oruzhie — realii nashego vremeni [Laser Weapons-the realities of the present time]. IA "Oruzhie Rossii". Avialable at: http://www.arms-expo.ru/news/archive/lazernoe-oruzhie---realii-nashego-vremeni02-09-2009-04-26-00
12. Shul'ga R.N. A*vtonomnoe energosnabzhenie s ispol'zovaniem raznorodnoy generatsii //* [Autonomous power supply using heterogeneous generation]. Elektro. Elektrotekhnika, elektroenergetika, elektrotekhnicheskaya promyshlennost', 2015, issue 3, pp. 7–11.
13. Shul'ga R.N. K *voprosu o vozmozhnosti sozdaniya gibridnoy energoraspredelitel'noy seti s nakopleniem elektroenergii* [To the question about the possibility of creating a hybrid of power distribution network with electrical energy], Novoe v rossiyskoy elektroenergetike, 2015, issue 12, pp. 29–44.
14. Shul'ga R.N., Stal'kov P. M. *Sovremennye tekhnologii elektroenergetiki* [Modern technologies of electric power]. Electrical Engineering News, 2019, issue 1.
15. Shul'ga R.N., Lavrinovich V.A., *Energeticheskoe obespechenie Arktiki* [Arctic energy supply]. Energy conservation and water treatment, 2019, issue 2.
16. Catalogue of ZAO "Russian technology group 2", 2012, 29 p.
17. Shul'ga R.N. K*harakteristiki nakopiteley i staticheskikh preobrazovateley* [Characteristics drives and static converters]. Energy conservation and water treatment, 2016, issue 1, pp. 68–76.

ИЗОПОЛ

МАТЫ КОМПЕНСАЦИОННЫЕ (ДЕМПФИРУЮЩИЕ) «ИЗОПОЛ»

Предназначены для компенсации температурных расширений на углах поворота труб (компенсаторы трубопроводов) при бесканальном подземном способе укладки трубопроводов, защищают от возможных повреждений.

ТАКЖЕ ПРОИЗВОДИМ:

Теплоизоляция для труб

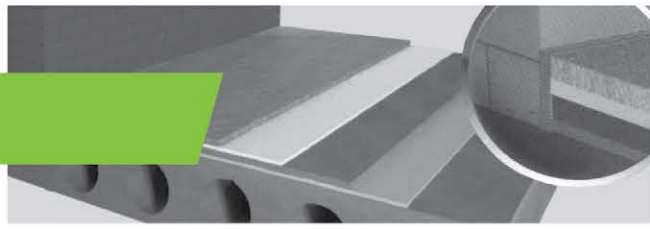
Техническая изоляция водопроводных и канализационных сетей, отопления и вентиляции

Демпферные ленты для бетонных полов

Компенсатор линейного расширения бетона при устройстве стяжек

Подложка из вспененного полиэтилена

Тепло– и гидрозвукоизоляционный материал



Плавающий пол

Разделяющий шумоизоляционный слой, обеспечивающий отсутствие жесткой связи бетонной стяжки пола с основанием и стенами

Жгуты (шнуры) из вспененного полиэтилена

Для герметизации и утепления межпанельных швов

ООО "Завод полимерных материалов "БАКЕЛИТ"
423570, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, БСИ

www.изопол.рф
izopol2014@mail.ru
+7 (8555) 49-99-59, +7 937 579-74-00

УДК: 504.06

Прогнозирование суммарных объемов факельного сжигания попутного газа на нефтедобывающей территории

DOI 10.24411/2076-6785-2019-10021

Г.А. Кочергин
к.т.н, руководитель центра космических услуг [1]
Kocherginga@uriit.ru

М.А. Куприянов
магистр, главный специалист центра космических услуг [1]
Kupriuanovma@uriit.ru

Ю.М. Полищук
д.ф.-м.н., главный научный сотрудник центра космических услуг [1,2]
yupolishchuk@gmail.com

[1]АУ «Югорский НИИ информационных технологий», Ханты-Мансийск, Россия
[2]Институт химии нефти СО РАН, Томск, Россия

Проведен анализ временного ряда квартальных объемов факельного сжигания попутного нефтяного газа (далее — ПНГ) на территории Ханты-Мансийского автономного округа (далее — ХМАО) за период 2012–2016 гг. Установлено, что тренд снижения объемов сжигаемого газа за указанный период описывается экспоненциальным уравнением. Показано, что наряду с экспоненциальным трендом наблюдаются циклические сезонные вариации объема сжигаемого газа. Предложена модель прогноза объема сжигаемого газа в виде суммы двух слагаемых, первое из которых представлено уравнением экспоненциального тренда, а второе слагаемое предназначено для учета сезонных колебаний объемов сжигания газа. Приведен пример прогноза объемов сжигания ПНГ на период 2017–2020 гг. для территории ХМАО.

Материалы и методы
Материалы отчетов Департамента недропользования и природных ресурсов ХМАО, данные об объемах нефтедобычи в ХМАО. Для выполнения исследования был использован метод анализа временных рядов, позволивший разработать модель прогноза динамики объемов сжигаемого газа на нефтедобывающей территории.

Ключевые слова
парниковый эффект, попутный нефтяной газ, прогноз объемов сжигания газа, факельные установки, факельное сжигание газа на месторождениях, нефтедобывающие регионы

Введение

В связи с очевидными опасностями продолжающегося глобального потепления климата Парижский климатический саммит (2015 г.) принял рекомендацию государствам мира разработать мероприятия по ослаблению парникового эффекта с целью не допустить повышения среднегодовой температуры на Земле к середине нынешнего столетия более чем на 2°С. Известно, что при сжигании попутного нефтяного газа (ПНГ) в атмосферу нефтедобывающих регионов России выбрасываются большие объемы экологически опасных продуктов сгорания (сажа, оксиды азота, ароматические углеводороды, тяжелые металлы) и углекислого газа, который вносит значительный вклад в парниковый эффект.

По приблизительным оценкам экспертов [1], из ежегодно добываемых в России ПНГ 60 млрд м^3 до трети этого объема сжигается в факельных установках на месторождениях, при этом при сжигании 400 м^3 газа, в среднем, выделяется в атмосферу около одной тонны CO_2. Поэтому для разработки мероприятий по снижению выбросов углекислого газа в результате факельного сжигания ПНГ на ближайшие годы необходимо иметь достаточно надежные прогнозные оценки суммарных объемов сжигаемого газа в факельных установках на месторождениях на территориях нефтедобывающих регионов. Это вызвало необходимость разработки нового подхода к прогнозированию суммарных объемов факельного сжигания ПНГ путем создания математической модели динамики объемов сожженного газа на основе анализа временных рядов. Это и определило цель данной работы как разработку модели прогноза суммарного объема сжигания газа в нефтедобывающем регионе на примере территории ХМАО.

Данные и методы

В качестве данных о реальных объемах сжигаемого ПНГ были использованы материалы отчетов Департамента недропользования и природных ресурсов ХМАО, размещаемых на официальном сайте [2], содержащих ежеквартальные статистические данные о суммарных объемах сжигаемого ПНГ на всей территории автономного округа. Данные об объемах нефтедобычи в ХМАО были получены с сайта Научно-аналитического центра недропользования им. В. Шпильмана, г. Ханты-Мансийск [3].

Графики временных рядов объемов добываемой нефти и сжигаемого газа в ХМАО, приведены на рис. 1. На графике видно, что показатели проявляют заметную цикличность в годовом ходе. Относительные максимумы годовых ходов приходятся на теплые периоды каждого года (2 и 3 квартал), а относительные минимумы — на холодные (1 и 4 квартал). Такая периодичность в изменении объема сжигаемого газа может быть обусловлена годовой цикличностью добычи нефти.

Графики на рис. 1 позволяют сделать вывод о согласованности (коррелированности) изменений объемов сжигания газа и добываемой нефти в регионе. В связи с этим представляет интерес проведение исследования взаимосвязи между объемом сжигаемого газа и объемом нефтедобычи в рассматриваемом регионе, для этого в нашей работе используется метод линейного регрессионного анализа. Для проведения исследований в качестве обучающей выборки использовались данные о квартальных объемах сожженного газа и добываемой нефти за период с 1-го квартала 2012 г. по 4-й квартал 2015 г. (включительно). На рис. 2 представлен

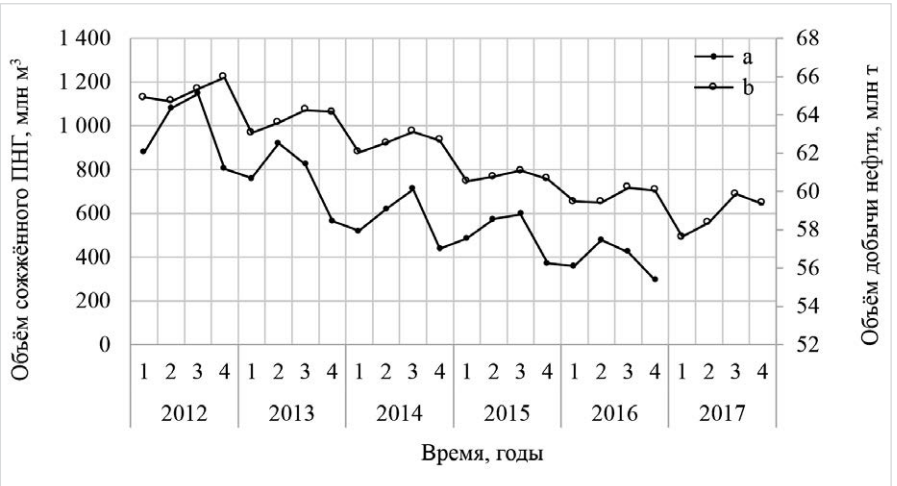


Рис. 1 — Временной ход квартальных объемов сожженного ПНГ и добычи нефти. Номера кварталов указаны внутри каждого года, a – объем сожженного ПНГ, млн м^3; b – объем добычи нефти, млн т

Fig. 1 — The time course of quarterly volumes of burnt APG and oil production. Quarter numbers are indicated within each year, a — volume of APG burned, mln m^3; b — volume of oil production, mln t

график зависимости объема сожженного ПНГ от объема нефтедобычи. Точками на графике показаны значения величины объема газа, сожженного в соответствующем квартале, и объемов добытой нефти в том же квартале.

Как видно из рис. 2, изменения объемов сожженного ПНГ и объемов нефтедобычи за период исследования демонстрируют наличие взаимосвязи с достаточно высоким уровнем коэффициента детерминации, что является подтверждением указанной выше согласованности в изменениях анализируемых временных рядов. Следовательно, можно принять, что сезонные (внутригодовые) изменения объемов сжигания вызываются сезонной цикличностью добычи нефти в суровых сибирских условиях, обусловленной ее снижением в холодный и ростом в теплый период. Для построения модели динамики объемов сжигания ПНГ далее проведем анализ временного ряда этих значений.

Анализ временного ряда квартальных объемов газа за период 2012–2015 гг. (рис. 3) показал, что с коэффициентом детерминации более 0,7 значения временного ряда допускают аппроксимацию экспоненциальной функцией, вид которой представлен в поле графика (рис. 3). Из графика временного хода также видно, что на график экспоненциального тренда (пунктирная линия на рис. 3) накладываются случайные осцилляции с характерной годовой периодичностью. Установленные на основе анализа временного ряда квартальных объемов сжигаемого газа могут быть методической основой для разработки математической модели прогноза суммарных объемов сжигания газа на территории нефтедобычи.

Построение модели прогноза объемов сжигания газа

В соответствии с выше изложенным модель прогноза может быть определена в виде двух слагаемых, первое из которых представляет экспоненциальную функцию, показанную графически (пунктирная линия) на рис. 3, а второе слагаемое, предназначенное для учета указанных сезонных отклонений, определяется как среднее из внутригодичных отклонений, полученных из эмпирических данных об объемах сжигания за время наблюдений. Исходя из этой идеи модель прогноза объемов сжигаемого ПНГ может быть представлена в виде:

$$V_п = (ae^{bt}) \times (1 + \Delta_q) \quad (1),$$

где $V_п$ — прогнозный объем сожженного ПНГ, млн м³;

q — порядковый номер квартала (в пределах каждого года);

Δ_q — безразмерная величина, полученная усреднением (за исторический период) средних квартальных значений отклонений объемов сожженного ПНГ от их среднегодовых значений, вычисленных за каждый год;

a,b — безразмерные коэффициенты уравнения, равные 3E+202 и -0,228 соответственно;

t — время, выраженное в виде последовательного ряда чисел, в котором целая часть числа обозначает год, а дробная — квартал, а именно: 2012,00 — 1-й квартал 2012 года; 2012,25 — 2-й квартал 2012 года; 2012,5 — 3-й квартал 2012 года; 2012,75 — 4-й квартал 2012 года.

Коэффициенты a и b в уравнении (1) были определены по фактическим объемам сожженного ПНГ за период с 1-го квартала 2012 г. по 4-й квартал 2015 г. (далее исторический период). Величина Δ_q рассчитывалась по формуле:

$$\Delta_q = \frac{1}{N}\sum_{i=2012}^{2015}\sum_{q=1}^{4}\frac{V_{iq} - \overline{V}_{iq}}{\overline{V}_{iq}},$$

где N — общее количество кварталов в историческом периоде;

V_{iq} — фактический объем сожженного ПНГ в q-ом квартале i-го года, млн м³;

$\overline{V}_{iq}$ — средний фактический объем сожженного ПНГ в q-ом квартале i-го года, млн м³, рассчитываемый по формуле:

$$\overline{V}_{iq} = \frac{1}{4}\sum_{q=1}^{4} V_{iq}.$$

Проверка адекватности модели

Для проверки адекватности предлагаемой прогнозной модели в таб. 1 приведены результаты расчета оценки погрешности прогноза путем сравнения рассчитанных прогнозных значений V_{niq} с фактическими данными за контрольный период с 1-го по 4-й квартал 2016 г. (рис. 3).

Оценка погрешности проводилась по формуле:

$$\delta_m = \frac{1}{n}\sum_{q=1}^{4}\left|\frac{V_{пiq} - V_{iq}}{V_{iq}}\right|,$$

где δ_m — средняя относительная погрешность прогноза;

$V_{пqi}$ — прогнозный объем сожженного ПНГ в q-ом квартале i-го года, млн м³;

n — количество кварталов в контрольном периоде.

Результаты расчета прогнозных объемов сожженного газа по формуле (1) для контрольного периода 2016 г., представленные в таб. 1, показывают, что средняя относительная погрешность прогноза δ_m составляет 6%. Такую погрешность в условиях отсутствия данных об ожидаемых в ближайшие годы объемах сжигания ПНГ в нефтедобывающих регионах можно считать практически приемлемой. Для визуализации сопоставления прогнозных и контрольных данных на рис. 3 (период B) прогнозные оценки объемов газа показаны крестиками.

Год	Квартал	Viq, млн м³	Vniq, млн м³
2016	1	360,00	388,27
2016	2	479,00	450,34
2016	3	422,00	424,97
2016	4	294,00	266,50

Таб. 1 — Оценки погрешности прогноза объема сжигания газа
Tab. 1 — Estimates of the uncertainty of the forecast gas flaring volume

Годы	Кварталы	Прогнозные значения, млн м³
2017	1	309,025
	2	358,432
	3	338,241
	4	212,113
2018	1	245,957
	2	285,280
	3	269,210
	4	168,823
2019	1	195,759
	2	227,057
	3	214,267
	4	134,368
2020	1	155,807
	2	180,717
	3	170,537
	4	106,945

Таб. 2 — Результаты прогнозирования объемов сжигания попутного газа в ХМАО
Tab. 2 — Results of forecasting the volume of gas flaring in KhMAA

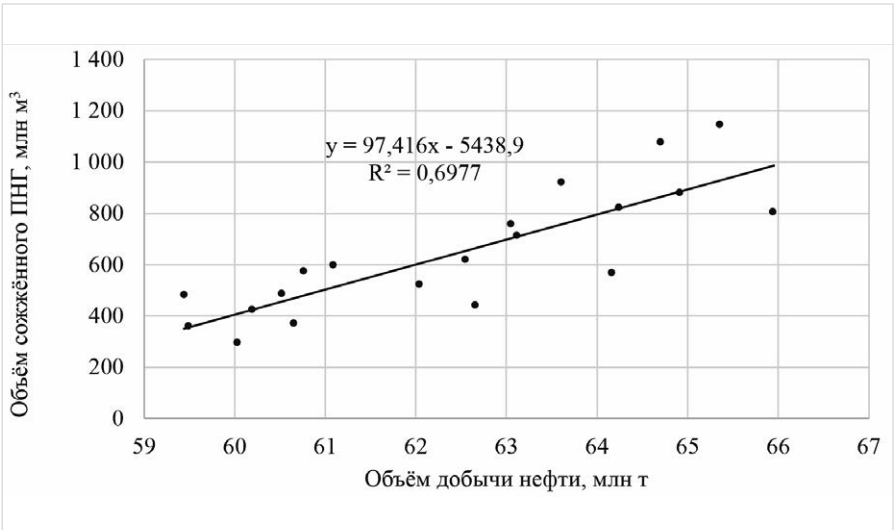


Рис. 2 — Взаимосвязь объемов сожженного ПНГ и объемов нефтедобычи (по данным о квартальных объемах за период 2012–2016 гг.)
Fig. 2 — Interrelation of volumes of burnt APG and volumes of oil production (according to data on quarterly volumes for the period 2012–2016)

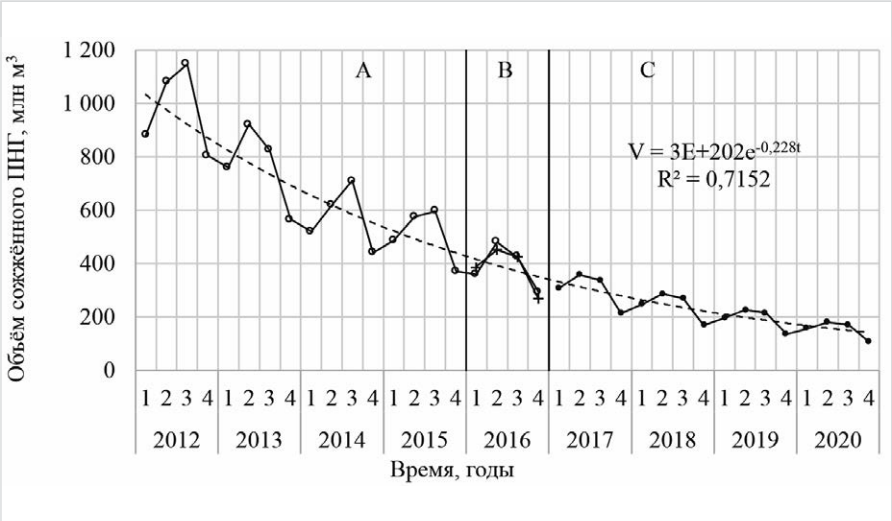


Рис. 3 — Квартальная динамика фактических и прогнозных объемов сожженного ПНГ. Обозначено: A — исторический период, B — контрольный период, C — прогнозный период. Номера кварталов на графике указаны для каждого года
Fig. 3 — Quarterly dynamics of actual and forecast volumes of burned APG. Denoted by: A — the historical period, B — the control period, C — the forecast period. Quarter numbers on the chart are for each year

Пример практического использования модели прогноза

Для иллюстрации практического использования разработанной модели в таб. 2 приведены прогнозные оценки квартальных объемов сжигания газа на период до 2020 гг. на территории ХМАО, рассчитанные по формуле (1). Данные таб. 2 представлены на графике (рис. 3) черными точками (прогнозный период на рис. 3). Графическое сопоставление прогнозируемых объемов сжигания газа, рассчитанных для прогнозного периода, с фактическими объемами в исторический период (рис. 3) приводит к выводу, что характер прогнозного временного ряда на качественном уровне вполне соответствует характерным особенностям временного ряда реальных суммарных объемов сжигания ПНГ на территории нефтедобывающего региона. Полученная в контрольный период величина ошибки прогноза показывает, что уравнение (1) может быть использовано для прогнозирования суммарного объема сжигания газа в факелах на нефтяных месторождениях.

Итоги

На основе анализа временного ряда квартальных объемов факельного сжигания попутного нефтяного газа на территории ХМАО за 5-летний период установлены экспоненциальный тренд снижения объемов сжигаемого газа и циклические сезонные колебания объема сжигаемого газа, которые накладываются на линию экспоненциального тренда. На основе обнаруженных закономерностей динамики сжигания газа предложена модель прогноза объема сжигаемого газа в виде суммы двух слагаемых, первое из которых представлено уравнением экспоненциального тренда, а второе слагаемое учитывает сезонные колебания объемов сжигания газа. Параметры модели определялись по данным об объемах сжигаемого газа в период с 2012 по 2015 гг. Для проверки адекватности модели прогноза проведено сравнение с экспериментальными (официальными) данными об объемах сожженного попутного газа на территории ХМАО. С использованием контрольной выборки данных о суммарных объемах сожженного газа в 4-х сезонах 2016 г. установлено, что погрешность прогноза не превышает 6%. Это может служить подтверждением практической приемлемости предложенного метода прогнозирования объемов сжигания попутного нефтяного газа на территориях нефтедобычи. Для иллюстрации предложенного метода прогноза приведен пример расчета прогнозных оценок объемов сжигания газа на следующий пятилетний период.

Выводы

Разработанная модель может быть использована для оперативной оценки прогноза суммарных объемов сжигания попутного газа на месторождениях в других нефтедобывающих регионах со сходными геолого-географическими и природно-климатическими условиями.

Литература

1. Веревкин А.П., Селезнев С.Б. Утилизация попутного нефтяного газа на основе электрогенерации: проблемы и решения // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13. №1. С. 56–62.
2. Итоги деятельности отрасли. Официальные отчеты Департамента недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа — Югры. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.depnedra.admhmao.ru/deyatelnost/itogi-deyatelnosti-otrasli/
3. Фактическая добыча и бурение в ХМАО — Югре. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.crru.ru/dobicha.html

ENGLISH **ECOLOGY**

UDC504.06

Forecasting the total volume of flame gas burning in the oil producing territory

Authors
Gleb A. Kochergin — Ph.D., head of space rservice center[1]; Kocherginga@uriit.ru
Matvey A. Kupriyanov — master, principal specialist of space service center[1]; Kupriuanovma@uriit.ru
Jury M. Polishchuk — Sc.D., principal researcher of space service center[1,2]; yupolishchuk@gmail.com

[1]URIIT, Khanty-Mansiysk, Russian Federation
[2]Institute of Petroleum Chemistry, SB RAS, Tomsk, Russian Federation

Abstract

The analysis of the time series of quarterly volumes of flaring of associated petroleum gas (APG) in the Khanty-Mansi Autonomous Area (KhMAA) for the period of 2012–2016 was carried out. It is established that the trend of reducing the volume of combustible gas for a specified period is described by an exponential equation. It is shown that, along with the exponential trend, cyclical seasonal variations in the volume of the combusted gas are observed. A model is proposed for predicting the volume of gas being combusted as a sum of two terms, the first of which is represented by the equation of the exponential trend, and the second term is intended to take into account seasonal fluctuations in gas flaring volumes. An example of a forecast of APG flaring volumes for the period 2017–2020 is given for the territory of the KhMAA.

Materials and methods

The data of reports of the department of subsoil use and natural resources of

the KhMAA, data on oil production in the KhMAA. To perform the study, a method of time series analysis was used, which made it possible to develop a model for predicting the dynamics of volumes of gas being combusted in an oil-producing territory.

Keywords
greenhouse effect, associated petroleum gas, forecast of gas combustion volumes, flares, flaring of gas in oil-fields, oil producing regions

Results
ased on the analysis of the time series of quarterly volumes of flaring of associated gas in the KhMAA over the 5-year period, an exponential trend of reducing the volume of flared gas and cyclical seasonal fluctuations of the volume of flared gas that are superimposed on the line of the exponential trend have been established. Based on the detected patterns of gas combustion dynamics, a model for predicting the volume of combusted gas is proposed as the sum of two terms, the first of which is represented by the equation of the exponential trend, and the second term takes into account seasonal fluctuations in the volume of gas flaring. The parameters of the model were determined according to the data on the volumes of combusted gas in the period from 2012 to 2015. To check the adequacy of the forecast model, a comparison was made with experimental (official) data on the volumes of associated gas burned in the KhMAA. Using a control sample of data on the total volumes of gas burned in 4 seasons of 2016, it was established that the forecast error does not exceed 6%. This can serve as confirmation of the practical acceptability of the proposed method for predicting the volume of gas flaring within the oil production areas. To illustrate the proposed forecasting method, an example is given of calculating forecast estimates of gas flaring volumes for the next five year period.

Conclusions
The developed model can be used for rapid assessment of the forecast of the total volume of gas flaring at fields in other oil-producing regions with similar geological, geographical and climatic conditions.

References
1. Verevkin A.P., Seleznev S.B. U*tilizaciya poputnogo neftyanogo gaza na osnove elektrogeneracii: problemy i resheniya* [Associated petroleum gas utilization based on power generation: problems and solutions] // *Neftegazovoe delo,* 2015, V.13, issue 1, pp. 56–62.
2. *Itogi deyatel'nosti otrasli. Oficial'nye otchety Departamenta nedropol'zovaniya i prirodnyh resursov Hanty-Mansijskogo avtonomnogo okruga — Yugry* [Results of the industry. Official reports of the Department of Subsoil Use and Natural Resources of the Khanty-Mansiysk Autonomous Area — Ugra]. Available at: http://www.depnedra.admhmao.ru/deyatelnost/itogi-deyatelnosti-otrasli/
3. *Fakticheskaya dobycha i burenie v KhMAO — Yugre* [Actual production and drilling in KhMAA — Ugra]. Available at: http://www.crru.ru/dobicha.html

УДК: 504.06

Анализ современного состояния проблемы предотвращения образования и утилизации отложений асфальтосмолопарафиновых веществ в нефтяной отрасли

DOI10.24411/2076-6785-2019-10022

Д.З. Валиев
аспирант, инженер-проектировщик
valievdz@bk.ru

А.Ф. Кемалов
д.т.н., профессор, зав. кафедрой высоковязких нефтей и природных битумов
alim.kemalov@mail.ru

Р.А. Кемалов
к.т.н., доцент кафедры высоковязких нефтей и природных битумов
kemalov@mail.ru

Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета, Казань, Россия

В работе систематизированы возможные методы предотвращения и утилизация отложений асфальтосмолопарафиновых веществ (АСП-В). Показана практическая значимость рационального использования существующих методов по предотвращению появления отложений АСП-В, а также методов переработки отходов. Практическая значимость рассмотрена на примере предприятий России и других стран. Образование отложений АСП-В возможно при бурении скважин, а также в период эксплуатации и при капитальном ремонте скважин и зачистке дренажной емкости. Данный вид отхода в большей степени парафинистый, поэтому метод предотвращения принят механический (скребки). В данной работе обобщены существующие технологии утилизации и переработки нефтешламов с использованием их в качестве альтернативных источников энергии. Проблема их утилизации в настоящее время решена путем переработки в существующей схеме подготовки товарной нефти. Полная утилизация жидких нефтеотходов, даже на отдельно взятом предприятии, обеспечивает снижение общего количества

Введение

Важнейшей экологической проблемой в настоящее время является обращение с отходами, загрязненными нефтью и нефтепродуктами [1].

Выход нефтяных отходов на нефтеперерабатывающих заводах составляет около 7 кг/т перерабатываемой нефти. Эти тяжелые нефтяные остатки, содержащие в среднем 10–56 % нефтепродуктов, 30–85 % воды и 1,3–4,6 % твердых примесей.

Исходя из перечня отходов следует, что для предприятий многих отраслей промышленности проблема обращения с подобными нефтеотходами актуальна. Проблема осложняется тем, что промышленные отходы, содержащие нефтепродукты, токсичны и пожароопасны, практически отсутствуют эффективные технологии их переработки или утилизации. В связи с высокой опасностью их не принимают для захоронения на городские свалки. Поэтому нефтешламы накапливаются на территориях предприятий, складируются в шламонакапителях, земляных амбарах и т.д., являясь постоянным, хроническим источником загрязнения окружающей среды (далее — ОС).

Переработка и утилизация нефтеотходов — это важная экологическая и экономическая задача [2]. Рассматривая проблему утилизации нефтешламов, следует отметить, что нефтеотходы являются и ценным вторичным материальным ресурсом [3], потенциальным источником дополнительного сырья, которое можно перерабатывать с извлечением полезных продуктов или использовать в качестве топлива. Использование его в качестве сырья является одним из рациональных способов его утилизации, так как при этом достигается определенный экологический и экономический эффект [4].

По агрегатному состоянию нефтеотходы можно условно подразделить: на жидкие и твердые (рис. 1).

Наибольший коммерческий интерес представляют жидкие нефтеотходы — водонефтяные эмульсии с содержанием нефти до 90% масс. Проблема их утилизации в настоящее время решена путем переработки в существующей схеме подготовки товарной нефти. Полная утилизация жидких нефтеотходов, даже на отдельно взятом предприятии, обеспечивает снижение общего количества нефтеотходов более чем на 70% и возврат товарной нефти в ресурсооборот [5].

Все твердые нефтеотходы, образующиеся на стадиях добычи, подготовки и транспортировки нефти и газа, можно подразделить на три типа: отходы ремонта, отложения АСП-В; нефтегрунт. Авторами в работе [1] приводится состав нефтеотходов которые, как видно из таб. 1, прямо зависят от того, в результате какой операции они образуются.

На практике чаще всего все виды нефтеотходов, независимо от агрегатного состояния и состава, объединяют на объектах размещения (исключая жидкую часть, размещаемую на специальных объектах) [2]. Поэтому традиционно переработка нефтеотходов осуществляется технологиями так называемыми «на конце трубы», не способствующими дифференцированию потоков отходов на стадии образования и увеличению доли, которая может быть использована как вторичные ресурсы.

Методы

Методы, применяемые для борьбы с отложениями в нефтепромысловом оборудовании, определяются конкретными условиями месторождения и предполагают два направления, это: предотвращение образования и

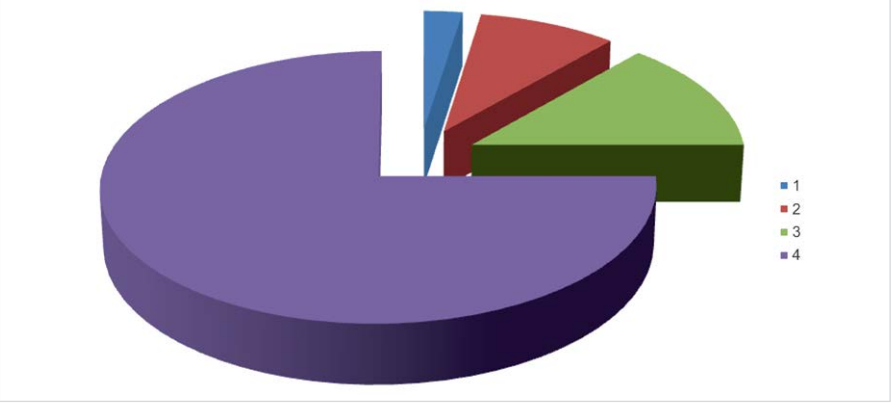


Рис. 1 — Структура нефтеотходов нефтегазодобывающего предприятия: 1 — отходы ремонта; 2 — отложения асфальтосмолопарафиновых веществ; 3 — нефтегрунт; 4 — жидкие нефтеотходы
Fig. 1 — The structure of oil waste oil and gas companies: 1 — maintenance waste; 2 — sediments of asphaltene, resin and paraffin substances; 3 — ground oil waste; 4 — liquid oil waste

нефтеотходов более чем на 70% и возврат товарной нефти в ресурсооборот.
В работе представлены результаты расчетов образования отходов в период строительства и эксплуатации нефтяного месторождения. Рассмотрено отнесение опасных отходов к классу опасности для окружающей среды. Представлены перспективные направления переработки отложений АСП-В.

Материалы и методы
Для борьбы с отложениями АСП-В предлагается два метода: предотвращение образования и удаление уже сформировавшихся отложений. В случае образования отложений АСП-В и нефтеотходов применяются технологии и методы переработки: термические, механические, химические, физические, физико-химические, биологические методы; закачка в пласт; использование нефтешлама в качестве сырья.

Ключевые слова
отложения асфальтосмолопарафиновых веществ, экология, нефтеотходы, окружающая среда, методы, технологии, переработка, утилизация

№ п/п	Наименование отхода	Технологический процесс, в результате которого образуется отход	Состав нефтеотхода	% масс.
Твердые нефтеотходы				
1	Отходы ремонта (отложения АСП-В + нефтегрунт)	Ремонт скважин.Зачистка резервуаров хранения нефти	Органические вещества	25–35
			Механические примеси	20–45
			Вода	30–45
2	Отложения АСП-В	Ремонт скважины с пропаркой насосно-компрессорных труб	Органические вещества	50–93
			Механические примеси	5–49
			Вода	1–5
3	Нефтегрунт	Очистка территории после порывов трубопроводов в летнее время. Аварийный разлив нефти	Органические вещества	15–20
			Механические примеси	45–65
			Вода	20–35
Жидкие нефтеотходы				
4	Промежуточный слой (промслой)	Хранение нефти в резервуарах	Органические вещества	80–90
			Механические примеси	0–10
			Вода	1
5	Снег, загрязненный нефтью	Порывы трубопроводов	Органические вещества	2–10
			Механические примеси	40–60
			Вода	38–50

Таб. 1 — Классификация нефтеотходов нефтегазодобывающего предприятия
Tab. 1 — Classification of oil waste of an oil and gas production enterprise

удаление уже сформировавшихся отложений [6]. Схема классификации методов борьбы с отложениями АСП-В представлена на рис. 2.

Способы предотвращения образования отложений

В условиях интенсивного формирования парафиноотложений существенно сокращается межочистной период работы скважины (менее 30 сут), возрастает количество промывок нагретыми агентами или углеводородными растворителями, что ведет к увеличению затрат на добычу нефти и негативному воздействию на призабойную зону пласта [7]. В подобных условиях эксплуатации оптимальным методом борьбы с отложениями АСП-В является их предотвращение путем применения защитных покрытий, физических методов или специальных химических реагентов [8, 9, 10].

Методы удаления отложений АСП-В

Удаление отложений АСП-В может быть осуществлено самыми различными методами, среди которых выделяются:

— тепловые методы: промывка скважинного оборудования горячей нефтью, создание локального теплового потока с помощью глубинных электронагревателей, нагревательных кабельных линий или

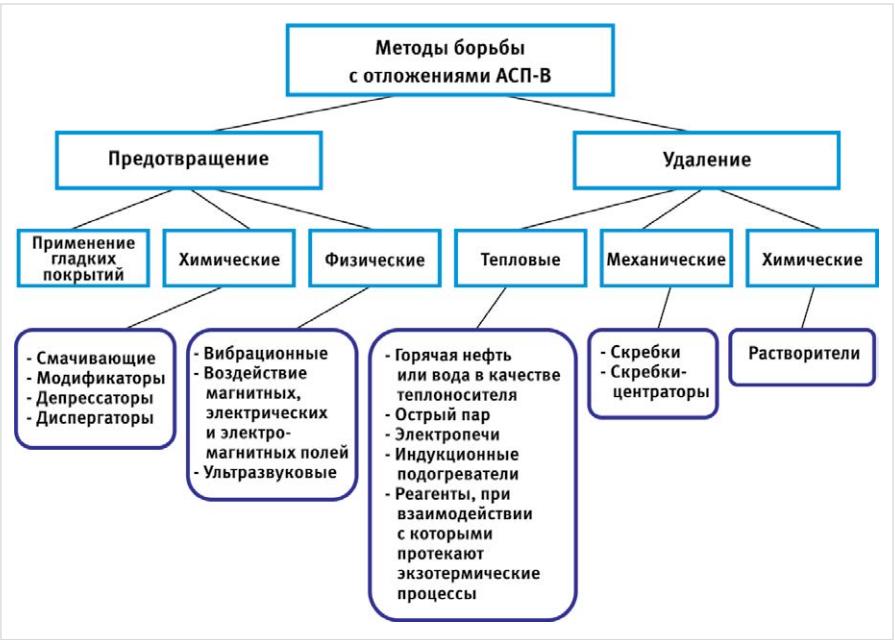


Рис. 2 — Схема классификации методов борьбы с отложениями АСП-В
Fig. 2 — Scheme for classification of sediments of ARP-S control methods

№п/п	Наименование отхода	Кол-во нефтеотходов, т/г
На период бурения скважин		
1	Шлам очистки трубопроводов и емкостей (бочек, контейнеров, цистерн, гудронаторов) от нефти	13,800
На период строительства и эксплуатации		
2	Отходы при добыче нефти и газа (отложения АСП-В, НЗГ)	1,072
3	Шлам очистки трубопроводов и емкостей (бочек, контейнеров, цистерн, гудронаторов) от нефти	0,182

Таб. 2 — Результаты расчетов образования отходов в период строительства и эксплуатации
Tab. 2 — Calculation of waste generation during construction and operation

высокочастотного электрического поля;
— химические методы: удаление растворителями и техническими моющими средствами;
— физические методы: разрушение ультразвуковым воздействием;
— биологические методы: ликвидация с помощью аэробных и анаэробных бактерий.

Такая классификация способов борьбы с отложениями парафина построена на основе практических приемов удаления или предотвращения образования отложений.

В случае образования отложений АСП-В и нефтеотходов существуют следующие технологии и методы переработки: термические, механические, химические, физические, физико-химические, биологические методы; закачка в пласт; использование нефтешлама в качестве сырья [1–3].

Результаты

Для рассмотрения образования нефтяных отходов и их утилизации на практике произведен расчет образования отложений АСП-В при строительстве и обустройстве скважин на примере кустовой площадки Уньвинского нефтяного месторождения (на стадии разработки проектной документации) [11, 12].

Для предотвращения образования отложений АСП-В в стволах скважин предусматриваются полуавтоматические механизмы депарафинизации скважин типа СДУ-80. При бурении скважин куста образование отложений АСП-В может происходить в процессе зачистки дренажной емкости. В период эксплуатации отложений АСП-В могут образовываться в результате капитального ремонта скважин. Результаты расчетов образования нефтеотходов представлены в таб. 2.

С целью снижения воздействия на ОС данные нефтеотходы утилизируют. Согласно договору подрядной организации, они передаются предприятию, которое способно утилизировать данный вид нефтеотходов. Согласно нормам и правилам транспортировки нефтеотходы передаются организациям с паспортом на вид нефтеотхода в определенном количестве, указанном в договоре.

Для предотвращения образования отложений АСП-В на примере Уньвинского месторождения Пермского края [11] предусмотрены полуавтоматические механизмы депарафинизации скважин (механический метод). Образовавшиеся отходы в ходе ремонта скважин и чистке дренажных емкостей передают на технологическую площадку, где технологией работ предусмотрено их насыщение товарной нефтью и дальнейшее использование. Данное решение позволяет избежать попадания опасных нефтеотходов в почву и в водные объекты, выбросы от источника загрязнения сведены к минимуму.

Рассмотрим предприятия, которые могут утилизировать, переработать и обезвредить данный вид нефтеотхода. Одним из них является ООО «Природа-Пермь». Одной из технологий является насыщение отложений АСП-В товарной нефтью (технология микробиологической ремедиации). Технология, как указывается авторами работы [11], введена на Ярино-Каменоложском нефтяном месторождении Пермского края.

На рис. 3 представлена схема основных путей переработки и использования отходов отложений АСП-В.

Рис. 3 — Возможные пути переработки отложений АСП-В
Fig. 3 — Possible ways of reprocessing of ARP-S sediments

В настоящее время в Республике Татарстан для переработки нефтяных отходов АО «Татойлгаз» построило установку, по технологии которой отходы разделялись на воду и твердый шлам. Последний содержит до 5% масс. нефти, остальное — сухой черный порошок, который используется в дорожном строительстве. Исследования показали, что использование нефтегрунта с отложениями АСП-В и известью в определенных соотношениях позволяет получить гидроизоляционный материал для покрытия полигонов ТБО с высокими физико-механическими свойствами [11, 13].

Существуют и ряд других сервисных компаний, представляющие услуги по утилизации нефтеотходов. Среди крупнейших вертикально интегрированных нефтегазовых компаний, ПАО «Лукойл» использует апробированные технологии: для утилизации нефтесодержащих отходов применяют микробиологический метод, а для обезвреживания проводят термическую обработку. В Ямало-Ненецком автономном округе (Тазовский район) ПАО «Лукойл» построил полигон площадью 20 тыс. кв. м, который может перерабатывать нефтешлам без малейшего ущерба для ОС. Технология по утилизации основана на использовании установки термической деструкции УТД-2, которая позволяет до минимума свести выбросы вредных веществ в атмосферу. В основе производственного процесса лежит процесс пиролиза — способ контролируемого термического разложения исходного сырья без доступа кислорода на составляющие. В результате переработки получается кондиционная продукция, которую можно использовать по назначению.

Обсуждение

Существующие в настоящее время многочисленные методы борьбы с парафиноотложениями позволяют существенно увеличить межочистной период работы скважины, но полностью избежать образования отложений не удается. Поэтому при проведении текущих и капитальных ремонтов скважин и трубопроводов или иных технологических операций необходимым условием является механическая зачистка (или пропарка) нефтепромыслового оборудовании. В результате образуется значительное количество твердых нефтесодержащих отходов (далее — ТНСО). Как правило, отложения АСП-В составляет порядка 80% от общего количества образующихся ТНСО [14].

С экологической точки зрения химическую агрессивность отложения для ОС определяют смолы и асфальтены, содержащиеся в нем. В отложениях АСП-В сконцентрированы канцерогенные полициклические ароматические углеводороды, содержащие гетероорганические соединения и микроэлементы. Последние условно можно разделить на 2 группы: нетоксичные (кремний, железо, кальций, магний, фосфор и др.) и токсичные (ванадий, никель, кобальт, свинец, медь, молибден и др.), оказывающие воздействие на живые организмы в качестве ядов. Соответственно, применение единого интегрального показателя относительно отложений АСП-В может повлиять на результаты расчетов класса опасности, исказив их в меньшую сторону. Поэтому определение класса опасности отложений АСП-В, с учетом расширенного

перечня показателей является актуальной задачей как с точки зрения корректности расчетов класса опасности, так и для выбора рациональной и безопасной схемы временного хранения, размещения, обезвреживания или переработки данного вида нефтеотхода.

Органическую составляющую отложений АСП-В можно рассматривать как альтернативный сырьевой источник данных нефтехимических продуктов. Так, в США была реализована технология очистки отложений АСП-В по схеме: деасфальтизация и доочистка на НПЗ с получением высококачественных белых парафинов и высокоплавких церезинов или парафино-церезиновых композиций. Однако процессы выделения индивидуальных компонентов или смеси веществ являются сложными, трудоемкими, продолжительными и затратными. В таком случае, наибольший интерес представляет возможность использования, очищенного отложения АСП-В без разделения в качестве компонентной составляющей различных продуктов народного хозяйства либо, реализуя принцип рекуперации отложений АСП-В — возвращение части материалов для повторного использования в том же технологическом процессе [6, 15].

Особый интерес в данном контексте представляет возможность возвращения предварительно очищенных отложений АСП-В в товарную нефть, что, с одной стороны, повышает вероятность повторного осаждения тяжелых компонентов нефти при ее транспортировке по магистральным трубопроводам. С другой стороны, в зависимости от массы введенного в нефть отложений АСП-В, увеличивается ее количественный выход и соответственно возрастает финансовая выгода для добывающего предприятия. Но, самое главное, таким образом осуществляется круговорот данных веществ без образования отложений АСП-В в качестве нефтеотхода.

Существующие на сегодняшний день разработки по вовлечению органической части отложений в качестве сырья для получения ряда продуктов представлены в таб. 3.

Представленные направления использования отложений АСП-В определяются, прежде всего, их специфическими свойствами, обусловленным компонентным составом. В следствие чего, отложения АСП-В обладают антикоррозионными свойствами и могут быть использованы в качестве защитных покрытий, с хорошей адгезией к поверхности благодаря присутствию поверхностно-активных веществ [6].

Поэтому одним из рациональных путей утилизации отложений АСП-В может стать использование их в качестве основы для приготовления специальных консервационных покрытий, в частности, как альтернативы пленкообразующим ингибированным нефтяным составам.

№ п/п	Направления переработки	Состав продукта		Область применения
1	Изготовление консервационной смазки	Петролатум	10–20 %	Защита металлических конструкций от коррозии
		Отложения	80–90 %	
		Антикоррозионная присадка МНИ-7	0,9–1,1 %	
2	Канатная смазка	Пластификатор ПН-6к	15–25 %	Смазывание стальных канатов для снижения трения и износа между отдельными прядями стальных канатов с трущимися механизмами, а также для предотвращения коррозии.
		Амид цероксона	3–7 %	
		Отложения АСП-В	20–40 %	
		Нефтяное масло	до 100%	
3	Как компонент в производстве битумов изоляционных и строительных	Добавка отложения АСП-В к битуму	20–30 %	Дорожное, промышленное и гражданское строительство, производство мягких кровельных и гидроизоляционных материалов и другие отрасли промышленности.
4	Гидроизоляционный кровельный материал	Вода	до 15%	В качестве материала для мягких кровель, а также гидроизоляции подвальных помещений и фундаментов
		Нефтяной шлам (отложения АСП-В)	50– 60 %	
		Керамзитовой пыли	40–50 %	
5	Гидроизоляционный экран для полигонов захоронения отходов	Глина	45–50 %	Противофильтрационный материал с гидрофобными свойствами, позволяющими снизить эмиссию фильтрационных вод
		Песок	15–20 %	
		Известь	10–15 %	
		Отложения АСП-В	20–25 %	
6	Гидроизоляционное покрытие	Отложения АСП-В	40–50 %	Противофильтрационный материал с гидрофобными свойствами
		Отходы ПЭВД	60–50 %	
7	Твердое углеродсодержащего топлива (состав для брикетирования топлива)	Торф	1–10 %	Для использования в топливной промышленности и для коммунально-бытовых нуждах
		Уголь	1–40 %	
		Отложения АСП-В	72–78 %	
		Уголь отложений АСП-В	22–28 %	

Таб. 3 — Перспективные направления переработки отложений АСП-В
Tab. 3 — Perspective directions of reprocessing the ARP-S sediments

Итоги

Для того чтобы такой вид отхода, как отложения АСП-В, не образовывался, предусматривают проведение работ по предупреждению образования отложений и их удалению. Несмотря на многочисленное количество методов борьбы с отложениями АСП-В, универсального и эффективного нет, поскольку отложения существенно отличаются по своим свойствам и составу, что вынуждает к постоянному поиску оптимальных методов предотвращения и удаления отложений АСП-В. Рассматривая способы утилизации отходов, можно сказать, что большинство предприятий передают отходы специализированным организациям, а не используют его в качестве вторичного сырья.

Деятельность предприятий, занимающихся переработкой отложений АСП-В, в основном направлена на то, чтобы превратить данный вид отхода в товарную нефть и ее использовать снова.

Выводы

В связи с вышесказанным и с неблагоприятными тенденциями, связанными со снижением запасов нефти и со сложностями ее добычи, а также снижением сырьевой базы компонентов для консервационных материалов, отложения АСП-В благодаря высокому содержанию органической части и полезным свойствам можно рассматривать как ценное, доступное и дешевое сырье.

Поиск направлений переработки отложений АСП-В особенно актуален в контексте расширения ресурсной базы тяжелых высоковязких и высокопарафинистых нефтей РФ, с повышенным содержанием смол, асфальтенов и парафинов, склонных к осадкообразованию, добыча которых будет сопровождаться образованием существенных объемов отложений АСП-В.

Разработка и внедрение ресурсосберегающих технологий утилизации отложений АСП-В с получением востребованных продуктов является прикладной задачей, решение которой позволит, с одной стороны, снизить техногенную нагрузку на природные геосистемы путем уменьшения количества или ликвидации объектов размещения нефтесодержащих отходов, а с другой стороны, обеспечит более рациональное использование невозобновляемых природных ресурсов путем замены первичного сырья вторичным.

Литература

1. Ягафарова Г.Г., Леонтьева С.В., Сафаров А.Х., Ягафаров И.Р. Современные методы переработки нефтешламов. М.: Химия, 2010. 190 с.

2. Жаров О.А., Лавров В.Л. Современные методы переработки нефтешламов // Экология производства. 2004. № 5. С. 43–51.
3. Ягафарова Г.Г., Насырова Л.А., Шахова Ф.А. и др. Инженерная экология в нефтегазовом комплексе. Уфа: УГНТУ, 2007. 334 с.
4. Ягафарова Г.Г., Шахова Ф.А., Мухамадеева А.И. Воздействие нефтедобывающей промышленности на состояние окружающей природной среды. Международная научно-техническая конференция. Уфа: УГНТУ, 2008.
5. Valinejad R., Solaimany Nazar A.R. An experimental design approach for investigating the effects of operating factors on the wax deposition in pipelines // Fuel, 2013, Vol. 106, 843–850 pp.
6. Миллер В.К. Комплексный подход к решению проблемы асфальтосмолопарафиновых отложений из высокообводненных нефтей (на примере нефтей месторождений Удмуртии). М: 2016, 196 с.
7. Мошева А.М. Обзор основных методов борьбы с асфальтосмолопарафинистыми отложениями и методов оценки параметров надежности для выкидных линий на нефтяные месторождения // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2014. №1. С. 253–255.
8. Modesty E., Al Salim H.S., Azam A. Influencing factors governing paraffin wax deposition during crude production // International Journal of Physical Sciences, 2010, Vol. 5, issue 15, pp. 2351–2362.
9. Гаврилюк Ю.А., Агафонов А.А., Назаров Д.А., Миллер В.К. Опыт применения стеклопластиковых НКТ на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» // Научно-технический вестник НК «Роснефть». 2014. №1. С. 44–48.
10. Kemalov A., Kemalov R., Valiev D. Studying the structure of difficult structural unit of highviscosity oil of the Zyuzeevskoye field by means of structural and dynamic analysis on the basis of a NMR and rheological researches. Oil Industry, 2013, issue 2, pp. 63–65.
11. Каратаева С.В. Возможные методы и пути утилизации отходов нефтедобывающей отрасли (на примере асфальтосмолопарафинистых отложений) // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014. № 10. С. 114–120.
12. Хаустов А.П., Редина М.М. Оценка ущерба окружающей среде при добыче и подготовке углеводородов. Охрана окружающей среды при добыче нефти. М.: Дело, 2006. 555 с.
13. Akbarzadeh K., Bressler D.C., Wang J., Gawrys K.L. and others. Association Behavior of Pyrene Compounds as Models for Asphaltenes / // Energy & Fuels, 2005, issue 19, pp. 1268–1271.
14. Acevedo S., Castro A., Negrin J.G., Fernandez A., Escobarv, Piscitelli V. Relations between asfaltene structure and their physical and chemical properties: the rosary-type structure // Energy & Fuels, 2007, V. 21, pp. 2165–2175.
15. Oh K., Ring A.T, Deo M.D. Asphaltene aggregation in organic solvents // Journal of Colloid and Interface Science, 2004, issue 271, pp. 212–219.

UDC 504.06

Analysis of a modern state of asphaltene, resin, parrafin substances depositions formation and recycling problem in petroleum industry

Authors
Dinar Z. Valiev — Ph.D. student, project engineer; valievdz@bk.ru
Alim F. Kemalov — Sc.D., professor, head of department of high-viscosity oils and natural bitumen; alim.kemalov@mail.ru
Ruslan A. Kemalov — Ph.D., assistant professor of department of high-viscosity oils and natural bitumen; kemalov@mail.ru

Institute of Geology and Petroleum Technologies, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

Abstract
In this paper, possible methods for the prevention and disposal of waste sediments of asphaltene, resin and paraffin substances (ARP-S) are systematized. The practical importance of the rational use of the existing methods for prevention of ARP-S sediments occurrence, as well as the recycling methods are represented. The practical significance is considered based on the examples of Russian and foreign enterprises. The formation of ARP-S sediments is possible during wells drilling, as well as during operation, well workover and cleaning of drainage tanks. This type of waste is mostly paraffinic, that's why mechanical method of prevention (pipeline scraper) is adopted. This paper summarizes the existing technologies for recycling and processing of sludges using them as alternative energy sources. The problem of their utilization is now solved by processing in the existing scheme for the preparation of commercial oil. Full utilization of liquid petroleum wastes, even at a single enterprise, provides a reduction in the total amount of petroleum wastes by more than 70% and the return of marketable oil to resource turnover. The paper presents the results of calculations of wastes generation during oilfield construction and operation. Hazardous wastes were considered as environmentally dangerous according to classification. Promising areas of ARP-S sediments processing are presented.

Materials and methods
To control the sediments of ARP-S, two methods are proposed: prevention of formation and removal of already formed deposits.
In the case of the ARP-S sediments and oil wastes formation, the technologies and methods of processing are used: thermal, mechanical, chemical, physical, physicochemical, biological methods; injection into reservoir; using sludge as a raw material.

Keywords
asphaltene, resin and paraffin substances sediments, ecology, petroleum wastes environment, methods, technology, recycling, utilization.

Results
In order to avoid formation of such type of wastes like for such type of waste as ARP-S sediments, preventive works are provided. Despite the numerous methods for controlling ARP-S sediments, there is no universal and effective one, since the deposits differ significantly by their properties and composition, what makes it necessary to constantly search for the best methods to prevent and remove ARP-S sediments. Considering the methods of waste disposal, we can say that most enterprises transfer wastes to specialized organizations, and do not use them as a secondary raw material. The activities of enterprises engaged in the processing of ARP-S sediments are mainly aimed at turning this type of wastes into commercial oil and its reusing.

Conclusions
In connection with the foregoing and with unfavorable trends associated with a decrease in oil reserves and the difficulties of its production, as well as a decrease in the raw material base of components for preservation materials, ARP-S sediments can be considered as valuable, affordable and cheap raw material due to their high organic components content and useful properties. The search for directions on ARP-S sediments processing is highly relevant in the context of expanding in the Russian Federation the resource base of heavy highly viscous and high-paraffinic petroleum, with a high content of resins, asphaltenes and paraffins prone to sedimentation, the production of which will be accompanied by the formation of substantial amount of asphaltene, resin and paraffin substances sediments.
The development and implementation of resource-saving technologies for the disposal of ARP-S sediments with the production of marketable products is an important applied task. Its solution will, on the one hand, reduce the technogenic load on natural geosystems by reducing the volume or elimination of petroleum wastes, and on the other hand, will ensure a more rational use of non-renewable natural resources by replacing primary raw materials with secondary ones.

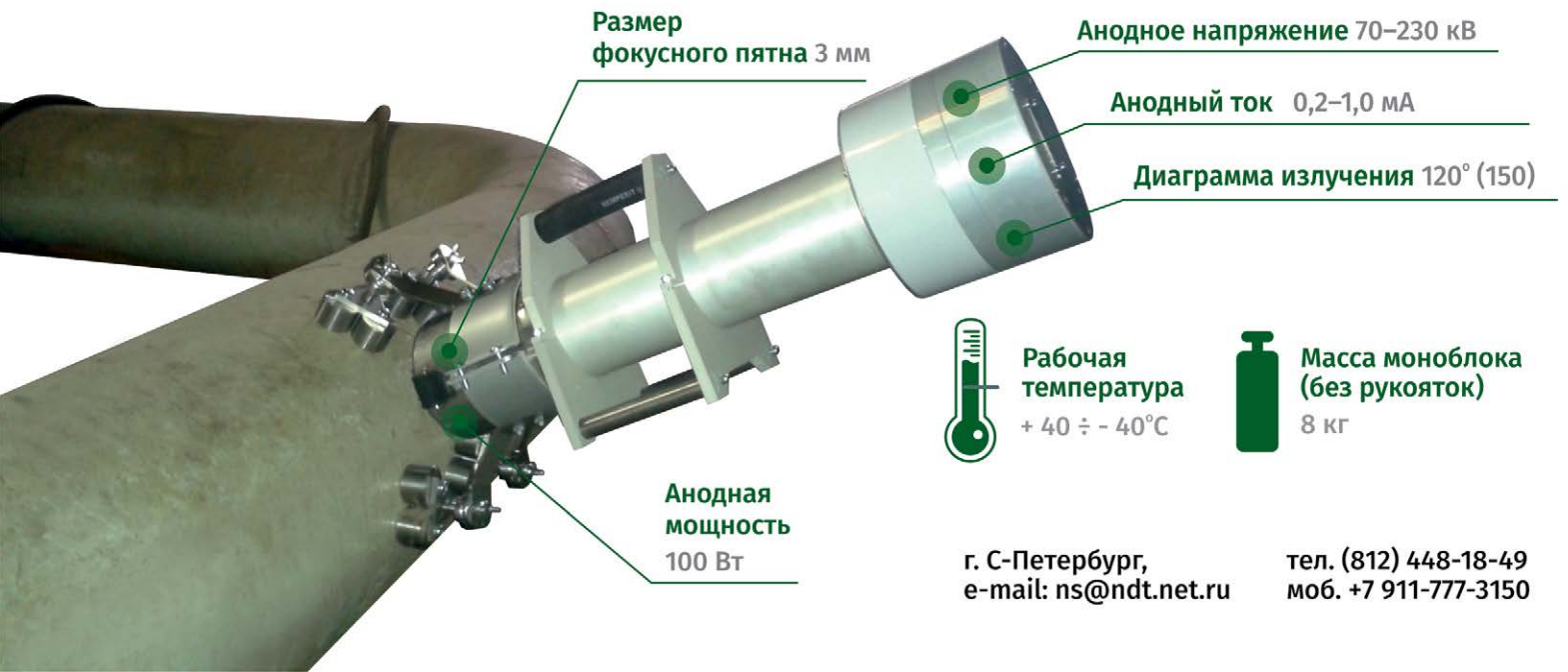
References

1. Yagafarova G.G., Leont'eva S.V., Safarov A.Kh., Yagafarov I.R. S*ovremennye metody pererabotki nefteshlamov* [Modern methods of sludge processing]. Moscow, Chemistry, 2010, 190 p.
2. Zharov O.A., Lavrov V.L. S*ovremennye metody pererabotki nefteshlamov* [Modern methods of oil sludge processing]. *Ekologiya proizvodstva*, 2004, issue 5, pp. 43–51.
3. Yagafarova G.G., Nasyrova L.A., Shakhova F.A. and others. *Inzhenernaya ekologiya v neftegazovom komplekse* [Engineering ecology in the petroleum complex]. Ufa, USTTU, 2007, 334 p.
4. Yagafarova G.G., Shakhova F.A., Mukhamadeeva A.I. V*ozdeystvie neftedobyvayushchey promyshlennosti na sostoyanie okruzhayushchey prirodnoy sredy* [Actual problems of technical, natural and human sciences: materials of the International scientific and technical conference]. Ufa, 2008.
5. Valinejad R., Solaimany Nazar A.R. An experimental design approach for investigating the effects of operating factors on the wax deposition in pipelines // Fuel, 2013, Vol. 106, 843–850 pp.
6. Miller V.K. K*ompleksnyj podhod k resheniyu problemy asfal'tosmoloparafinovyh otlozhenij iz vysokoobvodnennyh neftej (na primere neftej mestorozhdenij Udmurtii)* [An integrated approach to solving the problem of asphaltene sediments from highly-watered oils (for example, oil fields in Udmurtia)]. Moscow: 201, 196 p.
7. Mosheva A.M. O*bzor osnovnykh metodov bor'by s asfal'tosmoloparafinistymi otlozheniyami i metodov otsenki parametrov nadezhnosti dlya vykidnykh liniy na neftyanye mestorozhdeniya* [Overview of the main methods of dealing with asphaltene, resin and paraffine sediments and methods for estimating reliability parameters for discharge lines on oilfields]. Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits, 2014, issue 1, pp. 253–255.
8. Modesty E., Al Salim H.S., Azam A. Influencing factors governing paraffin wax deposition during crude production // International Journal of Physical Sciences, 2010, Vol. 5, issue 15, pp. 2351–2362.
9. Gavrilyuk Yu.A., Agafonov A.A., Nazarov D.A., Miller V.K. O*pyt primeneniya stekloplastikovykh NKT na mestorozhdeniyakh OAO «Udmurtneft'»* [Experience of using fiberglass tubing in the fields of Udmurtneft OJSC]. Nauchno-tekhnicheskij vestnik NK «Rosneft'», 2014, issue 1, pp. 44–48.
10. Kemalov A., Kemalov R., Valiev D. Studying the structure of difficult structural unit of highviscosity oil of the Zyuzeevskoye field by means of structural and dynamic analysis on the basis of a NMR and rheological researches. Oil Industry, 2013, issue 2, pp. 63–65.
11. Karataeva S.V. V*ozmozhnye metody i puti utilizatsii otkhodov neftedobyvayushchey otrasli (na primere asfal'tosmoloparafinistykh otlozheniy)* [Possible methods and ways of utilization of wastes in oil industry (for example, asphaltene, resin, paraffin sediments)]. *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2014, issue 10, pp. 114–120.
12. Khaustov A.P., Redina M.M. *Otsenka ushcherba okruzhayushchey srede pri dobyche i podgotovke uglevodorodov. Okhrana okruzhayushchey sredy pri dobyche nefti* [Assessment of environmental damage in the extraction and preparation of hydrocarbons. Environmental protection in oil production]. Moscow: Delo, 2006, 555 p.
13. Akbarzadeh K., Bressler D.C., Wang J., Gawrys K.L. and others. Association Behavior of Pyrene Compounds as Models for Asphaltenes / // Energy & Fuels, 2005, issue 19, pp. 1268–1271.
14. Acevedo S., Castro A., Negrin J.G., Fernandez A., Escobarv, Piscitelli V. Relations between asfaltene structure and their physical and chemical properties: the rosary-type structure // Energy & Fuels, 2007, V. 21, pp. 2165–2175.
15. Oh K., Ring A.T, Deo M.D. Asphaltene aggregation in organic solvents // Journal of Colloid and Interface Science, 2004, issue 271, pp. 212–219.

SYNTEZ NDT

Переносной рентгеновский аппарат постоянного потенциала «РПД-250 ИС» с торцевым выходом излучения

В аппарате «РПД 250-ИС» используется рентгеновская трубка 0,1БПМ27-250 с торцевым выходом излучения.
Проникновение по стали – 40 мм (AGFA D7(Pb), D=2, F = 400 мм, 10 мин)



г. С-Петербург,
e-mail: ns@ndt.net.ru

тел. (812) 448-18-49
моб. +7 911-777-3150

Полиамид 11 Rilsan — покрытие для трубопроводных систем

И.А. Шайхулин
начальник отдела маркетинга[1]
shildar@tissan.ru

[1]ООО «Тиссан», Набережные Челны, Россия

ООО «Тиссан» — это организация с высокой культурой производства, успешно конкурирующая на рынке России и стран Ближнего Зарубежья. Продукция организации поставляется на такие автомобильные заводы, как ПАО «КАМАЗ», АО «АЗ «УРАЛ», ПАО «ГАЗ», ПАО «АВТОВАЗ», ООО «УАЗ» и другие

Ключевые слова:
полиамид, покрытие, Rilsan, стойкость к эрозии, защита от коррозии, трубопровод, порошковая краска, polyamide, covering, Rilsan, resistance to an erosion, protection against corrosion, pipeline, powder paint

Рис. 1 — Трубопровод с полиамидным покрытием

Механизмы и агрегаты, эксплуатируемые в нефтегазовой отрасли зачастую работают в экстремальных условиях — это и предельные нагрузки, и воздействие агрессивных сред, и сложные климатические условия. Все эти факторы приводят к сокращению срока службы машин и их систем, что в свою очередь, тянет за собой аварийные ситуации и незапланированные расходы на их устранение.

Для защиты металлических изделий от воздействия вредных факторов, французкой компанией Arkema был разработан полимерный материал на основе полиамида 11 Rilsan. Данный материал защищает металл не только от воздействия агрессивных сред, но и от механического износа.

Покрытие Rilsan обладает следующими характеристиками:

- высокая ударостойкость при низких температурах;
- отличная стойкость к истиранию;
- химическая стойкость к воздействию сырой нефти, бензина, масел, солей и очищающих средств;
- термо- и электроизоляционные свойства;
- слабое поглощение воды;
- стойкость к коррозии;
- эластичность и амортизационные свойства;
- низкий коэффициент трения;
- стойкость к кавитационной эрозии;
- срок службы более 10 лет.

В мире данное покрытие уже зарекомендовало себя в автомобильной, судостроительной, нефтяной, пищевой, медицинской, машиностроительной и других областях.

Широкое применение данного материала обусловлено большим количеством достоинств, способных решить задачи потребителя. Так, в трубопроводных системах (трубы, фитинги, клапаны, фланцы, муфты) покрытие позволяет получить коррозионную защиту, гладкую поверхность для оптимального потока, стойкость к кавитации; в шлицевых и зубчатых соединениях, а также в подшипниках позволяет исключить смазку, появление люфтов, снизить ударные нагрузки, защитить детали от износа; в видовых деталях позволяет получить надежное покрытие, не требующее периодического обновления, имеющего эстетичный внешний вид, устойчивое к механической порче.

В России услуги, по нанесению данного покрытия, оказывает компания «Тиссан» — один из крупнейших переработчиков полиамидов в стране.

Специалисты ООО «Тиссан» совместно с сотрудниками Arkema освоили технологию нанесения полиамидного покрытия еще в 2003 г. Сегодня, благодаря накопленному опыту, это предприятие готово реализовать самый сложный проект по нанесению покрытия и оказать помощь в увеличении срока службы Ваших механизмов.

Если Вы хотите обратиться с запросом на приобретение продукции, просим Вас связаться по одному из телефонов:

ТИССАН
КОМПАНИЯ

+7 (8552) 46-53-11, 46-53-59,
+7 962 564-64-15
E-mail: info@tissan.ru
Сайт: www.tissan.ru,
полиамидноепокрытие.рф
Адрес: 423800, РТ, г.Набережные Челны,
БСИ, ул. Мелиораторная, 15

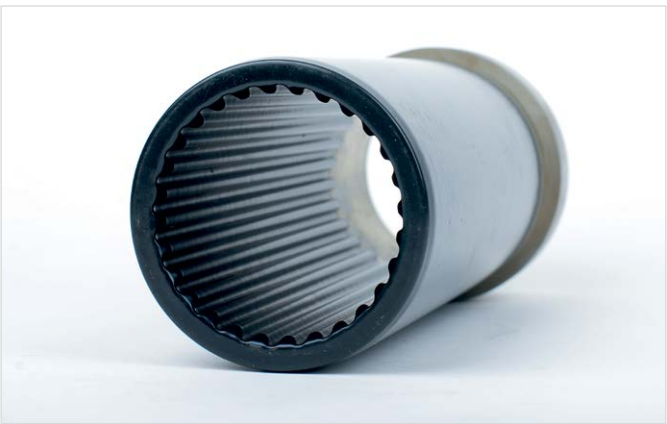


Рис. 2 — Детали с полиамидным покрытием

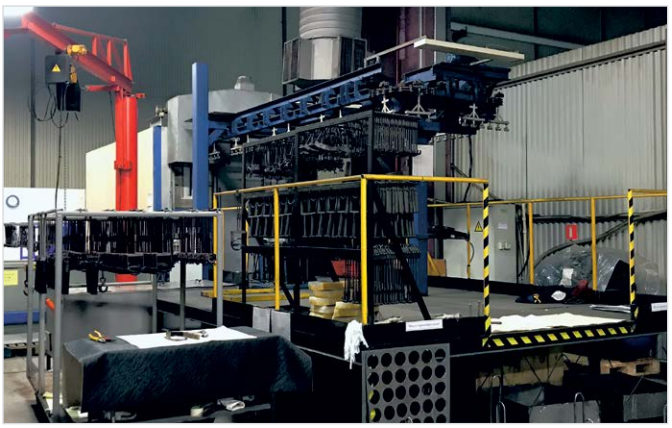


Рис. 3 — Линия по нанесению покрытия

форум **RDCR – СКВАЖИННЫЙ ИНЖИНИРИНГ**
Москва, 11 апреля
RDCR.RU

Буровые подрядчики, представители региональных нефтегазовых компаний, а также поставщики бурового оборудования и услуг встретятся для обсуждения методов развития регионального сектора бурения.

КОНФЕРЕНЦИЯ МЕТРОЛОГОВ «ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»
Москва, 15–16 апреля
AMHIM.RU

Ежегодная встреча главных метрологов и технических специалистов всех подразделений ПАО «Газпром нефть» в области автоматизации процессов добычи, хранения и переработки нефти.

выставка **НЕФТЕГАЗ**
Москва, 15–18 апреля
NEFTEGAZ-EXPO.RU

Ключевое отраслевое событие, входящее в десятку лучших мировых выставок нефтегазового оборудования. Проходит при поддержке Минэнерго России, под патронатом ТПП РФ.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Москва, 16–17 апреля
OILANDGASFORUM.RU

Первое в современной истории России мероприятие федерального масштаба, организованное Минэнерго России совместно с РСПП, ТПП РФ, Союзом нефтегазопромышленников России и РГО.

СОВЕТ ГЛАВНЫХ МЕТРОЛОГОВ ОРГАНИЗАЦИЙ ГРУППЫ «ЛУКОЙЛ»
Москва, 16–18 апреля
AMHIM.RU

Рассматриваются вопросы метрологического обеспечения производства в организациях Группы «ЛУКОЙЛ» и перспективные новинки отечественных и зарубежных поставщиков средств автоматизации.

конференция **НЕФТЬ И ГАЗ 2018**
Москва, 22–25 апреля
NEFTEGAZ.GUBKIN.RU

Проводится с целью выявления и поддержки перспективных молодежных научно-исследовательских работ.

конференция и выставка **ИНЖЕНЕРНАЯ И РУДНАЯ ГЕОФИЗИКА 2019**
Геленджик, 22–26 апреля
EAGE.RU

Специалисты обменяются мнениями в рамках технических сессий, ознакомятся с разработками от ведущих производителей геофизической техники на выставке и полевой демонстрации.

конференция **МОРСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ 2019**
Геленджик, 22–26 апреля
EAGE.RU

Развитие морского шельфа создает потребность обмена опытом между специалистами, обсуждения новых трендов и технологий. В программе: курс лекций, выставка, культурные события.

конференция **БУРОВАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ 2019**
Москва, 23 апреля
CREONENERGY.RU

Использование российских реагентов, новые рецептуры для разных категорий скважин, состояние и перспективы эксплуатационной и разведочной проходки, результаты импортозамещения.

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС / RPGC 2019
Москва, 23–24 апреля
OILGASCONGRESS.RU

25 лет является ведущей в России международной площадкой для обсуждения актуальных вопросов нефтегазовой отрасли на межгосударственном и бизнес-уровнях.

конференция **МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**
Москва, 23–24 апреля
RCA.SPE.ORG

Конференция посвящена новым перспективным технологиям в области повышения нефтеотдачи и проблемам в области разработки и применения методов увеличения нефтеотдачи.

конференция **РАЗВИТИЕ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ И НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДСТВ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**
Мозырь, Беларусь, 23–25 апреля
EUROPETRO.RU

Поставщики технологий, оборудования и решений представят обзор последних разработок и возможностей для реализации проектов на территории Республики.

НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE 2019
Москва, 23–26 апреля
MIOGE.RU

Участие в выставке НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE позволит производителям нефтегазового оборудования увеличить объем продаж, расширить географию и привлечь новых заказчиков.

выставка и конференция **«НЕФТЬ И ГАЗ УЗБЕКИСТАНА» OGU 2019**
Ташкент, Узбекистан, 15–17 мая
OILGAS.UZ

Встречи в рамках выставки OGU дают возможность устанавливать прямые контакты между руководителями, учеными, специалистами топливно-энергетического комплекса Узбекистана.

форум и выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**
Уфа, 21–24 мая
GNTEXPO.RU

В работе мероприятий примут участие признанные эксперты отрасли не только российского, но и международного масштаба, а также специалисты смежных отраслей.

конференция **НОВАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВЫХ И СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ**
Уфа, 22 мая
NOVTEKBUSINESS.COM

Традиционная встреча геофизиков со специалистами нефтегазовых и сервисных компаний в рамках Российского нефтегазохимического форума.

конференция **ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ХИМИИ**
Уфа, 22–23 мая
STARTUPRB.TIMEPAD.RU

Автоматизация процессов в нефтяной и газовой промышленности. Автоматизация управления и обеспечения безопасности процессов на предприятиях ТЭК.

конференция **KIOSH 2019**
Нур-Султан, Казахстан, 22–24 мая
KIOSH.KZ

Конференция и выставка по охране труда и промышленной безопасности. Будет представлена большая линейка предметов средств индивидуальной защиты.

конференция **ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ**
Москва, 23 мая
RCA.SPE.ORG

Площадка для обмена передовыми знаниями в области производственной безопасности и их применимости в российских реалиях. Объединяем экспертов-практиков производственной безопасности.

семинар **ОПТИМАЛЬНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОРЭ, ОРЗИД, ВСП**
Пермь, 23 мая
KONFERENC-NEFT.RU

Семинар проводится совместно с отраслевыми издательствами, с последующей возможностью печати докладов. Привлекаются научные сотрудники университетов нефтяных факультетов.

конференция **ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ 2019. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ**
Калининград, 27–31 мая
EAGE.RU

Конференция станет третьим мероприятием EAGE по данной тематике. Две предыдущие конференции подтвердили высокий интерес нефтегазовых и нефтесервисных компаний.

конференция **СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН**
Сочи, 27–31 мая
OILGASCONFERENCE.RU

19 основных тем конференции: от геолого-промысловых исследований скважин до подготовки молодых специалистов и их адаптации на предприятиях нефтегазовой отрасли.

РОССИЙСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ САММИТ 2019
Москва, 29 мая
ENERGYSUMMIT.RU

Энергоснабжение и энергоэффективность. Специализированная площадка для профессионалов энергетической отрасли.

саммит **ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ЗАПАСЫ 2019**
Москва, 30 мая
TRIZSUMMIT.RU

Среди акцентов саммита — проблемы государственного стимулирования отрасли и производства импортозамещающей продукции.

конференция **НЕФТЕГАЗСТРОЙ-2019**
Москва, 30 мая
N-G-K.RU

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительной организации, максимальное использование отечественных подрядных организаций.

семинар-конференция **ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ КРС, ПНП, ГНКТ**
Ялта, 3-7 июня
TOGC.INFO

На площадке конференций соберутся ведущие эксперты с целью обсудить текущие и новые проекты, узнать о новых достижениях и внедряемых инновационных технологиях.

конференция **РАЗРАБОТКА МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАСПИЯ**
Астрахань, 4-6 июня
RCA.SPE.ORG

Обсуждение перспектив добычи на шести крупнейших месторождениях шельфа Каспийского моря.

саммит **РУКОВОДИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ И СТРАН СНГ**
Сочи, 19–20 июня
EUROPETRO.RU

Стратегическое мероприятие, направленное на нефте- и газоперерабатывающую отрасль России, стран СНГ и Каспийского региона.

ВОСТОЧНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Владивосток, 10–11 июля
EASTRUSSIAOILANDGAS.COM

4-й ежегодный Восточный нефтегазовый форум посвящен реализации важнейших стратегических нефтегазовых проектов региона от Красноярского края до Сахалинской области.

ТАТАРСТАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ
Казань, 2–4 сентября
OILEXPO.EXPOKAZAN.RU

Мероприятие посвящено 300-летию горного и промышленного надзора России. Одновременно с форумом пройдет 26-я международная специализированная выставка НЕФТЬ, ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ.

МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОНГРЕСС | WEC 2019
Абу-Даби, ОАЭ, 9–12 сентября
WEC24.ORG

На 24-й всемирный энергетический конгресс, который пройдет под патронатом президента ОАЭ, шейха Халифы ибн Зайд Аль Нахайяна, ожидается более 10 тысяч гостей со всего мира.

конференция **ЭКСПЛУАТАЦИЯ – ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА, РЕМОНТ И БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**
Ялта, 9–13 сентября
TOGC.INFO

Состоятся круглые столы: эксплуатация и добыча нефти и газа из горизонтальных скважин, ремонт и восстановление горизонтальных скважин, бурение горизонтальных скважин.

конференция **ГЕОМОДЕЛЬ 2019**
Геленджик, 9–13 сентября
EAGE.RU

Научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа дает больше возможностей профессионального общения и роста молодым специалистам.

выставка **НЕФТЬ И ГАЗ. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС**
Тюмень, 10–13 сентября
EXPO72.RU

Содействие развитию предприятий ТЭК, демонстрация современного оборудования и технологий, расширение научно-технического сотрудничества и установление деловых связей.

конференция **KDR — СКВАЖИННЫЙ ИНЖИНИРИНГ 2019**
Нур-Султан, Казахстан, 12 сентября
KAZDR.KZ

Тематический охват мероприятия: от технологий бурения, заканчивания и стимулирования скважин до вопросов добычи и повышения нефтеотдачи (EOR).

саммит **ПРОМЫШЛЕННОСТЬ 4.0. ЦИФРОВОЙ ЗАВОД**
Москва, 13 сентября
SMARTPROM.ORG

В рамках саммита высшее руководство производственных предприятий получит пошаговый алгоритм и практические инструменты для перехода к Цифровому Заводу.

MIOGE Moscow

RPGC Moscow

Дни Нефти и Газа в России 2019

MIOGE | НЕФТЬ И ГАЗ

16-я Международная выставка нефтегазового оборудования и технологий

23–26 апреля 2019

Москва
Крокус Экспо

mioge.ru

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

«Растущая Энергия Глобального Партнерства»

23–25 апреля 2019

Держим курс на **ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**

Официальная поддержка

Государственная Дума ФС РФ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РСПП Российский союз промышленников и предпринимателей

Союз нефтегазопромышленников России

American Chamber of Commerce in Russia

Российский нефтегазохимический форум

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

XXVII международная выставка

Нефтегазовое направление

Химия. Нефтехимия

Сервисное направление

Регистрация на форум: www.gntforum.ru **Бронь стенда: www.gntexpo.ru**

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ · МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ОРГАНИЗАТОРЫ

ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН · МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ИННОВАЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ РБ · БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ПОДДЕРЖКА

УГНТУ РБ · СОЮЗ «ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА РБ»

СОДЕЙСТВИЕ

+7 (347) 246 41 77 gasoil@bvkexpo.ru

Конференции компании EPC в России и странах СНГ в 2019 году

EPC
Euro Petroleum Consultants

SHARING KNOWLEDGE,
SHAPING BUSINESS

Техническая конференция: перспективы развития активов и манифест лидерства «ЛУКОЙЛ» в области переработки

20-21 марта, Нижний Новгород

ПАРТНЕР ЛУКОЙЛ

Развитие нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств Республики Беларусь

23-25 апреля
г. Мозырь, Республика Беларусь

ПАРТНЕРЫ БЕЛНЕФТЕХИМ

Саммит руководителей нефтегазовой отрасли России и стран СНГ

19-20 июня
Сочи, Горки Город

GTCC

Газ и химия - 4-я технологическая конференция и выставка России и стран СНГ

16-17 сентября, Москва

RPTC

18-я Конференция и выставка по технологиям нефтехимии России и стран СНГ

17-18 сентября, Москва

RRTC

19-я Конференция и выставка по технологиям нефтепереработки России и стран СНГ

19-20 сентября, Москва

RU-CAT

2-я конференция России и стран СНГ по технологиям катализа

18-19 ноября, Сочи

Op-Ex Russia & CIS

6-я Конференция по операционной эффективности в нефтегазохимической промышленности

20-22 ноября, Сочи

ПАРТНЕРЫ ГАЗПРОМ НЕФТЬ | Стремимся к большему! РОСНЕФТЬ

www.europetro.ru | +7 (495) 517 77 09 | moscow@europetro.com

ТАТАРСТАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

2–4 сентября 2019 г., г. Казань

26-я Международная специализированная выставка

НЕФТЬ ГАЗ НЕФТЕХИМИЯ

16+

Организаторы:

Правительство Республики Татарстан

ОАО «Казанская ярмарка»

При поддержке

Президента Республики Татарстан

ОАО «Казанская ярмарка»
420059, РФ, г. Казань
Оренбургский тракт, 8

Тел:. +7 (843) 212-21-44
www.oilexpo.ru, www.expokazan.ru

СУРГУТ. И НЕФТЬГАЗ

XXIV МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

25-27 СЕНТЯБРЯ 2019

ОРГАНИЗАТОР: * ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ *

MEMBER OF THE RUSSIAN UNION OF EXHIBITIONS AND FAIRS

ЧЛЕН РОССИЙСКОГО СОЮЗА ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК

г. СУРГУТ,
СОК «ЭНЕРГЕТИК»
ул. ЭНЕРГЕТИКОВ, 47

+7 (3462) 94-34-54

SALES@YUGCONT.RU

WWW.SNGEXPO.RU

SNGEXPO

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ
научно-технический журнал
входит в перечень ВАК

Стратегический информационный партнер

XXIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

В РАМКАХ IX ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА ВЫСТАВКИ:

1-4 октября 2019

РОС ГАЗ ЭКСПО

ufi Approved Event

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ЦИФРОВЫЕ РЕШЕНИЯ

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РАЗРАБОТКИ

ОРГАНИЗАТОР ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА
EXPOFORUM

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ FarEXPO IFE®
PROFESSIONAL EXHIBITION & CONGRESS ORGANIZER

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЁР ВЫСТАВКИ:
ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ
КОРРОЗИЯ ТЕРРИТОРИИ НЕФТЕГАЗ

Тел/факс: +7(812) 777-04-07; 718-35-37
gas2@farexpo.ru www.rosgasexpo.ru

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:
Санкт-Петербург, КВЦ «ЭКСПОФОРУМ», павильон G

Нефтегазовый форум
инноваций и инвестиций

13-14 ноября

г. Нижневартовск
Дворец Искусств, ул. Ленина, 7

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НИЖНЕВАРТОВСК НЕФТЬ. ГАЗ-2019

Организаторы:

Администрация г. Нижневартовска,
Нижневартовская торгово-промышленная палата,
ООО "Выставочная компания Сибэкспосервис", г. Новосибирск

Телефон/факс:
(383) 335-63-50

SB Expo SERVICE

E-mail: vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ
Генеральный информационный партнер

межрегиональная специализированная выставка

При поддержке Правительства Республики САХА (Якутия)

САХАПРОМЭКСПО-2019
НЕДРА ЯКУТИИ

30 - 31 октября 2019 г. г.ЯКУТСК

Нефть и Газ. Горное дело. Уголь майнинг
Золотодобыча. Газификация. Экология. Спецтехника

Организаторы:

SB Expo SERVICE
Выставочная компания
Сибэкспосервис
г. Новосибирск

САХАЭКСПОСЕРВИС
Выставочная компания
СахаЭкспоСервис
г. Якутск

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ
Генеральный информационный партнер

Тел:(383) 3356350, e-mail: vkses@yandex.ru, www.ses.net.ru

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

16+

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:
в центре внимания, в центре Москвы

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ · МИНПРОМТОРГ РОССИИ · ТПП РФ · РСПП · Российское Газовое Общество · СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ · VDMA Process Plant and Equipment · 60 ЭКСПОЦЕНТР · Messe Düsseldorf

Правительство Республики Татарстан

Администрация Альметьевского района и города Альметьевск

Выставочная Компания «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

TATNEFT

18-Я ДОМАШНЯЯ ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ

НЕФТЬ. ГАЗ.
ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

АЛЬМЕТЬЕВСК
16–18 ОКТЯБРЯ 2019

NT-EXPO.RU

ProSoft® SYSTEMS

АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

нефтегазовых предприятий на базе программируемых логических контроллеров REGUL

REGUL R600

REGUL R500

REGUL R400

REGUL R200

ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ALFAREGUL

для создания распределенных систем управления крупными технологическими объектами

ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС СИСТЕМ АВТОМАТИКИ НПС, ППС, РП

для создания микропроцессорных систем автоматики нефтеперекачивающих станций и резервуарного парка, а также АСУ ТП производственных объектов любой сложности

МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ ПОЖАРОТУШЕНИЯ «РЕГУЛ»

для построения систем пожаротушения различной сложности на объектах добычи, транспортирования и хранения нефти, нефтепродуктов и газа

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ОДОРИЗАЦИОННОЙ УСТАНОВКОЙ

для автоматического управления технологическим процессом подачи одоранта в газопровод

СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ

для высокоточных измерений, контроля и хранения параметров расхода, давления, температуры, показателей качества и вычислений массы нефти

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РЕГУЛЯТОРАМИ РАСХОДА И ДАВЛЕНИЯ ГАЗА

для автоматического управления технологическим процессом подачи газа потребителю

ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ТЕЛЕМЕХАНИКИ «РЕГУЛ»

для контроля и дистанционного управления оборудованием линейной части магистральных нефтепроводов и других объектов нефтегазодобычи

Примеры реализации систем в России и странах СНГ – на сайте **prosoftsystems.ru**

ИНЖЕНЕРНАЯ КОМПАНИЯ ООО «ПРОСОФТ-СИСТЕМЫ»
620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, 194а
тел.: +7 (343) 3-565-111
prosoftsystems.ru

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА ПБРТ-ГК-turbo

Компания SIMACO является крупнейшим в РФ производителем перемешивателей бурового раствора мощностью от 3 кВт до 30 кВт стандартного, морского и химостойкого исполнений для применения в морских буровых платформах, наземных стационарных и мобильных буровых установках.

РОССИЙСКОЕ 100% ПРОИЗВОДСТВО

Запатентованная конструкция редуктора "Герметичный корпус" исключает возможность вытекания смазки в процессе работы и не требует обслуживания в период эксплуатации.

Мешалка "Турбинное крыло" значительно повышает скорость приготовления бурового раствора и снижает нагрузки при перемешивании

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO - единственные необслуживаемые перемешиватели бурового раствора конструкции «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» с невытекаемой смазкой.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO - более 16 лет непрерывных испытаний в условиях перегрузок на стендовых заводских емкостях с плотными буровыми растворами, подтверждающих работоспособность и позволяющих вести непрерывные улучшения конструкции.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO - отгружено заказчикам более 26000 изделий, подтвердивших свою работоспособность практически во всех буровых компаниях РФ.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO - установлены на первой в России морской ледостойкой стационарной буровой платформе МЛСП «Приразломная».

ЛЕБЕДКИ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ, МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА

На сегодняшний день компния SIMACO производит более 30-ти типоразмеров лебедок гидравлических и электромеханических тяговым усилием от 1Тн до 20Тн. Все лебедки отличаются высокой надежностью, компактной конструкцией и высоким ресурсом работы. В зависимости от конструкции лебедки могут комплектоваться- прижимными роликами, канатоукладчиками, датчиками последних витков, датчиками ограничения натяжения каната.

РОССИЙСКОЕ 100% ПРОИЗВОДСТВО

ЛЕБЕДКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ

ЛЕБЕДКИ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ

МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА

SIMACO

СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

634040, г.Томск, ул.Высоцкого, 28 стр.2 тел/факс: (3822) 70-11-33 E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru

http://www.smc.tomsk.ru