ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК №4 (43) ИЮНЬ 2015

стр. 28

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ НА РЫНКЕ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Аппараты воздушного охлаждения • Теплообменные аппараты • Емкостные аппараты
Нефтепромысловое оборудование • Продукция для ремонта скважин
Антикоррозионное покрытие труб

Бугульминский механический завод ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
423235, Россия, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Ленина, 146
+7 (85594) 7-63-35, 7-61-55, 9-15-10
bmz@tatneft.ru
www.bmz.tatneft.ru

Massco

АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

ООО «Индустриальные покрытия»
195027, г. Санкт-Петербург,
ул. Магнитогорская, д. 51, лит. З
тел/факс: (812) 677-55-09, 677-55-10
info@incoat.ru
www.incoat.ru

АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

ЛКМ для нефтегазового комплекса:

- эмаль для внутренней поверхности труб промысловых трубопроводов;
- грунт и эмаль для наружных поверхностей резервуаров хранения нефтепродуктов;
- эмаль для внутренних поверхностей резервуаров для светлых и темных нефтепродуктов;
- грунт для защиты труб на время транспортирования;
- грунт под порошковую окраску внутренней поверхности труб;
- гладкостное покрытие для трубопроводов транспортировки очищенного природного газа;
- полимочевинная мастика для оборудования и криволинейных соединительных деталей.

НКМЗ ГРУПП

Технологии Качество Надежность

452683, РФ,
Республика Башкортостан,
г. Нефтекамск,
ул. Магистральная, 19

+7 (34783) 2-02-29
+7 (34783) 2-09-74
po@nkmz.ru
www.nkmz.ru

Пакерно-якорное оборудование и многопакерные компоновки для ОРЗ и ОРД

Комплекс подземного оборудования для газовых и газоконденсатных скважин

Предназначен для эксплуатации и герметичного перекрытия ствола колонны НКТ фонтанных газовых и газоконденсатных скважин во внештатных ситуациях и содержит полный объем оборудования и инструмента, выполняющих весь спектр работ на скважине — от добычи до капитального ремонта.

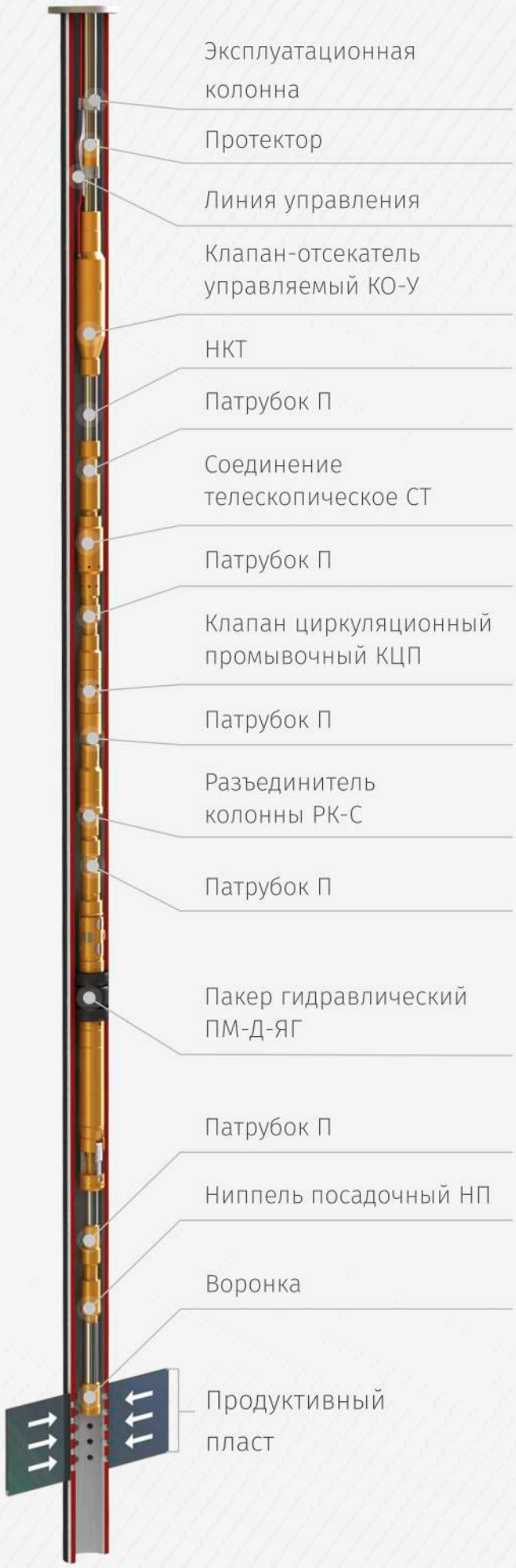
Состав комплекса

- Протектор П;
- Клапан-отсекатель управляемый КО-У;
- Патрубок П;
- Соединение телескопическое СТ;
- Клапан циркуляционный промывочный КЦП;
- Разъединитель колонны РК-С;
- Пакер гидравлический ПМ-Д-ЯГ;
- Ниппель посадочный НП;
- Воронка.

Тип	КПО 114-168/142-21К1 ХЛ
Условный диаметр обсадной колонны, мм	245 / 168
Толщина стенок обсадной колонны, мм	12 / 9
Макси-мальный перепад давления, МПа	21*
Наружный диаметр комплекса, мм	190 / 142
Диаметр проходного канала, мм, не менее	76

По желанию заказчика комплекс изготавливается других размеров

Внедрен и эксплуатируется на Бованенковском НГКМ ООО «Газпром добыча Надым»



ООО «Скважинные термотехнологии»
РФ, Республика Башкортостан Нефтекамск, ул. Магистральная, 19
+7 (34783) 2-05-80
stt@vzgs.ru

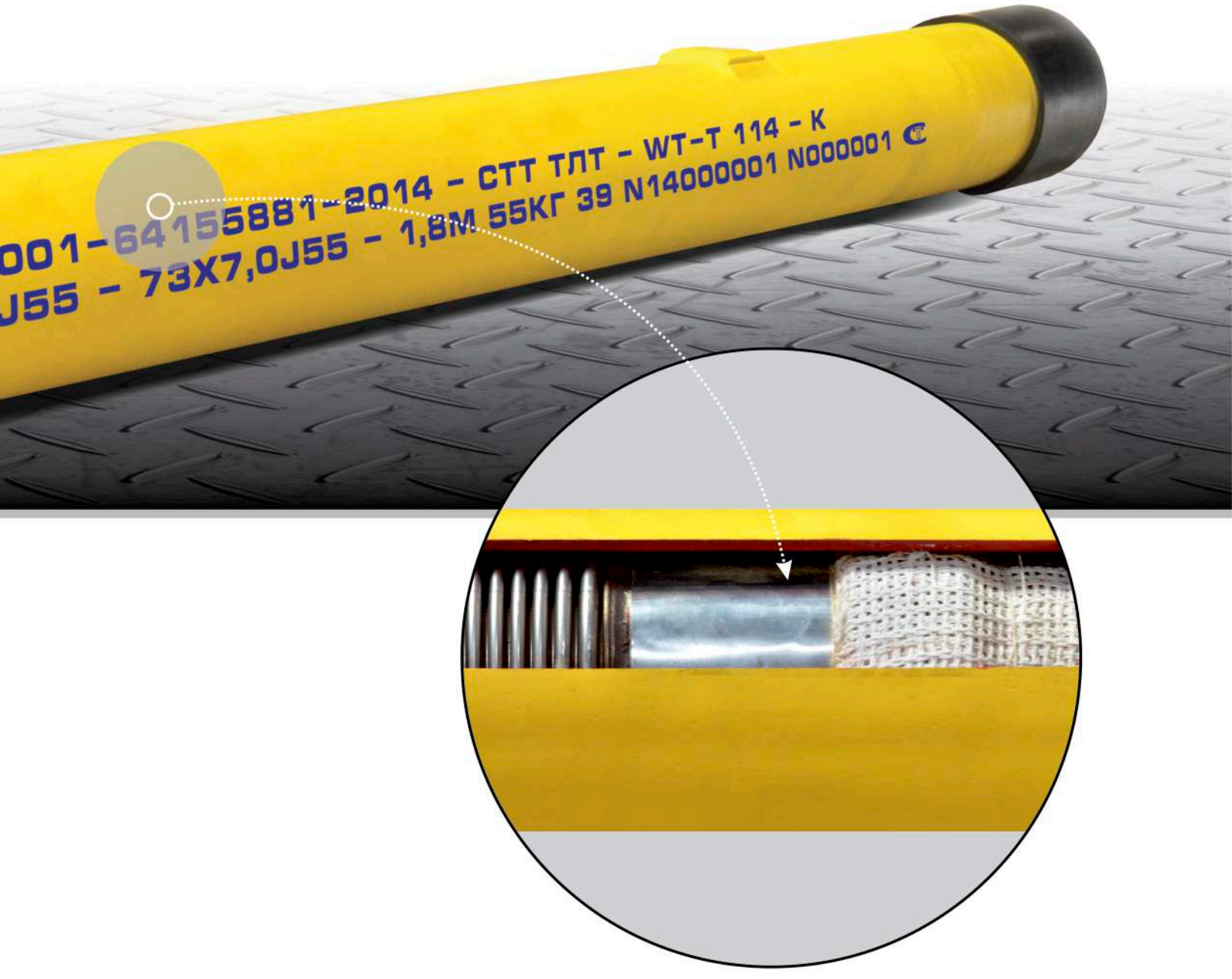
www.vzgs.ru

Теплоизолированные лифтовые трубы (ТЛТ)

с вакуумной теплоизоляцией
для эксплуатации нефтяных, газовых
и газоконденсатных скважин

Размеры ТЛТ:

168х114мм, 114х89мм, 114х73мм, 89х60 мм
Возможно изготовление других типоразмеров по заданию Заказчика



Основное назначение ТЛТ

- Предотвращение оттаивания многолетнемерзлых пород (ММП) вокруг ствола скважины и ее обвала в процессе эксплуатации
- Добыча нефти с исключением отложения парафина на стенках лифтовых труб
- Сохранение температуры пластового флюида
- Добыча газа с исключением газовой гидратации
- Закачка пара в скважину при добыче высоковязкой нефти
- Обеспечение экологического баланса в зоне добычи нефти и газа из подводных скважин на шельфах

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: 4 (43) июнь 2015

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) 681-04-25

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»

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

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Исаева А.А. / isaeva@runeft.ru

КОРРЕКТОР:
Гунько О.Г. / gunko@runeft.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Ганиев Э.Р. / elmar@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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Шустер В.Л. / tshuster@mail.ru
Завидей В.И. / zavidey@vei.ru
Мануков В.С. / manukov@cge.ru
Гогоненков Г.Н. / gngogonenkov@cge.ru
Кемалов А.Ф. / kemalov@mail.ru
Кемалов Р.А. / kemalov@mail.ru
Бектенов Н.А. / bekten_1954@mail.ru
Теляшев Э.Г. / redactor@anrb.ru
Песин М.В. / M.Pesin@mail.ru
Лукьянов О.В. / lab105@rambler.ru
Котельникова Е.Н. / elena@ek7740.spb.edu
Ишматов З.Ш. / ishmatov@mail.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 06-15/13-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 22.06.2015
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

СВИДЕТЕЛЬСТВО:
Журнал зарегистрирован 12 сентября 2008 года ПИ № ФС77-33668 Федеральной службой по надзору за соблюдением законодательства в сфере массовых коммуникаций и охране культурного наследия.

РАЗВЕДКА И ПРОИЗВОДСТВО

Проектирование **10**

Д.Г. Долгих. Экономия при строительстве на вечной мерзлоте должна быть эффективной: рекомендации заказчику 10

Бурение **14**

Добыча **32**

В.В. Шайдаков, А.Л. Сухоносов, А.Р. Людвиницкая, Р.Д. Джафаров, Ф.В. Драган
Математическая модель процесса гидратообразования в трубопроводе малого диаметра в квази статическом приближении 34

И.Ю. Боярских. Этот конкурентоспособный нефтегазовый сектор 38

О.И. Егоров, О.А. Чигаркина
Региональные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана: использование сырьевого потенциала, перспективы межстранового развития 40

Газовая промышленность **44**

М.А. Катаева, М.Ю. Тиунова. Комплексный подход к гидрохимическому анализу попутных вод Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения 44

В.П. Тюрин, А.Н. Нестеренко, Н.А. Завьялов, М.Г. Жариков
Оптимизация методики газодинамических исследований скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов и АВПД без потери информативности результатов 50

Спецтехника **56**

Выносливые и производительные — созданы для крупных месторождений 56

Компрессоры **58**

ТРАНСПОРТИРОВКА

Арматура **63**

Зеленодольский завод им. Горького:
Задача — увеличение выпуска продукции для нефтегазовой промышленности 64

Трубы **68**

Хранение **71**

Давид де Йонг, Ирина Батурина
Автоматизированная очистка и подготовка поверхности резервуаров без пыли 72

В. Мальцев. Эффективное решение для организации полевых складов горючего в арктических условиях 74

КИПиА

Автоматизация **78**

О.В. Денисов, Р.Г. Гирфанов, Б.Ф. Закиев, А.В. Насыбуллин
Применение нейросетевых подходов в создании системы мониторинга технологических параметров скважин, эксплуатирующихся методом парогравитационного дренажа 78

С.А. Лазарев. Передовые технологии экономии ресурсов и энергосбережения посредством оборудования НПП «ЭКРА» для электроприводов промышленных агрегатов нефтегазового комплекса 81

Программное обеспечение **84**

Диагностика **88**

Измерительные приборы **90**

Энергетика **96**

Р.А. Афлетонов, Т.В. Алаев. Комплексный подход к вопросу снижения аварийности эксплуатируемого электроэнергетического оборудования 96

БЕЗОПАСНОСТЬ

Промышленная безопасность **104**

Химия **107**

Экология **111**

Мероприятия **114**

ENERPROJECT group

ЭНЕРГАЗ

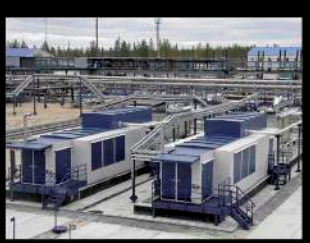
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Модульные установки газоподготовки: внимание к деталям – от идеи до воплощения

СЕПАРАЦИЯ

ОСУШКА

СЕРООЧИСТКА



КОМПРИМИРОВАНИЕ

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

EXPOSITION
OIL&GAS

ISSUE:
4 (43) june 2015

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) 681-04-25

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:
Anastasia Isaeva / isaeva@runeft.ru

CORRECTOR:
Oksana Gunko / gunko@runeft.ru

DESIGNER:
Elmar Ganiev / elmar@runeft.ru
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

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

EDITIORIAL BOARD:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Vladimir Shuster / tshuster@mail.ru
Victor Zavidey / zavidey@vei.ru
Victor Manukov / manukov@cge.ru
Georgiy Gogonenkov / gngogonenkov@cge.ru
Alim Kemalov / kemalov@mail.ru
Ruslan Kemalov / kemalov@mail.ru
Nesipkhan Bektenov / bekten_1954@mail.ru
Elshad Telyashev / redactor@anrb.ru
Mikhail Pesin / M.Pesin@mail.ru
Oleg Lukianov / lab105@rambler.ru
Elena Kotelnikova / elena@ek7740.spb.edu
Zakir Ishmatov / ishmatov@mail.ru

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

ISSUE DATE:
22.06.2015

CIRCULATION:
10 000 copies

Design **10**

Dmitriy G. Dolgikh. Savings in constructing on permafrost should be effective: Recommendations to the customer 10

Drilling **14**

Mikhail V. Pesin, Daniil A. Subbotin, Maria A. Baeva, Anastasia V. Fedoseeva, Roman A. Turanskiy, Rishat K. Shakirov, Anna V. Grigor'eva
Solutions to the problem of the destruction of the threaded joints of artificial lift and drilling equipment 18

Dmitry A. Mikheev, Alexandr P. Amosov
Optimization of preheating mode when restoring interlocks of drill pipe by welding 23

Oil production **32**

Vladimir V. Shaydakov, Artem L. Sukhonocov, Alla R. Lyudvinitskaya, Riad D. Dzhafarov, Fedor V. Dragan. Mathematic model of hydrate formation in small-diameter pipeline in quasystatic approximation 34

Ilya Yu. Boyarskhih. Competitive oil and gas industry 38

Oleg I. Egorov, Olga A. Chigarkina. Regional problems of an oil and gas complex of Kazakhstan: use of raw potential, prospects of intercountry connections 40

Gas industry **44**

Marina A. Kataeva, Mariya Yu. Tiunova, Comprehensive approach to hydrochemical analysis of produced water of Urengoy oil and condensate field 44

Victor P. Tyurin, Alexander N. Nesterenko, Nikolay A. Zavialov, Maxim G Zharikov
Optimization of the gas-dynamic well tests for the low-permeable and over-pressured reservoirs without loss of the informative value 50

Pipes **68**

Vladimir V. Shaydakov, Vladimir V. Grogulenko, Pavel G. Mikhailov
Design of metal-polymer coiled tubing pipes for oil and gas industry 68

Storage **71**

Victor Maltsev. Effective solution for field fuel depots in arctic conditions 74

Automation **78**

Oleg V. Denisov, Ruslan G. Girfanov, Bulat F. Zakiyev, Arslan V. Nasybullin
Application of neural network approaches in creating a monitoring system of technological parameters of wells operated by steam assisted gravity drainage 78

Sergey A. Lazarev. Advanced technology of resource and energy saving through "EKRA" Ltd equipment for electric drives of oil and gas sectors industrial units 81

Diagnostics **88**

Arambi A.Paranuk, Polina S. Kunina, Alexey V. Bunyakin, Marten K. Abessolo
Evaluation of the technical condition of sectors of gas compressor units as a model of oscillating system 88

Electrical engineering **96**

Vladimir M. Osipov. Electric sources of light and lamps. Experience of critical analysis 99

Chemical technology **107**

Irek I. Mukhamatdinov, Alim F. Kemalov, Pavel S. Fakhretdinov Effect of additives "Adgezolin" on component composition and dispersion of oxidized bitumen 107

Ecology **111**

Tatyana V. Nevalenova Utilization of used car tyres by using mobile unit 111

Activities **114**

Сертификат РОСС RU.АВ68.В01251 Разрешение на применение № РРС 00-29187

SIMACO

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА

ПБРТ-ГК-turbo

МЕХАНИЧЕСКИЕ ЛОПАСТНЫЕ НА БАЗЕ ВОЛНОВОГО РЕДУКТОРА «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» С МЕШАЛКОЙ «ТУРБИННОЕ КРЫЛО»

УНИКАЛЬНАЯ ЗАПАТЕНТОВАННАЯ КОНСТРУКЦИЯ – «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» редуктора полностью исключает возможность протекания смазки в процессе работы и не требует обслуживания в течение всего периода эксплуатации.

Конструкция волнового редуктора «герметичный корпус» не имеет выходного вала, уплотняемого манжетой, а вращение на мешалку передается через вращающийся корпус редуктора, который имеет герметичное дно. Таким образом, жидкая смазка не имеет возможности протекания в процессе работы на протяжении всего периода эксплуатации.

ИННОВАЦИИ, КОТОРЫЕ ДЕЙСТВИТЕЛЬНО РАБОТАЮТ!

Мешалка «ТУРБИННОЕ КРЫЛО» позволяет на **25%** повысить эффективность перемешивания бурового раствора, значительно увеличивает ресурс работы редуктора и снижает энергопотребление перемешивателя.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ - экономия энергии каждого изделия свыше **30000** кВт в год

РЕСУРС РАБОТЫ - свыше **55000** часов

СКОРОСТЬ ПЕРЕМЕШИВАНИЯ - увеличена на **25%**

ЛЕБЕДКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ

ЛВС -1Г; ЛВС-1,6Г; ЛВС-2,2Г; ЛВС-2,9Г; ЛВС-3,5Г; ЛВС-5Г ДЛЯ МАШИН БКМ, УПА, КМУ, МБШ, БМ, БУ и др.

Российское оборудование от производителя
Поставки со склада. СЕРВИС • ГАРАНТИЯ • ЗАПЧАСТИ
Надежная замена импортных лебедок
Приглашаем к сотрудничеству дилеров в регионах

* Поставим нестандартные лебедки гидравлические и электрические различной грузоподъемности и канатоемкости

ГАРАНТИЯ 2 ГОДА

SIMACO

СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

634040, г.Томск, ул.Высоцкого, 28 стр.2 тел/факс: (3822) **63-38-19, 64-37-86**, факс: (3822) **63-39-59**
E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru http://www.smc.tomsk.ru

УДК 624.15

Экономия при строительстве на вечной мерзлоте должна быть эффективной: рекомендации заказчику

Д.Г. Долгих
заместитель генерального директора[1]

[1]ООО НПО «Фундаментстройаркос», Тюмень, Россия

В текущей экономической ситуации компаниям нефтегазового сектора приходится искать пути повышения эффективности вложений средств в освоение месторождений. Заказчики и инвесторы осознают необходимость минимизации затрат. В то же время директивное решение снизить затраты на 10% не должно приводить к ухудшению показателей выработки и надежности добычи. Строительство на ВМГ диктует необходимость защиты мерзлого грунта от растепления, поскольку оно может привести к потере устойчивости зданий. Традиционно к этому относятся как к неприятным, но неизбежным дополнительным тратам и пытаются сократить насколько возможно.

Материалы и методы
Аудиторская проверка различных производителей термостабилизаторов, анализ технических решений на их соответствие нормативным документам.

Ключевые слова
термостабилизатор, строительство на вечномерзлых грунтах, вечная мерзлота, мезлый грунт, замораживание грунта, антикоррозионная защита, защитное покрытие, цинковое покрытие

В связи с этим хочется предупредить потенциальных заказчиков устройств температурной стабилизации грунта о важности качества данных устройств. В настоящее время некоторые производители, стремясь следовать требованиям о снижении цены, изготавливают термостабилизаторы, которые даже теоретически не способны обеспечить устойчивость сооружений на весь срок эксплуатации. Есть несколько важных моментов, на которые необходимо обращать внимание.

1. Материал корпуса

Недопустимо использование «шовной» трубы с малой толщиной стенки — 2 мм без надежной антикоррозионной защиты. Срок службы такого термостабилизатора не превышает 15 лет, исходя из условия коррозии, после чего он неизбежно выйдет из строя. Нанесение качественного лакокрасочного покрытия на корпус термостабилизатора диаметром 38–57 мм и длиной 8–16 м требует использования специальной техники и технологии. В настоящее время

Отсутствие антикоррозионного покрытия на участках корпуса термостабилизатора

Несоответствие сварных швов нормативным требованиям

практически все изготовители наносят лакокрасочное покрытие ручным способом, без специальной подготовки поверхности корпуса термостабилизатора. Срок службы такого покрытия не больше 2–3 лет, после чего оно более не способно защищать металл от коррозии. То же самое происходит, если применяются различные цинковые лакокрасочные покрытия или цинковое покрытие с толщиной менее 80 мкм.

2. Контроль сварных стыков

Отсутствие 100% рентгенконтороля сварных стыков, выполненных ручной дуговой сваркой, значительно повышает риск разгерметизации и потери хладагента. В случае наличия микроскопического отверстия в сварном шве на корпусе трубы хладагент вытечет из термостабилизатора, и он выйдет из строя. Заметить это можно будет лишь зимой при квалифицированном наблюдении. Если же служба эксплуатации пропустит факт выхода из строя нескольких термостабилизаторов и не проведет вовремя температурный мониторинг, существенно повышается риск повреждения здания от неравномерной просадки в местах оттаивания грунта.

3. Наличие упаковки

Для термостабилизаторов со стальным оребрением это не критичный показатель, но окрашенная сталь изначально намного менее эффективна при теплообмене, чем алюминий. Для алюминиевого же оребрения отсутствие тары означает практически гарантированное замятие при транспортировке, что ведет к снижению обдува и уменьшению эффективной площади теплообмена термостабилизатора с воздухом. Такое устройство не будет обеспечивать холодопроизводительность, заложенную в проекте по расчету. Последствия могут быть предсказуемы.

4. Конструкция заправочного клапана

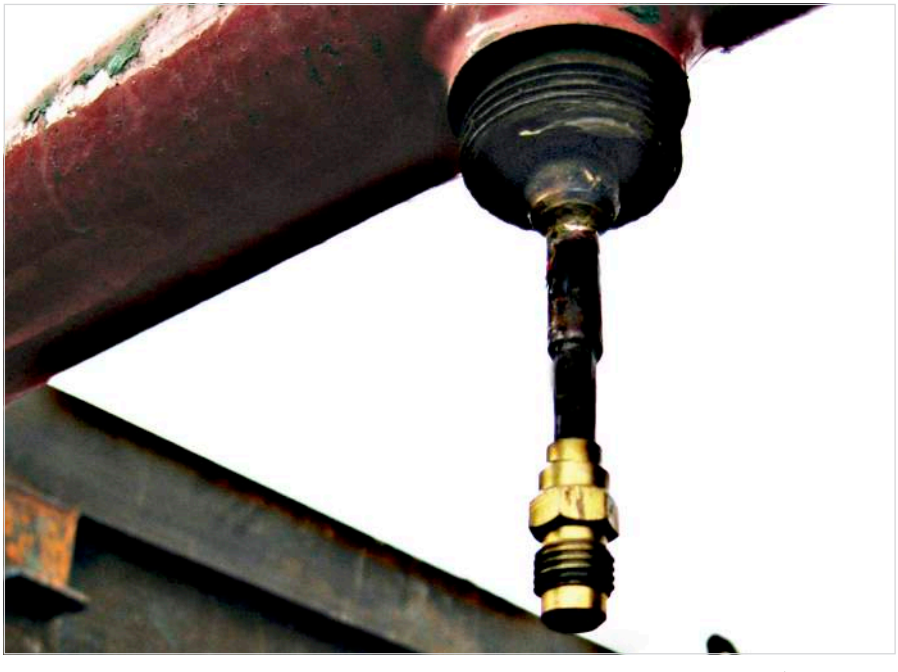
Применение запорных клапанов (клапан Шредера) для заправки термостабилизаторов. Эти заправочные клапаны заимствованы из холодильной техники, где они постоянно находятся под контролем на герметичность. В конструкции клапанов используются прокладка из резины, срок службы которой ограничен. После этого срока он теряет герметичность, что приводит к полной утечке хладагента из термостабилизатора. Для исключения утечек после клапана должен быть приварен герметичный колпачок с обязательным рентгенконтролем сварного шва. Естественно, производителям это не выгодно и они просто устанавливают защитный колпачок от механических воздействий, который не обеспечивает герметичность.

5. Степень очистки хладагента

Использование хладагентов со степенью очистки от примесей ниже 99,9% (воды и инертных газов) могут существенно повлиять на работу термостабилизаторов. Если в состоянии поставки хладагент не соответствует этому обязательному требованию, то у производителя термостабилизаторов должна быть установка дополнительной очистки хладагента.

Недопустимые дефекты покрытия корпуса термостабилизатора, наличие ржавчины

Повреждение покрытия корпуса термостабилизатора в процессе неправильной транспортировки



При использования клапанов Шредера колпачок должен привариваться. Резьба не дает долгосрочную абсолютную герметичность, что вызовет утечку хладагента

6. Установка термостабилизатора

Монтаж термостабилизаторов — еще одна стандартная статья экономии. Качественная установка термостабилизаторов, особенно в условиях сложных грунтов 4 или 5 категории не может стоить дешево, так как требуется пробурить в мерзлом грунте скважину 10–12 метров, избежав обрушения стенок. Значительное снижение стоимости монтажа приводит к снижению ответственности у подрядной организации за качество работы. Нередки случаи, когда при невозможности погружения термостабилизатора на проектную глубину его нижнюю часть просто отрезали и монтировали пустую трубу с оребрением под видом рабочего устройства. Другой пример халатной работы — установка стабилизатора под углом к вертикали в сторону от сваи или со значительным отклонением в плане, что лишает смысла существование данного стабилизатора и ставит сваю под угрозу потери несущей способности. Неквалифицированная рабочая сила — дополнительный риск повреждения стабилизаторов при монтаже, рост отклонений по положению в плане.

В то же время, есть принципиально иной путь снижения издержек на строительство в условиях вечномерзлого грунта. Необходимо обратить внимание на учет специфики объектов освоения, правильно применить прогнозирование и моделирование.

Для месторождений, расположенных на территории вечномерзлых грунтов, есть огромный потенциал экономии затрат за счет грамотного использования возможностей по укреплению грунтов оснований зданий и сооружений с помощью замораживания. Мерзлый грунт обеспечивает отличную несущую способность фундаменту. Смерзшаяся с грунтом свая или фундамент мелкого заложения на твердо-мерзлом грунте имеют значительно большую несущую способность, чем аналогичные фундаменты на том же, но пластично мерзлом грунте. Это позволяет делать фундаменты более легкими, снизить объем и сложность буровых работ за счет уменьшения длины свай или полного отказа от них. Отличный пример такого подхода — резервуары Ванкорского месторождения, смонтированные прямо по грунту. Такой подход сэкономил заказчику более 1 миллиарда рублей инвестиций, а генподрядчику позволил сдать объект на 1 год быстрее.

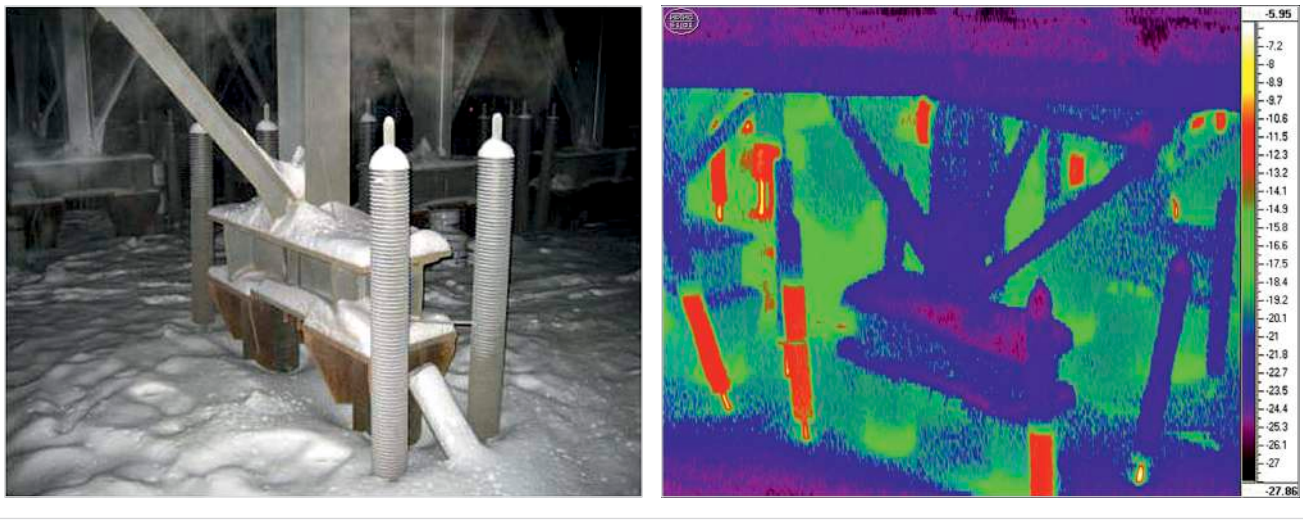
Некачественная установка термостабилизаторов

Если вы:

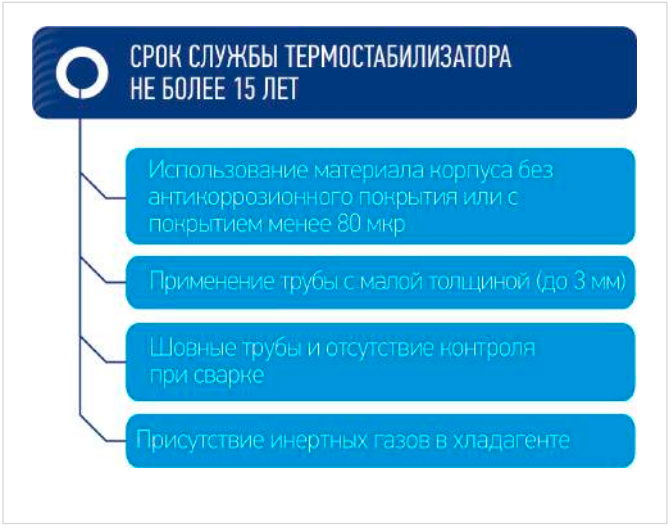
- **Заказчик** строительства какого-либо объекта на вечной мерзлоте, включите в технические требования к системам температурной стабилизации минимальную толщину стенки 3 мм, бесшовную трубу и обязательное антикоррозионное покрытие (лучше всего оцинкование не менее 80 мкм). А также наша компания готова провести презентацию и консультацию по вопросам температурной стабилизации.
- **Генподрядчик** и хотите выполнить свою работу так, чтобы объект строительства не подвергался постоянным деформациям через 5–10 лет после ввода, мы готовы на совместную работу по информированию Заказчика о лучших предложениях в области термостабилизации.
- **Проектный институт**, совместно мы можем предложить Заказчику генплановые и технические решения, связанные с укреплением грунта, которые сделают стройку выгоднее для Заказчика на 15–30%.

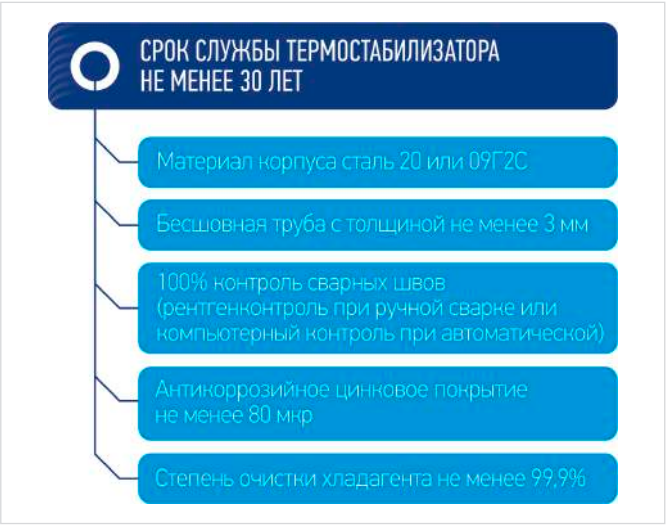
Итоги

При проведении аудиторской проверки производителей термостабилизаторов было выявлено множество недопустимых дефектов изделий еще на стадии поставки.



Неработающие и частично работающие термостабилизаторы, выявленные в следствии тепловизионного исследования. Причина — наличие инертных газов в хладагенте





Выводы

При выборе производителя термостабилизаторов для своего объекта, заказчик должен руководствоваться следующими критериями:

- материал корпуса термостабилизатора (сталь 20 или 09Г2С);
- марка трубы (бесшовная с толщиной не менее 3 мм);
- марка применяемых электродов (ОК50);
- контроль сварных швов (100% рентгенконтроль при ручной сварке или 100% компьютерный контроль при автоматической сварке);
- материал антикоррозийного покрытия (цинковое покрытие не менее 80 мкр);
- наличие инертных газов в хладагенте (степень очистки не менее 99,9%);
- срок службы термостабилизатора (не менее 30 лет)

В противном случае замена термостабилизатора неизбежна через несколько лет.

По возникшим вопросам обращайтесь:
ООО научно-производственное объединение «Фундаментстройаркос»
+7 (3452) 26-13-67, 22-53-25
625014, г. Тюмень, ул. Новаторов, 12

ENGLISH **DESIGN**

Savings in constructing on permafrost should be effective: Recommendations to the customer

UDC 624.15

Author:
Dmitriy G. Dolgikh — deputy director[1]

[1]SPA “Fundamentstroyakros” LLC, Tyumen, Russian Federation

Abstract

In the current economic situation, oil and gas companies have to look for ways to improve the efficiency of investment in the development of deposits. Customers and investors realize the necessity to minimized costs. In the same time an order of reducing costs to 10% shouldn’t be a cause of deterioration of oil production rate. Frost soil should be protected from thawing to prevent loss of stability of the construction. Usually this is treated as an unpleasant but inevitable additional costs and trying to reduce it as much as possible.

In this regard, potential customers should be awared about the importance of the quality of heat stabilizers. Currently, some manufacturers, seeking to follow the requirements of the price cut, produced heat stabilizers that not even theoretically capable to provide a stiffness structures for life. There are several important points that need to pay attention.

Materials and methods

An audit of various manufacturers of heat stabilizers, analysis of technical solutions for their compliance with regulations.

Results

During audit of various manufacturers of heat stabilizers were revealed a lot unacceptable defects of products already at the stage of delivery.

Conclusions

When choosing a manufacturer of heat stabilizers for its object, the customer should be guided by the following criteria:

- Material of body heat stabilizer (steel 20 or 09G2S);
- Brand of the pipe (seamless with a minimum thickness of 3 mm);
- Brand of applied electrodes (OK50);
- Control of welds (100% X-ray control in manual welding, or 100% computer control for automatic welding);
- Material of anti-corrosion coating (zinc coating of at least 80 mkm);
- The presence of inert gases in the coolant (the degree of purification is not less than 99.9%);

Application time of thermal stabilizer (not less than 30 years) Otherwise, replacing a heat stabilizer is inevitable within a few years.

Keywords

heat stabilizer, constructing on permafrost, permafrost, frost soil, soil freezing, corrosion protection, protective coating, zinc coating

Циркуляционные системы семейства

АКВИЛОН

ШТОРМ (STORM) – 100

Быстроразъемные соединения – молниеносный монтаж!

В составе системы имеется уникальный блок приготовления бурового раствора с функцией загрузки химических реагентов через вакуумный рукав

ШТОРМ (STORM) – 120

Быстроразъемные соединения – молниеносный монтаж!

Оригинальные компоновочные решения блоков системы с возможностью быстрого и безопасного демонтажа диспергирующего блока

ТАЙФУН (TYPHOON)

Мобильный блок сверхтонкой очистки (центрифугирования) бурового раствора способен обслуживать до 5 буровых установок в период вскрытия продуктивных пластов скважин.

Установка может быть укомплектована центрифугами лучших мировых производителей по Вашему требованию.

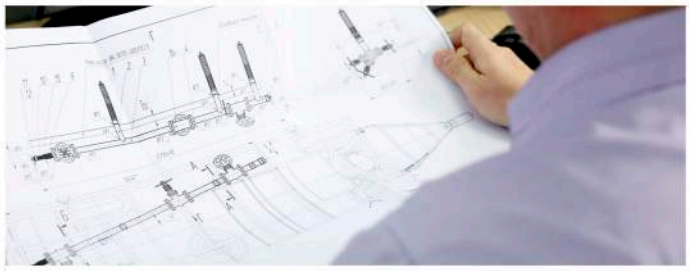
ЭКСКЛЮЗИВНОСТЬ И ПЕРСОНАЛИЗАЦИЯ

Применение современных технологий и бережливый подход к проектированию и изготовлению систем позволяет нам учесть все пожелания Заказчика и предоставить индивидуальное решение в минимальный срок.

По желанию применяем палитру корпоративных цветов Заказчика при окраске систем.

Эргономичность органов управления и плавный запуск системы в работу обеспечивает максимальную эффективность и безопасность работы оператора.

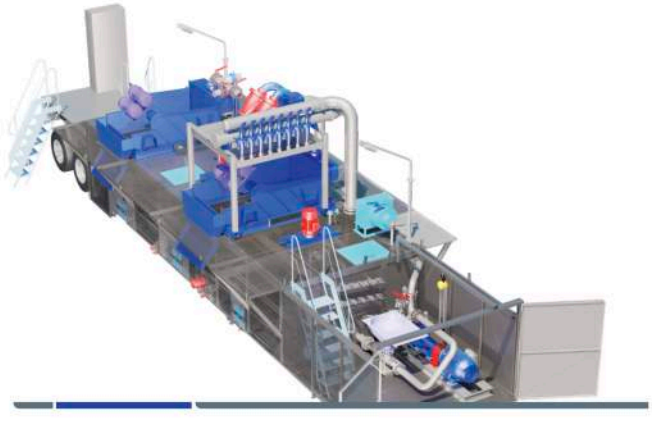
Гибкость и индивидуальный подход в ценообразовании и способах оплаты.



Управляй стихией!

УРАГАН (HURRICANE) - 240

Универсальное, технологически эргономное решение по комплексу блоков для очистки, приготовления, регулирования свойств и непрерывной циркуляции буровых растворов



ЦИКЛОН (CYCLONE) – 40

Безграничные возможности размещения системы на объекте за счет особенностей гидравлической обвязки

ВЫГОДНОЕ ПРИОБРЕТЕНИЕ

Каждая система по умолчанию комплектуется:

- силовым шкафом и пускорегулирующей аппаратурой
- вытяжными вентиляторами
- паровыми змеевиками вдоль корпусов ёмкостного оборудования
- электрическими калориферами
- газосигнализаторами
- уровнемерами

Широчайший ассортимент навесного оборудования на любой вкус.

ГАРАНТИРОВАННОЕ КАЧЕСТВО

Надёжная антикоррозионная и теплоизолирующая защита ёмкостного оборудования и трубных обвязок 100% выходной контроль сварных стыков металлоконструкций.

Быстроразъёмные соединения, монтируемые за одну минуту.

Все элементы системы выполнены в строгом соответствии с требованиями мобилизации по дорогам общего пользования и не требуют оформления специальных разрешений и сопровождений транспортом ГИБДД.

«НЕФТЕСЕРВИСНЫЙ ХОЛДИНГ ТАГРАС»

8-800-250-79-39
tmcg@tmcg.ru
ТМС-ГРУПП.РФ

ТМС ГРУПП

SCHOELLER-BLECKMANN DARRON RUSSIA

КАЧЕСТВО — ответственность каждого

QUALITY — is everyones responsibility

«Шоллер-Блэкманн Даррон»: оборудование для бурения скважин

Манфред Фослайтнер
директор филиала[1]

[1]филиал ЧК с ОО «Шоллер-Блэкманн Даррон Лимитед», ЯНАО, г. Ноябрьск

Филиал ЧК с ОО «Шоллер-Блэкманн Даррон Лимитед» поставляет оборудование для нефтяной и газовой промышленности, применяемое для бурения скважин. Компания внедряет передовые технологии, используя высококвалифицированный персонал.

Главное кредо компании: «Высокое качество и индивидуальный подход ко всем требованиям заказчика для эффективного сотрудничества».

«Шоллер-Блэкманн Даррон» осуществляет свою деятельность в Российской Федерации с 2005 года, территориальное расположение – ЯНАО, г. Ноябрьск. Она занимает лидирующие позиции на рынке продаж немагнитных утяжеленных бурильных труб (НУБТ) с высокими немагнитными и механическими свойствами, обеспечивающими противостояние различным видам коррозии. Также предприятие оказывает услуги по поставке и ремонту бурового оборудования.

Все работы ведутся в производственных и ремонтных цехах на собственной базе, расположенной в промышленной зоне города Ноябрьска.

«Шоллер-Блэкманн Даррон» предлагает следующие услуги и оборудование:

- **Производство элементов КНБК** как из собственной высокопрочной немагнитной стали, так и из материала заказчика:
  – **НУБТ, укороченные НУБТ**;
  – **стальные и немагнитные переводники, калибраторы, стабилизаторы, подъемные патрубки.**
- **Контроль и дефектоскопия оборудования**. Работы проводятся с применением полного спектра измерительных устройств и приспособлений, проникающих реагентов и ультразвуковых систем, которые обеспечивают квалифицированную техническую оценку состояния оборудования. Компания предоставляет сертифицированных API и Ростехнадзором инспекторов на буровые и производственные базы заказчиков по всей территории России и стран СНГ.
- **Винтовые забойные двигатели компании BICO**, основной особенностью которых является наличие роторов, покрытых карбидом вольфрама и профилированных статоров (с увеличенной почти в два раза мощностью).

Преимущество «профилированной» силовой пары:

– **Новые статоры SpiroStar** компании BICO обеспечивают беспрецедентную прочность в результате применения в них резиновых уплотнений равномерной толщины. Эта революционная конструкция удваивает мощность при фактическом устранении

SCHOELLER-BLECKMANN
DARRON RUSSIA

КАЧЕСТВО — ответственность каждого
QUALITY — is everyones responsibility

гистерезиса. Традиционно гистерезис является главной причиной поломок силовых узлов.
– Уникальный статор SpiroStar подвержен меньшему набуханию вследствие воздействия температур и агрессивной химической среды, тем самым позволяя использовать его в более жестких условиях, чем обычные статоры.
– Устойчивость SpiroStar к более высоким температурам позволит преодолеть существующие пределы производительности и переопределить область использования ВЗД. Прочность, долговечность и возросшая выходная мощность делают статоры –SpiroStar разумным выбором оптимальной производительности в сегодняшних непрерывно изменяющихся и агрессивных средах проведения работ.

Амортизаторы SHOCK EZE компании BICO, применяются в составе КНБК для поглощения ударных нагрузок и гашения вибрации при бурении.

Преимущества амортизаторов Shock-EZE:
– Более высокая скорость проходки — резцы остаются в непрерывном соприкосновении с породой, способствуя гашению вертикальных колебаний и вибрации.
– Увеличение срока эксплуатации резцов и подшипников посредством минимизации сколов резцов, а также снижения пиковых нагрузок на подшипники.
– Увеличенный срок службы бурильной колонны и других узлов буровой установки, таких как навигационная электроника и бурильная колонна, вследствие гашения вибрации и осевых ударных нагрузок.

• **Гидромеханические бурильные ясы Hevi-Hitter** компании BICO, являются надежной гарантией успешного осуществления программы бурения. Применяются в составе КНБК для освобождения бурильных колонн от прихвата в процессе бурения, что позволяет избежать дорогостоящих аварийных работ.

Характеристики бурильных ясов Hevi-Hitter компании BICO:
– Механическая блокировка позволяет избежать необходимость открывать яс перед подачей в скважину и эффективно устраняет непредвиденные срабатывания при спуско-подъемных операциях.
– Осевой регулятор вязкости — обеспечивает устойчивость гидравлических пауз с помощью компенсации изменений вязкости гидравлической жидкости, вызванной колебаниями температур.
– Прочная система шлицевых соединений — обеспечение надежной передачи мощности.
– Номинальная установка затвора может быть установлена таким образом, что яс может эксплуатироваться как в условиях натяжения, так и сжатия.

• **PBL-Система Обхода Многократной Активации** (циркуляционный переводник). Это простой и надежный инструмент, разработанный для облегчения многих операций в бурении, освоении и капитальном ремонте скважин, помогающий сократить количество спуско-подъемных операций и время строительства скважины, таких как:
– Закачка всех типов наполнителей, включая агрессивные и цементные композиции.
– Увеличение объемов циркуляции для полной очистки скважины, сокращая количество «холостых» оборотов забойного двигателя и увеличивая скорость проходки.
– Увеличение скорости потока в затрубном пространстве в сильно отклоненных скважинах и горизонтальных стволах, где промывка и удаление шлама затруднены.
– Замена жидкостей.
– Промывка подводных морских стояков с ПВО.
– Кислотные и стимулирующие обработки.
– Бурение с отбором керна.

Новые технологии и оборудование: *восстановление длины и внутренней поверхности немагнитных УБТ и переводников («Stub welding» и «Internal Cladding»), защита и упрочнение резьбовых соединений НУБТ и переводников (Shot Peening и Cold Rolling), хонингование внутренней поверхности НУБТ и переводников («Internal Honing»).*

**Россия, 626726, Тюменская обл.,
ЯНАО, г. Ноябрьск, промзона, панель XI
+7 (3496) 34-45-76, 34-30-62
sbdr_operation@mail.ru**

**629800, Noyabrsk, Industrial Zone, Panel XI,
YANAO | Russian Federation
+7 (3496) 34-30-42, 34-30-62
sbdr_operation@mail.ru**

УДК 621.77.07

Пути решения проблемы разрушения резьбовых соединений нефтепромыслового и бурового оборудования

М.В. Песин
к.т.н., доцент, докторант[1], первый заместитель директора по нефтепромысловому оборудованию[2]
M.Pesin@mail.ru

Д.А. Субботин
соискатель ученой степени[1]

М.А. Баева
соискатель ученой степени[1]

А.И. Федосеева
соискатель ученой степени[1]

Р.А. Туранский
соискатель ученой степени[1]

Р.К. Шакиров
соискатель ученой степени[1]

А.В. Григорьева
соискатель ученой степени[1]

[1]кафедра «Инновационные технологии машиностроения» ПНИПУ, Пермь, Россия
[2]ООО «ПКНМ», Пермь, Россия

Выявлены причины разрушения резьбы нефтепромыслового и бурового оборудования в осложненных условиях эксплуатации и сделан их анализ. Рассмотрен метод обкатки резьбы роликом для увеличения ее долговечности.

Материалы и методы
Использованы методы математической статистики.

Ключевые слова
упрочнение, обкатка резьбы, остаточные напряжения, поверхностное пластическое деформирование

При бурении нефтяных и газовых скважин одним из важнейших элементов являются резьбовые соединения, которые в большой степени определяют надежность труб. Пример трубы, используемой для бурения, показан на рис. 1. Эксплуатационные характеристики труб в значительной степени влияют на технические показатели бурения и экономическую эффективность строительства скважин.

Широкое применение резьбовых соединений объясняется простотой и надежностью этого вида креплений, удобством регулирования затяжки, а также возможностью разборки и повторной сборки соединения без замены детали. Отличительной особенностью эксплуатации таких труб является воздействие больших изгибающих, крутящих, сжимающих и растягивающих нагрузок, кроме того, колонну периодически собирают и разбирают.

С ростом глубины скважин, увеличением пластовых давлений, внедрением новых технологий и форсированных режимов бурения требуются более совершенные конструкции резьбовых соединений с высокими техническими показателями по надежности, долговечности и ресурса. Традиционно для соединения изделий нефтегазового назначения используют коническую замковую резьбу в соответствии с [1].

При вращательном бурении нефтяных и газовых скважин элементы бурильной колонны работают при повышенном крутящем моменте, воздействующем при таком виде бурения. Также при бурении в сложных условиях изогнутых стволов скважин (наклонно-направленных и горизонтальных скважин, боковых стволов скважин) элементы бурильной колонны подвергаются большим изгибающим нагрузкам. В результате этого возможен обрыв колонны.

Рассмотрев статистику отказов по узлам УШГН, можно сказать, что 70–80% случаев обрыва колонны штанг проходит по телу штанги, причинами которого являются высокие нагрузки на колонну. В процессе бурения могут возникнуть осложнения, на ликвидацию которых затрачивается большое количество времени и материальных средств, что отрицательно сказывается на технико-экономических показателях бурения. На устранение последствий от обрыва насосных штанг уходит около 350 тыс. руб., а при разрушении резьб бурильных труб затрачивается порядка 1 млн руб. [4]. Поэтому важной задачей является разработка технологического обеспечения упрочняющей обработки резьбовых соединений труб нефтегазового назначения.

Большое число аварий происходит по причине срыва замковой резьбы в бурильных замках, УБТ и переводниках.

Вокруг замков и муфт, при помощи которых соединяются бурильные трубы, создаются зоны концентраций напряжений. При знакопеременных нагрузках, действующих на бурильную колонну, наибольшие напряжения концентрируются около первого витка резьбы на трубе, находящегося в полном сопряжении с резьбой бурильного замка. Слом по утолщенному концу трубы происходит и в других сечениях, расположенных на других участках трубы, или одновременно в нескольких сечениях. Но наибольшее число сломов приходится на первый полно сопряжённый виток резьбы. Эта часть резьбы является наиболее опасным местом [5].

В процессе эксплуатации элементы бурильной колонны подвергаются различным видам износа. Схема причин разрушения резьбовых соединений представлена на рис. 2. В результате износа на теле трубы и резьбовых соединениях появляются надрезы, вмятины, выбоины, что изменяет их геометрические размеры и прочностные характеристики.

Абразивному износу от трения бурильной колонны о стенки скважины подвергаются замки, УБТ, переводники и тело бурильной трубы. Скорость износа зависит от абразивности горной породы, частоты контакта и силы, прижимающей бурильную колонну к стенке скважины.

Основными коррозионными агентами,

Рис. 1 – Утяжеленная бурильная труба

действующими на бурильную колонну, являются: кислород, сероводород, двуокись углерода, растворенные соли и кислоты. Скорость коррозии определяется активностью среды, характеризующейся показателем концентрации водородных ионов pH (при pH<7 кислая среда, скорость коррозии возрастает, при pH>7 — уменьшается), температурой среды, скоростью движения промывочной жидкости, неоднородностью материала труб, величиной напряжения материала бурильных труб и других факторов. Наличие мелких трещин и других ослабленных участков, зон с повышенной напряженностью, насечек от клиньев и ключей, механических надрезов и других поверхностных дефектов способствует образованию раковин, которые также формируются и при электрических процессах, например, между парой сталь-алюминий [6].

Примеры аварий, произошедших по указанным причинам. В скважине диаметром 243 мм на глубине 2101 м (при забое 2530 м) сломалась в утолщенном конце бурильная 114-мм колонна. При помощи колокола подняли 450 м труб, затем произошла затяжка. При натяжении с усилием до 1600 кН колонна оборвалась, получился прыжок ее вместе с ведущей трубой и низ бурильной колонны начал падать. При ударе о ротор ведущая труба оборвалась по телу у переводника. Бурильная колонна упала в скважину и встала в два ряда на глубине 1349 м. Извлечь бурильные трубы не удалось, и скважина была ликвидирована.

На соединения типа «ниппель-муфта» действуют большие осевые нагрузки и крутящие моменты, динамические вибрации, изгибающие моменты. Помимо этого они подвергаются воздействию агрессивной среды. Все это ведет к разрушению резьбового соединения и последующим авариям, вследствие которых затраты составляют от нескольких сотен тысяч до миллиона долларов. Именно поэтому есть необходимость в повышение усталостной прочности резьбовых соединений [4].

Повышение качества труб УБТ в их замковой части также обеспечивает большой экономический эффект. Обрыв трубы приводит к возможной потере колонны бурильных труб и телеметрической аппаратуры — это убытки в размере 30–40 млн руб. Износ резьбовых концов из-за многократных процессов свинчиваний и развинчиваний тоже является критичным показателем «жизнеспособности» бурильной трубы.

На сегодняшний день в машиностроении широкое применение получили такие способы поверхностного пластического деформирования: обкатывание роликами (рис. 4), обкатывание шариками, калибрующее накатывание шариками, алмазное выглаживание, центробежная обработка, поверхностное раскатывание, деформирующее протягивание, прошивание, калибрование шариками, вибрационное обкатывание, обработка дробью [3].

Для резьб нефтегазового назначения наибольшее применение получил метод обработки предварительно нарезанной резьбы роликом. При этом производительность процесса увеличивается в 2 раза по сравнению с накатыванием резьбы традиционным способом, а себестоимость изготовления оснастки уменьшается в два раза. Данный способ расширяет технологические возможности, повышает производительность, дает возможность деформирования резьбового профиля

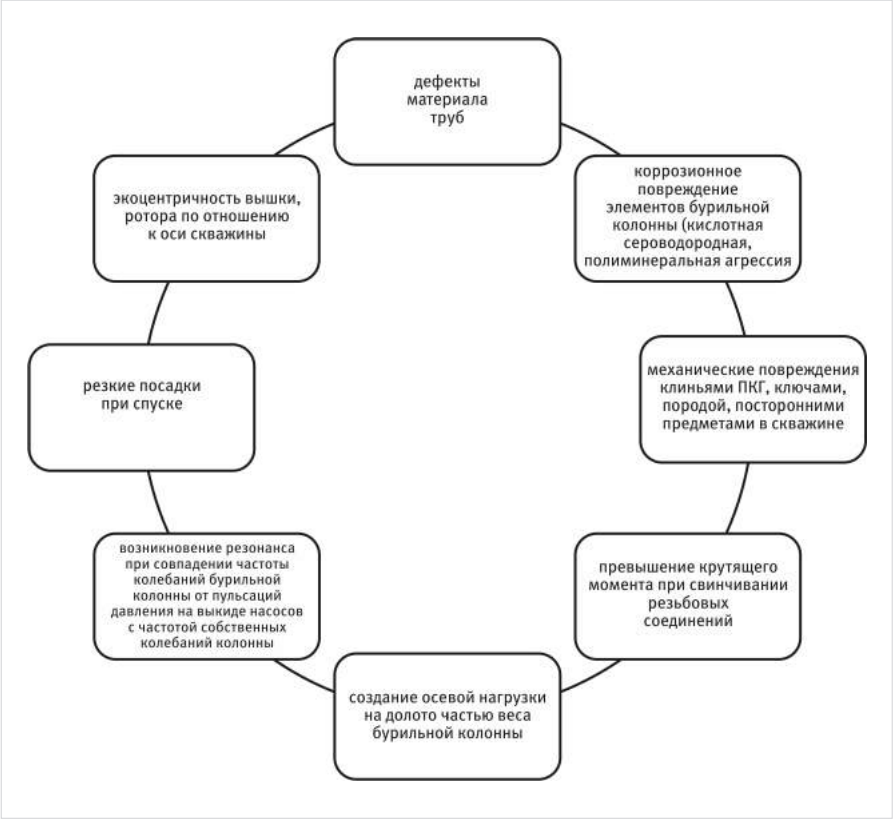


Рис. 2 — Факторы разрушения резьбовых соединений

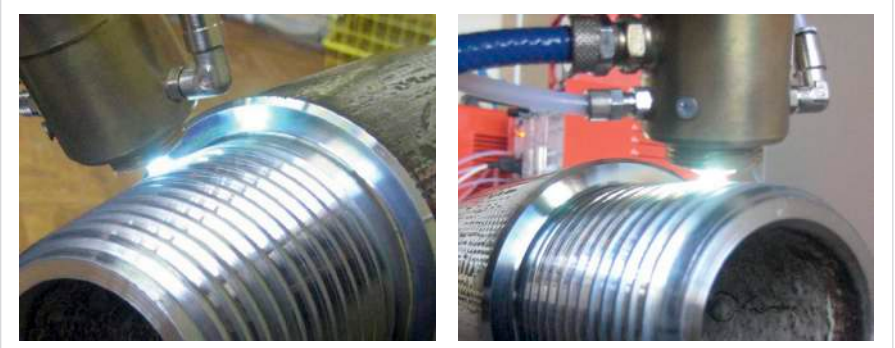


Рис. 3 — Плазменное упрочнение замковой конической резьбы

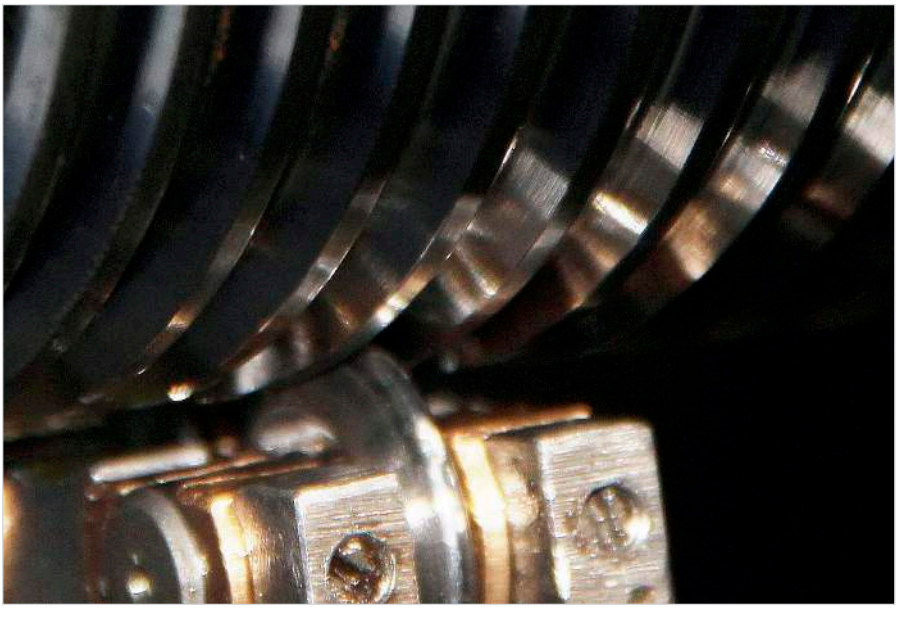


Рис. 4 — Пример обкатки резьбы роликами

за минимальное количество проходов, обеспечивает универсальность и возможность накатывания грузовых резьб, качество обработанной поверхности значительно повышается, снижает себестоимость процесса накатывания, увеличивает срок службы резьбовой поверхности и повышает ее износостойкость. Разработана методика, позволяющая прогнозировать величину деформации и остаточных напряжений во впадине резьбы [2] (рис. 5).

Итак, после серии экспериментов, можно заключить, что в процессе обкатки резьбы роликом в приповерхностных слоях материала межвитковой впадины резьбы сформировались области сжимающих напряжений, что привело к упрочнению приповерхностного слоя и препятствует возникновению микротрещин.

Итоги

Сделана постановка задачи упрочняющей обработки впадины резьбы, проведен ряд численных экспериментов и определены остаточные напряжения.

Выводы

1. Рассмотрена статистика отказов бурового и нефтепромыслового оборудования.
2. Определены основные причины, приводящие к аварии на скважине.
3. Даны рекомендации по использованию метода обкатки резьбы роликом для повышения надежности резьб.

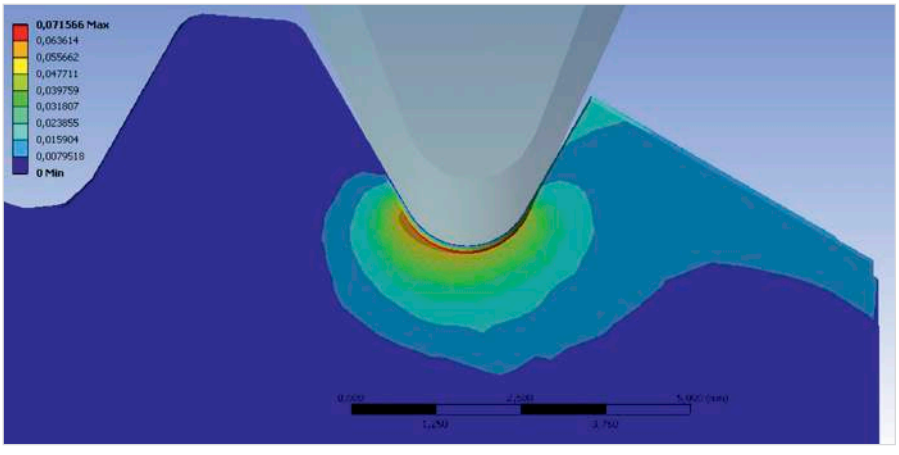


Рис. 5 — Общие перемещения во впадине резьбы

Список используемой литературы

1. ГОСТ Р 50864-96 Резьба коническая замковая для элементов бурильных колонн. Профиль, размеры, технические требования.
2. Мокроносов Е.Д., Песин М.В. Повышения надежности бурильных труб на стадии проектирования путем использования математического моделирования процесса упрочнения резьбовой поверхности // Экспозиция Нефть Газ. 2013. №2 (27). С. 56–57.
3. Песин М.В. Научные основы моделирования процесса упрочнения впадины резьбы бурильных труб обкатыванием роликом// Экспозиция Нефть Газ. 2013. №5 (30). С. 68–70.
4. Pesin M.V. Improving the Reliability of Threaded Pipe Joints. Russian Engineering Research 2012, Vol. 32, issue 2, pp. 210–212.
5. Песин М.В., Субботин Д.А., Баева М.А., Якунина А.В. Снижение себестоимости выпуска бурильных труб на основе совершенствования технологических методов упрочнения резьбы // Новые материалы и технологии – XXII. Брянск: БГИТА, 2015. Вып. 21. С. 52–55.
6. Патент №2508491 РФ. Резьбовое соединение бурильных труб. Опубликовано. 07.09.2012.

ENGLISH **DRILLING**

Solutions to the problem of the destruction of the threaded joints of artificial lift and drilling equipment

UDC 621.77.07

Author:
Mikhail V. Pesin — Ph.D., assistant professor, senior lecturer[1], deputy director[2]
Daniil A. Subbotin — graduand[1]
Maria A. Baeva — graduand[1]
Anastasia V. Fedoseeva — graduand[1]
Roman A. Turanskiy — graduand[1]
Rishat K. Shakirov — graduand[1]
Anna V. Grigor'eva — graduand[1]

[1]department "Innovative manufacturing engineering" perm national research polytechnic university, Perm, Russian Federation
[2]PKNM Ltd., Perm, Russian Federation

Abstract

It were revealed destruction sources of the thread of oilfield and drilling equipment in complicated conditions and made analysis of that sources. Deep roll thread method was considered to increase its durability.

Materials and methods

Methods of mathematical statistics are used.

Results

The problem definition of hardening of bottom of thread was made, numbers of numerical experiments were carried out and residual stresses were determined.

Conclusions

1. Bounce statistics the drilling and oilfield equipment was reviewed.
2. The main causes leading to the accident on the oil well were revealed.
3. Provided recommendations for using the running-thread roll thread to increase reliability.

Keywords

hardening, deep roll thread, residual stresses, surface plastic deformation

References

1. GOST R 50864-96 Tool-joint tapered thread for drill string elements. Profile,dimensions, technical requirements
2. Mokronosov E.D., Pesin M.V. *Povysheniya nadezhnosti buril'nykh trub na stadii proektirovaniya putem ispol'zovaniya matematicheskogo modelirovaniya protsessa uprochneniya rez'bovoy poverkhnosti* [Increasing the reliability of drill pipe in the design stage by using mathematical modeling of the process of hardening the surface of thread]. Exposition Oil Gas, 2013, issue 2 (27), pp. 56–57.
3. Pesin M.V. *Nauchnye osnovy modelirovaniya protsessa uprochneniya vpadiny rez'by buril'nykh trub obkatyvaniem rolikom* [Scientific the bases of the simulation of the process of strengthening the bottom of thread of drill pipes by deep roll]. Exposition Oil Gas, 2013, issue 5 (30), pp. 68–70.
4. Pesin M.V. Improving the Reliability of Threaded Pipe Joints. Russian Engineering Research 2012, Vol. 32, issue 2, pp. 210–212.
5. Pesin M.V., Subbotin D.A., Baeva M.A., Yakunina A.V. *Snizhenie sebestoimosti vypuska buril'nykh trub na osnove sovershenstvovaniya tekhnologicheskikh metodov uprochneniya rez'by* [Reducing the cost of production of drill pipe based on the improvement of technological methods of hardening of the thread]. *Novye materialy i tekhnologii* – XXII. Bryansk: *BGITA*, 2015, issue 21, pp. 52–55.
6. Patent №2508491 *Rez'bovoe soedinenie buril'nykh trub* [Drill pipe fitting]. Published 07.09.2012.

Разведка. Добыча. Транспортировка. Хранение.

Центробежное оборудование компании ГЕА Вестфалия Сепаратор для:

- Подготовки сырой нефти и подтоварной воды
- Очистки буровых растворов и шламов
- Очистки дренажных, льяльных и сточных вод
- Переработки нефтешламов из РВС, амбаров и лагун
- Очистки замазученных грунтов
- Очистки ДТ, промышленных масел, МЭГ

ГЕА Вестфалия Сепаратор Си Ай Эс

107061, г. Москва, Преображенская пл., д.8
Тел. +7 (495) 787 20 05
Факс +7 (495) 787 20 08
wsmoscow.info@gea.com

Посетите наш стенд №G231 на выставке MIOGE 23-26 Июня, ЦВК Экспоцентр

MIOGE

engineering for a better world

www.westfalia-separator.ru

ООО «ПФ БОРАКС» — новое имя на рынке производителей бурового оборудования

«Производственная фирма БОРАКС» — новое имя с историей на рынке производителей бурового оборудования. Изначально компания являлась производителем забойных двигателей собственной конструкции для узкого круга потребителей и не заявляла о себе на рынке бурового оборудования. В то время единственным видом деятельности было производство шпиндельных секций. Основными покупателями «ПФ БОРАКС» являлись и являются лидирующие компании, предоставляющие услуги по аренде забойных двигателей и позиционирующие себя как самостоятельные производители. Винтовые забойные двигатели «БОРАКС» и в настоящее время активно применяются при бурении огромного количества скважин в России и ближнем зарубежье.

Основными видами деятельности компании являются производство забойных двигателей, переливных и обратных клапанов, щелевых фильтров, а также такие услуги как сервисное обслуживание забойных двигателей, модернизация забойных двигателей, производство и поставки отдельных комплектующих и узлов забойных двигателей.

Преимущества забойных двигателей ООО «ПФ БОРАКС»:

- высокий межремонтный период (200 часов и более);
- использование в конструкции современных радиальных твердосплавных опор обеспечивает более длительную, бесперебойную эксплуатацию двигателей;
- использование в конструкции современных укороченных осевых подшипников позволяет обеспечить при производстве двигателя укороченное нижнее плечо между долотом и регулятором угла;
- более прочные, в сравнении с обычными конструкциями, вал шпинделя и карданный вал за счет увеличения их диаметров обеспечивают более длительный срок службы;
- короткое нижнее плечо обеспечивает более высокую интенсивность набора угла при проводке ствола скважины и беспрепятственные спуско-подъемные операции с максимальным углом перекоса на регуляторе угла;
- два противоаварийных узла, расположенных в верхней и нижней частях двигателей, позволяют в случае аварии произвести полный подъем двигателя и долота с забоя скважины без оставления деталей в скважине;
- оснащение двигателей импортными рабочими парами производства лидирующих компаний-производителей двигательных секций;
- усиленные корпусные резьбы позволяют обеспечить повышенный момент затяжки резьб, увеличенную усталостную выносливость и снижают вероятность поломки или отворота резьбового соединения;
- простота конструкции обеспечивает оперативность и безошибочность производства ремонтов двигателей ООО «ПФ БОРАКС».

Постоянный мониторинг и анализ эксплуатации произведенного оборудования позволяет создавать все более совершенные конструкции забойных двигателей, отвечающих требованиям новых конструкций долот, методам бурения и управления траекторией ствола скважины.

На все виды выпускаемой продукции имеются сертификаты и разрешения.

ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА БОРАКС

ООО «ПФ БОРАКС»
РФ, 614 022, г. Пермь, ул. Мира, 45-70
(342) 293 54 69
pfboraks@gmail.com

PFBORAKS.RU

УДК 621.643

Оптимизация режима предварительного подогрева при восстановлении замковых соединений бурильных труб методом наплавки

Д.А. Михеев
начальник центра прикладного материаловедения[1]
vniitneft@yandex.ru

А.П. Амосов
д.ф.-м.н.[2]

[1]ООО «Научно-исследовательский институт разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб», Самара, Россия
[2]Самарский государственный технический университет, Самара, Россия

Статья посвящена оптимизации технологии ремонта бурильных труб методом наплавки в отношении подбора режима предварительного подогрева. В работе проанализированы современные источники информации по подбору режима предварительного подогрева. Изучено микроструктурное состояние металла тела бурильного замка после восстановления, обозначены пути дальнейшего совершенствования технологии.

Ключевые слова
замковое соединение, бурильная труба, наплавка, предварительный подогрев

Материалы и методы

Исследованию подлежали замковые соединения бурильных труб после восстановления, их химический состав. Для анализа использовались отраслевые стандарты. Также в работе применялись: оптический микроскоп «Leitz» MM6, микрорентгеноспектральный анализатор «Jeol» Superprobe 733, атомно-эмиссионный спектрометр с индуктивно-связанной плазмой PMI Master.

Оценивая статистические данные, можно сделать вывод, что более 60% бурильных труб отбраковываются по причине износа замкового соединения по наружному диаметру вследствие абразивного износа в процессе эксплуатации [1]. Учитывая высокую стоимость бурильных труб, а также тот факт, что, зачастую, отбраковка по наружному диаметру замка вовсе не означает непригодность к работе непосредственно бурильной трубы, потери крупных компаний от отбраковки достигают десятков миллионов рублей. Таким образом, одним из приоритетных направлений при капитальном ремонте бурильных труб стало восстановление геометрических параметров замковых соединений бурильных труб методом наплавки.

Важным фактором, обеспечивающим свойства ремонтного изделия после восстановления, является температурный режим наплавки и используемое технологическое оборудование. Правильный выбор установки для нанесения наплавки позволит свести к минимуму последующую механическую обработку наплавленных изделий, что приведёт к снижению стоимости продукта.

Одной из серьёзных проблем на данный момент является отсутствие мероприятий по обеспечению должного технологического уровня контроля качества нанесения наплавки для предотвращения усталостного разрушения, растрескивания, температурных деформаций [2].

Замки бурильных труб, бывшие в эксплуатации, сохраняют значительные внутренние напряжения. Если в процессе восстановления к ним добавляются температурные напряжения, изделие может выйти из строя. Данное явление называется усталостным разрушением. Оно может произойти вблизи места наплавки, либо на наиболее слабых участках конструкции изделия.

Усталостное разрушение можно предотвратить следующими мероприятиями.

1. Медленно проводить предварительный подогрев до высших значений температурного диапазона, рекомендованных для данного типа металла основы. Нагрев по возможности вести так, чтобы изделие равномерно прогревалось по всему объему.
2. Проводить наплавку строго по режиму, не допуская остановок.
3. Изделие после наплавки должно охлаждаться медленно и равномерно. Для этого его нужно закрыть теплоизолирующим материалом или охлаждать в печи.

Изделия, склонные к трещинообразованию, могут образовывать внутренние трещины, распространяющиеся в наплавленный металл из-за расширения металла при нагреве и сжатия при охлаждении [3]. Эти напряжения и их влияние на изделие неравномерны по силе и направлению. Предварительная достройка относительно мягким металлом и правильный подогрев перед наплавкой предотвращают это явление.

Серьёзной проблемой при контроле качества наплавки является отсутствие контроля качества металлографических параметров микроструктуры. Разница в микроструктурном состоянии приводит к росту градиента напряжений в зоне термического влияния, и, как следствие, к растрескиванию наплавленного слоя [4].

Целью настоящей работы является продолжение оптимизация технологического процесса восстановления замковых

Содержание элементов в стали 30ХГСА, %

C	Mn	Si	S	P	Cr	Ni	Cu
0,28–0,34	0,8–1,1	0,9–1,2	до 0,025	до 0,025	0,8–1,1	до 0,3	до 0,3

Таб. 1 — Химический состав металла проволоки

№ п/п	Объект	Содержание элементов, %									
		C	Mn	Si	S	P	Cr	Ni	Cu	Mo	V
1	$М_к$	0,40	0,56	0,25	0,012	0,014	1,02	0,13	0,14	0,23	0,15
2	$Н_к$	0,39	0,54	0,28	0,008	0,010	1,03	0,12	0,15	0,20	0,10
3	ПП 250 $М_р$	0,40	0,52	0,22	0,010	0,012	0,99	0,02	0,05	0,18	0,01
4	ПП 250 $Н_р$	0,38	0,60	0,28	0,009	0,006	0,97	0,07	0,10	0,20	0,02
5	ПП 250 $М_и$	0,39	0,61	0,27	0,009	0,010	0,98	0,12	0,12	0,21	0,11
6	ПП 250 $Н_и$	0,38	0,58	0,24	0,012	0,012	1,05	0,11	0,14	0,23	0,12
40ХМФА (ГОСТ 4543–71)		0,37–0,44	0,40–0,70	0,17–0,37	‹0,025		0,80–1,10	‹0,30		0,20–0,30	0,10–0,18

Таб. 2 — Химический состав металла исследуемых замковых соединений бурильных труб

соединений бурильных труб методом наплавки. Этап 1 — подбор оптимальной защитной среды был произведён в работе [5]. Этап 2 настоящей работы посвящён подбору температурного режима предварительного подогрева непосредственно перед восстановлением замковых соединений бурильных труб.

Применение предварительного подогрева изделий перед восстановлением методом наплавки преследует ряд целей:

1) снижение скорости остывания наплавленного и основного металла позволяет увеличить долю вязкой составляющей с большей устойчивостью к образованию трещин;
2) меньшая скорость охлаждения позволяет диффузионному водороду безопасно рассеяться без риска образования трещин;
3) снижение усадочных напряжений шва и прилегающего металла основы, что особенно важно для соединений под высоким напряжением;
4) повышение температуры стали перед наплавкой значительно снижает риск охрупчивания после восстановления вследствие уменьшения температурных полей, вызывающих внутренние напряжения.

В сварочных кодексах обычно указывают минимальные значения температуры предварительного подогрева, которые могут оказаться достаточными или недостаточными для предотвращения образования трещин в каждом конкретном случае.

Для изготовления стыковых соединений температуру предварительного подогрева рекомендуется поднять выше минимального уровня, требуемого институтом AISC, а именно 175°С (AISC LRFD J2.8) [6].

Температура предварительного подогрева более точно рассчитывается по углеродному эквиваленту. В данном случае это углеродный эквивалент стали наплавочной проволоки 30ХГСА.

Кроме того, отечественные РД дают рекомендации по предварительной прокалке флюса перед работой при 350°С [7].

Химический состав проволоки из стали 30ХГСА представлен в таб. 1.

Пересчёт эквивалентного содержания углерода производился по формуле (1):

$$\%C_{экв}=\%C+\%Mn/6+(\%Cr+\%Mo+\%V)/5+(\%Ni+\%Cu)/15 \quad (1)$$

1) $\%C_{экв}=0,28+0,8/6+0,8/5=0,56$
2) $\%C_{экв}=0,34+1,1/6+1,1/5+(0,3+0,3)/15=0,78$

Таким образом, $\%C_{экв}=0,56\text{-}0,78$

В соответствии с [8], данному углеродному эквиваленту соответствует температура предварительного подогрева 250°С для изделий с толщиной стенки 20–60 мм.

Ремонтопригодность исследуемых образцов проверялась по соответствию химического состава требованиям ТУ на ремонт замковых соединений бурильных труб.

Результаты химического анализа металла приведены в таб. 2.

По химическому составу металл всех образцов соответствует стали марки 40ХМФА, т.е. исследуемые замки соответствуют требованиям ТУ в части ремонтопригодности.

Подогрев изделий проводился двумя способами — при помощи ручной газовой горелки и при помощи индуктора. Внешний вид объектов исследования после восстановления без применения предварительного подогрева, а также с предварительным подогревом до 250°С газовой горелкой и индуктором представлен на рис. 1.

Результаты определения механических характеристик металла муфты представлены в таб. 3.

По результатам механических испытаний было установлено положительное влияние предварительного подогрева на свойства всех исследуемых образцов.

Следует отметить, что в условиях ЦРБТ контролируется только твёрдость наплавленного слоя. Согласно полученным данным, все образцы, в условиях ЦРБТ, могут пройти контроль и быть допущены к эксплуатации.

В то же время следует учесть, что на образцах ПП 250 $М_р$ и ПП 250 $Н_р$ применялся способ локального нагрева (участка) поверхностей ниппеля и муфты с поворотом трубы и передвижением нагревающего пламени горелки по длине, образующей диаметра замков. При этом одна часть металла нагревалась, а другая часть (уже нагретого металла) в это время остывала. Для снижения градиента температур для нагрева образцов ПП 250 $М_и$ и ПП 250 $Н_и$ вместо горелки применялся индуктор. Данное решение позволило довести до уровня ТУ значения механических свойств ниппельной части замка. Более низкие значения механических свойств для муфтовой части замка после восстановления связаны, по всей видимости, с меньшей толщиной основного металла по сравнению с ниппельной частью замка. Скорость прогрева муфты выше, что диктует необходимость подбора для неё отдельного температурно-временного режима нагрева. Следует понимать, что данное мероприятие может заметно снизить производительность ремонта в связи с необходимостью переналадки оборудования под конкретное изделие.

№ п/п	Объект	Испытания на одноосное растяжение			Испытания на ударный изгиб	Твердость, НВ
		$\sigma_в$, МПа	$\sigma_т$, МПа	δ, %	KCV, кДж/м²	
1	$М_к$	925	682	14,8	1118	305
2	$Н_к$	931	798	16,5	865	320
3	ПП 250 $М_р$	878	725	14,5	482	295
4	ПП 250 $Н_р$	888	738	15,7	425	288
5	ПП 250 $М_и$	946	820	14,9	634	325
6	ПП 250 $Н_и$	995	883	17,9	715	315
ТУ 1324-002-96380705-2008		**≥981**	**≥832**	**≥13**	**≥589**	**285–355**

Таб. 3 — Механические характеристики замковых соединений бурильных труб после восстановления

а) $М_к$ *б) $Н_к$* *в) ПП 250 $М_р$* *г) ПП 250 $Н_р$* *д) ПП 250 $М_и$* *е) ПП 250 $Н_и$*

Рис. 1 — Внешний вид объектов исследования, восстановленных при различных температурах предварительного подогрева (ПП): а) Муфта без ПП; б) Ниппель без ПП; в) Муфта ПП 250°С; г) Ниппель ПП 250°С; д) Муфта ПП 250°С индуктор; е) Ниппель ПП 250°С индуктор

Для того, чтобы нивелировать влияние толщины основного металла на результат восстановления бурильного замка, необходимо ограничение толщины единовременно наплавляемого слоя до значения, позволяющего максимально производительно и, в то же время, без риска перегрева производить его восстановление.

Для определения количества нанесённых в ходе восстановления слоёв и их толщины, а также металлографических параметров, были изготовлены микрошлифы.

Результаты анализа структурных параметров и загрязненности металла исследуемых муфты и ниппеля неметаллическим включениями представлены в таб. 4.

Размер зерна всех образцов меняется в зависимости от толщины наплавки. Следует отметить более мелкое зерно в области наплавки.

Структурная полосчатость по сечению стенки в образцах ПП 250 $М_и$ и ПП 250 $Н_и$ практически отсутствует. Загрязненность металла неметаллическими включениями всех образцов незначительна, что говорит о высоком качестве исходного материала, а также о строгом соблюдении технологии восстановления.

Микроструктура объектов исследования представлена на рисунках 2–4. Во всех случаях толщина одного слоя составляет не менее 4–5 мм.

Металл области наплавки образцов $М_к$ и $Н_к$ характеризуется неоднородной феррито-перлитной структурой с участками неполной перекристаллизации сорбитообразного перлита.

Металл ЗТВ образцов $М_к$ и $Н_к$ неоднородный. По мере удаления от наплавки наблюдается постепенное изменение микроструктуры с сорбита на феррито-перлит, что свидетельствует о неравномерном теплоотводе в процессе нанесения наплавки.

Микроструктура основного металла образцов $М_к$ и $Н_к$ характеризуется однородной по сечению, мелкозернистой структурой феррито-перлита.

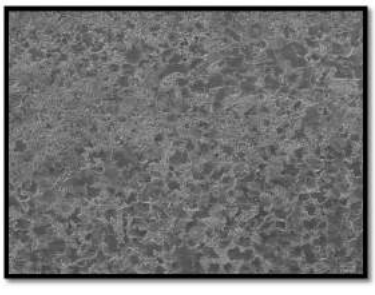
Металл наплавки образцов ПП 250 $М_р$ и ПП 250 $Н_р$ характеризуется неоднородной феррито-перлитной структурой с участками неполной перекристаллизации сорбитообразного перлита.

Микроструктура ЗТВ образцов ПП 250 $М_р$ и ПП 250 $Н_р$ характеризуется неоднородной по сечению, мелкозернистой структурой сорбита отпуска с феррито-перлитными, участками.

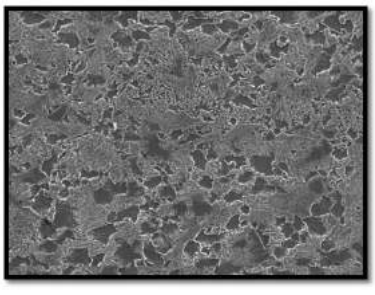
Микроструктура основного металла образцов ПП 250 $М_р$ и ПП 250 $Н_р$ характеризуется неоднородной по сечению мелкозернистой структурой, образованной

№ п/п	Маркировка	Сульфиды		Оксиды точечные		Оксиды строчечные		Структурная полосчатость	Балл зерна
		макс	средн	макс	средн	макс	средн		
1	$М_к$ металл основы	-	-	2,5	2,0	1,0	0,5	2,0	4
2	$М_к$ металл наплавки	-	-	1,5	1,5	1,0	0,5	2,0	5
3	$Н_к$ металл основы	-	-	1,5	0,5	1,0	0,5	2,0	5
4	$Н_к$ металл наплавки	-	-	1,5	0,5	1,0	0,5	2,0	6
5	$П_П$ 250 $М_р$ металл основы	-	-	1,5	0,5	1,0	0,5	2,0	6
6	$П_П$ 250 $М_р$ металл наплавки	-	-	1,5	0,5	1,0	0,5	2,5	7
7	$П_П$ 250 $Н_р$ металл основы	-	-	2,5	0,5	1,0	0,5	1,0	6
8	$П_П$ 250 $Н_р$ металл наплавки	-	-	1,5	0,5	1,0	0,5	3,0	7
9	$П_П$ 250 $М_и$ металл основы	-	-	1,5	0,5	1,0	0,5	1,5	7
10	$П_П$ 250 $М_и$ металл наплавки	-	-	1,5	0,5	1,0	0,5	1,5	8
11	$П_П$ 250 $Н_и$ металл основы	-	-	2,5	0,5	1,0	0,5	1,5	7
12	$П_П$ 250 $Н_и$ металл наплавки	-	-	1,5	0,5	1,0	0,5	1,5	8

Таб. 4 — Металлографический анализ материала замковых соединений бурильных труб после восстановления

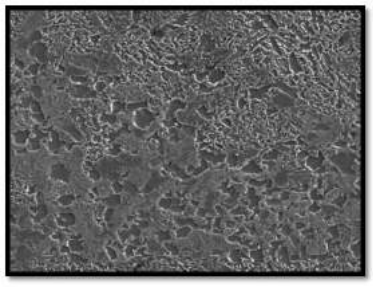


а) х400 Образец $М_к$

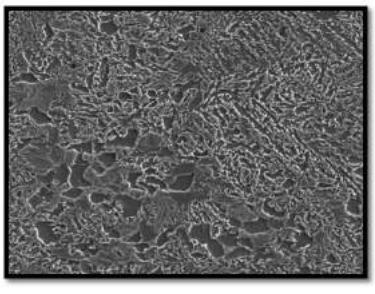


б) х400 Образец $Н_к$

Рис. 2 — Микроструктурное состояние наплавки объектов исследования $М_к$ и $Н_к$

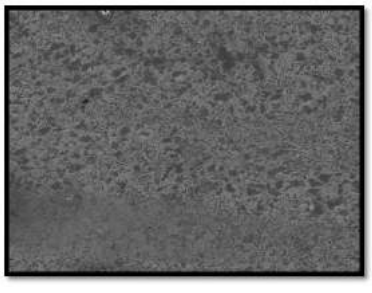


а) х400 Образец ПП 250 $М_р$

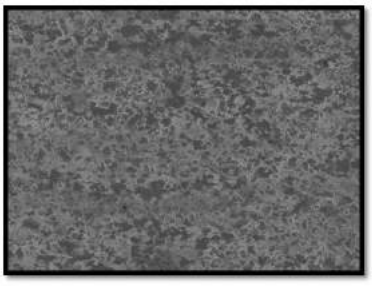


б) х400 Образец ПП 250 $Н_р$

Рис. 3 — Микроструктурное состояние наплавки объектов исследования ПП 250 $М_р$ и ПП 250 $Н_р$



а) х400 Образец ПП 250 $М_и$



б) х400 Образец ПП 250 $Н_и$

Рис. 4 — Микроструктурное состояние наплавки объектов исследования ПП 250 $М_и$ и ПП 250 $Н_и$

феррито-перлитом с участками неполной перекристаллизации — сорбитом.

Микроструктура наплавки образцов ПП 250 $М_и$ и ПП 250 Ни характеризуется однородной по сечению, мелкозернистой структурой сорбита с ориентировкой мартенсита;

Микроструктура ЗТВ образцов ПП 250 $М_и$ и ПП 250 $Н_и$ характеризуется неоднородной по сечению, мелкозернистой структурой сорбита отпуска с феррито-перлитными, участками.

Микроструктура основного металла образцов ПП 250 $М_и$ и ПП 250 $Н_и$ характеризуется однородной по сечению, мелкозернистой структурой феррито-перлита.

Итоги

Режимы и технология нанесения наплавки должны проводиться из условия обеспечения минимальной глубины проплавления основного металла, что достигается уменьшением толщины единовременно наплавляемого слоя до значения, позволяющего максимально производительно и, в то же время, без риска для качества ремонтного изделия производить его восстановление. Подбор оптимальной толщины единовременно наплавляемого слоя является целью дальнейшего исследования.

Выводы

По результатам исследования наплавленных образцов установлено положительное влияние предварительного подогрева металла замковых частей перед нанесением наплавки.

По совокупности исследованных характеристик, оптимальным следует признать режим предварительного подогрева в индукторе при температуре 250°С и прокалкой флюса при 350°С.

Список используемой литературы

1. Глазов В.В. Работинский Д.Н. Дьяков А.Н. Восстановительная наплавка замков бурильных труб // Бурение и нефть. 2013, №4. С. 53–54.
2. Шоев А.Н. Наукоёмкие технологии нанесения покрытий // Наукоёмкие технологии в машиностроении. 2012. №11.
3. Чебан В.А. Сварочные работы. Ростов–на–Дону: Феникс, 2006. 412 с.
4. Grum J. J., Slabe J.M. A Comparison of tool-repair methods using CO_2 laser and arc surfacing surfacing. Applied Surface Science, Vol. 208–209, 2003, pp. 424–431.
5. Амосов А.П., Михеев Д.А. Оптимизация восстановления замковых соединений бурильных труб методом наплавки // Наукоёмкие технологии в машиностроении. 2015. №1.
6. Structural Welding Code: Steel (AWS D1.1-96). The American Welding Society, 1996, 480 p.
7. РД 39-2-930-83 Типовые технологические инструкции по подготовке к эксплуатации и ремонту бурильных труб в цехах центральных трубных баз производственных объединений Миннефтепрома.
8. Что такое предварительный подогрев? [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.lincolnelectric.com/ru-ru/support/process-and-theory/Pages/preheat-detail.aspx (дата обращения 18.06.2015).

Optimization of preheating mode when restoring interlocks of drill pipe by welding

UDC 621.643

Author:
Dmitry A. Mikheev —head of department[1]; vniitneft@yandex.ru
Alexandr P. Amosov — Sc.D.[2]

[1]"Institute for development and operation of oilfield pipes" LLC, Samara, Russia
[2]Samara State Technical University, Samara, Russia

Abstract

The article is devoted to the optimization of technology of drill pipe repair by welding in respect of selection mode preheating. The paper analyzes modern sources of information on the selection mode preheating. The microstructural state of the metal body of the castle drill after the restoration was studied; the ways of further improving the technology were planned.

Materials and methods

Research subject of drill pipe tool joints after recovery, its chemical composition. Industrial standards were used to analysis. Also were used an optical microscope «Leitz» MM6, microprobe analyzer «Jeol» Superprobe 733, and atomic emission spectrometry with inductively coupled plasma PMI Master.

Results

Welding technology should be conducted to ensure the minimum depth of welding of the base metal. It could be accomplished if the thickness of welding metal was decreased to point that provides a proper repair and the risk free quality of such repair. Identification of the optimum thickness of a weld metal is the goal of the further study.

Conclusions

The surfacing samples study revealed the positive impact of preheating metal parts of the castle before applying surfacing. According to the combination of the studied characteristics as the best mode should be recognized the preheating in the inductor at a temperature of 250°C and calcination of flux at 350°C.

Keywords

connect drilling, drill pipe, welding, pre-heating

References

1. Glazov V.V. Rabotinskiy D.N. D'yakoV A.N. *Vosstanovitel'naya naplavka zamkov buril'nykh trub* [Restoration welding on tool joints of drill pipes] *Burenie i neft'*, 2013, issue 4, pp. 53–54.
2. Shoev A.N. *Naukoemkie tekhnologii naneseniya pokrytiy* [High technology at coating application]. *Naukoemkie tekhnologii v mashinostroenii*, 2012, issue 11.
3. Cheban V.A. *Svarochnye raboty* [Welding] Rostov-on-Don: *Feniks*, 2006, 412 p.
4. Grum J. J., Slabe J.M. A Comparison of tool-repair methods using CO_2 laser and arc surfacing surfacing. Applied Surface Science, Vol. 208–209, 2003, pp. 424–431.
5. Amosov A.P., Mikheev D.A. *Optimizatsiya vosstanovleniya zamkovykh soedineniy buril'nykh trub metodom naplavki* [Optimization of restoration interlocks drill pipe by welding]. *Naukoemkie tekhnologii v mashinostroenii*, 2015, issue 1.
6. Structural Welding Code: Steel (AWS D1.1–96). The American Welding Society, 1996, 480 p.
7. Guidance Document 39-2-930-83 Standard technological instructions for preparation of operation and maintenance of drill pipes in the shops of the Central pipe production bases of the Ministry of oil industry associations.
8. *Chto takoe predvaritel'nyy podogrev?* [What is pre-heating?]. Available at: http://www.lincolnelectric.com/ru-ru/support/process-and-theory/Pages/preheat-detail.aspx (accessed 18 June 2015).

От «Буммаша» к «Ижметмашу» — сохранение традиций

Для истории ЗАО «Ижметмаш» характерна постоянно меняющаяся номенклатура изделий. Завод «Буммаш», на производственных площадях которого работает сегодня новое предприятие, был основан в 1959 году для удовлетворения растущих потребностей страны в картоне, газетной и упаковочной бумаге — как предприятие по производству бумагоделательных машин. В более поздний период, благодаря универсальной производственной оснащенности, заводу удалось значительно расширить сферу деятельности и освоить производство продукции для металлургии, тяжелого машиностроения, энергетики, нефтегазодобычи и нефтепереработки.

В 2012 году после банкротства ОАО «Буммаш» на его площадях было основано новое предприятие — ЗАО «Ижевский завод металлургии и машиностроения» (сокращенно ЗАО «Ижметмаш»).

Руководству предприятия удалось не только по максимуму сохранить производственные мощности, конструкторские и технологические наработки, квалифицированный персонал, но и модернизировать линейку выпускаемой продукции с учетом современных требований рынка.

На сегодняшний день ЗАО «Ижметмаш» успешно поставляет на рынок среднетоннажные поковки массой до 12,5 т. Среди многолетних потребителей этого вида продукции: ОАО «Волгограднефтемаш», ОАО «Курганхиммаш», «ОАО «Тяжмаш» и многие другие.

ЗАО «Ижметмаш»— одно из немногих предприятий в России, имеющих возможность изготовления центробежнолитых труб большого диаметра.

На заводе функционирует цех, где изготавливаются трубы диаметром от 85 до 1500 мм, толщиной стенки 10–60 мм и длиной 4–6 м. Трубы выпускаются из нержавеющих и теплостойких сталей и предназначены для работы с активными средами и высоким давлением. Производимые трубы успешно применяются в паропроводах горячего промперегрева энергоблоков тепловых электростанций; в установках глубокой переработки нефти, таких как: гидрокрекинг, гидроочистка, каталитический крекинг и т.п.

В рамках программы импортозамещения в современных условиях это открывает перед заводом новые перспективы применения продукции. Так, например, на сегодняшний день на предприятии активно ведутся работы по освоению производства труб большого диаметра для изготовления соединительных деталей трубопроводов, в процессе проработки еще несколько перспективных направлений. Успешное их освоение позволит компании выйти на принципиально новые рынки сбыта.

Машиностроительное производство ЗАО «Ижметмаш» специализируется на изготовлении несерийных, порой даже эксклюзивных, узлов, металлоконструкций и готового оборудования. Вся продукция изготавливается либо по чертежам заказчика, либо по чертежам, адаптированным конструкторами «Ижметмаша» специально под нужды заказчика. Универсальная оснащенность станочного парка и наличие на предприятии полного машиностроительного цикла изготовления изделий позволяет заводу осваивать и производить продукты без привязки к серийности для самых разных отраслей промышленности.

Для предприятий нефтегазового и нефтехимического комплекса ЗАО «Ижметмаш» выпускает:

- Направляющие, блоки механизмов перемещения, фермы и другие узлы, входящие в состав тяжелых буровых установок кустового бурения.
- Узлы учета расхода газа на магистральных трубопроводах.
- Комплекты модернизации эшелона буровых установок (манифольды, насосные блоки, укрытия, вышки, подсвечники и др.).
- Теплообменные аппараты различных модификаций для химической, нефтегазоперерабатывающей промышленности.
- Емкости различной формы, работающие под давлением, длиной до 12 м и диаметром до 4,5 м.
- Тяжелые металлоконструкции габаритами до 5000×4500×12000 мм и весом до 30 т и многое другое.

Система менеджмента качества ЗАО «Ижметмаш» сертифицирована в соответствии с требованиями ГОСТ ИСО 9001-2008.

В современных условиях основная задача, стоящая перед предприятием — постоянное развитие, внедрение новых технологий, совершенствование производства для выпуска продукции, максимально соответствующей требованиям рынка.

ИЖМЕТМАШ
Ижевский завод металлургии и машиностроения
426039, г. Ижевск, Воткинское шоссе, 170
+7 (3412) 45-25-00
office@izhmemash.ru
www.izhmetmash.ru

Приемные мостки для ремонта скважин

М.В. Швецов
директор[1]

И.Ф. Калачев
д.т.н., первый заместитель директора по научно-производственному обеспечению[2]

А.Н. Меньшаев
начальник КТС[1]

А.С. Петухов
ведущий инженер-конструктор[1]

[1]БМЗ ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия
[2]ООО «ТТД Татнефть», Лениногорск, Россия

Приемные мостки на колесном ходу включаются в комплекс по ремонту скважин и используются для облегчения условий работы, повышения производительности труда и мобильности бригад текущего (подземного) ремонта скважин при выполнении следующих трудоемких операций: прием, накопление, выдача скважинных труб и насосных штанг, а также для транспортировки бригадного оборудования при переезде со скважины на скважину.

В целях выполнения стратегической программы по освоению и запуску в производство нового вида оборудования в 2015 г. Бугульминским механическим заводом изготовлен опытный образец приемных мостков для ремонта скважин на колесном ходу. Изделие состоит из собственно приемного мостка, приставного стеллажа и рабочей площадки с перильным ограждением.

В процессе разработки приемного мостка конструкторским отделом БМЗ были реализованы мероприятия по изучению опыта использования приемных мостков различных конструкций, проводились консультации со специалистами по ремонту скважин и после проработки всех деталей разрабатывались проектно-конструкторские работы. Так, были учтены элементы, значительно расширяющие функции изделия в целом:

- Выдвижные стеллажи соединены между собой перемычками, предотвращающие их скручивание.
- Приемные мостки имеют отбортовку для предотвращения выпадения оборудования и самой рабочей площадки при транспортировке.
- Специально спроектированные экраны защищают светотехнику (фонари и световозвращатели) и государственный номерной знак от загрязнения и механических воздействий при транспортировке и ремонте скважин.
- Универсальные приставные стеллажи в виде пирамид могут монтироваться слева и справа по ходу мостка за счет унификации присоединительной части. А за счет использования винтовых домкратов имеют бесступенчатую регулировку по высоте. Также возможна регулировка емкости за счет сборки дополнительных стеллажей. Стеллажи предназначены для укладки труб при проведении СПО, хранения технологических труб на скважине.

Модель приемного мостка

Тип шасси	колеса на резиновом ходу
Колея шасси	2 030 мм
Скорость движения по автодорогам	не более 35 км/ч
Габаритные размеры в транспортном положении	длина — 11 500 мм, ширина — 2 500 мм, высота — 2 700 мм
Габаритные размеры в развернутом положении (с рабочей площадкой)	длина — 14 500 мм, ширина — 10 000 мм, высота — 1 150 мм
Габаритные размеры рабочей площадки	длина — 3 000 мм, ширина — 4 000 мм, высота — 1 110 мм
Общая нагрузка на стелажи приемного мостка	до 60 т (выдвижной стеллаж — до 30 т , приставной стеллаж — до 30 т)
Масса приемных мостков	4 550 кг
Грузоподъемность рабочей площадки	500 кг (может быть увеличена по запросу Заказчика)
Масса рабочей площадки	1 300 кг

При переезде бригады на следующую скважину, мостки перевозятся совместно с комплектом труб. Их использование исключает операцию перекатки труб на дополнительный стеллаж.

- Верхняя часть приспособления для регулирования высоты подъема труб усилена дополнительными трубами, предотвращающими их сминание.
- Дышло с использованием опоры с домкратом, позволяет зацеплять мостки к тягово-сцепному устройству тягача без применения дополнительных подъёмных устройств.
- Для транспортировки мостков по дорогам общего пользования на мостках смонтированы:

– ось из балки квадратного сечения с колесами на разборных дисках;
– тормозная система с пневматическим приводом;
– комплект электрооборудования на 24 В.

Транспортировка приемных мостков к месту ремонта скважин

Сборка приемных мостков в рабочее положение

Транспортировка мостков осуществляется в собранном виде без упаковки путем буксировки соответствующими автомобилями (например: КАМАЗ, УРАЛ и т.д.) или тракторами (например: К-700, Т-150 и т. д.), оборудованными тягово-сцепным устройством и электрическими и пневматическими выводами.

- Мостки имеют увеличенную длину – 11 500 мм для расширения номенклатуры используемых труб, а также увеличена регулировка по высоте (ход винтов) – 470 мм.
- Приемные мостки могут комплектоваться рабочей площадкой, также разработанной конструкторской службой завода.

В результате этих работ были исключены узкие места, учтены пожелания специалистов по ремонту скважин, разработана конструкторская документация и подготовлено производство — изготовлена оснастка и закуплены нестандартные материалы.

В целях организации производственных работ для обеспечения ежедневного контроля хода производства был разработан поэтапный график изготовления мостков.

В части экономической эффективности проекта стоимость разработанных мостков, включая дополнительные опции, ниже стоимости подобной продукции.

По результатам промысловых испытаний, прошедших в мае 2015 г. в ООО «ТаграС-РемСервис», можно с уверенностью сказать, что Бугульминский механический завод пополнил ряд продукции еще одной успешной единицей спецоборудования.

У БМЗ обширный опыт производства и огромный технологический потенциал, включающий заготовительное, термогальваническое, листоштамповочное и инструментальное производство, производство по переработке пластмасс и резины, парк современного металлорежущего оборудования, различные виды сварки, сборочное производство и испытательное оборудование.

На Бугульминском механическом заводе сегодня продолжаются работы по внедрению новых высокотехнологичных установок.

Мы будем рады исполнить самые сложные заказы на производство современного оборудования для нефтяной промышленности. К таким задачам готовы инженерные и конструкторские кадры завода.

Проведение спуско-подъемных операций нефтесервисной компанией ООО «ТаграС-РемСервис»

Сегодня Бугульминский механический завод взял на себя роль по созданию нефтяного оборудования. БМЗ остается одним из немногих отечественных предприятий, которые могут конкурировать на рынке по цене и по качеству продукции.

ПРОИЗВОДСТВО
Бугульминский механический завод
ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
423235, РФ, Республика Татарстан,
Бугульма, ул. Ленина, 146
+7 (85594) 7-63-35, 7-61-55
bmz@tatneft.ru
www.bmz.tatneft.ru

РЕАЛИЗАЦИЯ
ООО «Торгово-технический дом Татнефть»
423250, РФ, Республика Татарстан,
Лениногорск, ул. Чайковского, 33
+7 (85595) 9-28-92, 9-29-01
ttd@tatneft.ru
www.ttd.tatneft.ru

ДЛЯ СОЗДАНИЯ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОГО СОВРЕМЕННОГО И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СПЕЦИАЛИСТАМИ БМЗ БЫЛИ ОСВОЕНЫ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ:

1. Литейное производство

- Изготовление отливок из чугуна и стали до 1 000 кг.

2. Механическая обработка
(токарные расточные станки «Stelmi», хонинговальные станки «Honing AG»). Обработка крупногабаритных корпусных деталей сложной конфигурации (размерами до 3 000 х 2 000 х 1 000 мм).

- Изготовление деталей типа «вал» диаметром до 500 мм, длиной до 3 000 мм (токарная обработка и шлифование).
- Обработка деталей типа «тел вращения» (диски, фланцы, муфты и подобные) и деталей сложной конфигурации.

3. Зубчатые передачи

- Изготовление цилиндрических (прямозубых, косозубых, шевронных) зубчатых колес и вал-шестерен, передач с зацеплением Новикова и эвольвентным, диаметром от 50 до 2 000 мм и модулем до m=20, зубчатого колеса и червяка червячной передачи.

4. Упрочнение поверхностей

- Упрочнение деталей методом поверхностной закалки деталей.

5. Термическая обработка деталей

- Закалка деталей и инструмента весом до 620 кг, диаметром до 450 мм и длиной до 500 мм.
- Закалка, отжиг и нормализация деталей и заготовок длиной до 13 000 мм.
- Отжиг крупногабаритных деталей и сварных конструкций, нормализация, высокий отпуск диаметром до 3 000 мм и длиной до 13 000 мм.
- Индукционная закалка деталей диаметром до 720 мм и высотой до 60 мм.

6. Сварка

- Автоматическая и полуавтоматическая сварка в среде углекислого газа, аргона, ручная дуговая сварка покрытыми электродами, контактная сварка, ручная аргоно-дуговая сварка неплавящимся электродом.

7. Лакокрасочные покрытия

- Нанесение лакокрасочного покрытия методом пневматического распыления. Максимальные размеры окрашиваемых изделий — 23 000 мм и диаметром 3 500 мм.

УДК 620.1

Нестандартные решения для нефтегазовой отрасли

«Набережночелнинский крановый завод» — российская компания с опытом работы более 20 лет.

Мы предлагаем Заказчику не просто грузоподъёмные краны и набор услуг, а разрабатываем и внедряем комплексные решения, направленные на удовлетворение потребностей Заказчика в надежности, эффективности и безопасности функционирования основных производственных фондов; в развитии и расширении производства за счет внедрения инноваций и повышения эффективности инжиниринга.

Опыт и высокая квалификация команды, богатая история проектирования с использованием современных технологий, собственная производственно-техническая база, долгосрочные партнерские отношения с поставщиками комплектующих и материалов, позволяют нам:

- выполнять самые нестандартные и индивидуальные заказы;
- осуществлять проекты любой сложности «под ключ»;
- работать на условиях генерального подряда;
- принимать объекты Заказчиков на полное инжиниринговое и сервисное обслуживание.

Мы постоянно совершенствуем свои бизнес-процессы, основываясь на оперативности и обеспечении качества.

Деловые партнеры и заказчики: Нижневартовская ГРЭС, Троицкая ГРЭС, Киришская ГРЭС, Норильский никель, РУСАЛ, Роскосмос, Вертолёты России, Росатом, Газпром, ОАО «ТАНЕКО», ОАО «КАМАЗ», Татнефть, ОАО «РЖД», ОАО «СеверСталь» и т.д.

Одним из последних проектов Набережночелнинского кранового завода, стало изготовление в 2014 г. уникального мостового грейферного крана, предназначенного для работы на установке замедленного коксования ОАО «Татнефть». Проект был изначально ориентирован на отечественные проектные решения.

Отличительными особенности крана:

- Общая масса металлоконструкций — 230 т.
- Режим работы весьма тяжелый: А8.
- Температура эксплуатации: от -47 до +40°С.
- Сейсмичность: 7 баллов.

На кране установлены электронные системы: антиперекоса/антираскачки груза, диагностики работы приводов, автоматического захвата груза в условиях плохой видимости, видеокамера для обзора ковша в самом нижнем положении, система синхронизации работы механизмов подъема — рекуперативное управление.

Доставка крана была осуществлена поворотными раздвижными тралами (собственный автопарк).

Монтаж крана был выполнен специализированным подразделением Завода.

Основная номенклатура продукции и услуг Набережночелнинского кранового завода:

- **КРАНЫ КОЗЛОВЫЕ** грузоподъемностью до 100 т.
- **КРАНЫ МОСТОВЫЕ** крюковые, грейферные и специальные грузоподъемностью до 200 т, в т.ч. ВБИ исполнения.
- **КРАНЫ ОДНОБАЛОЧНЫЕ** подвесные, опорные, грузоподъемностью до 32 т, в т.ч. ВБИ исполнения.
- **КРАНЫ КОНСОЛЬНЫЕ** грузоподъемностью до 10 т, в т.ч. ВБИ исполнения.
- **КРАНЫ-ШТАБЕЛЕРЫ** грузоподъемностью до 10 т.
- **ТРАВЕРСЫ** грузоподъемностью до 400 т и более.
- **Транспортировка** негабаритных грузов до 42 м.
- **Монтажные и пуско-наладочные работы.**
- **Экспертиза** промышленной безопасности подробно на Сайте завода www.nchkz.ru

Вся Продукция и услуги Завода сертифицированы и лицензированы. Имеются разрешительные документы для работы на предприятиях атомной промышленности и объектах с использованием сведений, содержащих государственную тайну.

НЧКЗ
НАБЕРЕЖНОЧЕЛНИНСКИЙ КРАНОВЫЙ ЗАВОД

ОАО «Набережночелнинский крановый завод»
(ОАО «НЧКЗ»)

Россия, Республика Татарстан, Набережные Челны
8-800-200-74-69
trade@nchkz.ru

www.nchkz.ru

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

УСТАНОВКА НАСОСНАЯ С ЛИНЕЙНЫМ ПРИВОДОМ

На производственных площадях ООО «Центр ИТ» в г. Перми организовано сборочное производство нового поколения насосного оборудования для нефтедобычи. Особенностью данного оборудования является то, что поступательно-возвратное движение плунжера одноходового насоса обеспечивает линейный двигатель.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ:

- Скважины нефтяного добывающего фонда с проектным дебитом от 4 до 30 м^3/сут.;
- Скважины с глубиной спуска насоса от 1500 до 2500 м;
- Скважины со сложной конструкцией эксплуатационной колонны;
- Скважины, реагирующие на сезонную закачку, где периодически требуется корректировка дебита;
- Скважины периодического фонда;
- Скважины, находящиеся на кустовых площадках с ограниченной электрической мощностью;
- Одиночные скважины, а также скважины, которые по технологическим причинам переводятся с ЭЦН, ШВН.

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ»
(ООО «Центр ИТ»)

614016, Пермь, ул. Краснофлотская, д. 28
+7 (342) 206-31-95
+7-912-88-98-331 — Директор Вдовин Эдуард Юрьевич
+7-919-44-62-651 — Главный инженер Локшин Лев Иосифович

cit@centrit.net
center.perm@mail.ru
www.centrit.net

ISO 9001:2008
ISO 14001
OHSAS 18001

ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ С ЛИНЕЙНЫМ ДВИГАТЕЛЕМ:

- Сокращение затрат на обустройство скважин, связанных с возведением фундаментов и устьевых площадок.
- Полный отказ от сервисного обслуживания, связанного с монтажом и уравновешиванием станка-качалки, сменой ремней, ремонта кривошипно-шатунного механизма и других работ, связанных с эксплуатацией станка-качалки.
- Полное исключение отказов, связанных с обрывом и отворотом штанг.
- Оперативное (одним нажатием кнопки или дистанционно с рабочего места) изменение параметров работы насоса – скорости движения и количества перемещений плунжера вверх-вниз без привлечения сервисных организации и без остановки оборудования.
- Высокий КПД насоса за счет периодической эксплуатации, малой длительности закачки и высокой степени заполнения полости насоса, отсутствия потерь хода.
- Обеспечение энергосбережения за счет малой продолжительности подачи электропитания во время периодической работы двигателя (питание подается 12 с/мин. или менее 5 ч/сут.).
- Обеспечение экологической чистоты нефтедобычи за счет отсутствия набивных сальников, через которые возможен выброс нефти.
- Особенности конструкции насоса исключают образование газовых пробок.
- Наличие песочного фильтра-отделителя.
- Внутренние поверхности двигателя и насоса выполнены из никелевого сплава с добавлением бора, азота и углерода, что обеспечивает высокую коррозионную защиту.
- Увеличение наработки на отказ за счет значительного сокращения узлов отказа и простоты конструкции насосной установки.

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ЗАПЛАНИРОВАНЫ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕДОБЫЧИ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» В ИЮЛЕ 2015 ГОДА.

УДК 622.692.4

Математическая модель процесса гидратообразования в трубопроводе малого диаметра в квази статическом приближении

В.В. Шайдаков
д.т.н., профессор[1], директор[2]
v1v2sh50@yandex.ru

А.Л. Сухоносов
к. ф.-м. н., доцент[3]
suhonos@mail.ru

А.Р. Людвиницкая
к.т.н., доцент[1]
Ljudvinickaja@yandex.ru

Р.Д. Джафаров
генеральный директор[4]
nkmz@nkmz.ru

Ф.В. Драган
аспирант[5]
fedor.dragan@gmail.com

[1] Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия
[2] ООО Инжиниринговая компания «Инкомп-нефть», Уфа, Россия
[3] Уфимский государственный авиационный технический университет, Уфа, Россия
[4] Торговый дом «Нефтекамский машиностроительный завод», Нефтекамск, Россия
[5] НПФ «Геофизика», Уфа, Россия

В статье рассмотрен способ отвода газа из-под пакера с помощью полимерного армированного трубопровода малого диаметра. Описана математическая модель образования гидратов в трубопроводе с учетом неравномерности распределения температуры по стволу скважины в условиях вечной мерзлоты. Оценена скорость гидратообразования.

Материалы и методы
При расчетах применялся метод Рунге-Кутты.

Ключевые слова
пакер, скважина, обводненная нефть, газовый фактор, полимерный армированный трубопровод, отвод газа, гидратообразование

При осложненной добыче нефти применяют скважинные электроцентробежные глубинные насосы с пакером. Пакер перекрывает кольцевое пространство между обсадной колонной и колонной насосно-компрессорных труб (НКТ) скважины выше насоса. В этом случае, при газовом факторе более 180 м^3/т требуется отводить влажный попутный нефтяной газ из интервала скважины ниже пакера до устья скважины. Газ отводится по полимерному трубопроводу малого диаметра, который крепится на внешней поверхности НКТ, и проходит от пакера до устья скважины. При этом возникает вероятность отложения газовых гидратов, особенно в интервале скважины, соответствующему залеганию вечной мерзлоты.

Газовые гидраты — кристаллические соединения, образовавшиеся при внедрении молекул газа в пустоты кристаллических структур, составленных из молекул воды [1]. Влага и снижение температуры приводят к отложению гидратов в полимерном трубопроводе, препятствуя отводу газа, и как следствие, к срыву подачи скважинного насоса.

Для безаварийной эксплуатации нефтяных скважин важно выявить условия образования гидратов в полимерном трубопроводе, воздействовать на процесс гидратообразования.

Скважинная продукция, включающая нефть, газ, воду, поступает из пласта в скважину. Далее продукция поступает по кольцевому пространству между обсадной колонной и насосом к приемному модулю, входит в насос и по колонне насосно-компрессорных труб перекачивается к устью скважины. При снижении давления в кольцевом пространстве ниже давления насыщения газ начинает интенсивно выделяться. Газожидкостная смесь поднимается от интервала перфорации к приемному модулю ЭЦН.

Оценим накопление газа под пакером. Принимаем, что режим течения в кольцевом пространстве ламинарный, пузырьковый. Основная часть смеси забирается насосом и поступает в колонну НКТ. Часть газа минует приемный модуль, поступает в интервал выше насоса и накапливается под пакером. Газ отводится по полимерному армированному трубопроводу на устье скважины.

Если скорость пузырьков в вертикальном направлении всегда выше скорости жидкости на υ_{rel}., исходя из режима течения, можно оценить относительную скорость подъема пузырьков υ_{rel}, используя известные экспериментальные соотношения, [1, 2, 3]:

$$v_{rel} = 1{,}53\left[\frac{g(\rho_L - \rho_G)\sigma}{\rho_L^2}\right]^{0{,}25}, \qquad (1)$$

где ρ_L, $\rho_б$ — плотности жидкой и газовой фаз соответственно,
σ — поверхностное натяжение на границе фаз.

Скорость жидкости в кольцевом пространстве определяется выражением [4]:

$$u(r) = \frac{2Q}{\pi r_2^2}\left(\frac{r_2^2 - r^2}{r_2^2 - r_1^2} - \frac{\ln(r_2/r)}{\ln(r_2/r_1)}\right), \qquad (2)$$

где Q — объемный расход смеси,
r_1 и r_2 — внешний радиус ЭЦН и внутренний радиус обсадной колонны.

Сделав допущение, что скорость поднятия пузырьков одинакова, находим профиль скоростей для газовой фазы $u_G(r)$:

$$u_G(r) = u(r) + v_{rel} \qquad (3)$$

Будем считать, что профиль скоростей смеси непосредственно перед всасыванием ЭЦН равномерен по всей приемной зоне и горизонтален. Часть пузырькового газа в слоях жидкости, движущихся около обсадной колонны, не попадает в ЭЦН. Суммарную толщину этих слоев h оценим, предположив, что итоговые компоненты перемещения S_V, S_H пузырька пропорциональны средним компонентам его скоростей:

$$\frac{S_V}{S_H} = \frac{u_G(r_2 - h)}{v_{in}}, \text{ или } \frac{h_{in}}{r_2 - h} = \frac{u_G(r_2 - h)}{v_{in}}, \qquad (4)$$

где υ_{in} — скорость потока на приемном модуле ЭЦН,
h_{in} — протяженность зоны всасывания.

Примем, что при газовом факторе G газ равномерно распределен по профилю течения. Тогда суммарный объемный расход газа Q_{esc}, проходящий мимо ЭЦН, можно определить, проинтегрировав скорости пузырьков по площади в области от границы h до стенки обсадной колонны:

$$Q_{esc} = G\int_{r_2-h}^{r_2} u_G(r)dA = G\int_{r_2-h}^{r_2} u_G(r)\,2\pi r\,dr$$

$$= G\,\frac{4Q}{r_2^2}\int_{r_2-h}^{r_2} r\left(\frac{r_2^2 - r^2}{r_2^2 - r_1^2} - \frac{\ln(r_2/r)}{\ln(r_2/r_1)}\right)dr$$

$$+ G\pi(2r_2h - h^2)v_{rel} \qquad (5)$$

Газ поступает к пакеру и далее транспортируется на устье скважины по полимерному трубопроводу. Исходя из предполагаемого объема газа, подбирается и диаметр канала полимерного трубопровода.

Оценим возможность отложения гидратов. Представим уравнения газовой динамики. Рассматривается одномерное движение влагонасыщенного газа в трубке внутренним радиусом r_0 и внешним R. Считается, что влаги, необходимой для образования гидрата, достаточно по всей оси трубки, так что проходное сечение S и диаметр D=2[r_0-ξ(z, t)] полагаются переменными относительно пространственной координаты и времени. Здесь ξ(z, t) — толщина слоя гидрата в трубке. Анализ, проведенный в [10], показывает, что

процесс гидратообразования идет медленно, по сравнению со скоростью установления температуры и давления газа, так что процесс можно считать квазистатическим, а давление и температура газа описываются системой уравнений трубной гидравлики:

$$\begin{cases} \dfrac{dp}{dz} = -\rho g - \dfrac{\psi\sqrt{\pi}M^2}{4S^{5/2}\rho}, \\ \dfrac{dT}{dz} = -\dfrac{gS}{c_p} + \dfrac{\alpha_w(T_w - T)\pi D}{Mc_p} + \varepsilon\dfrac{dp}{dz}. \end{cases} \quad (6)$$

Здесь координата z отсчитывается вдоль оси трубки, g — ускорение свободного падения, ρ — плотность газа, $M=\rho v S$ — постоянный массовый расход газа (v — скорость потока), C_p — удельная теплоемкость газа при постоянном давлении, ψ — коэффициент гидравлического сопротивления, ε — коэффициент Джоуля-Томсона.

Для системы (6) задаются начальные условия

$$\begin{cases} p(0) = p_1, \\ T(0) = T_1. \end{cases} \quad (7)$$

Система (1) дополняется уравнением состояния:

$$\rho = p/(Z_0 RT) \quad (8)$$

где коэффициент сверхсжимаемости газа задается уравнением Латонова-Гуревича:

$$Z_0(p,T) = \left[0.17376\ln\left(\frac{T}{T_c}\right) + 0.73\right]^{\frac{p}{p_c}} + 0.1\frac{p}{p_c} \quad (9)$$

Температура стенки $T\omega$ для областей, покрытых гидратом, принимается $T_\omega = T_f$. Температура T_f фазового перехода газ-гидрат определяется уравнением

$$T_f(p) = \beta_1 \ln(p/10^5) + \beta_2 \quad (10)$$

где β_1 и β_2 — эмпирические постоянные.

Для областей, свободных от гидрата, температура стенки канала T_ω определяется из решения тепловой задачи для распределения температуры $T_p = T_p(r, z, t)$ в толще материала трубки, т.е. $T_\omega = T_p(r_0, z, t)$, где r_0 — внутренний радиус трубки.

Заметим, что уравнения вида (6–7) использовались во многих работах, посвященных неизотермическому течению газа в цилиндрическом канале газовой скважины, либо трубопровода, в том числе и в условиях гидратообразования, например [10–12]. В этих работах коэффициент теплообмена между каналом и горными породами задавался на основании эмпирических данных, а коэффициент теплообмена между стенкой канала и газом принимался постоянным, кроме [12], где учитывалась зависимость теплоотдачи от скорости потока.

Действительно, коэффициент теплоотдачи определяется числом Нуссельта Nu и коэффициентом теплопроводности газа λ_g:

$$\alpha_w = \frac{\lambda_g Nu}{D}$$

где μ — коэффициент динамической вязкости газа,

$$Nu = 0.023\,\mathrm{Pr}^{0.43}\,\mathrm{Re}^{0.8} \quad (11)$$

$$\mathrm{Re} = \frac{vD\rho}{\mu} = \frac{4M}{\mu\pi D} \qquad \mathrm{Pr} = \frac{\mu c_p}{\lambda_g}$$

Динамическую вязкость и коэффициент теплопроводности газа примем зависимыми от давления и температуры потока, т.к. перепады температуры и давления вдоль оси трубки могут быть весьма значительны.

Вычисления μ и λ_g проводятся для каждой точки на оси трубки на каждом временном слое по формулам ГСССД 94-86 для чистого метана. Эти выражения имеют весьма громоздкий вид, и поэтому здесь не приводятся.

Тепловая задача и задача Стефана. Особенность тепловой задачи состоит в том, что на внешней границе трубки задано граничное условие третьего рода, а соотношение толщины стенки трубопровода и диаметра канала таково, что стенку нельзя считать плоской, как, например, делалось в работе [10].

Полипропиленовая трубка с толщиной стенок, сопоставимой с внутренним радиусом, располагается в затрубном пространстве скважины. Тепломассоперенос через канал трубки достаточно мал по сравнению с тепломассопереносом в трубе скважины, так что можно принять, что температура затрубного пространства полностью определяется потоком в скважине, а поток в полипропиленовой трубке практически не влияет на температурное поле.

Следуя [10–12] запишем условие Стефана в виде:

$$\rho_h l_h \frac{d\xi}{dt} = -\lambda_h \left.\frac{dT_h}{dr}\right|_{r=r_0-\xi} + \alpha_w[T_h(r_0-\xi) - T] \quad (12)$$

Здесь ρ_h, l_h, λ_h — плотность гидрата, удельная скрытая теплота образования гидрата, коэффициент теплопроводности гидрата, a_ω — коэффициент теплоотдачи от газа к гидратному слою, T_h — температура гидрата, T — температура газа в канале, ξ — толщина гидратного слоя. Уравнение (6) выражает тот факт, что скорость гидратообразования определяется интенсивностью тепловых потоков к фазовому фронту, как со стороны стенки канала, так и со стороны газа. Координата r — радиус-вектор, выходящий из точки на оси канала в горизонтальном направлении.

При наличии гидрата на внутренней границе канала, можно задать граничное условие первого рода, так как в условиях постоянного влагонасыщения газа, фазовый фронт все время смещается, и его температура равна температуре фазового перехода T_f.

На внешней и на внутренней границе канала в отсутствии гидратного слоя естественно задать условия третьего рода.

$$\begin{cases} T_h(r_0-\xi) = T_f, \xi > 0 \\ \lambda_p \left.\dfrac{dT_p}{dr}\right|_{r=r_0} = \alpha_w(T_p - T) \\ -\lambda_p \left.\dfrac{dT_p}{dr}\right|_{r=R} = \alpha_{ps}(T_p - T_s) \end{cases} \quad (13)$$

Здесь T_p — температура материала стенки трубки, T_S — температура окружающей среды затрубного пространства, распределение которой вдоль вертикальной оси считается заданным, a_{ps} — коэффициент теплообмена стенки с окружающей средой, α_ω — коэффициент теплообмена стенки трубки с газом в канале, λ_p — теплопроводность полипропилена.

Опираясь на анализ, проведенный в работе [10], примем, что скорость установления температуры в гидратном слое и в стенке трубки много меньше, чем скорость роста гидратного слоя. Таким образом, тепловую задачу можно считать квазистационарной.

Решая стационарное уравнение теплопроводности для участков, не покрытых гидратом, найдем распределение температуры в стенке трубки:

$$T_\omega = \frac{\lambda_p[T_s - T]}{\alpha_w r_0\left[\dfrac{\lambda_p}{\alpha_w r_0} + \dfrac{\lambda_p}{\alpha_{ps}R} + \ln\dfrac{R}{r_0}\right]} + T \quad (14)$$

Для участков покрытых гидратным слоем, из условия Стефана (12) и стационарного уравнения теплопроводности найдем уравнение движения фазового фронта:

$$\frac{d\xi}{dt} = \frac{\lambda_p(T_f - T_s)}{\rho_h l_h (r_0-\xi)\left(\dfrac{\lambda_p}{R\alpha_{ps}} + \dfrac{\lambda_p}{\lambda_h}\ln\left(\dfrac{r_0}{r_0-\xi}\right) + \ln\dfrac{R}{r_0}\right)} + \frac{\alpha_w}{\rho_h l_h}[T_f - T] \quad (15)$$

Это уравнение не требует наличия гидратного слоя в начальный момент, и корректно описывает и начальную, и позднюю стадию эволюции гидратного слоя.

Таким образом, на каждом временном слое, из уравнений газовой динамики (6–7) находим распределение давления и температуры в потоке, и пробегая вдоль оси трубки, определяем распределение толщины гидратного слоя из уравнения (15) и температуру внутренней стенки трубки из соотношения (14).

Численные расчеты и обсуждение результатов. Приведем пример численных расчетов при следующих параметрах: R=8 мм, r_0=3.5 мм, T_1=330 К, p_1=6 МПа, a_{ps}=19 Вт/м²·К, ρ_h=800 кг/м³, l_h=510 кДж/кг, λ_h=2 Вт/м·К, λ_p=0.2 Вт/м·К, β_1=10, β_2=243.2 состав газа — чистый метан, коэффициенты ψ и a_ω принимались переменными вдоль оси канала, в зависимости от давления и температуры газа в трубопроводе. Эмпирические параметры, определяющие положение кривой равновесия фаз газ-гидрат, принимались β_1=10, β_2=243.2. Реальное распределение температуры в межтрубном пространстве скважины аппроксимировалось двумя линейными участками, самая холодная точка (274 К), располагалась на глубине 300 м:

$$\begin{cases} T_s = 274 + 0.0133(300-h),\ h < 300\ м, \\ T_s = 274 + 0.0329(h-300),\ h \geq 300\ м. \end{cases}$$

При таком распределения температуры межтрубного пространства скважины, наблюдается ярко выраженный пик толщины гидрата в точке с самой низкой температурой. На рис. 1 приведено распределение толщины гидратного слоя по глубине трубопровода, через 1 час после его пуска.

Показано, что с течением времени скорость гидратообразования может снижаться (если раньше не происходит закупорка трубопровода). Ниже приведена зависимость скорости роста пика гидратного слоя V_h, от времени (параметры кривых соответствуют рис. 1).

При более низких значениях входного давления гидрат может не откладываться на стенках трубопровода. Например, при уменьшении входного давления всего лишь до p_1=5 МПа Численный эксперимент показал, что слой гидрата не образуется, при массовом расходе, соответствующем кривой 2 на рис. 1. Уменьшение же массового расхода газа при неизменном входном давлении, способствует увеличению скорости гидратообразования.

Итоги

В статье рассмотрена возможность образования гидратов в трубопроводе малого диаметра. Определена скорость роста гидратного слоя и глубина возможного образования.

Выводы

1. Обосновано накопление газа в интервале скважины под пакером исходя из условий, что газ накапливается, выделяясь из кольцевого потока при ламинарном пузырьковом течении, минуя приемный модуль глубинного насоса.
2. Построена математическая модель, описывающая процесс гидратообразования в трубопроводе малого диаметра в квазистатическом приближении. Рассмотренная математическая модель позволяет определить условия, при которых возможно начало гидратообразования, а также предсказывать скорость роста гидратного слоя в трубопроводе, в зависимости от параметров газа отводимого по трубопроводу и условий затрубного пространства.

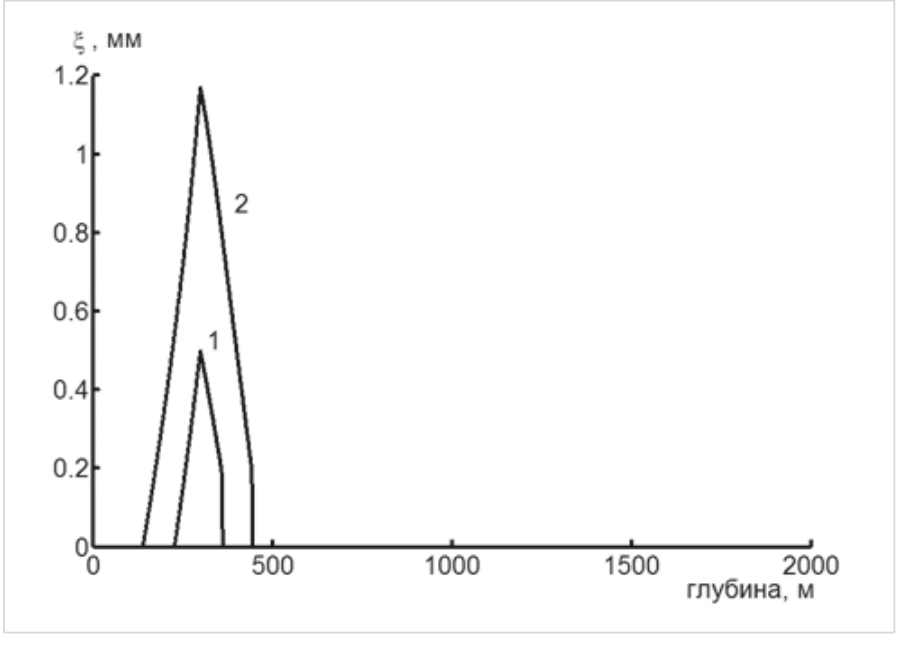


Рис. 1 — Распределение слоя гидрата вдоль оси трубопровода. Кривой (1) соответствует M=0,008 кг/с, кривой (2) — M=0.007 кг/с

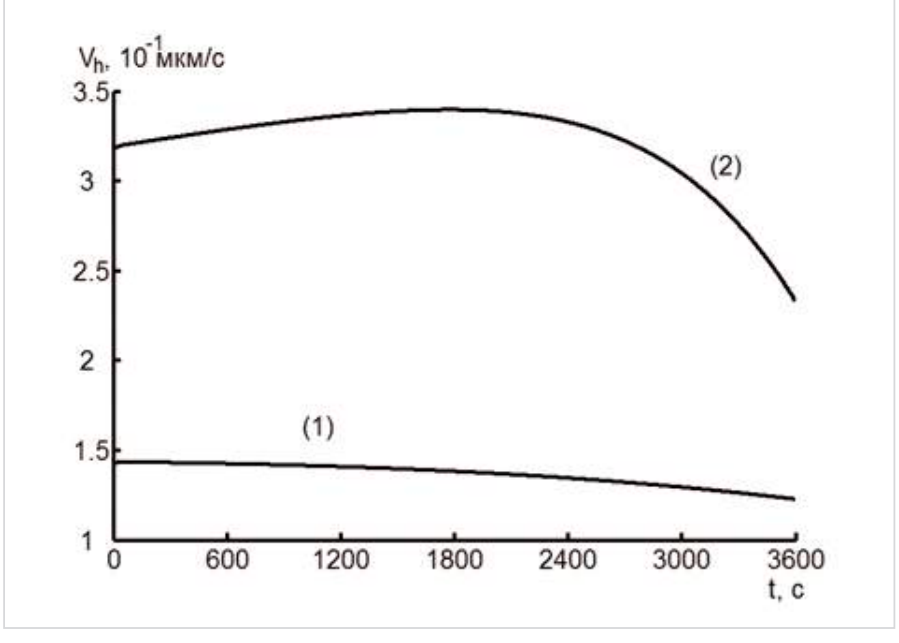


Рис. 2 — Скорость гидратообразования в зависимости от времени

Список используемой литературы

1. Деньгаев А.В., Дроздов А.Н., Вербицкий В.С. и др. Проблемы эксплуатационной добычи нефти из скважин с негерметичными эксплуатационными колоннами в ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Территория Нефтегаз. 2007. № 3. С. 58–61.
2. Оборудование для добычи нефти с высоким содержанием свободного газа и опыт его эксплуатации. Режим доступа: http://www.novomet.ru/ science_ files/512810572005.pdf
3. Афанасьев А. УЭЦН с пакером: опыт ТНК-ВР // Нефтегазовая вертикаль. 2011. №11. С. 70–73.
4. Ягутин Р.А., Сахань А.В., Костюченко С.А. Опыт ремонтно-изоляционных работ в сложных геологических условиях ООО «РН-Пурнетегаз» // Нефть. Газ. Новации. 2012. № 12. С. 64–68.
5. Спиридонов Е.К. Конструкции жидкостно-газоструйных насосов. Состояние и перспективы // Вестник ЮУрГУ. 2005. №1. С. 94–104.
6. Чурсин К.В. Николаев О.С. Ограничение водопритока методом установки пакерных систем с кабельным вводом. Энергосберегающие пакерные технологии // Инженерная практика. 2012. №9.
7. Аминев М.Х., Шамилов Ф.Т., Шайдаков В.В., Шайдаков Е.В., Афанасьев А.В. Опытно-промышленные испытания пакерной компоновки с технологией отвода газа // Нефть. Газ. Новации. 2011. №9. С. 37–40.
8. Аминев М.Х., Шамилов Ф.Т., Шайдаков В.В., Шайдаков Е.В., Афанасьев А.В. Опытно-промышленные испытания пакерной компоновки с технологией отвода газа. // Нефть России. 2011. №9.
9. Киреев А.М. Пакерно-якорное оборудование и технологии для строительства, освоения, эксплуатации и ремонта скважин // Нефть. Газ. Новации. 2012. №12. С.54–60.
10. Бондарев Э.А., Габышева Л.Н., Каниболотский М.А. Моделирование образования гидратов при движении газа в трубах // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. 1982. №5. С. 105–112.
11. Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Морозов П.Е., Тулупов Л.А. Моделирование гидратообразования в стволе вертикальной газовой скважины // Вычисл. Технологии. 2008. Т. 13. №5. С. 88–94.
12. Аргунова К.К., Бондарев Э.А., Рожин И.И. Математические модели образования гидратов в газовых скважинах // Криосфера Земли. 2011. Т. XV. №2. С. 65–69.

Mathematic model of hydrate formation in small-diameter pipeline in quasystatic approximation

UDC 622.691

Authors:
Vladimir V. Shaydakov — Sc.D., professor[1], director[2]; v1v2sh50@yandex.ru
Artem L. Sukhonocov —Ph.D., associate professor[3]; suhonos@mail.ru
Alla R. Lyudvinitskaya — Ph.D., associate professor[1]; Ljudvinickaja@yandex.ru
Riad D. Dzhafarov — general director[4]; nkmz@nkmz.ru
Fedor V. Dragan — post-graduate[5]; fedor.dragan@gmail.com

[1]Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russian Federation
[2]Engineering company "Inkomp-neft", Ufa, Russian Feferation
[3]Ufa State Aviation Technical University, Ufa, Russian Federation
[4]Trade house Neftekamsk machine building plant, Neftekamsk, Russian Federation
[5]Scientific and manufacturing company "Geofizika", Ufa, Russian Federation

Abstract
In the article discussed the method of gas withdrawal from a packer with the use of polymeric reinforced small-diameter pipeline.
Mathematic model for hydrate formation in the pipeline is described considering irregularity of temperature distribution along well bore in conditions of permafrost. Hydrate formation rate is evaluated.

Materials and methods
Runge-Kutta method was used for calculations.

Results
In the article the issue regarding possibility of hydrate formation in small-diameter pipeline is discussed. Rate for hydrate layer growth and depth of possible formation is defined.

Conclusions
1. Gas accumulation under packer in a wellbore is grounded because gas is accumulated after discharging from ring stream in case of laminar bubble flow and excluding receiving unit of well pump.
2. Mathematic model describing hydrate formation process in small-diameter pipeline in quasi-static approximation is created. Specified mathematic model makes it possible to define conditions, in case of which hydration formation is possible. The model makes it possible to predict the rate of hydrate layer grow thin a pipeline depending on parameters of gas to be withdrawn by the pipeline and "behind-pipeline" side conditions.

Keywords
packer, well, wateryoil, gasfactor, reinforced polymeric pipeline, gas withdrawal, hydrate formation

References
1. Den'gaev A.V., Drozdov A.N., Verbitskiy V.S., and others. *Problemy nasosnoy dobychi nefti iz skvazhin s negermetichnymi ekspluatatsionnymi kolonnami v OOO "RN-Yuganskneftegaz"* [Problems of pumping extraction of oil from the wells with the unsealed production strings in RN-Yuganskneftegaz LLC]. *Territoriya neftegaz*, 2007, issue 3, pp. 58–61.
2. *Oborudovanie dlya dobychi nefti s vysokim soderzhaniem svobodnogo gaza i opyt ego ekspluatatsii* [Equipment for production of oil with high content of non-associated gas and experience of the equipment maintenance]. Access mode: http://www.novomet.ru/science_files/512810572005.pdf
3. Afanasyev. A. *UETsN s pakerom: opyt TNK-BP* [ESCP with packer: experience of TNK-BP]. *Neftegazovaja vertikal'*, 2011, issue 11, pp. 70–73.
4. Yagutin R.A., Sakhan' A.V., Kostyuchenko S.A. *Opyt remontno-izolyatsionnykh rabot v slozhnykh geologicheskikh usloviyakh OOO "RN-Purnetegaz"* [Experience of repair and insulation works in the complicated geological conditions RN-Purnetegaz LLC]. *Neft'. Gaz.Novatsii*, 2012, issue 12, pp. 64–68.
5. Spiridonov E.K. *Konstruktsii zhidkostnogazostruynykh nasosov. Sostoyanie i perspektivy* [Gas-jet pumps design. Condition and perspectives] *Vestnik YuUrGU*, 2005, issue 1, pp. 94–104.
6. Chursin K.V., Nikolaev O.S. *Ogranichenie vodopritoka metodom ustanovki pakernykh sistem s kabel'nym vvodom. Energosberegayushchie pakernye tekhnologii* [Water suppression by method of packer system installation with a cable input. Energy saving technologies] Engineering practice, 2012, issue 9.
7. Aminev M.Kh., Shamilov F.T., Shaydakov V.V., Shaydakov E.V., Afanasyev A.V. *Opytno-promyshlennye ispytaniya pakernoy komponovki s tekhnologiey otvoda gaza* [Experimental industrial testing of the packer arrangement with gas withdrawal technology]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2011, issue 9, pp. 37–40.
8. Aminev M.Kh., Shamilov F.T., Shaydakov V.V., Shaydakov E.V., Afanasyev A.V. *Opytno-promyshlennye ispytaniya pakernoy komponovki s tekhnologiey otvoda gaza* [Experimental industrial testing of the packer arrangement with gas withdrawal technology]. *Neft' Rossii*, 2011, issue 9.
9. Kireev A.M. *Pakerno-yakornoe oborudovanie i tekhnologii dlya stroitel'stva, osvoeniya, ekspluatatsii i remonta skvazhin* [Packer and anchor equipment and technologies for wells construction, development, maintenance and repair]. *Neft'. Gaz. Novatsii*, 2012, issue 12, pp. 54–60.
10. Bondarev E.A., Gabysheva L.N., Kanibolotsky M.A. *Modelirovanie obrazovaniya gidratov pri dvizhenii gaza v trubakh* [Hydrates development stimulation at gas flow in the pipes] Izv. AN USSR. Mechanics of liquid and gas, 1982, issue 5, pp. 105–112.
11. Khayrullin M.Kh., Shamsiev M.N., Morozov P.E., Tulupov L.A. *Modelirovanie gidratoobrazovaniya v stvole vertikal'noy gazovoy skvazhiny* [Hydrates development stimulation in the gas vertical well]. *Vychisl.tekhnologii,* 2008, Vol. 13, issue 5, pp. 88–94.
11. Argunova K.K., Bondarev E.A., Rozhin I.I. *Matematicheskie modeli obrazovaniya gidratov v gazovykh skvazhinakh* [Mathematical models of hydrates development in the gas wells]. *Kriosfera Zemli*, 2011, Vol. XV, issue 2, pp. 65–69.

УДК 622.276

Этот конкурентоспособный нефтегазовый сектор...

И.Ю. Боярских
ведущий тренер[1]
info@orgprom.ru

[1]ГК «Оргпром», Екатеринбург, Россия

Несмотря на изменение макроэкономических парадигм, экспорт нефти и газа продолжает оставаться ключевой статьей наполнения российского национального бюджета. А это значит, что от производительности работы скважин зависит благополучие миллионов людей.

Ключевые слова
замена УЭЦН, ремонт скважины, нефтесервис, оптимизация, бережливое производство

Можно ли сделать нефте- и газодобычу еще более производительной, добавить в процессы бурения и эксплуатации скважин инструменты и технологии бережливого производства? Традиционно принято считать, что Лин-менеджмент более подходит для отраслей, производящих продукцию с высокой добавленной стоимостью. Но это не так. Опыт работы ГК «Оргпром» по оптимизации работы в нефтегазовой отрасли опровергает стереотипы.

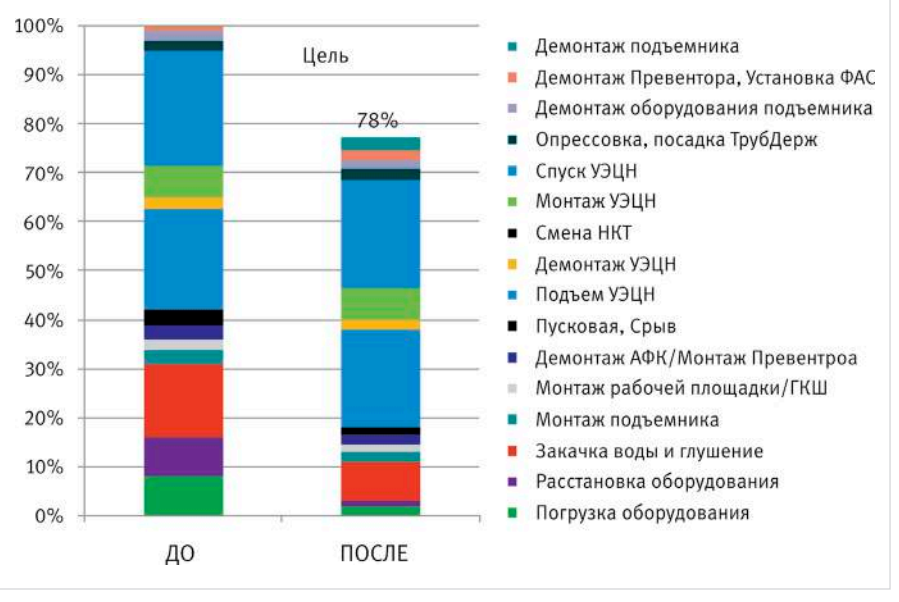
Общеизвестно, что бизнес по добыче горючих углеводородов несет большие риски по поломке оборудования. Такова природа этого рода человеческой деятельности. Но можно ли подойти к решению проблемы с другой стороны, а именно — оптимизировать процесс ремонтов оборудования — самое узкое место в нефте- и газодобыче? На первый взгляд кажется, что это трудная задача: затраты на выполнение ремонтов (организационные и операционные потери) составляют миллионы рублей. А если взглянуть пристальнее, станет ясно, что причина потерь — длительное время выполнения ремонтов, прежде всего по смене установки электроцентробежного насоса (УЭЦН). И как следствие, высокие недоборы по нефти.

Цель была понятна — необходимо сократить время выполнения ремонтов по смене УЭЦН (оптимальным считался показатель в 10%). И это без учета сокращения времени ожиданий и демонтажа/монтажа УЭЦН. Для достижения этой цели в одной из крупнейшех компаний группы нефтяных месторождений по добычи и переработке нефти и газа было решено последовательно применить различные методы бережливого производства — картирование потоков, инструменты решения проблем, стандартизированную работу, выстраивание потоков. На первом, самом продолжительном, занявшим целый месяц, этапе предстояло проанализировать бизнес-процессы, принятые в компании: разобраться с ходом выполнения работ по сменам УЭЦН на месторождении; составить базу данных о выполнении ремонтов, выявить проблемные зоны и разглядеть возможности для исправления ситуации. Один из героев знаменитого романа Юрия Трифонова «Дом на набережной», тщательно анализируя факты, говорил: «Для истории все важно». Точно так же все важно и для анализа процессов, принятых в «СПД», — и детализация этапов и операций ремонта, и загрузка бригад при подготовке оборудования к ремонту, и опыт бригад капитального ремонта скважин, и применяемое оборудование, и (что особенно важно) поведение и мотивация людей в ходе операций.

В соответствии с теорией бережливого производства была разработана карта потока создания ценности при замене при замене УЭЦН; был определен коэффициент эффективности капитального ремонта скважин (он составил14%). Наибольшие потери были обнаружены в процессе замешивания раствора глушения (7%), в ожиданиях на стыках этапов/операций с разными исполнителями (4%). Всего потенциальный эффект от устранения потерь составил 22%. Эта цифра важна — она «всплывет» в ходе следующего этапа.

Также для оптимизации ремонтных процессов важно было сравнить текущее время выполнения этапа с целевым. Анализ показал, что есть причины, мешающие бригадам выполнять работы за возможно более короткие периоды.

Второй этап оказался (как и предполагалось) короче первого. За две с половиной недели была проведена оптимизация ремонтных процессов. Потенциал, выявленный на первом этапе, подтвердился. Равно как и выявилась возможность его реализации. Выявленный потенциал, как мы помним из хода первого этапа, составил 22%. Эта же



Сравнение фактического и целевого времени ремонта УЭЦН

цифра была подтверждена в ходе оптимизации. За счет чего? Сработали инструменты бережливого производства: эффективный «переезд» оборудования, быстрый допуск на скважину, раннее замешивание. А также применение системы организации высокопроизводительных рабочих мест («5S»), использование стандартных операционных карт, изменения в режиме работы бригад (разнесенный перерыв на отдых при сборке и разборке ряда узлов) и т.д. Особо стоит отметить оптимизацию спуско-подъемных операций (СПО). Оказалось, что организация рабочего места помощника бурильщика и повышение навыков ручных операций внутри цикла СПО могут сократить среднее время цикла на 0,3%. При среднем количестве труб в подвеске 285 штук эффект на СПО составит 3%. Любопытный факт: простое изменение объема емкостей для раствора на технологическом этапе глушения дало невиданный результат. На предприятии применялись емкости по 20–30 м^3, в то время как более эффективными оказались емкости на 50 м^3. Потери на дополнительные замешивания составили более 7 млн руб. за год!

Итоги

После всех работ в компании был разработан план внедрения, на что ушло 10 дней. В плане фигурировали весьма привлекательные цифры — потенциальный эффект от программы РПС (и при том, что число замен пресловутого УЭЦН составит около 250 за год) будет равен чуть более 59 млн руб. ежегодно. Нетрудно понять, что затраты на оптимизацию и прибыль от внедрения разнятся в десятки раз.

У вас еще остались сомнения в том, что показатели нефте- и газодобычи можно улучшить, затратив в буквальном смысле копейки? Тогда, как в известной телерекламе, мы идем к вам...

Выводы

По результатам внедрения Программы РПС сделан вывод: сокращение времени ремонта на 10% — вполне достижимая цель.

Мероприятия по сокращению времени ремонта должны содержать: чтобы его достичь, нужны не только действия по улучшению процессов (настройка системы мониторинга для реагирования на изменения, перестройка существующих процессов организации и выполнения ремонта), но и определенные шаги по развитию занятых на производстве людей. Например, необходимо улучшить коммуникацию между службами, связав ее с нацеленностью на сокращение ремонта. А также наладить выполнение службами своих функций по сокращению времени ремонта и усилению контроля, обучать сотрудников работе по новой эффективной модели.

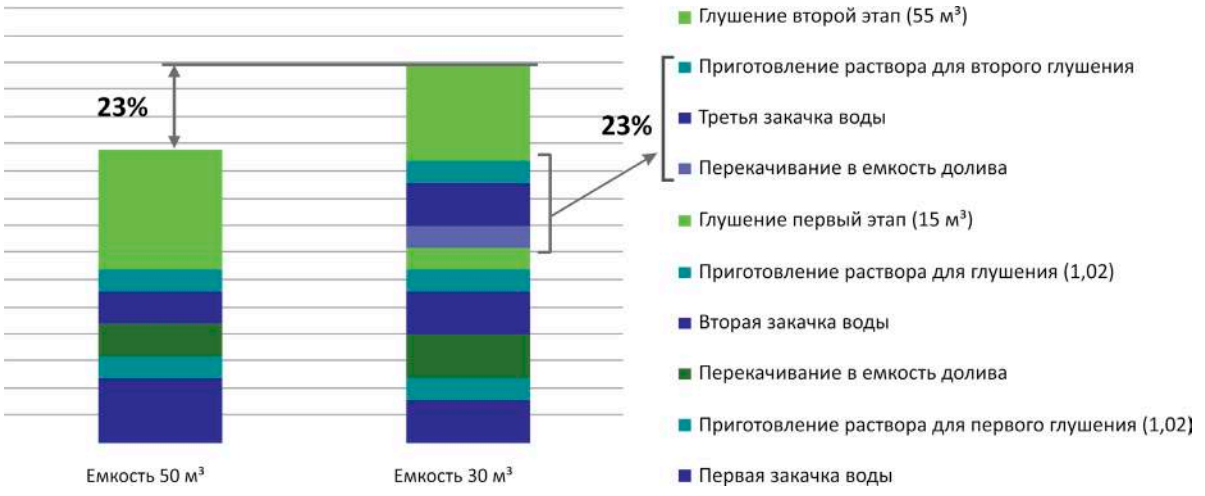


График сравнения приготовления раствора и этапов глушения в зависимости от объема емкости

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Competitive oil and gas industry...

UDC 622.276

Author:
Ilya Yu. Boyarskhih — leader coach[1]; info@orgprom.ru

[1]Orgprom Group, Ekaterinburg, Russian Federation

Abstract

Although macroeconomic situation was changed, oil and gas export still is the key of Russian budget replenishment. Which means that well-being of million people depends on production of oil wells.

Results

After an analytical work was done we developed the implementation plan (took 10 days). This plan includes some promising numbers that is potential effect on “Lean Production” program. Even if amount of replacement of electric-centrifugal pumps is 250 per year the program effect will be 59 million rubles. Obviously, that optimization costs is 10 times less than benefit.

Do you still have doubts if oil production rates could improve by small costs? Well, as say in popular ad “We go to you”.

Conclusions

After the implementation of “Lean Production” program we can say “Reducing repair time by 10% is an achievable goal”. For this it is necessary the improving the process of configuring a monitoring system that responds to changes, restructuring the current processes of the organization and performance of works, as well as to create conditions for the training of the people involved in the production. For example, it is necessary to improve the connections among departments and motivate them to reducing repair time.

Keywords

replacement of electric-centrifugal pump, well repair, oil-field service, optimization, lean production

УДК 622.276/279 (574)

Региональные проблемы нефтегазового комплекса Казахстана: использование сырьевого потенциала, перспективы межстранового развития

О.И. Егоров
главный научный сотрудник, д.э.н., профессор[1]
olivegorov@mail.ru

О.А. Чигаркина
к.э.н., доцент[1]
ochigarkina@mail.ru

[1]Институт экономики Министерства образования и науки Республики Казахстан, Алматы, Казахстан

В статье рассмотрены вопросы сбалансированности нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего секторов экономики Казахстана. Показаны перспективы развития нефтегазовой отрасли в Западном регионе страны. Авторами высказывается предположение о целесообразности формирования единой организационной формы производителей углеводородов в рамках ЕАЭС.

Материалы и методы
Метод экспертных оценок.

Ключевые слова
нефтегазовый комплекс, сбалансированность добычи и переработки, комплексное использование углеводородов

За 23 года независимости Казахстана в нефтяной отрасли страны сделано немало. Введены в промышленную разработку крупнейшие месторождения нефти, газа и конденсата Тенгизское и Карачаганакское, началась добыча нефти и газа в новых регионах страны — в Кызылординской и Джамбулской областях, были осуществлены масштабные работы по изучению нефтегазовых структур в шельфовой зоне Каспийского моря. Всё это позволило увеличить объём добычи нефти в Казахстане в четыре раза, в значительной мере повысить экспортный потенциал.

Развитие в этом секторе экономики Казахстана осуществляется по нарастающему вектору. Об этом свидетельствуют большое участие нефтяных компаний в формировании бюджета страны и пополнении Национального фонда, высокий удельный вес отрасли в ВВП. Однако более детальный анализ потенциальных возможностей повышения эффективности функционирования отрасли позволил выявить ряд проблем, от оперативности решения которых будет зависеть состояние экономики Казахстана в кратко- и среднесрочном периоде.

Анализ результатов деятельности предприятий нефтегазового комплекса Казахстана высветил ряд проблем, сдерживающих их сбалансированное развитие.

Исследование выявило перманентно существующий дисбаланс в объёмах наращивания текущей добычи нефти в Республике Казахстан, размерах её экспорта, количестве нефти, поступающей на переработку. И хотя динамика этих показателей установилась практически на одном уровне — увеличение их произошло в 1,3 раза за десятилетний период, загрузка нефтеперерабатывающих заводов исходным сырьём всё ещё остаётся на недостаточном уровне (таб. 1).

Стремление к сбалансированности элементов любой системы является главным условием её устойчивости. В этой связи сбалансированность факторов производства относится к одному из условий высокой его эффективности. Для нефтегазовой отрасли к таким факторам относятся потенциал добываемых нефтегазовых ресурсов, объёмы их экспорта и переработки, уровень развития инфраструктуры и, в частности, маршрутов нефтепроводного транспорта [1].

Постоянное нарастание объёмов экспортируемой нефти на мировые рынки, наблюдающееся в нефтегазовом секторе Казахстана (доля её в общей добыче составила в 2013 г. примерно 88,0%), предопределено высокими ценами, державшимися на протяжении последних лет выше 100 долларов за один баррель. Этот фактор сыграл свою роль в увеличении экспортных поставок не только для иностранных компаний, но и для Национальной компании «Казмунайгаз», реализующей большую долю своей продукции на мировых рынках.

Согласно расчетам, проведенным в исследовании, годовой объем добычи нефти к 2020 г. составит примерно 100 млн т, а к 2025 г. — 120 млн т. Для реализации проектов, рассмотренных в исследовании, требуются примерно следующие объемы (таб. 2).

Наибольший интерес для зарубежных инвесторов представляет Западно-Казахстанская область, на долю которой приходится 58% инвестиционных вложений республики в связи с освоением перспективного Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения. Значение Карачаганакского месторождения для развития региона огромно. В Западно-Казахстанском регионе добывается 99,1% объема газового конденсата в республике, а также 32,8% природного газа.

По данным сейсморазведочных и поисково-разведочных работ, территория Западно-Казахстанской области продолжает оставаться в числе перспективных на нефтегазоносность регионов. Достаточно сказать, что на текущий момент по таким месторождениям, как Западно-Тепловское, Тепловское, Гремячинское, Чингиз, Кубасай, Дарьинское, Бекет и др. имеются сведения о запасах нефти, газа, конденсата категорий C_1 и C_2. И хотя разведанность большинства из них составляет 45–50%, можно констатировать наличие в их продуктивных горизонтах нефти около 700 млн т (включая прогнозные запасы категорий C_3 и Д), конденсата примерно 700 млн т, газа более 1700 млрд. м^3 (таб. 3).

Проблемы переработки

В сложившейся ситуации с обеспечением топливом Западно-Казахстанской области исключительное значение приобретает ускоренное решение вопросов, связанных с реализацией, проектов строительства перерабатывающих производств. Это направление развития нефтегазового комплекса является

приоритетным по той причине, что на территории области уже действуют предприятия по добыче и переработке углеводородного сырья, кроме того, ряд перспективных нефтегазоконденсатных месторождений после проведения необходимого комплекса работ в ближайшие три-четыре года могут быть введены в эксплуатацию.

В целях повышения эффективности использования первичного сырья следует максимально увеличить извлечение углеводородов и других присутствующих в нем соединений непосредственно на проектируемых предприятиях. Для этого технологические схемы их должны иметь в своем составе такие процессы, как пиролиз, продуктами которого являются этилен и пропилен, каталитический риформинг или платформинг (бензол, толуол, ксилолы), дегидрогенизация нормального бутана (бутадиен). Полученные в результате превращений новые соединения углеводородов представляют собой высококачественное сырье для нефтехимии. В дальнейшем, подвергаясь различным процессам полимеризации, из него получается многочисленный набор полимерной продукции, использование которой для изготовления товарных изделий способно принести значительную прибыль.

Исходя из физико-химического состава углеводородного сырья месторождений Западно-Казахстанской области, можно констатировать, что благодаря наличию в нем высокого содержания этан-пропан-бутановых фракций процесс переработки его будет достаточно эффективным.

Строительство крупных нефтехимических комплексов потребует крупных инвестиций. Достаточно сказать, что стоимость завода, базирующегося на современных технологических процессах, составляет сотни миллионов долларов. Так, сооружение нефтехимических объектов, обеспечивающих извлечение из исходного сырья топлива, индивидуальных углеводородов и ряда продуктов, попутно содержащихся в углеводородных ресурсах, в зарубежных странах обходится в 3,5–4,0 млрд долларов при мощности вводимого объекта в 3,5–4,0 млн т потребляемого ресурса в год.

Пути реализации программы комплексной переработки углеводородного сырья в Республике Казахстан должны включать как государственное финансирование, участие капиталов различных коммерческих структур, имеющих достаточные свободные средства для вложения в соответствующие проекты, так и разумное привлечение капиталов иностранных партнеров, заинтересованных в строительстве комплексов.

Сегодня, когда речь заходит о показателях комплексного использования этого вида сырья, отечественная нефтепереработка и нефтехимия выглядят не лучшим образом. Низкий удельный вес деструктивных процессов стал причиной невысокого выхода горюче-смазочных материалов, полимерного сырья, всевозможных фракций, которые могут быть вовлечены в новые процессы, благодаря которым

Месторождение	Показатель	Направления использования нефти и газового конденсата (перспектива)
Тенгизское	добыча	25 млн т
	экспорт	23 млн т — экспортируется по КТК
	переработка	2 млн т нефти перерабатывается на АНПЗ
Карача-ганакское	добыча	13 млн т
	переработка	4 млн т нефти направляются на новый НПЗ (г. Аксай); 2 млн т нефти направляются на ОГПЗ
	экспорт	7 млн т направляются в экспортные нефтепроводы
Озенское	добыча	5 млн т направляются в экспортный нефтепровод Узень — Атырау – Самара
Кумкольское	добыча	5 млн т
	переработка	3 млн т перерабатываются на РСОР
Каражанбасское	добыча	2,2 млн т
	переработка	1 млн т на завод по производству битумов в г. Актау (бывший завод пластмасс)
Кашаганское	добыча	15 млн т
	переработка	6 млн т нефти перерабатываются на четвертом НПЗ (п.Карабатан)
	экспорт	9 млн т экспортируются по системе КТК
Российская нефть	переработка	5 млн т на ПНХЗ; 2 млн т на РСОР

АНПЗ — Атырауский НПЗ. ОГПЗ — Оренбургский ГПЗ, ПНХЗ — Павлодарский нефтехимический завод, РСОР — Шымкентский НПЗ

Таб. 1 — Перспективы сбалансированного развития нефтегазового комплекса Казахстана

Показатель	2015 г.	2020 г.	2025 г.
Добыча нефти, млн т	83,0	100,0	120,0
Экспортный потенциал нефти, млн т			
Атырау – Самара	15,0	17,0	18,0
КТК	32,0	35,0	40,0
Атасу – Алашанькоу	15,0	20,0	20,0
Актау – Баку – Тбилиси – Джейхан	5,0	10,0	10,0
Порт Актау	9,0	10,0	15,0
Железная дорога	7,0	7,0	7,0
Итого экспортный потенциал	83,0	99,0	110,0
Переработка нефти, млн т			
АНПЗ	5,0	5,0	5,0
ПНХЗ	5,0	6,0	6,0
ПКОП	5,0	6,0	6,0
Новый НПЗ (Атырауская область)	-	-	6,0
Новый НПЗ (Мангистауская область)	-	-	5,0
Итого требуемый объем переработки, млнт	15,0	17,0	28,0
Дефицит нефтяных ресурсов	-8,0	-9,0	-11,0
Возможность покрытия дефицита за счет поставок нефти из РФ, млн т	7,0	7,0	7,0

Таб. 2 — Прогноз потребности в нефти в целях сбалансированного развития отрасли

Месторождения	Запасы на 1.01.2002г.		
	$A+B+C_1$	C_2	Забалансовые
Разрабатываемое – Карачаганакское нефтегазоконденсатное (НГК)	486444	164885	0
Подготовленные к промышленному освоению – Восточно-Гремячинское, Гремячинское НГК, Тепловское Западное, Тепловское НГК	7983	2265	3231
Разведываемые – Чинаревское НГК, Чингиз Н (нефтяное)	12583	49862	0
Итого	506110	217012	3231

Примечание — Составлено по данным компании Карачаганак Петролеум Оперейтинг

Таб. 3 — Баланс запасов нефти по Западно-Казахстанской области, тыс. т

вырабатывается конечная продукция. В сложившихся же условиях отрасль до сих пор характеризуется большими потерями. Об этом красноречиво свидетельствует хотя бы тот факт, что доля топочного мазута — этого качественного вида исходного сырья для получения топлив, масел, другой важной продукции — все еще 40–45%. Сжигание мазута в топках электростанций и котельных, конечно, не лучшая форма применения этого ценного сырьевого ресурса. Кроме того, такое направление его использования отрицательно сказывается и на составляющих окружающей среды, особенно в тех случаях, когда в качестве топлива используется тяжелый остаток высокосернистой нефти.

Поэтому проблема комплексной переработки нефти, природного газа, конденсата стоит исключительно остро, особенно, если учесть, что все регионы, экономические районы функционируют в рыночных условиях хозяйствования. На этой стадии практически совпадают основные требования к промышленному производству и, в частности, к нефтегазодобывающей отрасли, с экономических и экологических позиций и получения максимальных выгод от использования углеводородных ресурсов и сохранения окружающей среды.

Пока же, имея высокий размер потерь нефти, начиная с того, что в недрах остается до 60–70% его, и, заканчивая бесхозяйственным расходом тяжелого остатка нефтепереработки — мазута, мы фактически полезно используем только 15–20% потенциально имеющихся ресурсов углеводородного сырья.

Несколько схожая ситуация наблюдается и в использовании газообразных продуктов недр. Потери газа происходят по всей технологической цепочке в основном по причине слабой утилизации на старых нефтяных месторождениях. Потери газа в недрах также велики, что связывается с причинами технологического характера. Выпуск газообразных углеводородов в атмосферу или сжигание их на факеле наносит непоправимый ущерб природе. При промысловой подготовке нефти потери легких углеводородов достигают 0,8–1,2% от объема добычи.

Столь высокие суммарные потери нефтегазовых ресурсов на месторождениях Казахстана обязывают ускорить разработку необходимых мер, направленных на максимальную утилизацию газообразных и комплексное использование жидких углеводородов. Это тем более необходимо, что, во-первых, добываемые в республике нефти, природный газ, конденсат содержат в своем составе многие вещества и соединения, выделение которых в отдельные продукты имеет громадное экономическое и экологическое значение. К такой продукции относятся соединения ванадия и никеля в нефти месторождений Каражанбас и Каламкас, серы и ее соединений в нефти, природном и попутном газе, конденсате месторождений Тенгиз, Карачаганак, Жанажол [3].

Во-вторых, нефть месторождений Мангистауского региона (месторождения Узень, Жетыбай и др.) содержит значительный потенциал масляных фракций и парафина, что предопределяет необходимость их переработки по схеме выделения именно этой продукции, в то время как сегодня эта нефть перерабатывается по топливной схеме. Следовательно, предпочтительным вариантом её переработки является строительство нового НПЗ в этом регионе, продукцией которого станет выпуск широкого ассортимента масел, жидких и твёрдых парафинов.

Пути решения и перспективы

Казахстан, являясь владельцем своих природных ресурсов, должен кардинально изменить сложившееся отношение к их разработке, выработать принципиально новую экономическую политику по использованию одного из своих главных богатств — природного сырья, основанную на бережливости, экономической целесообразности, обеспечении долговременной экономической и экологической безопасности республики. Правительство Казахстана объявило Каспийское море природным заповедником, в котором любая экономическая деятельность разрешается только с учетом особых экологических условий с целью охраны окружающей среды. В связи с этим, все работы в казахстанском секторе Каспийского моря, проводимые нефтяными компаниями, должны планироваться и выполняться в соответствии с экологическими стандартами.

Создание Таможенного союза, включившего в процесс экономического сотрудничества Казахстан, Россию и Беларусь, явился стартовой позицией для решения многих проблем, особенно остро ощущавшихся в экономике стран. Следующий этап — формирование Евразийского экономического союза уже будет связан с разработкой правовых, экономических, таможенных и иных документов, регламентирующих их всестороннюю деятельность с целью эффективного развития национальных экономик.

Одним из приоритетных направлений нахождения взаимовыгодных путей развития может стать разработка программ функционирования нефтегазового сектора. На текущий момент страны ЕАЭС активно участвуют в реализации совместных проектов, связанных с использованием нефтегазовых ресурсов. Достаточно привести их небольшой перечень, чтобы показать масштабы взаимодействия в этом секторе экономики. Так, в геологоразведке казахстанские и российские компании примут участие в реализации проекта «Евразия» — бурении сверхглубокой скважины (глубина 7–9 км) в Прикаспийской впадине.

В нефтегазопереработке реализуется ряд совместных проектов: поставка российской нефти на Павлодарский и Шымкентский заводы, на белорусские заводы, переработка попутного газа и конденсата Карачаганакского месторождения на Оренбургском газоперерабатывающем заводе. Проекты транспортировки нефти с казахстанских месторождений по маршруту Атырау – Самара и далее европейским потребителям, по системе Каспийского трубопроводного консорциума осуществляются совместно компаниями Казахстана и России. Проекты разработки нефтегазовых месторождений Казахстана — Тенгиз, Карачаганак, Кумколь, Каражанбас и другие осуществляются совместно казахстанскими и российскими компаниями.

Всё отмеченное свидетельствует о существующих тесных связях в этом секторе экономики стран, входящих в состав ЕАЭС. Кроме того, создание такой структуры может повлиять на процесс аккумулирования финансовых ресурсов, использование которых будет осуществляться в зависимости от возникающей необходимости решения текущих отраслевых проблем, или внедрения новых эффективных проектов, имеющих особое значение для экономики стран и требующих для реализации значительных инвестиционных вложений.

Итоги

Суммируя полученные данные, можно констатировать, что извлечение 120 млн т в год явится тем достаточным оптимумом, который способен обеспечить как собственные потребности республики в исходном сырье, так и выполнить взятые на себя обязательства перед партнерами ближнего и дальнего зарубежья.

Выводы

В нефтегазовом секторе существуют тесные связи между странами, входящими в ЕАЭС. Шагом, направленным на усиление интеграционных процессов, может стать создание единой организации, координирующей всю производственную деятельность нефтяной отрасли стран союза. Это направление интеграции позволит более эффективно использовать нефтегазовые ресурсы как экспортный потенциал, так и в качестве исходного сырья для обеспечения нефтегазопереработки и нефтехимии.

Список испльзуемой литературы

1. Егоров О.И., Чигаркина О.А. Региональные особенности развития нефтегазового комплекса Казахстана // Регион: экономика и социология. 2014. №3 (83). С. 302–312.
2. Егоров О.И., Чигаркина О.А. Проблемы реструктуризации нефтегазового комплекса РК в целях повышения его конкурентоспособности // Нефть и газ. 2014. №. 4 (82). С. 105–114.
3. Егоров О.И., Чигаркина О.А. Пути развития Прикаспийского нефтегазового комплекса: региональные особенности // «Caspian». Special publication of KIOGE 2014. The 22-nd International Oil and Gas Exhibition. London: Caspian Publishing House LTD. 2014. С. 104–107.

Regional problems of an oil and gas complex of Kazakhstan: use of raw potential, prospects of intercountry connections

UDC 622.276/279 (574)

Author:
Oleg I. Egorov— the main researcher, professor, Sc.D.[1]; olivegorov@mail.ru
Olga A. Chigarkina — Ph.D. associate professor[1]; ochigarkina@mail.ru

[1]Institute of economy of the Ministry of Education and Science of the Republic of Kazakhstan, Almaty, Republic of Kazakhstan

Abstract
In article questions of balance of oil-extracting and oil processing sectors of economy of Kazakhstan are considered. Prospects of development of oil and gas branch in the Western region of the country are shown. By authors it is suggested about expediency of formation of a uniform organizational form of producers of hydrocarbons within EAES.

Materials and methods
Method of expert evaluations.

Results
Summarizing the obtained data it is possible to note that extraction of 120 million t a year will be that sufficient optimum which is capable to provide as own needs of the republic for initial raw materials, and to fulfill the assumed obligations to partners of the near and far abroad.

Conclusions
In oil and gas sector there are close connections between the countries entering EAES. Creation of the uniform organization coordinating all production activity of oil branch of the countries of the union can become the step directed on strengthening of integration processes. This direction of integration will allow to using more effectively oil and gas resources as an export potential, and as initial raw materials for providing oil and gas processing and petrochemistry.

Keywords
oil and gas complex, balance of production and processing, complex use of hydrocarbons

References
1. Egorov O.I., Chigarkina O.A. *Regional'nye osobennosti razvitiya neftegazovogo kompleksa Kazakhstana* [Regional specific features of Kazakhstan oil and gas sector]. *Region: ekonomika i sotsiologiya,* 2014, issue 3 (83), pp. 302–312.
2. Egorov O.I., Chigarkina O.A. *Problemy restrukturizatsii neftegazovogo kompleksa RK v tselyakh povysheniya ego konkurentosposobnosti* [Problems of restructuring of the oil and gas complex of the Republic of Kazakhstan in order to enhance its competitiveness]. *Neft' i gaz*, 2014, issue 4 (82), pp.105–114.
3. Egorov O.I., Chigarkina O.A. *Puti razvitiya Prikaspiyskogo neftegazovogo kompleksa: regional'nye osobennosti* [Ways of development of Caspian oil and gas industry: regional features]. Special publication of KIOGE 2014. The 22-nd International Oil and Gas Exhibition. London: Caspian Publishing House LTD, 2014, pp. 104–107.

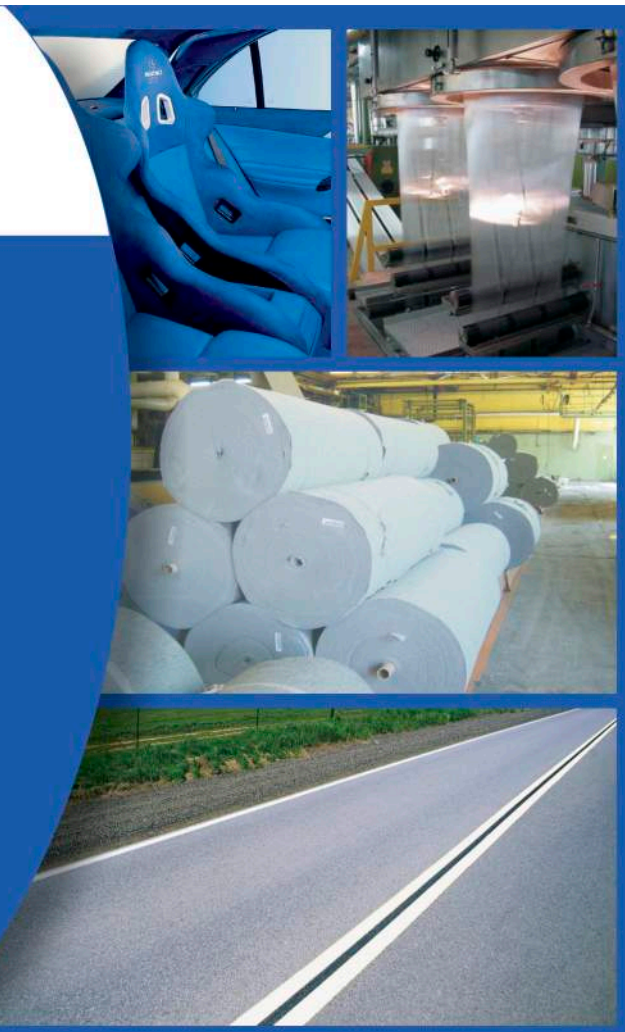
КОМИТЕКС
www.komitex.ru

ПРОИЗВОДИТЕЛЬ НЕТКАНЫХ МАТЕРИАЛОВ В РОССИИ

Геотекстильные полотна «Геоком» для:

- строительства и ремонта автомобильных и железных дорог
- обустройства нефтяных, газовых и других месторождений и пр.
- нетканые полотна для строительства (обмотки трубопроводов; строительства бассейнов; при укладке тротуарной плитки; в инверсионной кровле и др.)

ОАО «Комитекс»
167981, г. Сыктывкар, ул. 2-я Промышленная, 10
тел. (8212) 286-513, 286-547, 286-575; факс 286-560
market@komitex.ru



УДК 66

Комплексный подход к гидрохимическому анализу попутных вод Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения

М.А. Катаева
ведущий инженер-химик[1]
m.a.kataeva@gd-urengoy.gazprom.ru

М.Ю. Тиунова
инженер-химик[1]
m.yu.tiunova@gd-urengoy.gazprom.ru

[1]отдел физико-химических исследований ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой», Новый Уренгой, Россия

Усложнение технологии добычи углеводородного сырья в условиях падающего дебета скважин вызвало необходимость совершенствования физико-химических методов исследования попутных вод. Для осуществления гидрохимического контроля за обводнением скважин Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (УНГКМ) в филиале ООО «Газпром добыча Уренгой» Инженерно-технический центр организован комплексный подход к анализу пластовых вод с применением приборных и титриметрических методов.

Материалы и методы
Проба попутных вод; анионный, катионный состав; титриметрические и приборные методы.

Ключевые слова
Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (УНГКМ), конденсационные воды, пластовые воды, техногенные воды, физико-химические методы исследования, гидрохимический анализ

Совершенствование анализа попутных вод месторождения основано на внедрении современного лабораторного оборудования и разработке новых методик проведения физико-химических исследований.

Комплексный подход позволяет решить одну из ключевых задач гидрохимического контроля УНГКМ — установление гидрохимических коррелятивов в зависимости от глубины залегания продуктивных пластов, способствующих реализации организационных и инженерных решений по эффективному использованию фонда эксплуатационных скважин.

Изучение химического состава попутных вод имеет определяющее значение при контроле за рациональной разработкой эксплуатационных объектов Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (УНГКМ) — позволяет устанавливать причины и характер обводнения залежей, повысить эффективность результатов ремонтных и интенсификационных работ в скважинах, определять типы вод, выносимых поисково-разведочными скважинами, а также полезных их компонентов, пригодных для добычи.

Попутные воды с эксплуатационных скважин, как правило, представлены смесью из трёх типов в различных соотношениях: пластовой, конденсационной и техногенной. По результатам анализа компонентного состава пластовых, конденсационных и техногенных вод наиболее существенные различия наблюдаются в значениях их общей минерализации и концентрации ионов хлора, кальция, гидрокарбонатов, а также микрокомпонентов – йода, брома, стронция и бария.

Анализируемые пробы жидкости имеют в своем составе, помимо попутных вод, жидкие углеводороды (УВ), компоненты реагентов, применяемые при капитальном ремонте скважин (КРС) — блокирующие

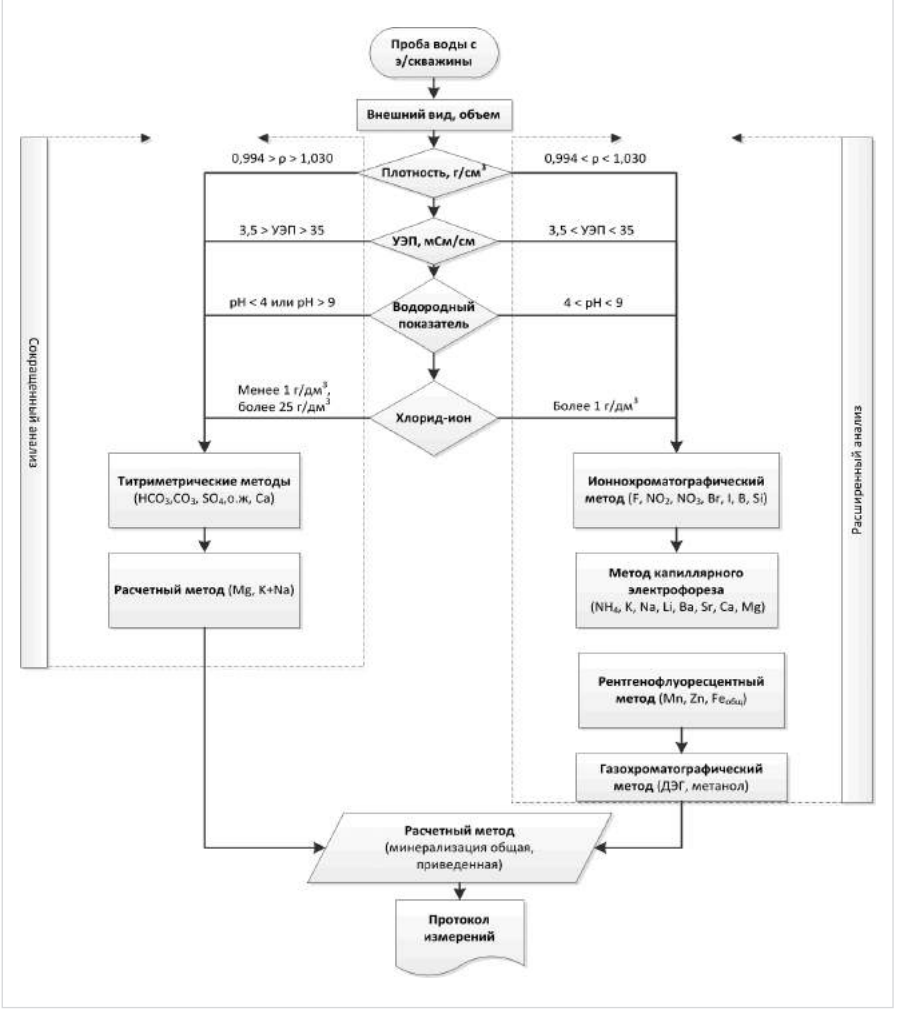


Рис. 1 — Блок-схема проведения компонентного анализа проб воды с эксплуатационных скважин в ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой»

составы, растворы для интенсификации притока, диэтиленгликоль, ингибиторы гидратообразования (метанол), продукты коррозии внутрискважинного оборудования. Учитывая данное обстоятельство, для качественного выполнения анализа каждая проба воды требует индивидуального подхода. При этом анализ «водного слоя» пробы проводится согласно следующей блок-схеме, представленной на рис. 1.

В начале разработки УНГКМ гидрохимический контроль (ГХК) вод в отделе физико-химических исследований (ОФХИ) ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой» был основан на анализе шести компонентов: определение хлоридов, гидрокарбонатов, карбонатов, сульфатов, общей жесткости и кальция титриметрическими методами. Усложнение технологии эксплуатации скважин вызвало необходимость расширения круга задач, решаемых гидрохимическими методами. В частности, в условиях падающей добычи, эксплуатация этих объектов стала сопровождаться использованием большого количества технических жидкостей. Усложнение технологии добычи УВ вызвало необходимость прогнозирования не только обводнения, но и побочных сопутствующих процессов, таких как, солеобразование и солеотложение. «Искажение» состава подземных вод из-за наличия в пробах технических жидкостей и проявления побочных процессов потребовало поиска и внедрения в практику ГХК новых гидрохимических корелятивов. Разумеется, что решение этих задач было невозможно без совершенствования химико-аналитических исследований. В период с 2000 по 2012 гг. в лабораторную практику ГХК был внедрен ряд современной техники: системы капиллярного электрофореза «Капель-105М», ионные хроматографы фирмы «Metrohm», газовые хроматографы «Кристалл 5000.2», рентгенофлуоресцентный анализатор «Спектроскан Макс-GV», pH/кондуктометр и плотномеры фирмы «Mettler Toledo». Расширение приборного парка позволило увеличить перечень определяемых показателей с 14 до 30, включающий как макро-, так и микрокомпоненты.

По основным физико-химическим свойствам, таким как плотность, удельная электропроводность (УЭП), водородный показатель (pH), содержание хлорид-ионов, возможно оценить преобладающий тип воды в смеси — пластовая, конденсационная или техногенная. Согласно блок-схеме на рис. 1, пробы воды техногенного характера с плотностью менее 0,994 и более 1,030 г/см^3, водородным показателем менее 4 ед. pH и более 9 ед. pH, УЭП более 35 мСм/см, хлорид ионами более 25 г/дм^3, а также воды конденсационные с УЭП менее 1,5 мСм/см, хлорид ионами менее 1 г/дм^3, поступают на сокращенный анализ. Воды пластовые или с признаками примеси пластовой исследуются на расширенный компонентный состав.

Для определения анионного состава попутных вод применяются титриметрические и приборные методы (рис. 2).

Как видно из схемы, представленной на рис. 2, анализ по определению анионного состава конденсационных и техногенных вод проводят титриметрическими методами по методикам измерений, разработанным в ОФХИ. Диапазон определяемых концентраций

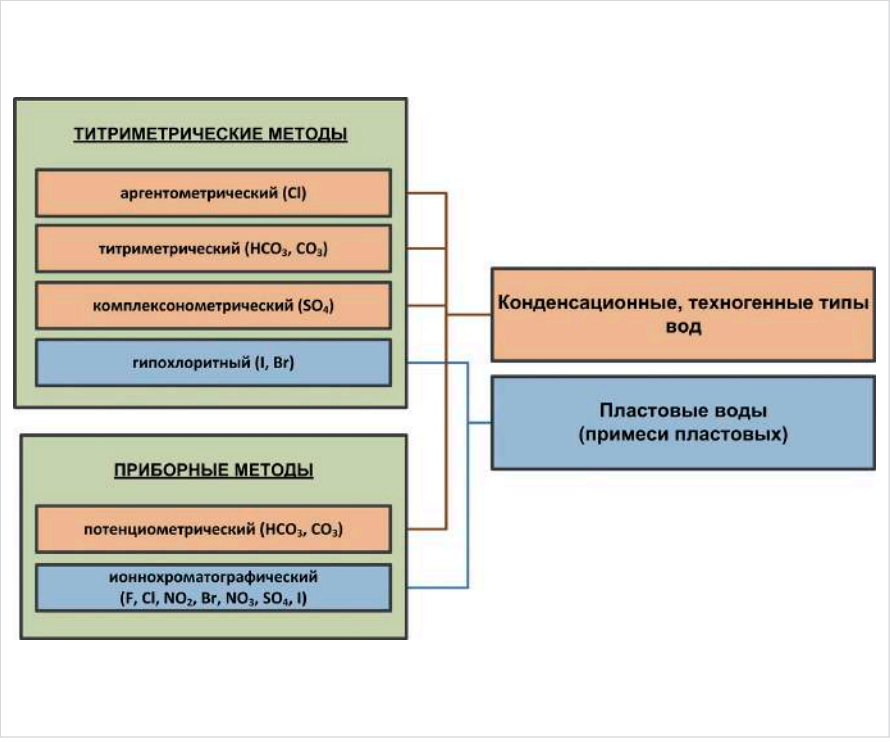


Рис. 2 — Методы определения анионного состава попутных вод

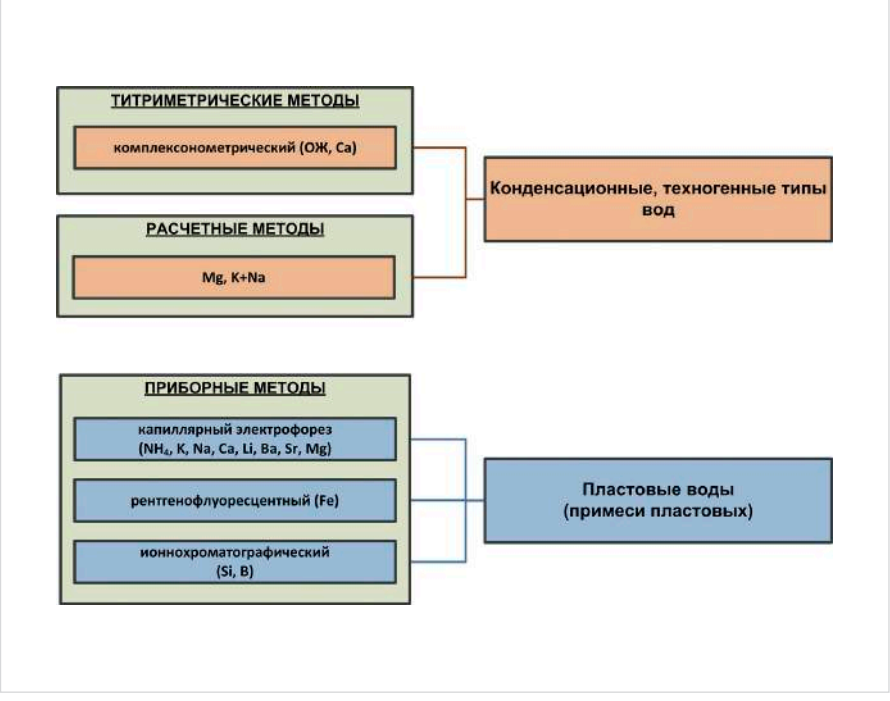


Рис. 3 — Методы определения катионного состава попутных вод УНГКМ

варьируется от 20 до 9000 мг/дм^3.

Для определения анионного состава пластовых вод в отделе применяют ионные хроматографы «Metrohm».

Анализ проб проводят согласно [1]. Определение фторидов, нитратов и нитритов не проводилось ранее, а стало возможным после внедрения ионнохроматографического метода.

По гидрохимическим анализам (ГХА) проб было установлено, что коррелятивными компонентами пластовых вод сеноманской и неокомских залежей, ачимовских отложений УНГКМ являются ионы хлора, йода, брома, гидрокарбоната и сульфата [2, 3].

Внедрение в лабораторную практику ионнохроматографического метода позволило существенно сократить время проведения анализов и объемы пробы воды, необходимые для получения представительных результатов исследований. Так из аликвоты объемом 15 см^3 можно получить результаты по 7 компонентам. Диапазон определяемых концентраций от 0,2 до 20000 мг/дм^3.

Катионный состав попутных вод определяется титриметрическими, расчетными и приборными методами (рис. 3).

Титриметрическими методами анализа определятся общая жесткость по методике, разработанной в ИТЦ, а кальций — по [4].

Расчётным методом — магний, сумму калия и натрия. Титриметрические и расчетные методы используются для анализа конденсационных и техногенных типов вод.

Приборными методами определения катионного состава пластовых вод являются — капиллярный электрофорез, ионнохроматографический и рентгенофлуоресцентный.

Метод капиллярного электрофореза является основным при оценке катионного состава вод, так как в результате одного анализа определяются сразу 8 компонентов. Анализ проводят в соответствии с [5, 6]. Диапазон определяемых концентраций от 0,25 до 20000 мг/дм^3.

При капитальном ремонте скважин на УНГКМ широко используются высокоминерализованные жидкости (хлоридные растворы кальция, натрия, калия), смеси которых с пластовыми и конденсационными водами могут иметь солёность, близкую к минерализации пластовых вод. Следовательно, определение катионов кальция, натрия, калия необходимо для установления гидрохимического фона.

На основании статистического материала по результатам анализов пластовых вод было определено, что кальций, стронций и натрий являются коррелятивными компонентами для вод УНГКМ [7]. До внедрения метода капиллярного электрофореза определение содержания стронция не проводилось, а содержание натрия определяли расчетным методом, причем в сумме с калием, что не позволяло выделить натрий в качестве одного из коррелятивов. Основные достоинства метода — малый объем пробы (до 1 см^3), экспрессность (продолжительность анализа — 15 мин) и малый расход реактивов.

Ионнохроматографический метод используют для определения бора и кремния по [8]. Кремний присутствует в природных водах в основном в форме растворённой ортокремниевой кислоты, которая легко дегидратируется с образованием устойчивой формы оксида кремния. Отношение кремния к хлору в конденсационных водах на порядок выше, чем в пластовых. Это объясняется спецификой состава и повышенной агрессивностью конденсационных вод по отношению к силикатным породам, слагающим залежь [9]. На основании статистического материала ионами бора и кремнием наиболее обогащены пластовые воды неокомских залежей [7].

Кроме выявления коррелятивных критериев для идентификации пластовых вод, немаловажно контролировать техническое состояние технологического оборудования в условиях коррозии металлов. При этом основными компонентами продуктов их коррозии являются соединения железа.

Железо постоянно присутствует в поверхностных и подземных водах. Повышение концентрации данного компонента в попутных водах можно объяснить развитием коррозионных процессов, протекающих в скважинном оборудовании [9].

Для определения содержания железа применяется рентгенофлуоресцентный метод согласно [10].

Рентгенофлуоресцентный метод анализа обладает следующими преимуществами: недеструктивностью, возможностью исследования как жидких, так и твердых образцов, широким диапазоном определяемых элементов (от $_{11}$Na до $_{93}$Np).

Кроме солевого состава, попутные воды содержат и органические примеси. В практике проведения работ по интенсификации добычи газа и газового конденсата широко используются на УНГКМ такие жидкости как метанол и диэтиленгликоль (ДЭГ). Существующие химические методы анализа проб не позволяют проводить раздельное определение концентрации этих жидкостей [9]. Поэтому определение метанола и ДЭГа проводят в ИТЦ газохроматографическим методом по [12, 11].

Содержание метанола и ДЭГа характеризует присутствие техногенных примесей, влияющих негативно на состояние экологического фона. Данные методы позволяют рассчитывать уносы (потери) этих реагентов с водой. Преимущества методов: малый объем пробы (до 5 см^3), экспрессность, сокращение времени контакта с образцом и замена вредного для здоровья окислительного метода. Диапазон определяемых концентраций от 0,5 до 100% масс.

К настоящему времени в ИТЦ разработано 10 методик выполнения измерений, которые составляют 70% от общего количества, применяемых при анализе пластовых вод. Все методики имеют метрологическую аттестацию и входят в область аккредитации испытательного центра ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой».

Таким образом, внедрение современного лабораторного оборудования, разработка и применение новых методик физико-химических исследований попутных вод позволяют решить одну из ключевых задач гидрохимического контроля за дальнейшим рациональным освоением УНГКМ. В результате мониторинга состава пластовых вод уточнены и установлены новые гидрохимические коррелятивы в зависимости от глубины залегания продуктивных пластов [2, 3, 7]. Данные комплексного гидрохимического анализа компонентного состава попутных вод дают возможность определить их генезис — пластовые, конденсационные, техногенные, оценить долю каждой из этих составляющих в пробах, выявить причины и характер обводнения объектов, контролировать и планировать ремонты скважин.

Итоги

Внедрение современного лабораторного оборудования, разработка и применение новых методик проведения физико-химических исследований попутных вод Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения направлено на осуществление комплексного подхода к анализу попутных вод.

Выводы

Данные комплексного гидрохимического анализа позволяют установить гидрохимические коррелятивы, определить генезис попутных вод.

Список используемой литературы

1. СТО 05751745-153-2010. Методика измерений массовых концентраций фторид-ионов, хлорид-ионов, нитрит-ионов, бромид-ионов, нитрат-ионов, сульфат-ионов, иодид-ионов в попутных водах нефтегазоконденсатных месторождений ионнохроматографическим методом.
2. Кошелев А.В., Ли Г.С., Катаева М.А. Оперативный гидрохимический контроль за обводнением пластовыми водами объектов разработки Уренгойского НГКМ // Вести газовой науки. 2014. № 3/19. С. 106–115.
3. Абукова Л.А., Абрамова О.П., Кошелев А.В., Ставицкий В.А., Ли Г.С., Катаева М.А. Исходный состав пластовых вод как основа гидрохимического контроля за разработкой Ачимовских отложений Уренгойского НГКМ. М.: Недра, 2013. С. 171–181.
4. ГОСТ 26449.1-85. Установки дистилляционные опреснительные стационарные. Методы химического анализа соленых вод.
5. СТО Газпром 2.3.1-100-2007. Методика определения катионов и анионов для высокоминерализованных попутных вод месторождений на приборе «Капель».
6. ПНД Ф 14.1:2:4.167-2000. Методика измерений массовой концентрации катионов аммония, калия, натрия, лития, магния, стронция, бария и кальция в пробах питьевых, природных (в том числе минеральных) и сточных вод методом капиллярного электрофореза с использованием системы капиллярного электрофореза «Капель».
7. Кошелев А.В., Ли Г.С., Катаева М.А. Гидрохимический контроль за обводнением пластовыми водами объектов разработки Уренгойского НГКМ. Тюмень: РИФ Солярис, 2013. С. 147–159.
8. СТО 05751745-155-2010. Методика измерений массовых концентраций кремния и бора в попутных водах нефтегазоконденсатных месторождений ионнохроматографическим методом.
9. Ильченко В.П., Левшенко Т.В., Петухова Н.М. и др. Гидрохимические нефтегазовые технологии. М.: Недра, 2002. 382 с.
10. СТО 05751745-170-2013. Методика измерений массовой концентрации железа в попутных водах нефтегазоконденсатных месторождений рентгенофлуоресцентным методом.
11. СТО 05751745-178-2012. Методика измерений массовой доли метанола в попутных и производственных водах нефтегазоконденсатных месторождений газохроматографическим методом.
12. Методика выполнения измерений массовой доли диэтиленгликоля и метанола в промысловых растворах ДЭГ и производственных водах с техногенными примесями в условиях их совместного присутствия хроматографическим методом. 2008.

Comprehensive approach to hydrochemical analysis of produced water of Urengoy oil and condensate field

UDC 66

Author:
Marina A. Kataeva — senior chemist[1]; m.a.kataeva@gd-urengoy.gazprom.ru
Mariya Yu. Tiunova — chemist engineer[1]; m.yu.tiunova@gd-urengoy.gazprom.ru

[1]engineer of physical-chemical study department of Engineering and Technical Centre, Gazprom dobycha Urengoy LLC, Novy Urengoy, Russian Federation

Abstract
Complication of hydrocarbon production technology under conditions of declining well rate has brought the necessity of improvement the physicochemical methods of produced water analysis.
Comprehensive approach to hydrochemical analysis of stratal water with application of instrumental and titrimetric methods was introduced to carry out of hydrochemical monitoring for drowning of Urengoy oil, gas, condensate field in Engineering and Technical Center of Gazprom dobycha Urengoy LLC.
Improvement of produced water analysis is based on the adaptation of modern laboratory equipment and development of new physical and chemical procedures.
Comprehensive approach allows to solve one of the key problems of hydrochemical monitoring of Urengoy oil, gas, condensate field – determination of hydrochemical correlatives depending on the producing depth, which assist to realize organizational or engineering decisions on efficient use of operating wells fund.

Materials and methods
Sampling material of produced water; anionic, cationic composition; titrimetric and instrumental methods.

Results
Adaptation of modern laboratory equipment, development and application of new physical and chemical procedures of produced water of Urengoy oil, gas, condensate field are intended to carry out comprehensive approach to hydrochemical analysis of produced water

Conclusions
The basal data of comprehensive hydrochemical analysis provide an opportunity to find hydrocarbon correlatives and define produced water genesis.

Keywords
Urengoy oil, gas, condensate field, waste water, produced water, physical and chemical methods of research, hydrochemical analysis

References

1. Industry standard 05751745-153-2010. Methods of measuring mass concentrations of fluoride ions, chloride ions, nitrite ions, bromide ions, nitrate ions, sulfate ions, iodide ions in produced water oil and condensate fields by ion chromatographic method.
2. Koshelev A.V., Li G.S., Kataeva M.A. *Operativnyy gidrokhimicheskiy kontrol' za obvodneniem plastovymi vodami ob"ektov razrabotki Urengoyskogo NGKM* [Operating hydrochemical monitoring of productive formation stratal water of Urengoy oil, gas, condensate field]. *Vesti gazovoy nauki*, 2014, issue 3/19, pp. 106–115.
3. Abukova L.A., Abramova O.P., Koshelev A.V., Stavitskiy V.A., Li G.S., Kataeva M.A. *Iskhodnyy sostav plastovykh vod kak osnova gidrokhimicheskogo kontrolya za razrabotkoy Achimovskikh otlozheniy Urengoyskogo NGKM* [Original composition of stratal water as the basis of hydrochemical monitoring for Achimov deposit development of UNGKM]. Moscow: *Nedra*, 2013, pp. 171–181.
4. GOST 26449.1-85. Stationary distillation desalting units. Methods of saline water chemical analysis.
5. Industry standard of Gazprom 2.3.1-100-2007. Method of determination of cations and anions for highly mineralized produced water of field by "Capel" device.
6. Regulatory document 14.1:2:4.167-2000. Methods of measuring mass concentrations of the cations ammonium, potassium, sodium, lithium, magnesium, strontium, barium and calcium in samples of drinking, natural (including mineral) and the waste water by capillary electrophoresis using a capillary electrophoresis system "Capel".
7. Koshelev A.V., Li G.S., Kataeva M.A. *Gidrokhimicheskiy kontrol' za obvodneniem plastovymi vodami ob"ektov razrabotki Urengoyskogo NGKM* [Hydrochemical monitoring for water intrusion of development facilities of UNGKM]. Tyumen: *RIF Solyaris*, 2013, pp. 147–159.
8. Industry standard 05751745-155-2010. Methods of measuring mass concentrations of silicium and bromin in produced water oil and condensate fields by ion chromatographic method.
9. Il'chenko V.P., Levshenko T.V., Petukhova N.M. and other. *Gidrokhimicheskie neftegazovye tekhnologii* [Hydrochemical oil and gas technologies]. Moscow: *Nedra*, 2002, 382 p.
10. Industry standard 05751745-170-2013 Methods of measuring mass concentrations of ferrum in produced water oil and condensate fields by X-ray fluorescence method.
11. Industry standard 05751745-178-2012. Methods of measurement of the mass fraction of methanol ferrum in produced water oil and condensate fields by gas chromatographic method.
12. Industry standard Methods of measurement of the mass fraction of diethylene glycol and methanol in produced preparations and produced water with anthropogenic dirt in conditions joint presence by chromatographic method. 2008

УДК 622.691

Центр газовой науки и практики

С.А. Скрылев
кандидат геолого-минералогических наук,
генеральный директор[1]

[1]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

ООО «ТюменНИИгипрогаз» — 100-процентное дочернее Общество ОАО «Газпром», которое реализует комплексный подход к разработке и обустройству газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. Научные разработки и проектные решения ООО «ТюменНИИгипрогаз» используются на многих предприятиях Западной и Восточной Сибири, а промышленное оборудование, изготовленное на Экспериментальном заводе Общества, применяется по всей стране.

Постановлением Правления ОАО «Газпром» с 2002 г. на ООО «ТюменНИИгипрогаз» возложены функции головной организации по научному обеспечению производственной деятельности предприятий газовой промышленности в Западно-Сибирском регионе.

Этот крупнейший на сегодняшний день научно-проектный институт был создан в 1966 г., первоначально как филиал ВНИИГАЗа. В то время только разворачивалось освоение нефтегазовых месторождений тюменского Севера. Первой опытной площадкой стало Пунгинское месторождение. Тогда и выяснилось, что методы, применявшиеся в европейской России, здесь не подходят.

Именно поэтому для Медвежьего месторождения были разработаны рекомендации по бурению и конструкции эксплуатационных скважин увеличенного диаметра лифтовых колонн, строящихся в условиях многолетнемерзлых пород.

Следующим стало Уренгойское месторождение, которое на пике своих возможностей давало более 60% от всей добычи газа в стране. Это стало возможно, в том числе, благодаря новаторским технологиям, которые специалисты ТюменНИИгипрогаза опробовали на Медвежьем.

В проекте разработки сеноманской залежи Ямбургского месторождения, подготовленном совместно с ВНИИГАЗом, было предусмотрено наклонно-направленное бурение скважин. С тех пор это решение широко используется при освоении газовых месторождений.

Вынгапуровское (1978 г.), Комсомольское (1993 г.), Западно-Таркосалинское (1995 г.), Губкинское (1999 г.), Вынгаяхинское (2003 г.), Етыпуровское (2004 г.) — практически все месторождения «южной группы» запускались по проектам ТюменНИИгипрогаза.

На Комсомольском месторождении, состоящем из трех куполов, было построено две установки предварительной подготовки газа и центральная УКПГ. Это решение сэкономило значительные средства и было отмечено премией «Газпрома».

В проекте обустройства Вынгаяхинского и Етыпуровского месторождений, удаленных друг от друга на 40 км, проектировщикам удалось разместить все сооружения на Етыпуровской площадке, создав единый газодобывающий комплекс. Так ТюменНИИгипрогаз

Главный корпус ООО «ТюменНИИгипрогаз»

В кернохранилище ООО «ТюменНИИгипрогаз», п. Антипино, г. Тюмень

вновь стал лауреатом премии Газпрома.

Сегодня перед газовой отраслью региона стоят новые задачи: освоение Ямала и Гыдана, разработка ачимовских и освоение юрских отложений, внедрение «малолюдных» технологий, создание новых центров газодобычи в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. ТюменНИИгипрогаз активно работает по всем направлениям, используя накопленный опыт и знания.

В 2008 г. на Уренгое началась промышленная эксплуатация ачимовских отложений. Единая технологическая схема разработки была подготовлена тюменским институтом. В 2013 г. были введены в эксплуатацию объекты пускового комплекса участка 1А ачимовских отложений.

В 2011 г. по проекту ТюменНИИгипрогаза был запущен автоматизированный газовый промысел сеноманской залежи Муравленковского месторождения, основанный на «малолюдных технологиях». В 2012 г. введено в эксплуатацию Бованенковское месторождение, все эксплуатационные скважины которого были построены по проектам института. В 2013 г. выполнены проект разработки Ямбургского (сеноманские отложения) и комплексный проект разработки Заполярного месторождений. В 2014 году были выполнены проекты обустройства второго, четвертого и пятого ачимовских участков Уренгойского месторождения.

В структуре института имеются аттестованные лаборатории буровых растворов и специальных жидкостей, тампонажных растворов. Создан Центр изучения керна и пластовых флюидов, в состав которого входит кернохранилище вместимостью 70 тыс. погонных метров.

Экспериментальный завод Общества выпускает оборудование для газодобывающих и газотранспортных компаний, преимущественно на основе собственных разработок. Установки комплексной подготовки нефти и газа, факельные устройства, расходомеры, сепараторы, теплообменники — продукция ТюменНИИгипрогаза заслужила отличную репутацию у газовиков и нефтяников по всей России.

Разработана и успешно внедрена в производство уникальная технология подготовки воды «Водопад». Газовики по достоинству оценили эту технологию не только за высочайшее качество питьевой воды, но и за удобство в использовании. Станция работает в автоматическом режиме и не нуждается в постоянном присутствии обслуживающего персонала. По всей России работает более 110 станций.

В 2011 г. станция «Водопад» стала лауреатом конкурса «100 лучших товаров России», а в 2013 г. водонапорные подстанции были признаны дипломантами этого конкурса.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГАЗПРОМ»

ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

625019, РФ, г. Тюмень,
ул. Воровского, 2
Тел.: +7 (3452) 28-64-81
Факс: +7 (3452) 27-40-45
E-mail: info@tngg.ru
www.tyumenniigiprogaz.gazprom.ru

Стенд ООО «ТюменНИИгипрогаз»
на выставке «Нефть и газ – 2011», г. Тюмень, сентябрь 2011

Специалисты отдела крепления скважин ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень

Центр изучения керна и пластовых флюидов ООО «ТюменНИИгипрогаз», г. Тюмень.

УДК 622.691

Оптимизация методики газодинамических исследований скважин в условиях низкопроницаемых коллекторов и АВПД без потери информативности результатов

В.П. Тюрин
заведующий отделом разработки ачимовских залежей[1]
tyurinvp@tngg.ru

А.Н. Нестеренко
к.т.н., заместитель генерального директора по научным и проектным работам в области разработки и эксплуатации газоконденсатных и нефтяных месторождений[1]
Nesterenko@tngg.ru

Н.А. Завьялов
заместитель генерального директора-главный геолог[2]
n.zavyalov@achimgaz.ru

М.Г. Жариков
к.т.н., заместитель генерального директора-главный геолог[3]
m.g.zharikov@gd-urengoy.gazprom.ru

[1]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия
[2]ЗАО «Ачимгаз», Новый Уренгой, Россия
[3]ООО «Газпром добыча Уренгой», Новый Уренгой, Россия

В настоящей работе представлены сформированные рекомендации по программе первичных газодинамических исследований скважин, позволяющие извлечь максимум информации при минимальном затраченном времени и ресурсах на проведение исследований.
Также предложен алгоритм использования полученной информации по результатам интерпретации исследований, который позволяет проводить адаптацию полномасштабной модели месторождения по распределению давления в пласте, а также прогнозировать необходимость и методику проведения дальнейших исследований на скважине.

Материалы и методы
Промысловые результаты гидродинамических и газодинамических исследований скважин.

Ключевые слова
ачимовские залежи, аналитическое моделирование, гидродинамические исследования, газоконденсатные исследования, интерпретация результатов исследований

Разработка ачимовских газоконденсатных залежей Уренгойского месторождения, в связи со сложными горно-геологическими условиями и уникальными запасами у всех недропользователей сопровождается непрерывной оптимизацией технико-технологических решений как в процессе разработки, так и на стадии проектирования. Кроме того, большое внимание уделяется получению достоверных данных о различных параметрах по результатам проведения и интерпретации газодинамических (ГДИ) и газоконденсатных исследований (ГКИ). При использовании высокотехнологичного оборудования для проведения исследований и интерпретации с применением современных симуляторов и методик, сложность исследований заключается в продолжительности их проведения, обусловленной низкими фильтрационно-емкостными свойствами пластов и соответственно низкими скоростями фильтрации и распределения давления. В связи с этим выполнены работы по оптимизации временных затрат на проведение исследований в условиях низких ФЕС и АВПД ачимовских залежей без потери информативности результатов для обеспечения детальной настройки постоянно-действующей геолого-гидродинамической модели и качественного прогнозирования показателей и различных геолого-технологических мероприятий (ГТМ) с высокой достоверностью.

Комплекс газодинамических исследований с параллельным проведением газоконденсатных исследований обеспечивают получение наиболее достоверной информации о динамических процессах, происходящих в призабойной и удаленной зонах пласта, что гарантирует обоснованность принятия технико-технологических решений по оптимизации системы разработки ачимовских залежей. Следует отметить, что гидродинамические исследования скважин проводились на различных этапах изучения ачимовских отложений Уренгойского месторождения: в период разведочных работ; на

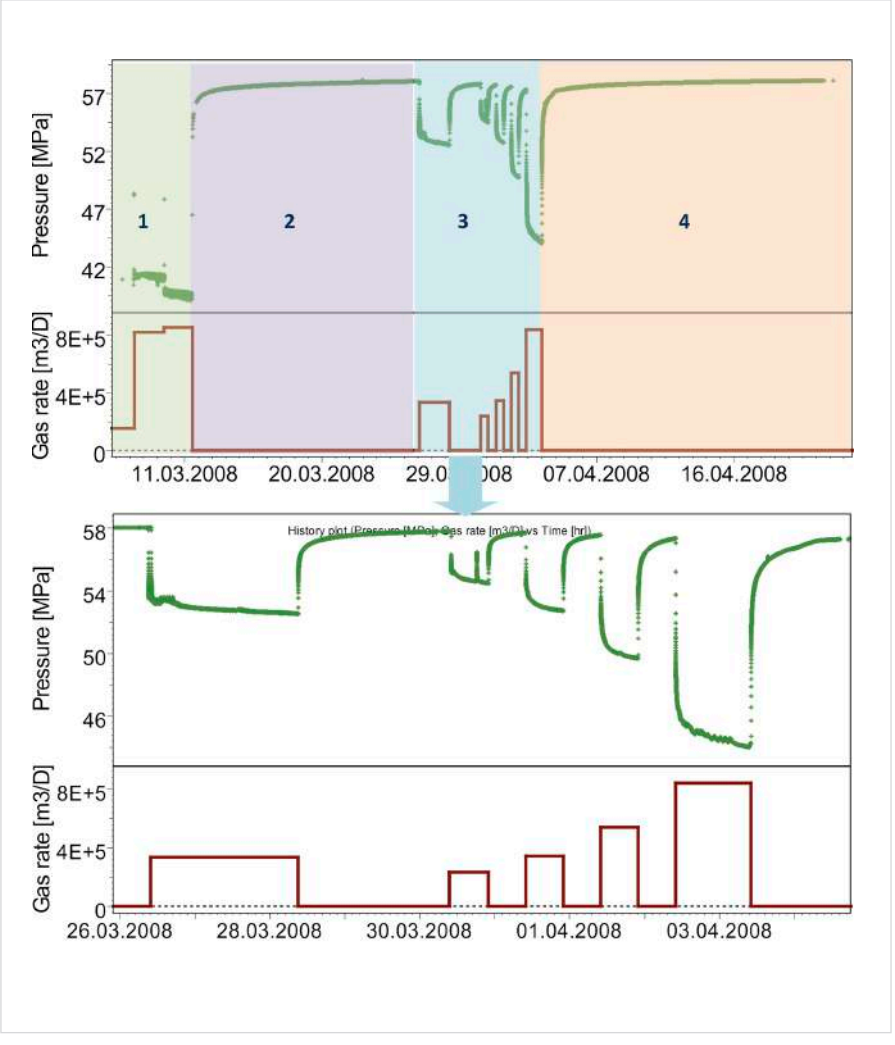


Рис. 1 — Схема проведения первичных исследований на скважине 1А181

стадии опытно-промышленной разработки отдельных участков; в период промышленной разработки. На текущий момент по Уренгойскому лицензионному участку испытано 252 объекта в 9 пластах. Основная часть исследований приходится на пласты $Ач_{3-4}$ и $Ач_5$ (более 80%) характеризующихся максимальной изученностью.

Информация, полученная по результатам исследований скважин, выполненных до 2010 г., а также их интерпретация легла в основу создания действующего проектного документа [1]. За период эксплуатации скважин, вскрывающих ачимовские отложения Уренгойского НГКМ, сформирована значительная база результатов газодинамических и газоконденсатных исследований. В общей сложности выполнено порядка 1800 исследований, интерпретация результатов которых выполнялась при помощи современных средств аналитического моделирования. По результатам выполненного анализа отмечена необходимость оптимизации существующей программы исследований с целью сокращения времени проведения работ на скважине без потери информативности результатов.

На текущий момент существует две распространенные методики проведения газодинамических исследований на режимах фильтрации с переменным дебитом (метод противодавления) и изохронное исследование [2]. Первоначальный комплекс исследований скважин (особенно в ранний период 2006–2009 гг.) выполнялся по изохронному способу. На рис. 1 представлен пример выполненных на скважине 181 первичных исследований с указанием следующих характерных периодов:

1. освоение/отработка скважины после бурения и вызова притока;
2. КВД с целью восстановления забойного давления до первоначального;
3. ГДИ и ГКИ на режимах фильтрации продолжительностью порядка 12 ч изохронным способом с отбором проб газа и конденсата и промежуточными КВД продолжительностью равной работы скважины на предыдущем режиме;
4. финальная КВД.

Необходимо отметить, что применение изохронного способа исследования скважин чаще всего необходимо для определения коэффициентов высокоскоростных сопротивлений уравнения притока газа [3]. Учитывая низкую проницаемость ачимовских коллекторов и высокие начальные давления, при проведении первичных исследований отмечаются невысокие скорости газа на забое (в среднем 2–3 м/с) и, следовательно, нет необходимости на первоначальной стадии в условиях начальных термобарических условиях тестировать скважины подобным образом. Возможно в дальнейшем, при снижении пластового давления при разработке залежей на истощение данный эффект будет проявляться в более интенсивной форме, поскольку возрастут скорости потока газа.

Кроме того, указанной продолжительности режимов (12 ч) недостаточно для стабилизации параметров работы скважины при смене режимов. В условиях нестационарной фильтрации, где отмечается неравенство $\Delta P/\Delta t \neq const$ (где ΔP — перепад давления, а Δt — промежуток времени, за который изменяется

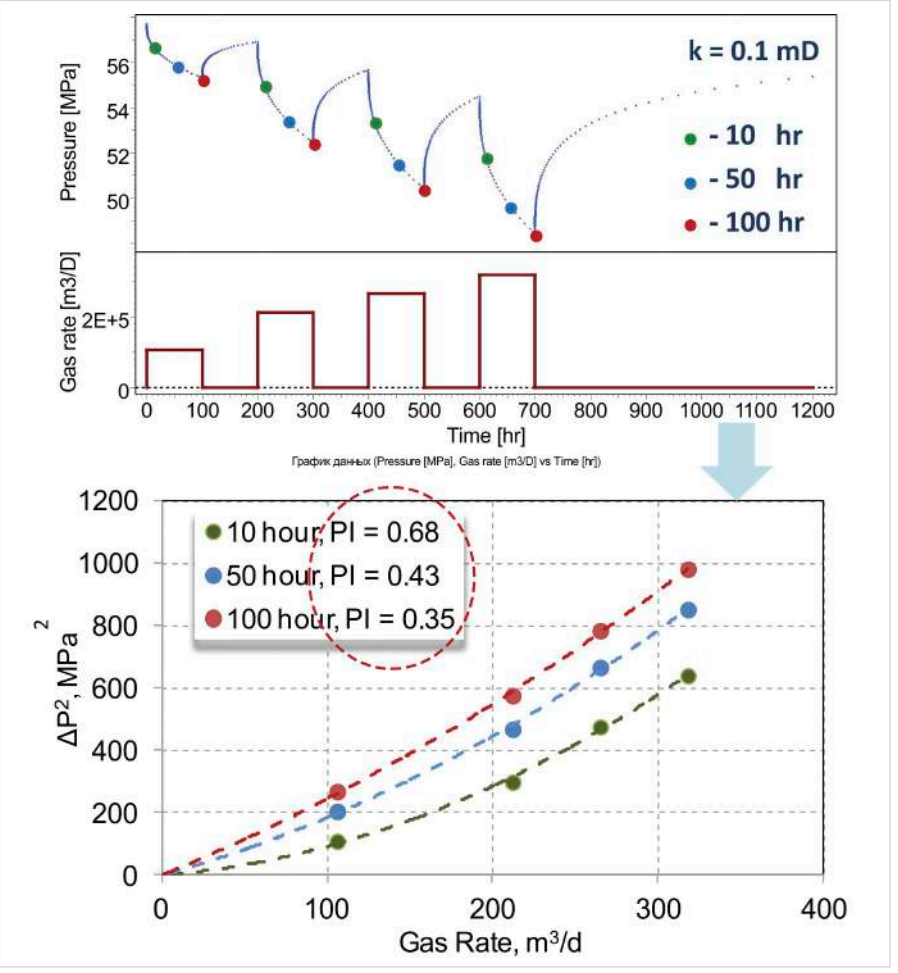


Рис. 2 — Сопоставление индикаторных диаграмм при различной длительности записи забойного давления

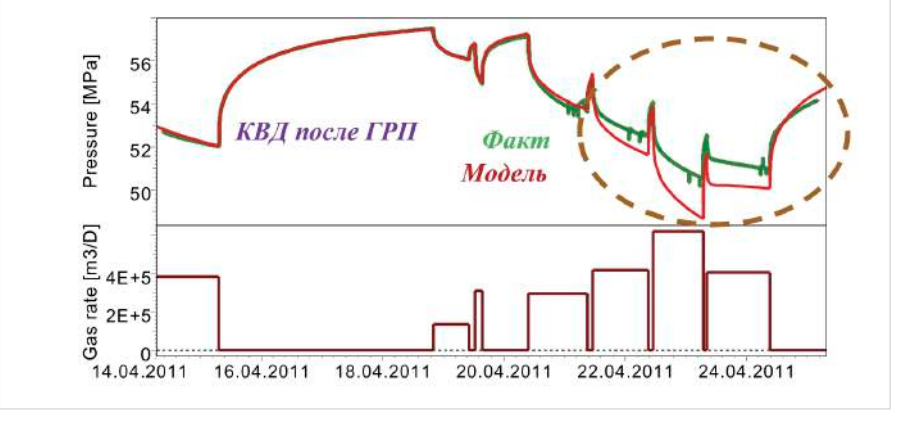


Рис. 3 — Результаты моделирования исследования скважины 2А111, выполненных непосредственно после ГРП

№	Действие	Дебит, тыс. м³/сут	Время работы, ч (сут)
1	Освоение	-	Не менее 72
2	КВД	-	96
3	Режим 1	>100	72
4	Режим 2	>200	72
5	Режим 3	>300	72
6	Режим 4	Максим.	72
7	КВД	-	360
			Итого = 648 (27)

Таб. 1 — Схема проведения совместного комплекса первичных ГДИ и ГКИ согласно [1]

давление), происходит некорректное определение продуктивности скважины, по большому счету, ограниченное временем её эксплуатации на режиме. На рис. 2 представлен характерный пример, на котором показано, что в условиях разной продолжительности режимов работы скважины диагностируется различная продуктивность скважины.

Также можно сделать вывод о том, что результаты первичных исследований, выполненных непосредственно после бурения скважин или после ГРП, не достоверно характеризуют параметры призабойной и удаленной зон пласта. Как показано на рис. 3, ввиду достаточно низких ФЕС ачимовских коллекторов процесс очищения ПЗП от результатов бурения и выполненных на скважине ГТМ, происходит от режима к режиму с течением эксплуатации скважины [4, 5].

В результате чего, было принято решение отказаться от выполнения исследований скважин изохронным способом в пользу метода противодавления, который лег в основу программы исследований действующего проектного документа (ПД) (таб. 1).

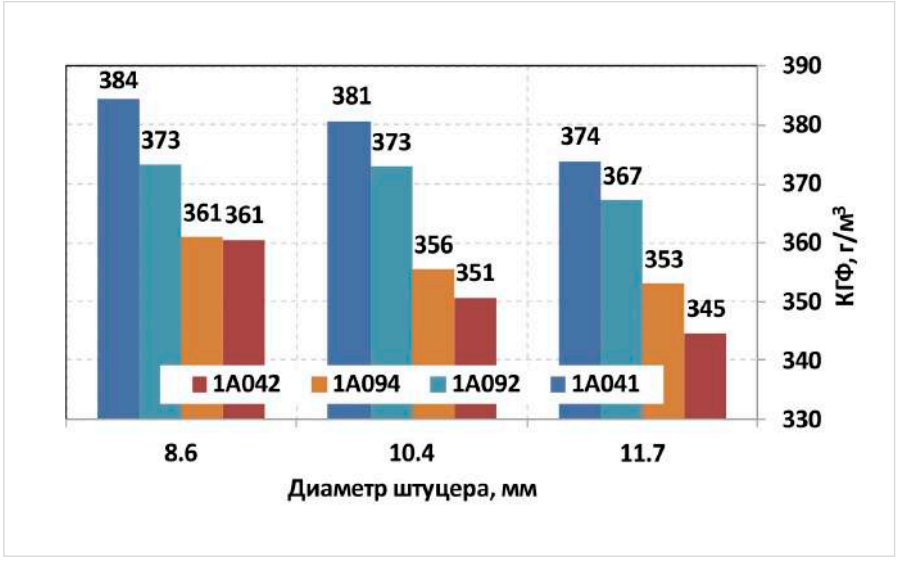


Рис. 4 — Сопоставление КГФ в зависимости от режима работы скважины

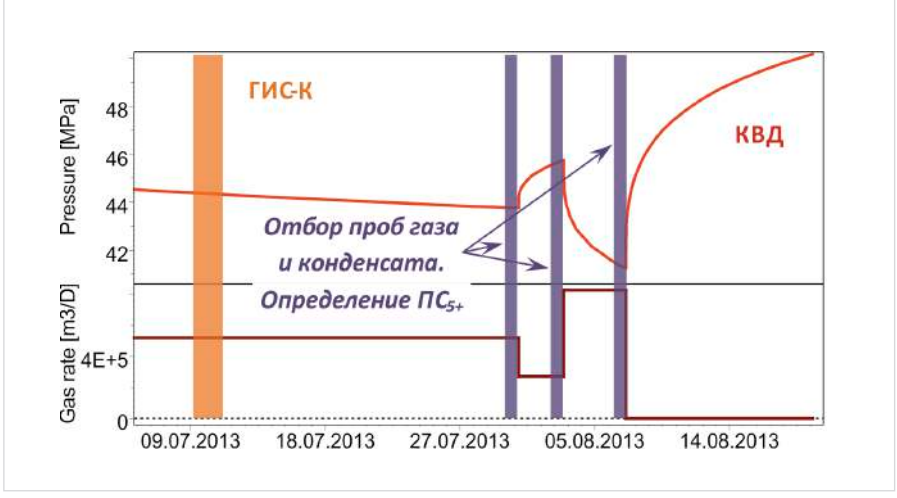


Рис. 5 — Рекомендуемая схема проведения первичных исследований скважин, вскрывающих ачимовские отложения Уренгойского НГКМ

№	Действие	Дебит, тыс. м³/сут	Время работы, ч (сут)
1	Освоение	Q_0	1500-2000
2	Режим 1	Q_0	10
3	Режим 2	0,5* Q_0	72
4	Режим 3	1,5* Q_0 (Максим.)	100
5	КВД	-	≈ 350
			Итого ≈ 532 (22)
Примечание: Q_0 — текущий эксплуатационный режим (либо проектный дебит скважины по газу)			

Таб. 2 — Рекомендуемая схема проведения совместного комплекса первичных ГДИ и ГКИ

Учитывая вышеизложенные особенности фильтрационных процессов ачимовских отложений, имеется возможность оптимизации данной программы исследований. А именно:

- проведение первичного комплекса ГДИ и ГКИ целесообразно после освоения и 2–3 месяцев отработки скважины в шлейф с целью стабилизации термобарических параметров и очищения ПЗП;
- с целью сокращения времени выполнения исследования без потери информативности результатов, после стабилизации рабочих параметров рекомендуется провести совместный комплекс ГДИ и ГКИ скважины на трех вместо четырех режимах фильтрации: текущий установившийся режим, режим минимальной депрессии на пласт (не более 10% от пластового давления, при забойном давлении выше давления начала конденсации) и режим максимально допустимой депрессии, определенной действующим проектным документом;
- непосредственно перед проведением ГДИ и ГКИ необходимо выполнить ГИС-К по определению профиля притока, поскольку решениями действующего проектного документа предусмотрена одновременная эксплуатация двух пластов $Ач_{3-4}$ и $Ач_5$.

Необходимость выполнения исследований на режиме максимально допустимой депрессии обусловлена сложностью фазового поведения пластовой смеси и межфазных переходов. Эксплуатация скважин при высоких депрессиях ведет к более стремительному снижению давления в зоне дренирования скважиной пласта и, тем самым, к более существенным потерям конденсата в пласте [2, 6]. В данной связи последовательность изменения депрессии на пласт в процессе выполнения исследований на режимах фильтрации может оказывать непосредственное влияние на содержание конденсата в газе. На рис. 4 представлена выявленная зависимость между депрессией на пласт, представленной в виде изменения диаметра проходного сечения штуцера на скважинах, и выходом конденсата [7]. В данной связи, режим максимальной депрессии на пласт позволит определить оптимальный технологический режим работы скважины с целью обеспечения максимального выхода конденсата.

Рекомендуемая схема выполнения исследования приведена на рис. 5. В конце каждого режима рекомендуется производить отбор проб газа и конденсата для лабораторных исследований. После чего скважина останавливается для регистрации КВД. Обоснование длительности КВД приведено далее.

В сравнении с принятой программой действующего ПД (таб. 2), удалось сократить продолжительность исследований на пять-шесть суток без потери информативности результатов, а также сократить время простоя скважины и исследовательского оборудования (таб. 2). Как уже было отмечено ранее, что для получения достоверной информации о продуктивности скважины необходимо 2–3 месяца стабильной её работы. Для экономии времени простоя исследовательского оборудования данный режим может выступить в качестве первого режима фильтрации при выполнении ГДИ и ГКИ.

Высокую информационную значимость имеет запись КВД на забое, поскольку в условиях нестационарности потока газа в пласте данный вид исследования является ключевым при определении продуктивности скважин и динамики её изменения. Учитывая тот факт, что на точность определения фильтрационных параметров (проницаемость, полудлина и проводимость трещины ГРП, скин-эффект и др.) в значительной степени влияет значение дебита газа и конденсата, при которых скважина эксплуатировалась перед снятием КВД, то длительную регистрацию КВД целесообразно осуществлять непосредственно после проведения ГКИ.

Ввиду отставания от проектных уровней добычи газа, недропользователем неоднократно поднимался вопрос о целесообразности сокращения времени при регистрации КВД. В процессе эксплуатации скважин, вскрывающих пласты с низкими ФЕС, формируется достаточно глубокая депрессионная воронка, в результате чего необходима длительная остановка скважины для получения корректной информации о величине текущего пластового давления и проницаемости пласта. Вместе с тем, остановка скважины для записи КВД обуславливает существенные потери в объемах добычи и риск отставания от проектных уровней. Поэтому соблюдение баланса между оптимальным временем остановки скважин для записи КВД и минимальными потерями в добыче является актуальным и практически значимым вопросом.

На основе имеющейся КВД длительностью 600 ч (скважина 131) произведено аналитическое сокращение времени остановки скважины (рис. 6). В результате, при сохранении удовлетворительного качества настройки диагностируются различные параметры ПЗП и удаленной зоны пласта (рис. 7). Однако уже на 350–400 ч наблюдаются достаточно близкие к фактическим значениям параметры (погрешности в определении фильтрационных параметров не превышают планку погрешности в 5%). В данной связи, в отсутствие радиального режима течения газа в течение 350 ч нет необходимости продолжать остановку скважины, поскольку полученной информации будет достаточно для моделирования процесса исследования.

Как отмечалось ранее, первичные исследования являются основополагающими для дальнейшего анализа и получения достоверной информации по скважинам. А именно, ключевым моментом является запись КВД. На основе распределения давления в координатах расстояния для каждой скважины получена зависимость времени остановки скважины от радиуса её влияния (рис. 8). Как известно, в современных гидродинамических симуляторах при расчете прогнозных показателей разработки, имеются характерные ключевые слова определяющие давление в зависимости от расстояния до условного забоя скважины. Таким образом, для упрощения процесса адаптации модели нет необходимости моделирования всего процесса исследования скважины с остановкой на КВД, а достаточно зафиксировать, снятые с фактической КВД точки, и производить настройку распределения давления в координатах расстояния.

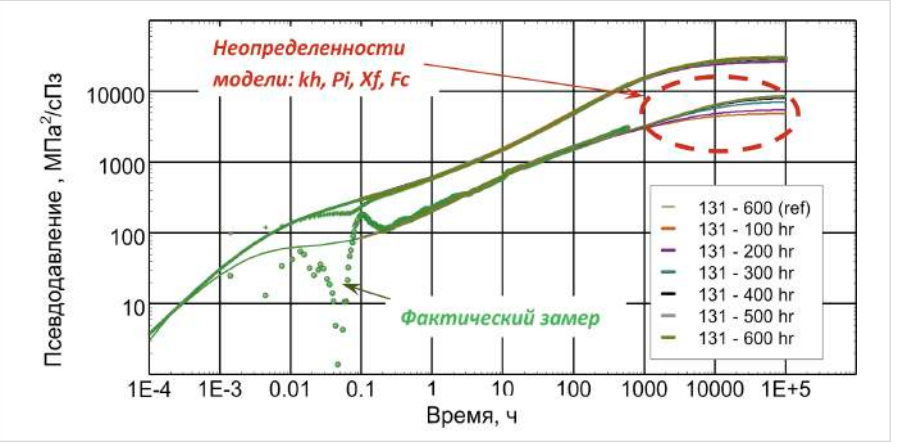


Рис. 6 — Диагностический график производной Бурде

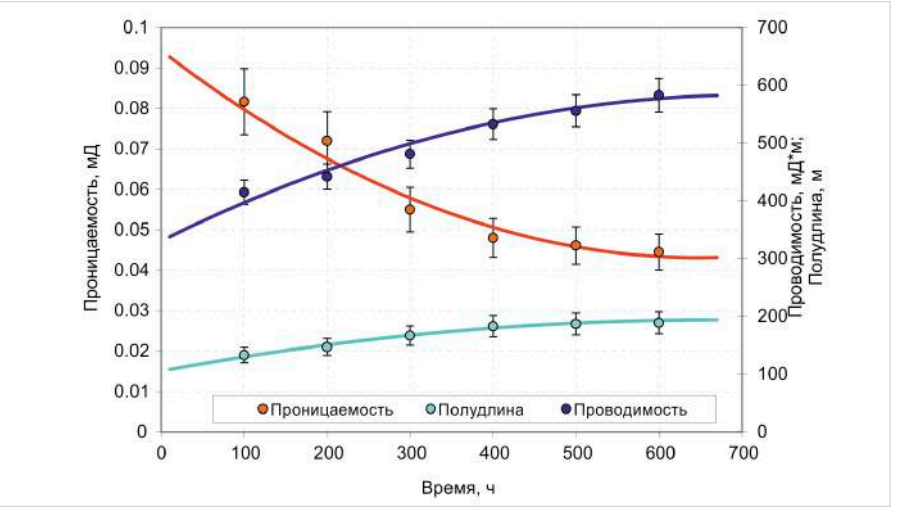


Рис. 7 — Результаты моделирования при различной длительности КВД

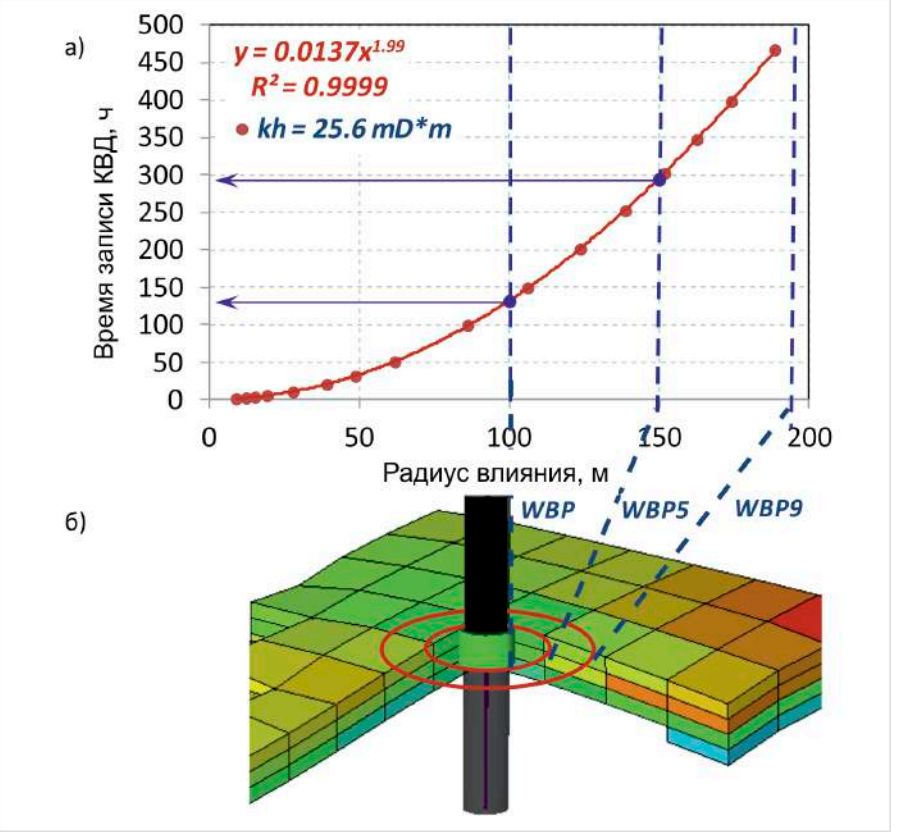


Рис. 8 — Применение полученных данных по результатам интерпретации КВД а) Зависимость времени КВД от расстояния от скважины; б) Фрагмент ФМ в районе скважины

В итоге интерпретация первичной КВД определяет продолжительность записи кривой при последующих исследованиях, в контексте оптимальной настройки притока в полномасштабной фильтрационной модели. Необходимо отметить, что ввиду изменчивости ачимовских отложений по площади залежей, данный подход применим индивидуально для каждой скважины.

Итоги

Приведены результаты работы по оптимизации временных затрат на проведение гидродинамических исследований в условиях низких ФЕС и АВПД ачимовских залежей Уренгойского месторождения без потери информативности результатов для обеспечения детальной настройки постоянно-действующей геолого-гидродинамической модели.

Выводы

По результатам выполненной работы сформированы рекомендации по методике проведения первичных исследований скважин, вскрывающих начальные термобарические условия ачимовских отложений Уренгойского НГКМ.

Список используемой литературы

1. Единая технологическая схема разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения.
2. Р Газпром 086-2010 Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. 1 ч.
3. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic data analysis “The theory and practice of Pressure Transient, Production analysis, Well Performance Analysis, Production Logging and the use of Permanent Downhole Gauge data”. Sophia Antipolis, France: KAPPA, 2011, 414 p.
4. Авторское сопровождение реализации проектных решений и мониторинг разработки участка 1А ачимовских отложений Уренгойского месторождения в 2013 году.
5. Авторский надзор за реализацией проектных решений по освоению участка 2А Единой технологической схемы разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения.
6. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М.: Недра, 1980. 301 с.
7 Фатеев Д.Г., Нестеренко А.Н. Унификация подходов при изучении газоконденсатных систем. Российская техническая нефтегазовая конференция и выставка SPE. Москва, 2014.

ENGLISH **GAS INDUSTRY**

Optimization of the gas-dynamic well tests for the low-permeable and over-pressured reservoirs without loss of the informative value

UDC 622.691

Authors:
Victor P. Tyurin — head of “Achimov deposits development” section[1]; tyurinvp@tngg.ru
Alexander N. Nesterenko — Ph.D., deputy general director on science and development of oil and gas-condensate fields development and operation[1]; Nesterenko@tngg.ru
Nikolay A. Zavialov — chief geologist[2]; n.zavyalov@achimgaz.ru
Maxim G Zharikov — Ph.D., chief geologist[3]; m.g.zharikov@gd-urengoy.gazprom.ru

[1]”TyumenNIIgiprogaz” LLC, Tyumen, Russian Federation
[2]”Achimgaz” CJSC, Novy Urengoy, Russian Federation
[3]“Gazprom dobycha Urengoy” LLC, Novy Urengoi, Russian Federation

Abstract

The recommendations on the primary gas-dynamic wells surveys providing maximum data at the minimal time period and resources for the surveys execution are given in the paper.
The algorithm of the interpretation data use for the history matching of the full-scale field model from the point of pressure distribution and for other wells surveys forecasting is proposed.

Materials and methods

History matching of the analytical model of unstable gas filtration in the conditions of abnormally high formation pressure is performed based on the results of field hydro-dynamic and gas-dynamic well surveys.

Results

The results of optimization of temporary costs for hydro-dynamic surveys in the conditions of low reservoir properties and abnormally high formation pressure of the Achimov deposits of the Urengoy field without loss of the informative value for detailed matching of the permanent reservoir-simulation model are provided.

Conclusions

After conducted works were given recommendation on the methodology on primary well surveys providing primary temperature and pressure conditions of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field.

Keywords

Achimov deposits, analytical modeling, hydro-dynamic surveys, gas-condensate survey, surveys results interpretation

References

1. Field development plan for hydrocarbons of the Achimov deposits of the Urengoy field.
2. R Gazprom 086-2010 Instruction on comprehensive surveys of gas and gas-condensate wells. Part 1.
3. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic data analysis “The theory and practice of Pressure Transient, Production analysis, Well Performance Analysis, Production Logging and the use of Permanent Downhole Gauge data”. Sophia Antipolis, France: KAPPA, 2011. 414 p.
4. Author’s supervision of design solutions and monitoring of 1A of the Achimov deposits of the Urengoy field in 2013.
5. Author’s on-site supervision over the design solutions on development of the site 2A of the Field Development Plan for hydrocarbons of the Achimov deposits of the Urengoy field.
6. Zotov G.A., Aliev Z.S. *Instruktsiya po kompleksnomu issledovaniyu gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin* [Instruction on comprehensive surveys of gas and gas condensate formations and wells]. Moscow: *Nedra*, 1980, 301 p.
7. Fateev D.G., Nesterenko A.N. *Unifikatsiya podkhodov pri izuchenii gazokondensatnykh sistem* [Unification of approaches for gas condensate systems study]. Russian technical oil and gas SPE conference and exhibition, Moscow, 2014.

88 ЛЕТ Сапкон

Акционерное Общество

«НЕФТЕМАШ»-САПКОН

Мы владеем большим рядом разработанных нами проектов и ВЫПУСКАЕМ РЕЗЕРВУАРНОЕ, НАСОСНОЕ, СПЕЦТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, а также по вашим чертежам можем изготовить изделия, детали, заготовки любой сложности.

Проектирует, производит, поставляет и осуществляет сервисное обслуживание технологического оборудования для объектов нефтехимии, топливно-энергетического комплекса, черной и цветной металлургии, коммунального хозяйства:

- агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;
- комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электро-обессоливания нефти;
- технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- нестандартное оборудование на заказ.

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

- проверка дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А также их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);
- проверка огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и
- пропускную способность;
- ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

WWW.SAPCON.RU

Россия, г. Саратов, ул. Б. Казачья, 113
Тел.: +7 (8452) 26-16-59, 50-59-82
Факс: +7 (8452) 50-60-30, 524-888
neftemash@sapcon.ru

Выносливые и производительные — созданы для крупных месторождений

В местах разработки месторождений полезных ископаемых и непосредственной добычи нефти и газа неотъемлемой частью технического оснащения, наряду со специализированным буровым оборудованием, является строительная техника для выполнения погрузочных, транспортировочных и землеройных работ. Учитывая сложный рельеф местности, структуру грунта, общие тяжелые условия эксплуатации, спецтехника должна быть адаптированной к интенсивному режиму работы.

Далеко не все производители спецтехники готовы предложить отвечающий серьезным требованиям нефтегазовой отрасли агрегат, способный обеспечить эффективное выполнение возложенных на него обязанностей. Предлагаем познакомиться с теми, кто уже доказал свою производительность, на протяжении нескольких лет работая на различных крупных нефтяных и газовых месторождениях.

КОМПАКТНАЯ И ВЫСОКОМАНЕВРЕННАЯ ТЕХНИКА

Вилочный погрузчик повышенной проходимости Maximal

В 2013 году на рынке подъемно-транспортного оборудования случился прорыв — крупнейший производитель вилочных погрузчиков, входящий в ТОП-10 мирового рейтинга, компания Maximal, объявила о введении на рынок уникальной, не имеющей аналогов в своем классе машины — вилочного погрузчика повышенной проходимости.

Что такое вилочный погрузчик повышенной проходимости? Это специальная модификация традиционного погрузчика, рассчитанная для работы на пересеченной и слабо освоенной местности, а также на любых других территориях, где требуется техника с хорошими показателями проходимости.

Непревзойденные эксплуатационные показатели техники Maximal серии ROUGH TERRAIN обусловлены следующими ключевыми особенностями:

Трансмиссия с автоматической блокировкой дифференциала. Для работы на пересеченной местности крайне важно отсутствие застревания и пробуксовки колес. Трансмиссия с автоматической блокировкой дифференциала повышенного трения обеспечивает ровное и плавное передвижение по труднопроходимым территориям.

Высокий клиренс. Дорожный просвет у внедорожных погрузчиков Maximal составляет 390 мм. Это означает, что он с легкостью сможет передвигаться по любым поверхностям и преодолевать препятствия.

Надежная конструкция. Корпус высокой прочности специально адаптирован к самым тяжелым условиям использования, большим нагрузкам и внешним воздействиям.

Крупногабаритные шины со специальным протектором. Колеса внедорожного погрузчика имеют массивные шины для большегрузного транспорта. Широкий агрессивный рисунок протектора гарантирует хорошее сцепление с поверхностью и стабильность передвижения машины.

Мощные силовые установки. Погрузчики повышенной проходимости Maximal укомплектованы дизельными моторами от лидеров двигателестроения в отрасли — Yanmar и Perkins, которые выпускают исключительно долговечную продукцию. Кроме того, синхронно действующие свечи предпускового нагрева выполняют запуск холодного двигателя в условиях низких температур.

В настоящее время на российском рынке присутствует весь существующий модельный ряд внедорожных погрузчиков — машины грузоподъемностью от 2 до 5 т в полноприводном и моноприводном исполнении. Они представляют собой не только универсальное и, отчасти, незаменимое погрузо-разгрузочное средство, но и оптимальное ценовое решение с расчетом на долгосрочную перспективу его использования.

КРУПНАЯ ТЕХНИКА

Фронтальные погрузчики XGMA

Заглянем в историю. Именно компания XGMA стала первым китайским производителем фронтальных погрузчиков, представив ковшовую технику данного типа в далеком 1964 году. С тех пор они стали одними из наиболее популярных на рынке — ежегодно около 40 000 единиц этих машин реализуется по всему миру.

Начиная с 1992 года, они принимали участие во всех государственных антарктических экспедициях, что является подтверждением высокого качества продукции и ее чрезвычайной надежности.

В настоящее время фронтальные погрузчики XGMA лидируют по многим показателям в своем классе, а именно показателям грузоподъемности, высоты разгрузки, скорости передвижения, эффективного расхода топлива, демонстрируя таким образом общую высокую производительность.

Бульдозеры XGMA

Более 30 лет назад компания XGMA полностью организовала собственное производство бульдозеров по технологиям известной японской фирмы Komatsu. Оптимальное сочетание двигателя и трансмиссии обеспечивает эффективное и стабильное тяговое усилие в широком диапазоне скорости. В зависимости от рабочих условий бульдозеры могут оснащаться не только прямым отвалом с гидроперекосом, но угловым и полусферическим отвалом.

Экскаваторы XGMA

Данный тип техники является абсолютным аналогом более известных японских экскаваторов и находится в одном ценовом сегменте с корейскими, однако, не пользуется равнозначной популярностью. Вероятно, это связано с некоторым недоверием российского потребителя к оборудованию китайского производства, а зря — экскаваторы XGMA демонстрируют высокую эффективность копания при низком расходе топлива и длительный срок службы за счет усиленного бортового редуктора.

Компания «НТК форклифт» — эксклюзивный дистрибьютор в России мировых производителей Maximal и XGMA.

ООО «НТК форклифт»
125362, Москва, ул. Свободы, д.35, стр.23
+7 (800) 5555-393 (звонок бесплатный)
8 (495) 363 63 82
www.ntk-forklift.ru

ЛИЗИНГ СПЕЦТЕХНИКИ И НЕФТЯНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

НАКОПЛЕННЫЙ ОПЫТ ПОЗВОЛЯЕТ НАМ ЧЕТКО ПОНИМАТЬ ПОТРЕБНОСТИ ВСЕХ УЧАСТНИКОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Мы разработали специальные финансовые продукты,
способные удовлетворить множество специфических задач:

- При выполнении работ по строительству нефтегазовых объектов
- При выполнении работ по бурению и исследованию скважин
- При выполнении работ по подъему жидкости из скважины
- При текущем и капитальном ремонте скважин

ООО «Сибирская лизинговая компания» является членом Союза производителей нефтегазового оборудования

ФИНАНСОВЫЕ ПРОДУКТЫ ДЛЯ ПОДРЯДЧИКОВ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

ПРОБЛЕМА

Российские строительные и сервисные компании часто сталкиваются с ситуацией, когда выиграв тендер у крупной нефтегазовой компании на подрядные работы, по условиям тендера, они получают оплату со значительной отсрочкой. Несмотря на это, тендером предусмотрен жесткий график выполнения работ, для которых необходима специализированная техника.

Производитель самостоятельно должен изыскать финансирование на производство заказа.

РЕШЕНИЕ ОТ ООО «СИБИРСКАЯ ЛИЗИНГОВАЯ КОМПАНИЯ»

ООО «СЛК» предлагает строительным и сервисным компаниям нефтегазового сектора финансовый продукт, благодаря которому, Вы сможете приобрести необходимую Вам технику, не отвлекая собственные средства.

При этом, под гарантию подрядного договора, мы готовы финансировать с авансом, равным 0%

17 лет на рынке!

СИБИРСКАЯ ЛИЗИНГОВАЯ КОМПАНИЯ

Для получения подробной консультации по финансовым услугам обращайтесь в наш Единый информационный центр:

+7 499 576 57 78 • 8 800 100 32 44

www.oooslk.ru

Типовая конструкция ДКС компании «ГЕА Рефрижерейшн РУС», включающая в себя винтовой компрессор с электродвигателем, входной фильтр-сепаратор, фильтр тонкой очитки газа на выходе из установки, систему смазки компрессора, системы охлаждения масла и газа, систему электроснабжения и управления, а также вспомогательные системы имеет более 75% российских компонентов. Главный импортируемый компонент — это винтовой компрессор GEA GRASSO.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ / ПРОИЗВОДСТВО / ПОСТАВКА / МОНТАЖ / СЕРВИС / ЗАПЧАСТИ

ГЕА Рефрижерейшн РУС

www.geaenergy.ru www.gea.com

Москва
105094, ул. Семеновский Вал, 6А
Тел: +7 (495) 787-20-11, факс: +7 (495) 787-20-12

Екатеринбург
620028, ул. Фролова, 31, офис 31
Тел/факс: +7 (343) 287-37-30

Санкт-Петербург
190031, ул. Гороховая, 53, лит. А, пом. 6Н
Тел/факс: +7 (812) 310-38-49

Владивосток
690091, ул. Набережная, 9
Тел/факс: +7 (4234) 65-02-80

Инженерные решения, улучшающие мир

GEA Refrigeration Technologies

Производство азота методом короткоцикловой безнагревной адсорбции

А.К. Акулов
д.т.н., профессор, генеральный директор[1]

[1]Научно-производственная компания «Провита», Санкт-Петербург, Россия

Основным источником азота является атмосферный воздух, содержащий около 78% N_2. Для промышленного производства азота используют три основных метода: криогенную ректификацию, мембранную технологию и метод короткоцикловой безнагревной адсорбции. Криогенные установки позволяют осуществлять комплексное разделение воздуха с извлечением всех его компонентов при относительно небольших удельных затратах энергии.

Метод криогенной ректификации, протекающий при температуре около -200°С, целесообразно использовать при разделении не менее 1000 м³/час воздуха т.е при получении достаточно больших количеств азота, кислорода, аргона. Кроме того, только на крупных криогенных установка можно получать неоно-гелиевую смесь и криптоно-ксеноновый концентрат.

При этом продукты разделения воздуха можно получать как в газообразном, так и в жидком виде. Получаемый кислород имеет концентрацию не менее 99,2%, а азот от 98 до 99,9995%. Основными недостатками этих установок является невозможность остановки оборудования при прекращении потребления получаемых продуктов и необходимость периодической остановки оборудования для его отогрева, ремонта и профилактики. Кроме того установки требуют квалифицированного круглосуточного обслуживания. Рабочий цикл криогенных установок составляет от нескольких месяцев до года. Продолжительность регламентных работ может составлять несколько недель.

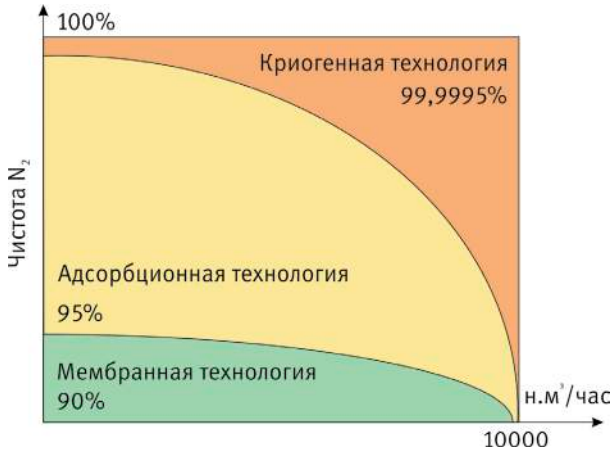
Мембранные технологии, появившиеся сравнительно недавно, используются для получения азота чистотой 95–99,9%. В основе мембранных систем лежит разница в скорости проникновения компонентов газовой смеси через мембраны. Существенным недостатком мембранных установок является процесс деградации мембран, т.е. снижение производительности мембранного картриджа. В первый год эксплуатации снижение составляет до 10%, далее скорость деградации незначительно уменьшается. Для компенсации неизбежного процесса деградации мембран производители часто «переразмеривают» установку, делая ее с запасом, что также приводит к увеличению расхода сжатого воздуха.

К дополнительным недостаткам мембранной технологии можно отнести следующее:

- более низкая энергоэффективность в сравнении с адсорбционной технологией;
- процесс разделения воздуха идет при более высоком давлении, чем в адсорбционных установках, следовательно, на сжатие воздуха тратится больше электроэнергии;
- для нормальной работы мембранного модуля воздух на него должен подаваться подогретым до температуры +40..+55°С, что так же влечет дополнительный расход электроэнергии; относительно низкая чистота получаемого азота. Энергозартаты на получение азота чистотой 99,5% в этих установках в среднем составляют 1,0 кВт-ч/м³.

Адсорбционная технология разделения воздуха активно используется для получения чистого азота с конца прошлого столетия. Это связано с появлением на рынке высокоэффективных углеродных молекулярных сит с развитой специфической микропористой структурой. Принцип работы адсорбционных установок основан на поглощении компонентов газовой смеси поверхностью твердого тела (адсорбента) за счет сил межмолекулярного взаимодействия. При этом скорость поглощения азота в десятки раз ниже скорости поглощения кислорода.

Современные углеродные молекулярные сита позволяют получать азот чистотой до 99,9999%. При этом удельные энергозатраты на производство азота чистотой 99,99% в среднем составляют 0,75 кВт-ч/м³. Стандартно давление получаемого азота 7–12 бар, но с помощью бустера его можно повысить до 320 бар и выше. Адсорбционные установки работают полностью в автономном режиме. В случае прекращения потребления азота они переходят в режим ожидания без потерь качества получаемого азота.



Целесообразность использования различных технологий разделения воздуха

Система управления типа PCS-6

Промышленные применения газообразного азота обусловлены его инертными свойствами. Газообразный азот пожаро- и взрывобезопасен, препятствует окислению, гниению. В нефтехимии азот применяется для продувки резервуаров и трубопроводов, проверки работы трубопроводов под давлением, увеличения выработки месторождений. В горнодобывающем деле азот может использоваться для создания в шахтах взрывобезопасной среды, для распирания пластов породы. В производстве электроники особо чистый азот применяется как инертная среда, не допускающая наличия окисляющего кислорода. Если в процессе, традиционно проходящем с использованием воздуха, окисление или гниение являются негативными факторами, то азот может успешно заместить воздух.

Важной областью применения азота является его использование в процессе синтеза разнообразных соединений, содержащих азот, таких, как аммиак, азотные удобрения, взрывчатые вещества, красители и т. п. Большие количества азота используются в коксовом производстве («сухое тушение кокса») при выгрузке кокса из коксовых батарей, а также для «передавливания» топлива в ракетах из баков в насосы или двигатели. В последнее время азот широко используется в процессах автоматической лазерной резки металлов.

В пищевой промышленности азот зарегистрирован в качестве пищевой добавки Е941, как газовая среда для упаковки и хранения продуктов, кроме того азот применяется при разливе масел и негазированных напитков для создания избыточного давления и инертной среды в мягкой таре.

Газообразным азотом заполняют камеры шин шасси летательных аппаратов. Кроме того, заполнение шин азотом стало популярно и среди автолюбителей, хотя однозначных доказательств эффективности использования азота вместо воздуха для наполнения автомобильных шин нет.

Производительность азотных адсорбционных установок варьируется от нескольких литров до сотен кубических метров в час. Срок эксплуатации установок без замены адсорбента составляет не менее 10–15 лет.

Научно-производственная компания «Провита» производит оборудование для адсорбционного разделения воздуха с 1991 г. и является ведущим российским разработчиком и производителем азотных адсорбционных установок. При использовании этих установок существенно сокращаются производственные затраты. Это достигается за счет низкой себестоимости производимого газа, относительно невысоких капитальных затрат, а также благодаря использованию уникальных технологических решений и высокой надежности адсорбционных генераторов.

Стандартная комплектация адсорбционной установки включает:

- винтовой компрессор для сжатия атмосферного воздуха,
- рефрижераторный или адсорбционный осушитель,
- блок фильтров для очистки воздуха от паров масла,
- воздушный ресивер,
- адсорбционный генератор для разделения воздуха
- продукционный ресивер.

В качестве дополнительных опций используются бустеры для повышения давления продукционного газа, в том числе, для закачки газа в баллоны. Все оборудование может быть смонтировано в специальном контейнерном модуле, оснащенном системами освещения, отопления, вентиляции, пожарной и охранной сигнализацией, системой пожаротушения. Контейнер рассчитан для эксплуатации в диапазоне температур от -50 до+45°С.

Блок газоразделения снабжен системой управления типа PCS-6, которая обеспечивает:

- гибкую настройку параметров процесса;
- непрерывный контроль и мониторинг всех параметров процесса;
- автоматическую остановку оборудования при выходе значений контролируемых параметров за установленные пределы с выводом аварийного сигнала;
- автоматическая остановка генератора при прекращении потребления продукционного газа;
- автоматический пуск при возобновлении потребления продукционного газа;
- возможность вывода информации на внешние устройства.

Система управления PCS-6 обеспечивает контроль основных параметров процесса, имеет счетчик времени работы, таймер наработки и другие функции.

Блок управления имеет удобный пользовательский интерфейс, информация отображается на ж/к-дисплее на русском или английском языке.

Компания «Провита» накопила уникальный опыт в проектировании, изготовлении, поставке и обслуживании оборудования для получения газообразного азота и заработала репутацию надежного производителя и проверенного поставщика адсорбционного оборудования.

При производстве азотных установок компания «Провита» использует высококачественные комплектующие и современные материалы от ведущих мировых производителей, все оборудование проходит многоступенчатый контроль качества. Отлаженный производственный процесс и многолетний опыт работы позволяют выпускать высоконадежное оборудование, способное бесперебойно производить азот 24 часа в сутки, 365 дней в году.

Адсорбционные установки работают полностью в автоматическом режиме и не требуют постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Компания «Провита» предлагает широкую линейку азотных установок производительностью от 50 до 5000 л/мин и более.

В крупных азотных установках используются многоадсорберные генераторы с общей системой управления. Генераторы азота серии «мультицикл» обеспечивают равномерное потребление воздуха и стабильное производство продукционного газа. При этом не требуются воздушные и азотные ресиверы больших объемов.

Компания «Провита» постоянно работает над совершенствованием адсорбционной технологии получения чистого азота, повышая надежность оборудования и уменьшая удельные энергозатраты на его получение.

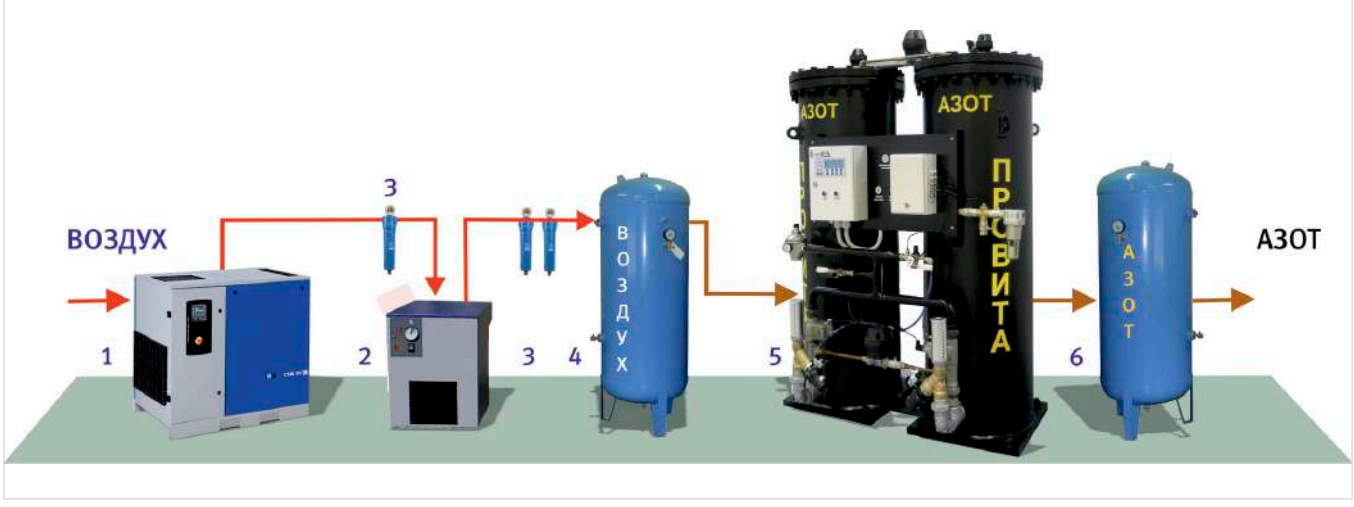


Схема адсорбционной установки

проВИТА

Operor pro vita
Работаем для жизни

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ
КОМПАНИЯ «ПРОВИТА»

ведущий отечественный разработчик и производитель оборудования для адсорбционного разделения воздуха

СОВРЕМЕННЫЕ АЗОТНЫЕ И КИСЛОРОДНЫЕ УСТАНОВКИ

Основное направление развития компании — создание современных, высокоэффективных установок с использованием лучших комплектующих элементов от ведущих мировых производителей.

Выпускаемые азотные и кислородные установки характеризуются низким электропотреблением и высокой надежностью.

Использование новейших адсорбентов и современных технологических решений позволяет производить азот чистотой до 99, 9999% и кислород чистотой 99%.

МЫ ИЗГОТАВЛИВАЕМ ОБОРУДОВАНИЕ
для Лукойла, Газпрома, Башнефти, Татнефти, МунайГаза и других отечественных и зарубежных компаний

ООО «Провита»
199106, Санкт-Петербург, 24 линия В.О., д. 3-7
тел./факс (812) 334-56-38
e-mail: info@provita.ru

www.provita.ru

УДК 620.1

ООО НПФ «Синтез» — надежный партнер на рынке нефтегазового оборудования

П.О. Башкин, директор[1]

[1]ООО НПФ «Синтез», Тюмень, Россия

Научно-производственная фирма «Синтез» организована в 1991 г. В начальный период фирма занималась научной деятельностью, поставкой и производством оборудования в области геологии, бурения, ремонта скважин, добычи нефти и газа. После 1998 г. (год дефолта) интерес предприятий к науке резко упал. Нефтяные предприятия практически перестали финансировать научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы. Поэтому НПФ «Синтез» пришлось уделить большее внимание на два последних направления деятельности: поставка и производство нефтегазового оборудования.

Сейчас НПФ «Синтез» стал компактным, мобильным предприятием, чутко реагирующим на конъюнктуру рынка, отлично знающим этот рынок — от самых крупных российских и зарубежных производителей оборудования до небольших заводов. Нашими партнерами являются как крупные нефтяные компании (например, Роснефть, Шлюмберже Лоджелко Инк, Татнефть, Красноленинский, Саратовский НПЗ и др.) так и мелкие сервисные, буровые, нефтегазодобывающие предприятия.

География поставок очень обширная: фирма поставляет продукцию предприятиям Сибири, Башкирии, Татарстана и многим другим, расположенным на территории от Находки до Калининграда. Достаточно давно список заказчиков пополнился Казахстаном. Фирма вышла на международный рынок, наладив контакт с Тюменским представительством Российско-Европейского нефтегазового центра. НПФ «Синтез» является членом торгово-промышленной палаты Тюменской области. В числе заказчиков не только нефтегазовые компании, работаем и по заказам предприятий угольной промышленности, ремонтных служб других отраслей. Поставляли насосы даже отряду подводников.

НПФ «Синтез» может поставить, практически, любое нефтегазовое оборудование. В тех случаях, когда нашему заказчику требуется нестандартное оборудование, фирма проектирует его и организует изготовление. Крупные машиностроительные заводы не берутся за разработку и производство единичной продукции. Например, такой, как: специфическая обвязка скважин, манифольдная система, компактный превентор, рассчитанный на 700 атм, промывочный вертлюг с удлиненным стволом, кованые крестовины с индивидуальными характеристиками и др. В таких случаях НПФ «Синтез» конструирует нужное оборудование и размещает его изготовление на наиболее предпочтительном производстве.

НПФ «Синтез» прорабатывает вопросы заключения договоров с рядом западных компаний, занимающихся поставкой редкого для отечественного рынка оборудования. Заключив договоры с зарубежными поставщиками, НПФ «Синтез» предлагает широкий ассортимент оборудования.

Немаловажно и то, что фирма является участником внешнеэкономической деятельности, имеет широкий опыт работы с таможней, имеет ряд валютных счетов. В этом плане фирма может быть полезна российским и зарубежным машиностроителям: выступая их внешнеторговым представителем, НПФ «Синтез» способен избавить предприятия от хлопот с таможенными и, как следствие с налоговыми службами. Поэтому приглашаем к сотрудничеству как производителей оборудования, так и потребителей. Следует отметить, некоторые предприятия уже воспользовались этим сервисом с нашей стороны.

НПФ «Синтез» — удобный партнер как для небольших предприятий, так и для крупных компаний. Мелким предприятиям как производящим, так и покупающим оборудование, инструмент, материалы, химреагенты значительно выгодней вместо того, чтобы содержать отделы маркетинга и материально-технического снабжения, по мере необходимости обращаться к высокопрофессиональным сотрудникам специализирующейся на поставке такой продукции фирме. Недостатком вышеуказанных отделов крупных предприятий является отсутствие мобильности, большие затраты на их содержание, поэтому, стремясь к большей эффективности, нефтяные компании также прибегают к услугам небольших фирм, подобных НПФ «Синтез», оперативно реагирующим на малейшие колебания рынка.

Роль предприятий, таких как НПФ «Синтез», в продвижении продукции производителей на рынке с вступлением России в ВТО, а также с углублением рыночных механизмов в экономике страны резко возрастает. Это связано с тем, что все более усиливается конкуренция со стороны как зарубежных, так и наиболее продвинутых отечественных компаний. Предприятиям нефтегазового машиностроения, как и всей отечественной промышленности, следует пересмотреть отношение к схемам реализации собственной продукции. В настоящее время достаточно часто производители нефтегазового оборудования не желают развивать дилерскую сеть, а надеются только на собственный отдел сбыта. Как они собираются противостоять мощным дилерским сетям зарубежных и некоторых отечественных компаний? Скорее всего, эти производства обанкротятся в новом рынке — при неизбежном повышении затрат на производство их продукции и малых объемах реализации.

Перспективы нашей фирмы связаны с теми отечественными производителями, которые трезво осознали ситуацию и уже сейчас серьезно занимаются созданием сети реализации собственной продукции. НПФ «Синтез» — дилер примерно полутора десятков заводов, с остальными пока работаем на договорной основе, но, видимо, от этой формы отношений откажемся окончательно, так как поднимать цены относительно заводских далее невозможно, рынок насыщен машиностроительной продукцией, а будет перенасыщен. Такие фирмы, как НПФ «Синтез», будут работать на рынке только за счет дилерских скидок и наращивания объемов реализации.

НПФ «Синтез»
625013, г. Тюмень,
ул. 50 лет Октября, 118, оф. 710
(3452) 32-36-86, 41-78-20,
36-50-25, 73-16-83
sintez1@newmail.ru
www.neftegazprogress.ru

БЕЛ АРМ
трубопроводная арматура

МАРШАЛ
НАДЕЖНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГИЕЙ
BROEN
БОЛОГОВСКИЙ АРМАТУРНЫЙ

г. Белгород, пр-т Б. Хмельницкого, д. 137
(4722) 34-59-56, 34-42-62, 200-308,
200-365, 34-13-62
belarm@yandex.ru
www.belarm.ru

Компания БелАрм является официальным дилером ООО «ТД «Маршал»,
ООО «ГЗ ЭЛЕКТРОПРИВОД», ОАО «Бологовский Арматурный завод» и
официальным дистрибьютором ООО «БРОЕН».
Мы специализируемся в сфере трубопроводной, запорной и регулирующей арматуры.

Межрегиональная специализированная выставка

НЕФТЬ · ГАЗ
ЭКОЛОГИЯ
ЭНЕРГО 2015

29 - 30 октября 2015г.
г.Ноябрьск

ОРГАНИЗАТОРЫ:
Администрация г. Ноябрьск
Выставочная компания СибЭкспоСервис-Н» г. Новосибирск

ООО «СибЭкспоСервис-Н»
630090, Новосибирск, пр. Коптюга 4, оф. 113
Тел./факс: (383) 335-63-50 (многоканальный)
E-mail: ses@avmail.ru

Генеральный информационный партнер: ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

Генеральный информационный спонсор: 2GIS ДубльГис-Ноябрьск 0+

Вид сверху на завод

Зеленодольский завод им. Горького: задача — увеличение выпуска продукции для нефтегазовой промышленности

В этом году на ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» завершается важный этап программы технического перевооружения. Это напрямую связано с одной из главных задач завода на ближайшее будущее — более интенсивное освоение рынка оборудования для нефтяной и газовой промышленности.

Не только суда и корабли

ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» (предприятие входит в группу компаний ОАО «Холдинговая компания «Ак Барс») известно, прежде всего, как судостроительное предприятие. Но это еще и развитое машиностроительное производство, располагающее литейным, кузнечным, термическим, гальваническим, сварочным и механообрабатывающим цехами. Поэтому завод самостоятельно производит широкую номенклатуру изделий судового машиностроения оборудования для нефтегазодобывающей отрасли. Добавим еще производство крупногабаритных металлоконструкций, и получим образ гигантского машиностроительного предприятия, выпускающего продукцию от шиберных задвижек и якорей до фрегатов и скоростных пассажирских судов.

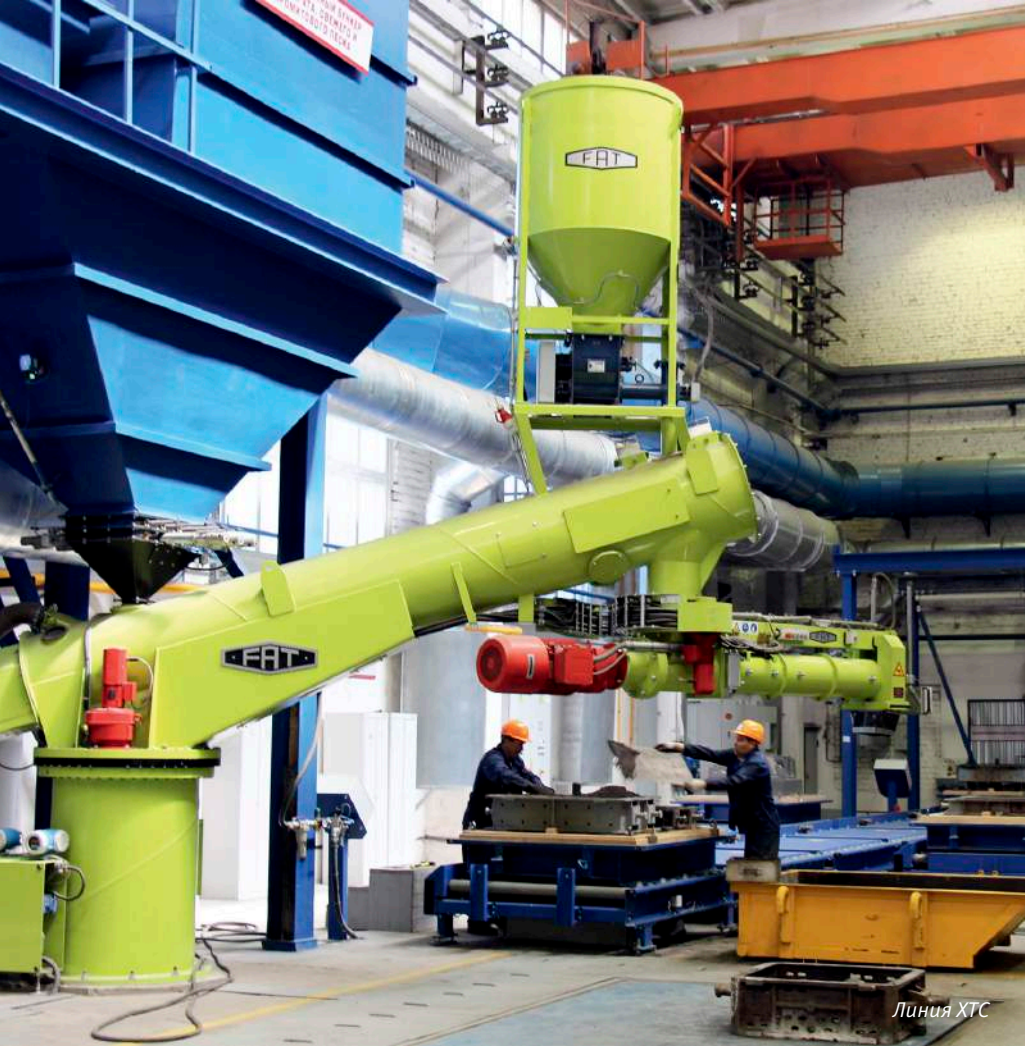
Количество выполняемых предприятием важных для страны заказов впечатляет. Например, сегодня на заводе строятся два противодиверсионных катера проекта 21980 «Грачонок», шесть малых ракетных кораблей проекта 21631 «Буян-М», два патрульных корабля проекта 22160, транспортный плавучий док проекта 22570 «Свияга», два сторожевых корабля проекта 22100 «Океан», два фрегата проекта «Гепард 3.9» для ВМС Вьетнама, четыре несамоходные сухогрузные баржи проекта 3136, два скоростных теплохода А145.

Словом, у завода очень много заказов и добиться их качественного и своевременного исполнения невозможно без повышения производительности труда, то есть без приобретения нового оборудования. С 2011 года на заводе реализуется масштабная программа технического перевооружения. Одна за другой внедряются современные производственные линии, станки и оборудование. Традицией стало то, что каждые закладка и спуск на воду судов (а это происходит едва ли не ежемесячно) сопровождаются и запуском нового оборудования. Только в 2014 году на техперевооружение было потрачено 1,15 млрд рублей. Существенные вложения были сделаны в литейное (172,4 млн) и металлорежущее оборудование (146,7 млн).

Новая жизнь литейного производства

В первую очередь, отметим модернизацию металлургического производства, поскольку благодаря ему завод обеспечивает высококачественными металлоизделиями, прежде всего, себя.

Во-первых, зеленодольское предприятие — мировой игрок на рынке титановых отливок из любых титановых сплавов, соответствующих российским и зарубежным



Линия ХТС

Линия холодно-твердеющих смесей

Индукционная двухтигельная печь

стандартам, и крупнейший в Европе цех титанового литья. Он оснащен 12-ю вакуумными печами для плавки титана, позволяющими выплавлять любые сплавы титана и специальных сталей с улучшенными физико-механическими свойствами. Завод выпускает широкую номенклатуру титанового литья различной конфигурации, сложности и применения (судовая арматура, литье для насосов). Во-вторых, мы видим развитое сталелитейное производство (отливки массой от 2 кг), дающее до 5 тыс. т стального литья в год (эксцентрики, шатуны, ползуны, тройники, стойки, шкивы, рабочие колеса, дульные тормоза и так далее). В третьих, это производство отливок из цветных металлов (судовая арматура, крышки, корпуса, поршни, тройники, патрубки). Отливки изготавливаются из сплавов на медной и алюминиевой основе. Имеется возможность выплавки и заливки сплавов на основе олова, свинца, баббита.

Сегодня литейное производство завода имени Горького вышло на новый уровень развития, в несколько раз увеличив свои возможности. Например, в 2014 году завершено техническое перевооружение цеха стального литья. Запущенная технология получения отливок в формах из холоднотвердеющих смесей (ХТС; оборудование поставила немецкая компания FAT) позволила повысить качество выпускаемой продукции, расширить линейку продуктов и увеличить выпуск литья. Внедрение линии ХТС также позволило освоить технологию изготовления особо ответственных отливок с высокими техническими требованиями для атомной электростанции и для других отраслей промышленности. Тем самым, реализован важнейший этап модернизации металлургического производства. Результатом упорной работы завода им. Горького и FAT стала индивидуально спроектированная под требования заводского производства формовочная линия. Благодаря новым технологиям, литейное производство завода теперь почти безотходно, существенно сократились трудозатраты, компьютерное управление почти полностью исключает ручной труд и, главное, в несколько раз увеличились возможности литейного производства. Таким образом, завод может обеспечивать качественными металлоизделиями не только собственное производство, но и расширяет рынок сбыта по стране и за рубежом. Все изделия отличаются высоким качеством поверхности и точностью размеров.

В декабре 2014 года в литейном цехе №1 состоялась первая плавка в индукционной двухтигельной печи (производитель — британская компания Inductotherm Corp., крупнейший в мире изготовитель индукционного плавильного и нагревательного оборудования). Новое оборудование обеспечивает полную технологическую цепочку процесса в соответствии с самыми современными требованиям. Плавка в индукционной печи сохраняет чистоту, однородность и точность химического состава, что недостижимо при работе плазменных и дуговых печей. Индукционные тигельные печи позволяют выплавлять наиболее качественные коррозионно-стойкие, жаропрочные стали, сплавы на основе меди и алюминия, ферросплавы, а также стали с незначительным содержанием углерода и безуглеродистые сплавы. Отличительная черта плавильных комплексов Inductotherm — источники питания VIP: благодаря им, оборудование имеет самое низкое удельное энергопотребление в сочетании с самой высокой скоростью плавления, от начала и до конца плавки в металл уходит полная мощность источника питания. Печь имеет цельный стальной корпус повышенной прочности, который защищает индуктор от вредной атмосферы, и обладает лучшей виброзащитой, что позволяет продлить срок службы футеровки. Комплекс оборудован всеми необходимыми системами защиты и предупреждения. Гидравлическая станция и станция охлаждения имеют аварийные насосы, позволяющие системе разлить металл при аварийном отключении электроэнергии. Кроме того, комплекс оборудован компьютерной системой управления Melt Minder®, которая позволяет вести плавку в автоматическом режиме, также имеются автоматические режимы холодного старта и цикла спекания футеровки. Оборудование позволяет вести мониторинг всех параметров состояния плавильного комплекса, давать сигналы оператору, вести журнал плавок и многое другое. Новый плавильный комплекс отличают надежность, безопасность и простота в обслуживании.

Подтверждением верных устремлений завода в металлургической области можно назвать и то, что именно на зеленодольском предприятии было проведено (в марте этого года) заседание научно-технического совета по вопросам инновационных

Арматура фонтанная

Цех машиностроительного производства

проектов в металлургическом производстве. В нем участвовали представители таких знаковых для отрасли предприятий и учебных заведений, как НИТУ МИСиС, ЦНИИ КМ «Прометей», ЧМЗ, ВНИИНМ им. Бочвара, ВИАМ, ВНИИЭТО, «Электромеханика», Межгосударственная ассоциация «Титан», СМЗ «Салют», Корпорация «ТРВ», КФУ, «Аэротитаниум» (Норвегия), КНИТУ-КАИ, НГТУ им. Алексеева, ТАКО «Лайн», «АС-Техникс», Завод «Измеритель», «Промодель», Spheramet, «Сибэлектротерм». Также на заводе проходили съезд литейщиков России и международная конференция по титану «Ti-2012».

Непрерывное наращивание темпа

Завод им. Горького это и сильное машиностроительное производство.

Судовое машиностроение представлено такими изделиями, как якоря, перья рулей, гребные винты с окончательной мехобработкой, лебедки, гельмпортовые трубы, беседки водолазные, валопроводы, водометные движители и так далее.

Но еще более широка номенклатура изделий для нефтяной и газовой промышленности. Это высококачественное, отвечающее самым современным требованиям, оборудование для добычи и транспортировки нефти и газа: арматура фонтанная, нагнетательная арматура для закачки воды в нефтяные пласты, елка фонтанная, обвязки устья газовых скважин, задвижки шиберные, клиновые с выдвижным шпинделем, клапаны обратные (невозвратные), элеваторы, штропы бурильные двухструнные, редуктора, гидрокоробки к буровым насосам. Освоено производство новых видов продукции, например, редуктора РЦТ 355 (он успешно прошел испытания на буровой скважине), лебедки для ремонта буровой скважины, запасных частей к цепным приводам. Всё это завод традиционно демонстрирует на крупнейших региональных, федеральных и международных нефтегазовых выставках, таких как «Нефть, газ. Нефтехимия» (Казань), «Газ. Нефть. Технологии» (Уфа), «Нефть и газ» (Москва). Эти форумы имеют большое значение для развития экономики России. Кстати, в связи с развитием завода им. Горького нефтегазового направления нельзя не назвать весьма символичным то, что начавшие недавно полноценную работу зеленодольские скоростные теплоходы проекта А145 получили имена корифеев нефтегазовой отрасли Виктора Черномырдина и Рема Вяхирева.

Сегодня заводом поставлена цель увеличения выпуска наиболее высокорентабельной продукции за счет более интенсивного освоения рынка газового и бурового оборудования. Это невозможно без серьезнейшей модернизации обрабатывающего производства. Приведем несколько примеров.

Линия очистки металла Orange 25.6 (производитель — голландская компания Gietart.me) позволяет без применения дополнительной рабочей силы одновременно очищать, окрашивать и сушить листовой и профильный прокат. Производительность — 30 тыс. т в год (увеличение производительности в 4 раза по сравнению с прежним оборудованием). Отметим, что в составе линии — автономная экологичная система очистки воздуха до параметра 98,7%.

Машина плазменной резки OmniMat L5000 (Messer Cutting Systems, Германия) позволяет обрабатывать листы размером 2,5х12 м, толщиной от 3 до 80 мм, одновременно срезаются фаски. Скорость резки (при толщине металла 4–7 мм) — 12 м в минуту. Это в 3–3,5 раза выше, чем на старом оборудовании. Качество реза очень высокое — почти без окалин и грата.

Гидравлический пресс для трехмерной гибки листового металла PPM 500/6 (Faccin, Италия), по словам генерального директора завода им. Горького Рената Мистахова, позволяет значительно сократить сроки и повысить качество в выполнении такой сложной технологической операции, как гибка листового металла и, в конечном счете, ускоряет темпы строительства судов.

Важным этапом модернизации производства стал запуск линий сборки плоских секций и мостовых конструкций и сборки микропанелей. Они предназначены для сборки и сварки плоских секций и микропанелей — от изготовления полотнищ до сборки секций с набором в конце линии, которые на следующем этапе производственного цикла будут формироваться в объемные секции и блоки судовых корпусов. На линии сборки плоских секций и мостовых конструкций (IMG, Германия) изготавливаются: судовые открытые плоские секции (палубы, переборки, секции второго дна и бортовые секции), полотнища для мостовых конструкций. Сварка листов и набора — автоматическая. На линии сборки микропанелей (IMG) изготавливается

Чествование специалистов завода, внесших значительный вклад в развитие изобретательской и рационализаторской работы

рамный набор судов (флоры, стрингера, рамные шпангоуты).

Кроме того, были введены в эксплуатацию пресс для гибки профильного металла FB-300 (Faccin, Италия), станок гидроабразивной резки материала Modula 3 (Caretta Technology, Италия), линия резки профиля (IMG, Германия).

Отметим, что важность запуска нового оборудования подчеркивается традиционным присутствием на церемониях высокопоставленных гостей, например заместителей министра обороны, главнокомандующего ВМФ, его заместителей, командующих флотами и флотилиями.

Техническое перевооружение как вклад в популяризацию реального сектора экономики

Необходимо отметить, что техническое перевооружение производства «тянет» за собой целую цепочку «последствий», например, в виде модернизации логистики, поиска новых методов работы с кадрами — нынешними и потенциальными.

В 2014 году на заводе появились новые диспетчерский и логистический центры. Это означает внедрение передовых методов управления на транспортно-складских операциях, снижение затрат на их производство, а также оптимизацию количества транспорта и трудовых резервов, занятых на данных работах. Рабочие места сотрудников подразделения оснащены по последнему слову техники. В рамках развития бережливого производства создана система организации хранения и комплектации деталей на цеховом складе судостроительного производства.

Что касается кадров, то еще никто не отменял постулата о том, что «качество начинается с обучения». Завод им. Горького разрабатывает масштабные и эффективные программы кадрового обеспечения, внедряет инновационные методы привлечения рабочих и специалистов. На базе предприятия действует хорошо оснащенный учебный центр. Но такого рода подразделениями предприятий сегодня вряд ли можно кого-то удивить. Подлинно прорывной стала другая идея завода. В мае 2013 года по инициативе предприятия и КНИТУ-КАИ им. Туполева в этом вузе был открыт Центр кораблестроения. Он готовит технических специалистов и обеспечивает качественный учебный процесс по направлению «Кораблестроение и океанотехника».

Техническое перевооружение повышает привлекательность завода для выпускников учебных заведений среднего и высшего профессионального образования, а также стимулирует творческий поиск сотрудников предприятия. Так, по результатам XV всероссийского конкурса «Инженер года-2014» десять специалистов завода им. Горького были удостоены высоких наград. В непрерывном развитии находится и рационализаторская деятельность. В 2014 году экономический эффект от внедренных в производство предложений составил 29,793 млн рублей. Специалисты предприятия — постоянные участники республиканских смотров «На лучшую постановку изобретательской, рационализаторской и патентно-лицензионной работы среди предприятий Республики Татарстан».

Словом, техническое перевооружение имеет не только прикладное значение (к примеру, отметим, что благодаря хорошему контролю себестоимости в 2014 году существенно улучшен результат от основной деятельности, а операционная прибыль выросла на треть). Это и большой вклад в дело формирования позитивного общественного мнения в отношении труда инженеров и рабочих, привлечения молодежи в реальный сектор экономики.

ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» — предприятие, располагающее высоким уровнем технологий и оборудования, современными средствами контроля и системой качества, высококвалифицированным персоналом, выпускающее широкую номенклатуру продукции различного назначения, обладающее высоким экспортным потенциалом.

1895

АК БАРС ХОЛДИНГ

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

WWW.ZDSHIP.RU

УДК 621.643

Конструирование металлополимерных колтюбинговых труб для нефтяной и газовой промышленности

В.В. Шайдаков
д.т.н., профессор, директор[1]
v1v2sh50@yandex.ru

В.В. Грогуленко
аспирант[2]
grogulenko89@mail.ru

П.Г. Михайлов
аспирант[2]
pash_pash88@mail.ru

[1]ООО «Инжиниринговая компания «Инкомп-нефть», Уфа, Россия
[2]ОАО НПФ «Геофизика», Уфа, Россия

В статье предложены варианты конструкций колтюбинговых труб на основе полимерных материалов. Произведен расчет основных технических параметров труб. Определена область эксплуатации полученных металлополимерных колтюбинговых труб.

Материалы и методы
Проектирование образцов металлополимерной колтюбинговой трубы проводилось на основе конструкций металлополимерных трубопроводов производства компаний ООО «Инжиниринговая компания «Инкомп-нефть» и ОАО «ПсковГеоКабель». Первоначальное конструирование проводилось в программе «КОМПАС». Все расчеты велись в программе «Microsoft Office Excel».

Ключевые слова
колтюбинг, полимерные материалы, наклонно-направленные и горизонтальные участки скважин, нефтегазовая промышленность

Широкое применение колтюбинга в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах обусловлено в том числе и способностью гибкой трубы проникать в интервалы, в которые геофизический кабель и бурильные трубы проникнуть не имеют возможности [1]. Гибкость колтюбинговой трубы — это ее основное достоинство и, одновременно с этим, самое уязвимое место. Возникающие из-за циклических перегибов деформационные разрушения по телу трубы являются основной причиной ее выхода из строя [2]. Увеличение изгибной прочности стало возможным благодаря использованию в конструкции трубы металлополимерных материалов.

При конструировании образцов металлополимерной колтюбинговой трубы (МПКТ) за основу была взята стальная колтюбинговая труба внутренним диаметром 33 мм. В составе материала трубы сочетались в различных вариантах полимерный материал, стальная проволока, стальная лента и канаты. Наиболее перспективными оказались 11 вариантов конструкций, исследование которых продолжилось более глубоко [3]. Рассмотрим подробнее одну из смоделированных труб.

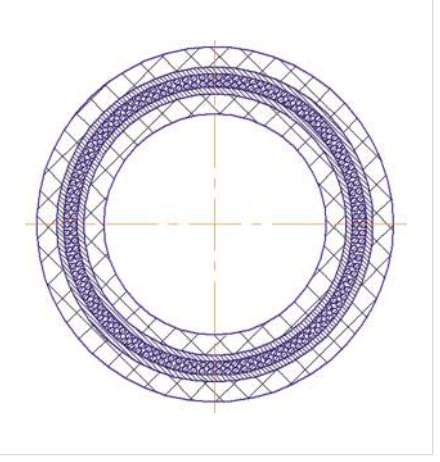


Рис. 1 — Образец МПКТ №1

Внутренний диаметр: 33 мм;
Наружный диаметр: 53 мм;
Компоненты: 2 слоя металлической ленты, 2 слоя повива проволоки, полимерный материал.

Прогнозная разрывная статическая нагрузка: 30109 кг;

Прогнозное разрывное внутреннее давление: 18 Мпа.

Образец №1 имеет маркировку КТ1-33/18 (КТ – колтюбинговая труба; 1 – тип конструкции; 33 – внутренний диаметр, мм; 18 – давление, МПа).

По результатам расчетов, удельная масса образца составляет 4,52 кг/м, разрывная нагрузка – 30109 кг, ориентировочная конечная стоимость трубы – 575 руб/м. Данные значения непропорционально распределены между составными компонентами трубы.

Анализ приведенных соотношений позволяет при дальнейшем проектировании создавать более эффективные конструкции, делая акцент на сильных свойствах каждого составного компонента.

На основе рассматриваемого образца был получен номенклатурный ряд труб той же конструкции с внутренними диаметрами от 10 до 105 мм. Рассчитанные основные параметры трубы представлены в таб. 1.

Условия эксплуатации полученных труб ограничены собственными физическими свойствами. В качестве критерия оценки запаса прочности трубы был введен коэффициент пропорциональности образцов (Кп), равный отношению разрывной нагрузки трубы к ее массе. Данный коэффициент зависит от длины колтюбинговой трубы. Чем больше значение коэффициента пропорциональности, тем больший запас прочности у трубы заданного размера. Расчеты проводились при условии вертикальной конструкции скважины.

По своим характеристикам металлополимерная колтюбинговая труба способна составить конкуренцию стальному колтюбингу. Ниже представлена таблица сравнения между трубой КТ1-20/18 и GT-70 производства

Рис. 2 — Распределение массы трубы КТ1-33/18 по компонентам

Рис. 3 — Распределение стоимости трубы КТ1-33/18 по компонентам

Рис. 4 — Распределение разрывной нагрузки трубы КТ1-33/18 по компонентам

компании Global Tubing USA [4].

В скважинных операциях, связанных с применением высокого давления, стальная колтюбинговая труба на сегодняшний день не имеет альтернативы. Однако в остальных видах работ трубы серии КТ имеют свои перспективы.

Учитывая, что спектр работ, выполняемых колтюбинговыми установками, постоянно расширяется, а условия работ сильно различаются и зависят от характеристик конкретной скважины, то нельзя однозначно прогнозировать возможность эксплуатации металлополимерных колтюбинговых труб в определенной скважинной операции без учета параметров самой скважины и условий проведения операции. Исходя из этого были произведены расчеты воспринимаемых трубами серии КТ нагрузок в скважинах с различными параметрами. Все образцы рассматриваемой серии труб с внутренними диаметрами от 10 до 105 мм были расчитаны на воспринимаемую нагрузку, давление жидкости внутри колтюбинга и внешнее давление. В качестве условий расчета брались вертикальные скважины глубиной от 200 до 4000 метров с уровнем жидкости в скважине от 0 до 80%. Отдельно учитывались условия подачи жидкости во внутреннем сечении колтюбинговой трубы, а также спуск незаполненной трубы. На основании прочностных характеристик труб и результатов расчетов получены предельные значения нагрузок, которые колтюбинговые трубы могут воспринимать в рассматриваемом ряде скважин.

Проделав аналогичные расчеты для труб всех одиннадцати вариантов конструкций (от КТ1 до КТ11), всех двадцати вариантов диаметров (от 10 до 105 мм), были получены все рассмотренные выше значения параметров для всех 220 итоговых вариантов металлополимерной колтюбинговой трубы.

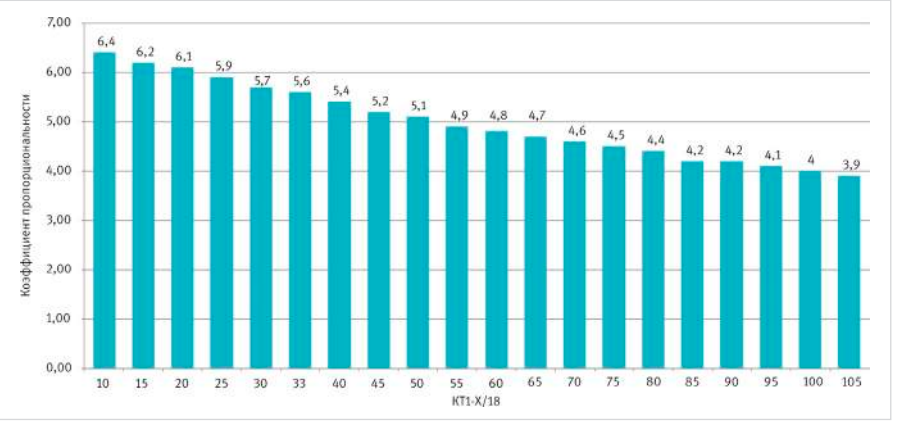


Рис. 5 — Значения коэффициента пропорциональности образцов при длине трубы 1000 метров

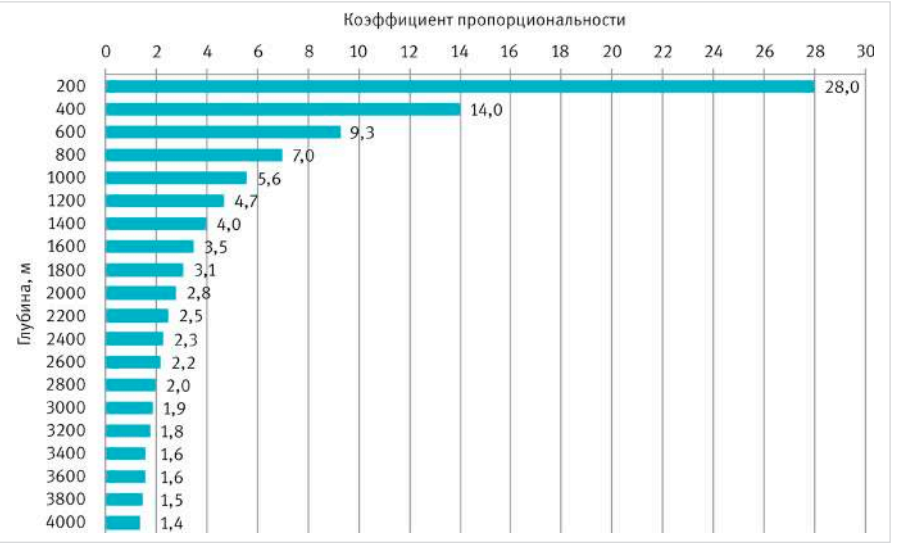


Рис. 6 — Значения коэффициента пропорциональности трубы КТ1-33/18 в зависимости от глубины спуска

КТ1

Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр, мм	Удельная масса, кг/м	Статическая грузоподъемность, тонн	Динамическая грузоподъемность, тонн	Температура, °С	Давление, МПа	Стоимость, руб/м
10	10	30	2,10	14,0	11,7	90	18	267
15	10	35	2,63	17,5	14,6	90	18	334
20	10	40	3,15	21,0	17,5	90	18	401
25	10	45	3,68	24,5	20,4	90	18	468
30	10	50	4,20	28,0	23,3	90	18	535
33	10	53	4,52	30,1	25,1	90	18	575
40	10	60	5,26	35,0	29,2	90	18	668
45	10	65	5,78	38,5	32,1	90	18	735
50	10	70	6,31	42,0	35,0	90	18	802
55	10	75	6,83	45,5	37,9	90	18	869
60	10	80	7,36	49,0	40,8	90	18	936
65	10	85	7,88	52,5	43,8	90	18	1002
70	10	90	8,41	56,0	46,7	90	18	1069
75	10	95	8,93	59,5	49,6	90	18	1136
80	10	100	9,46	63,0	52,5	90	18	1203
85	10	105	9,99	66,5	55,4	90	18	1270
90	10	110	10,51	70,0	58,3	90	18	1337
95	10	115	11,04	73,5	61,3	90	18	1403
100	10	120	11,56	77,0	64,2	90	18	1470
105	10	125	12,09	80,5	67,1	90	18	1537

Таб. 1 — Параметры образцов трубы серии КТ1

По полученным параметрам каждой трубы под конкретные условия подбираются наиболее подходящие с технической стороны трубы, после чего выбирается наиболее экономически эффективная.

Широкое внедрение в промышленности новых видов полимеров, а также продолжающиеся исследования их свойств [5] будут способствовать переориентированию некоторой части нефтесервисных направлений на использование в том числе и металлополимерных колтюбинговых труб, которые за счет гибкости способны проникать в наклонно-направленные и горизонтальные интервалы скважин без критических последствий для своей структурной целостности. Область эксплуатации исследуемых труб распространится на такие скважинные работы, как удаление жидкости из газовых скважин, селективное воздействие на пласт, каротажные и ловильные работы, установка графитных фильтров. Очевидно, что в ряде скважинных операций трубы серии КТ могут заменить не только стальной колтюбинг, но и геофизический кабель.

Итоги

Проведено исследование металлополимерных колтюбинговых труб. Определены их технико-экономические параметры. Сделаны предположения о возможной области применения труб.

Выводы

Результаты исследований подтверждают высокие технические характеристики металлополимерных колтюбинговых труб. Прогнозируется, что область эксплуатации исследуемых труб распространится на такие скважинные работы, как удаление жидкости из газовых скважин, селективное воздействие на пласт, каротажные и ловильные работы, установка графитных фильтров. Очевидно, что в ряде скважинных операций трубы серии КТ могут заменить стальной колтюбинг или геофизический кабель.

Список используемой литературы

1. Вайншток С.М., Молчанов А.Г., Некрасов В.И., Чернобровкин В.И. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб. М.: Академия горных наук, 1999. 224 с.
2. Вайншток С.М. и др. Опыт эксплуатации установок с длинномерной трубой на барабане // Нефть и капитал. 1998. №1. С. 71.
3. Шайдаков В.В., Грогуленко В.В., Михайлов П.Г. Колтюбинговые трубы на основе полимерных материалов // Экспозиция Нефть Газ. 2014. №1(33). С. 62–64.
4. GT-70™ Coiled Tubing Technical Data Режим доступа: http://www.global-tubing.com/pdf/GT%2070%20Datasheet%20US.pdf
5. Марков А.В., Власов С.В. Принципы выбора полимерных материалов для изготовления изделий // Полимерные материалы. 2004. № 6-8.

Труба	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Наружный диаметр, мм	Удельная масса, кг/м	Грузоподъемность, тонн	Давление, МПа	Кп (1000 м)
КТ1-20/18	20	10	40	3,15	21,0	18	6.1
GT-70	20	2,7	25,4	1,46	11,5	93,6	7.9

Таб. 2 — Сравнительная таблица параметров труб КТ1-20/18 и GT-70

ENGLISH **PIPES**

Design of metal-polymer coiled tubing pipes for oil and gas industry

UDC 621.643

Authors:
Vladimir V. Shaydakov — Sc.D., professor, director[1]; v1v2sh50@yandex.ru
Vladimir V. Grogulenko — postgraduate[2]; grogulenko89@mail.ru
Pavel G. Mikhailov — postgraduate[2]; pash_pash88@mail.ru

[1]Engineering company “Inkomp-neft” LLC, Ufa, Russian Federation
[2]JSC SPF “Geofizika”, Ufa, Russian Federation

Abstract

In the article were suggested variants of constructions of coiled tubing pipes based on polymer materials.
The basic technical parameters of pipes were calculated.
Exploitation’s area for metal-polymer coiled tubes was defined.

Materials and methods

Design of samples of metal-polymer coiled tubing pipe was based on the constructions of metal-polimer pipelines that are manufactured by companies "Engineering company "Inkomp-neft" and JSC "Pskovgeokabel".
Initial design was developed in the "Kompas" program. All calculations were made in the program “Microsoft Office Excel”.

Results

Metal-polymer coiled tubes were researched. Technical and economic parameters of these tubes were defined. Variants of sphere application were suggested.

Conclusions

The results confirm a high performance of metal-polymer coiled tubes. It is forecasted that the operation area of the tested tubes will be extend to such well work as removal of liquid from gas wells, a selective effect on the formation, logging and fishing operations, installation graphite filters. It is obvious that in a number of well operations CT series pipes can be replace by steel coiled tubing or geophysical cable.

Keywords

coiled tubing, polymeric materials, deviated and horizontal sections of wells, oil and gas industry

References

1. Vaynshtok S.M., Molchanov A.G., Nekrasov V.I., Chernobrovkin V.I. *Podzemnyy remont i burenie skvazhin s primeneniem gibkikh trub* [Underground repair and drilling with the using of coiled pipes]. Moscow: *Akademiya gornykh nauk*, 1999, 224 p.
2. Vaynshtok S.M. and others. *Opyt ekspluatatsii ustanovok s dlinnomernoy truboy na barabane* [Experience in operating of units with a long pipe on the drum]. *Neft' i capital*, 1998, issue 1, pp. 71
3. Shaydakov V.V., Grogulenko V.V., Mikhaylov P.G. *Koltyubingovye truby na osnove polimernykh materialov* [Coiled tubing pipes based on polymeric materials]. *Exposition Oil Gas*, 2014, issue 1 (33), pp. 62–64.
4. GT-70™ Coiled Tubing Technical Data. Available at: http://www.global-tubing.com/pdf/GT%2070%20Datasheet%20US.pdf
5. Markov A.V., Vlasov S.V. *Printsipy vybora polimernykh materialov dlya izgotovleniya izdeliy* [Principles for selection of polymer materials for the manufacture products]. *Polimernye materialy*, 2004, issue 6–8.

10-ый юбилейный конгресс и 4-я церемония награждения

26-27 ноября
Санкт-Петербург

200+ РУКОВОДИТЕЛЕЙ

СЭКОНОМЬТЕ 20% ПРИ РЕГИСТРАЦИИ ДО 30 ИЮНЯ!

ТРАНСПОРТИРОВКА, ПЕРЕРАБОТКА И СБЫТ НЕФТИ, СУГ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Oil TERMINAL 2015

Организатор: VOSTOCK CAPITAL

Нефтебазы и нефтяные терминалы:
от современного проектирования до эффективной эксплуатации

ВИЗИТЫ НА ТЕРМИНАЛЫ:

ПЕТЕРБУРГСКИЙ НЕФТЯНОЙ ТЕРМИНАЛ · ПОРТ УСТЬ-ЛУГА · ЛУКОЙЛ-ВЫСОЦК II
НЕФТЕБАЗА «УСТЬ-ЛУГА» · СПЕЦМОРНЕФТЕПОРТ ПРИМОРСК · БТС-2

НАШИ ПОСТОЯННЫЕ УЧАСТНИКИ ЗА 10 ЛЕТ

AkerSolutions, Port of Amsterdam, PLATTS McGRAW HILL FINANCIAL, FORAS, HEURTEY PETROCHEM, FNC, FLOWSERVE, Olimps, Invensys, ТРАНСНЕФТЬ страхование, INCOMSYSTEM, IMI, AGT Antwerp Gas Terminal N.V., Endress+Hauser, ПОТИС, Port of Rotterdam, KANON, BALTIC Oil Terminal, Dipl.-Ing. SCHERZER GmbH, SIEMENS, SVT transfer complete, Morseille Fos, MARFIN POPULAR BANK, BORSIG MEMBRANE TECHNOLOGY, ecoslops, CONTI CHEMICAL Co., NETZSCH, WorleyParsons, ThyssenKrupp

Дарья Моторнова директор по развитию бизнеса, предоставит полную информацию по участию

dmotornova@vostockcapital.com
Тел: +44 207 394 30 97 (Лондон)
Тел: +7 (499) 505 1 505 (Москва)

Автоматизированная очистка и подготовка поверхности резервуаров без пыли

Давид де Йонг
изобретатель[1]

Ирина Батурина
перевод и адаптация статей[2]

[1]VertiDrive, Риддеркерк, Нидерланды
[2]Группа компаний IST®, Москва, Россия

Нефтяные резервуары используются с конца 19-го века. Самый распространенный способ очистки резервуаров в России и спустя 100 лет после создания первого резервуара — ручной. Однако такой способ имеет ряд недостатков: риск загрязнения окружающей среды, риск для здоровья и безопасности людей, токсичная пыль, опасные высотные работы.

Ключевые слова
бластинг, беспыльные технологии, очистка, подготовка поверхности, промышленная очистка, резервуар, торборобот

Компания по очистке готовит и рассчитывает затраты на очистные и ремонтные работы. Необходимо соблюсти все нормы защиты рабочих, учесть стоимость материалов и расходы по ремонту резервуаров (упущенная прибыль от хранения нефтепродуктов, строительство лесов, транспортировка оборудования и чистящих материалов, уборка территории).

В резервуарах и помещениях персонал должен быть оснащен средствами защиты дыхания, а также достаточным объемом свежего воздуха и вытяжки пыли. [1]

Пыль — причина повторной очистки и подготовки металла, запрещена для работ во взрывоопасных зонах.

Российские нефтегазовые компании часто используют устаревшие способы ручной очистки химией, воды высокого давления и пыльной пескоструйной обработки. Стоимость простоев высока, но старые технологии не позволяют их сократить.

Также во взрывоопасных зонах сложно подготовить металл к окраске — вода высокого давления не создает профиль, а пескоструйный метод применять нельзя из-за образования искр.

На рынке появляются технологии, удовлетворяющие всем требованиям безопасности и решающие проблемы, описанные выше.

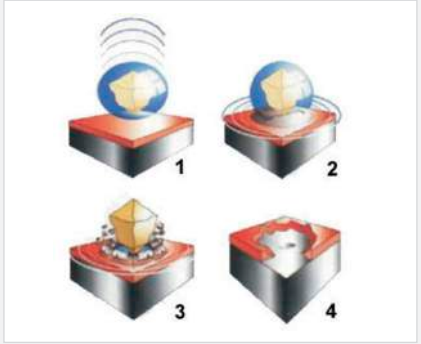
Компании часто руководствуются чистой стоимостью очистки за кв. м, не считая стоимость простоев: строительство лесов, транспортировку материалов, уборку территории и время проведения работ. Так, нефтегазовые компании теряют миллионы из-за упущенной выгоды от стоимости хранения нефтепродуктов, а часто и вовсе отказываются от капитального ремонта резервуаров, что сокращает срок их службы.

Бластинг без пыли — подготовка металла во взрывоопасных зонах

Бластинг без пыли позволяет быстро и безопасно для окружающей среды, с минимальными затратами на расходные материалы провести очистку резервуаров и качественную подготовку металла к нанесению покрытий.

Бластинг или абразивоструйный метод работает с абразивами различных фракций. Абразивы используются в сухом виде или с добавлением воды при подаче на поверхность.

Поверхность не нужно обеспыливать — экономия времени и трудозатрат.



1. На выходе из аппарата — частица в водяной капсуле.
2. Вода смягчает действие чистящего материала при ударе о поверхность.
3. Происходит разрушение верхнего слоя — вода смывает загрязнение и не позволяет разлетаться абразиву.
4. Результат — чистая, неповрежденная поверхность с необходимым профилем.

Бластинг без пыли заменяет сухой пескоструйный метод и работу с водой высокого давления, объединяет их преимущества и исключает недостатки. В стоимость очистки за кв. м входят расходы на абразив и услуги по очистке.

Голландские ученые во главе с Давидом де Йонгом нашли еще одно решение по сокращению затрат нефтяных компаний на очистку и ремонт резервуаров. Было изобретено, испытано и запущено в производство решение, исключающее ручной труд и необходимость строительства лесов для очистки и ремонта резервуаров: универсальный автоматизированный робот-держатель сопел для очистки абразивоструйным или АВД методом — торборобот.

Идея «просто добавить воды» имеет ошеломляющие преимущества:

- эффективность и скорость очистки увеличиваются за счет роста массы влажного абразива;
- при смешивании абразива с водой каждая его частица окутана водной оболочкой, которая при ударе о поверхность силой поверхностного натяжения удерживает отколовшиеся частицы краски и загрязнений, не создавая статического электричества, что подходит для работы во взрывоопасных зонах;
- бластинг без пыли позволяет работать любым абразивом без пыли;
- существует специальное оборудование (например, Torbo), работающее по технологии «бластинг без пыли» с экономией абразива до 60%;
- бластинг без пыли работает при 7–10 барах и не является особо опасным методом, как АВД, позволяя наносить нужный профиль.

Торборобот для очистки стальных поверхностей нефтехранилищ

Торборобот примагничивается к стальной стенке очищаемой поверхности и движется ровно по заданной траектории. Встроенные магниты надежно удерживают торборот на поверхности. Магниты способны удерживать груз весом до 80 кг, предотвращая возникновение аварии.

Торборобот работает на гусеничном приводе, что обеспечивает его надежность и движение по сварным швам.

Обычно торборобот очищает поверхность на большом расстоянии от сотрудника, управляющим им дистанционно. Ручное управление возможно с помощью пульта, позволяющего точно регулировать траекторию движения. В автоматическом режиме торборобот чистит с заданными скоростью и шириной рабочей поверхности. В любое время возможен переход в ручной режим. Автоматическое аварийное выключение предотвращает поломки.

Торборобот может работать на вертикальных и горизонтальных поверхностях толщиной от 5 мм и даже на потолке.

Торборобот сокращает трудозатраты

Для работы с торбороботом требуется только 1 человек: возможно очищать большие площади без перерывов или меняя сотрудников.

Двойная скорость = большая производительность

Торборобот способен удерживать на отвесных поверхностях сразу 2 сопла со шлангами. Для максимальной скорости необходимо использовать два торборобота и два компрессора производительностью 10 м^3/ мин сжатого воздуха. Торборобот подходит и для больших площадей, и для очистки частей поверхности без повреждения соседних участков (например, коррозирующих швов): не нужно ремонтировать весь резервуар целиком.

Торборобот — универсальный автоматизированный оператор, используется для широкого спектра задач, например, также и для полировки подготовленных поверхностей.

Хорошо для работников — прекрасно для окружающей среды

Торборобот помогает экономить на воде, абразиве, химических реагентах, вредных для здоровья и окружающей среды. Для очистки нефтешламовых поверхностей разработаны специальные колеса для сцепки. Торборобот обладает сертификатом ATEX и соответствует требованиям ГОСТа для работы во взрывоопасных зонах и по охране окружающей среды.

Абразивоструйные аппараты torbo — единственные, удовлетворяющие экологическим требованиям в 50 странах. Так как торборобот работает на дистанции от рабочего, его труд менее опасен, более чистый и менее трудозатратный.

Бластинг без пыли — самое быстрое и экономичное решение

Возможна настройка оборудования Torbo для каждой отдельной работы. К смеси абразива с водой могут добавляться химические вещества, к примеру, ингибитор коррозии или кондиционер. Аппараты Torbo могут быть использованы на высоте до 250 м.

В настоящее время приобретено более 60 торбороботов нефтяными и судоремонтными компаниями по всему миру.

- Быстрое удаление краски и ржавчины до 72 м^2/час.
- Экономия абразива до 60%.
- Способен переезжать сварные швы, вмятины и коррозионные участки.
- Управляется дистанционно с помощью радиопередатчика.
- Высотные работы выполняются без лесов и подъемников.
- Большая производительность при меньших эксплуатационных затратах.
- Очень низкое потребление воды — от 60 до 170 л/день.
- Предварительная сушка абразива не требуется, что позволяет сократить расходы на его хранение.

Список используемой литературы

1. Козлов Д.Ю. Гид по высокоэффективной абразивоструйной очистке. Бластинг. Екатеринбург: Феникс, 2007. 217 с.

Группа компаний IST®
официальный эксклюзивный дистрибьютор Torbo
на территории СНГ.
Россия, Москва,
ул. Черняховского, 16
+7 (495) 927 0223, 663 7183
info@ist-russia.ru (общие вопросы)
ruslan.k@ist-russia.ru
(бластинговые технологии очистки и подготовки поверхностей)
Продажа, аренда, сервис
на территории СНГ

IST INDUSTRIAL SOLUTIONS AND TECHNOLOGIES

Инновации в промышленной очистке

УДК 621.64

Эффективное решение для организации полевых складов горючего в арктических условиях

Виктор Мальцев
обозреватель[1]
runeft@runeft.ru

[1]журнал «Экспозиция Нефть Газ», Москва, Россия

В сложных условиях российского севера жизненно важным становится вопрос бесперебойного снабжения топливом. Чтобы обеспечить работу автопарка вдали от транспортной инфраструктуры, логистам приходится решать сложные задачи по организации временного хранения достаточного количества дизельного топлива. Сделать это без современных полевых складов горючего практически невозможно.

Материалы и методы
Изучен опыт развертывания резервуаров из термопластичных полимеров, нитрильной резины и стали.

Ключевые слова
передвижные эластичные резервуары, ПЭР, полевые склады горючего, ПСГ, резервуары из термопластичных полимеров, полевые трубопроводы, резервуары вертикальные стальные

Сложности организации ПСГ в арктических условиях

Острая потребность в недорогих и надежных ПСГ растет с каждым годом. Газо- и нефтедобывающая отрасль ищет новые месторождения не в привычных районах с относительно развитой инфраструктурой, а в богатых полезными ископаемыми малоосвоенных, либо вовсе не освоенных районах Крайнего Севера. Компании инвестируют в новые месторождения и рассчитывают получить отдачу от своих вложений.

Вслед за добывающей отраслью идут строители, промышленники. Там, где раньше была лишь тундра, теперь прокладываются трубопроводы, строятся крупнейшие перерабатывающие заводы и комбинаты.

Однако ведение масштабных работ в удаленных районах с арктическим климатом ставит перед логистами сложную задачу. Требуется обеспечить топливом технику, обустроить и гарантировать бесперебойную работу всех систем вахтовых поселков. По самым скромным подсчетам, базовая потребность в дизельном топливе одного объекта может варьироваться от 500 до 15 000 м^3 в год.

В отсутствие надежной транспортной инфраструктуры, основной логистической задачей становится создание надежного хранилища для достаточного количества дизельного топлива в максимально короткие сроки при минимальных затратах на резервуары, подготовительные и монтажные работы.

В прошлом для подобных целей использовались вертикальные и горизонтальные резервуары из стали (РВС и РГС). Их установка занимала несколько месяцев — требовалось подготовить грунт, построить фундамент, провести сложные монтажные работы. Чтобы организовать ПСГ, приходилось привлекать десятки рабочих, задействовать тяжелую строительную технику, тратить драгоценное время и немалые средства.

При этом жизненный цикл подобных полевых складов горючего мог быть весьма коротким. После того, как необходимость в хранении большого количества топлива отпадает, склад становится бесполезным. Однако демонтировать и перевезти металлические резервуары на новое место практически невозможно, а обслуживать неиспользуемый склад слишком накладно. Получается, что огромные трудозатраты и финансовые вливания остаются брошенными в тундре.

На потребность рынка откликнулись коммерческие компании и российские НИИ. Так, несколько лет назад ООО «Политехника» предложила использовать полевые склады горючего из прочных, непроницаемых для нефтепродуктов, термопластичных композитных материалов.

Преимущества и недостатки эластичных резервуаров для горючего

Резервуары из эластичных материалов применялись при устройстве ПСГ с первой половины прошлого века. Некоторые гражданские организации и армейские части использовали их для снабжения техники горючим в полевых условиях.

Но технология долгое время была не

совершенна. Для производства резервуаров использовалась нитрильная резина. Поэтому они обладали целым рядом недостатков: большим весом, относительно малой прочностью, высокой диффузией (150 гр/м^2/сутки) и серьезными температурными ограничениями (рабочий диапазон от -30 до +30°С). Все это в известной мере нивелировало преимущества эластичных резервуаров и делало невозможным использование резиновых ПСГ в экстремальных условиях Крайнего Севера.

В наши дни устаревшую нитрильную резину заменили современными термопластичными полимерами. Так, ООО НПФ «Политехника» использует полиэфирную ткань баллистического плетения в производстве новых эластичных резервуаров для дизельного топлива ПЭР-Н. Крепкую основу покрывает два слоя инертного к нефтепродуктам полиуретана. Материал настолько прочный и эластичный, что на его основе НПФ «Политехника» смогла наладить производство полимерных эластичных резервуаров серии ПЭР-Н с толщиной стенки всего 1 мм.

При этом резервуар полностью инертен к нефтепродуктам, имеет низкую диффузию и сравнимую с прочностью грузовой стропы прочность на разрыв. Для соединения ткани «Политехника» использует самые современные способы сварки, в том числе сварку токами высокой частоты. Это гарантирует высокое качество, прочность и долговечность соединений и делает резервуары ПЭР-Н незаменимыми в тех ситуациях, где превыше всего ценится надежность и безопасность.

Полимерное покрытие резервуара стойко к воздействиям внешней среды, в том числе к УФ радиации, действию абразивных частиц и сверхнизких температур. Материал не теряет своих высоких эксплуатационных качеств в температурном диапазоне от -60 до +60°С. Вкупе с малым весом и простотой в эксплуатации, это делает ПЭР-Н идеальным решением для организации ПСГ в условиях Крайнего Севера.

Сравнение габаритов эластичных резервуаров и РВС

В сравнении с классическими РВС и РГС аналогичного объема, эластичные резервуары имеют ряд важных преимуществ. Главное — простота эксплуатации. Эластичный резервуар выигрывает у металлических конкурентов на всей дистанции, от доставки к месту организации ПСГ и сроков развертывания, до возможности ремонта и свертывания склада.

Сравним характеристики ПСГ на 3 000 м^3 и склад для горючего из вертикальных стальных резервуаров. Такой склад может принять около 48 ж/д цистерн, или 40 цистерн. Однако если речь идет о стальных резервуарах, необходимо учитывать тепловое расширение. Для дизельного топлива оно может достигать до 13%. А в случае эластичных резервуаров тепловое расширение не имеет значения.

Для организации склада горючего на 3 000 м^3 потребуется 3 вертикальных резервуара из стали объемом 1 000 м^3. Вес одного резервуара составляет 33,7 т. Таким образом, общий вес склада превысит 100 т. Чтобы доставить на место такой объем металлических конструкций, потребуется от 30 до 45 ж/д платформ.

Для организации полевого склада горючего аналогичного объема потребуется 12 резервуаров ПЭР-250Н объемом 250 м^3. Вес одного резервуара составляет 500 кг, а весь склад будет весить всего 6 т!

В сложенном виде резервуар ПЭР-250Н умещается в ящик размером 1,6 х 1,4 х 1,1 м. Для того, чтобы доставить к месту развертывания полевого склада все 12 резервуаров, хватит одного грузового автомобиля. Это особенно важно при работе в труднодоступных местах, в условиях отсутствия транспортной инфраструктуры и удаленности ж/д путей.

Развертывание ПСГ в сложных условиях

Другое преимущество эластичных резервуаров — простота развертывания. Для установки РВС требуется проведение сложных подготовительных работ. Нужно привезти необходимую тяжелую технику и оборудование, включая краны, бытовки для рабочих, временные инструментальные склады и т.д., обеспечить стройплощадку электричеством и необходимым количеством топлива.

Перед монтажом необходимо подготовить фундамент и разметить дороги для подъезда техники. Сборка резервуара представляет собой комплекс сложных и дорогостоящих работ, а после нее РВС необходимо проверить на герметичность. В целом развертывание склада горючего на базе РВС занимает много времени и приводит к лишним затратам.

Эластичные резервуары, напротив, просты в эксплуатации и не требуют проведения сложных подготовительных работ перед развертыванием. Достаточно найти ровную поверхность для ПСГ и зачистить ее от предметов, способных повредить эластичный резервуар. Бетонного основания для ПСГ не требуется, достаточно земляного каре обвалования или естественного углубления. Для защиты почвы от возможных протечек под резервуары укладывается непроницаемый эластичный полог.

Развертывание одного эластичного резервуара бригадой из 6–8 человек занимает 10 минут. Полностью готов к работе полевой склад горючего будет уже через несколько дней. К примеру, в сентябре прошлого года НПФ «Политехника» развернула ПСГ на 3 000 м^3 для компании «ННК Таймырнефтегаздобыча». На доставку, монтаж и сдачу полевого склада горючего в эксплуатацию ушло всего 3 дня!

Простота эксплуатации

Скорость развертывания ПСГ обусловлена малым весом, скромными габаритами эластичных резервуаров и простотой устройства склада. Полевой склад горючего состоит из соединенных коллектором резервуаров, насосно-раздаточного модуля, мачт освещения, различных систем защиты и противопожарной системы, а также пункта выдачи и приема топлива. Все необходимое, включая комплекты для проведения полевого ремонта, НПФ «Политехника» поставляет вместе с резервуарами.

Топливо на ПСГ может доставляться любым удобным способом: автотранспортом по зимникам, танкерами, баржами и с помощью гибких полевых трубопроводов. Так, в 2012 г. НПФ «Политехника» поставила два комплекта ПСГ для ООО «ТНГ-Групп». Заказчику требовалось в короткие сроки развернуть и заполнить топливом ПСГ в двух различных климатических зонах — в жарких степях Узбекистана и за полярным кругом в Ямало-Ненецком автономном округе.

Специалисты НПФ «Политехника» оперативно разработали полевые склады необходимого объема и поставили их со всем необходимым оборудованием. В комплекте ПСГ, в том числе, поставлялся гибкий трубопровод длиной 1000 м. Это позволило в короткие сроки перекачать в емкости склада необходимый объем топлива прямо с баржи.

К слову, свертывание ПСГ также не вызывает затруднений. Пустые резервуары легко складываются и перевозятся на новое место. Проводить дорогостоящую рекультивацию почвы после ПСГ не требуется — эластичные склады надежны и даже в случае протечки топливо остается в защитном пологе, а не просачивается в землю.

Проблема некачественных ПСГ

При правильной эксплуатации ПЭР-Н может прослужить 15 лет. В этом ПСГ лишь немного уступает стальным аналогам, превосходя их практически по всем остальным параметрам. Но необходимо отметить, что не все эластичные резервуары рассчитаны на длительные сроки эксплуатации и могут использоваться в экстремальных условиях Крайнего Севера.

Не имеющие опыта компании часто предлагают недорогие эластичные резервуары собственной разработки, либо изготовленные сторонними производителями без должного контроля качества. Их невысокая стоимость обуславливается использованием недорогих и менее качественных термопластичных полимеров, применением устаревшего оборудования и нежеланием доводить технологию до совершенства в лабораторных условиях. Да, к сожалению, в наши дни некоторые компании предпочитают работать методом проб и ошибок. Но платить за эти ошибки приходится покупателям.

Увы, невысокая цена часто становится главным аргументом при проведении тендеров и различных аукционов. Однако, покупая дешевые резервуары у нечистоплотного производителя, компания сильно рискует. Аварии и прорывы грозят большими финансовыми затратами, ухудшением экологической обстановки в регионе, штрафами и репутационными потерями.

Исправлять недочеты коллег приходится опытным компаниям, таким как НПФ «Политехника». Как правило, специалисты оперативно справляются с поставленной задачей. Но, к сожалению, разочаровавшись в некачественных ПСГ, потенциальный покупатель переносит негативный опыт на технологию в целом и в дальнейшем отдает предпочтение более дорогим и менее практичным РВС и РГС. Это сильно бьет и по производителям качественных ПСГ — теряются потенциальные покупатели, и по самим клиентам — используя устаревшие технологии, они несут неоправданно высокие затраты.

Чтобы избежать неприятных сюрпризов, при выборе ПСГ следует обращать внимание на технологии производства, историю производителя и рекомендации его клиентов и партнеров. Крупные компании дорожат своей репутацией, и не выпускают на рынок новинки, не проведя их всесторонних испытаний. Конечно, контроль качества приводит к некоторому удорожанию продукта. Но, в конечном счете, приобретение таких ПСГ окупается сторицей.

К примеру, превосходные качества эластичных резервуаров ООО НПФ «Политехника» по достоинству оценили ведущие предприятия нефтегазовой отрасли, компании, ведущие геологоразведку и строительство в условиях Крайнего Севера, золотодобытчики и многие другие. В список основных заказчиков научно-производственной фирмы входят: ЗАО «Корякгеологодобыча», ООО «Стройгазконсалтинг», ООО «Петроинжиниринг», ЗАО «Стройтрансгаз», ОАО «ТНГ-Групп», «Интегра-Бурение», ООО «Клен», ОАО «ТНК-ВР», ООО «Газнефтехолдинг», ООО «СБК».

Особенно стоит отметить работу ООО НПФ «Политехника» в стратегически важных проектах. Компания участвует в строительстве завода по производству сжиженного газа «Ямал СПГ» и морского порта Сабетта в Ямало-Ненецком автономном округе.

Универсальность и надежность эластичных резервуаров НПФ «Политехника» оценили военное ведомство и МЧС. В условиях, когда мобильность, скорость развертывания, простота эксплуатации, универсальность и надежность ставятся во главу угла, у ПСГ не оказалось конкурентов. При этом МЧС и МО не только покупают готовые резервуары, но и помогают НПФ «Политехника» совершенствовать ПЭР-Н, улучшая их эксплуатационные качества.

Так, в 2012 г. в ходе специальных учений «Кавказ 2012» военное ведомство по достоинству оценило полимерные эластичные резервуары НПФ «Политехника» и даже предложило компании организовать совместную работу для проработки решений улучшающих характеристики ПСГ в боевых условиях.

Вектор развития

НПФ «Политехника» продолжает работать над улучшением свойств материалов и конструкции эластичных резервуаров. Компания сотрудничает с отраслевыми НИИ, научными объединениями и конструкторскими организациями. Среди партнеров НПФ: НИИ № 25 МО России, Академия гражданской защиты МЧС России, ВНИИ пожарной защиты МЧС России, ВНИИ эластичных материалов, ВНИИ гражданской авиации, ВНИИГАЗ. Помимо оригинальных наработок российских ученых НПФ «Политехника» использует опыт иностранных компаний. К примеру: Cooley Group Inc. USA и Total SA, France.

В настоящее время специалисты НПФ «Политехника» работают над совершенствованием характеристик ПЭР-Н и расширением сферы применения полимерных изделий. Компания предлагает эластичные резервуары для трансформаторного масла, воды, мобильные резервуары, применяемые при ликвидации разливов нефти. НПФ «Политехника» планирует приступить к внедрению системы сокращения выброса паров углеводородов, что поможет снизить потери топлива от испарения и не даст вредным веществам попасть в атмосферу. Кроме того, в планах компании освоить выпуск купольных эластичных газгольдеров переменного объема для концентрации попутного нефтяного газа.

Итоги

Сравнение технических характеристик резервуаров вертикальных стальных (РВС), передвижных эластичных резервуаров (ПЭР) и резервуаров из нитрильной резины показало высокую экономическую эффективность, надежность и экологическую безопасность резервуаров ПЭР. Особое внимание уделено эксплуатационным качествам различных резервуаров. Доказана эффективность ПСГ эластичных резервуаров на основе полиэфирной ткани с двусторонним полимерным покрытием в условиях крайнего севера.

Выводы

Использование ПСГ на основе ПЭР помогает сократить время пуска объекта на полгода-год, увеличивает эффективность работ, проводимых в труднодоступных районах, в том числе в районах Крайнего Севера, дает предприятию конкурентное преимущество за счет колоссальной экономии времени, средств и рабочей силы.

Редакция выражает благодарность ООО НПФ «Политехника» за помощь при подготовке статьи и предоставленные материалы.

ENGLISH **STORAGE**

Effective solution for field fuel depots in arctic conditions

UDC 621.64

Author:
Victor Maltsev — author of survey[1]; runeft@runeft.ru

[1]"Exposition Oil Gas" magazine, Moscow, Russian Federation

Abstract
In difficult conditions of Russian North the issue of uninterrupted supplies is very important. Logisticians need to organize storage of fuel in sufficient quantity to ensure the work of automotive engineering transport outside of infrastructure. It is almost impossible without modern field fuel depots.

Materials and methods
It was studied the experience deploy the tanks made from thermoplastic polymer, nitrile rubber and steel.

Results
According results of properties comparison among vertical steel tanks, mobile elastic tanks and nitrile rubber tanks, mobile elastic ones were recognized as the most effective, secure and environmentally friendly. A special focus given to functional qualities of different types of tanks. It was proved effectiveness the field fuel depots of elastic tanks made from polyether fabric with two-side polymeric coating in Far North conditions.

Conclusions
The using of depots based on elastic tanks allows to reduce start-up of a project time up to half of the year or year, increase the effectiveness of works conducted in remote areas even in Far North and gives an competitive advantage of customer due to huge economy of time-saving, finances and human resources.

Keywords
portable elastic tanks, field fuel depots, thermoplastic polymeric tanks, field pipelines, vertical steel tanks

УДК 65.011.56

Применение нейросетевых подходов в создании системы мониторинга технологических параметров скважин, эксплуатирующихся методом парогравитационного дренажа

О.В. Денисов
начальник бюро АРИС ЦИИОП[1]
dorvgm@gmail.com

Р.Г. Гирфанов
Начальник центра ИООП[1]
Girfanov_r@tatintec.ru

Б.Ф. Закиев
начальник ТО ППД НГДУ[2]
ZakievBF@almet.tatneft.ru

А.В. Насыбуллин
д.т.н., начальник отдела[3]
arslan@tatnipi.ru

[1]ООО «ТатАСУ», Альметьевск, Россия
[2]НГДУ «Альметьевнефть», Альметьевск, Россия
[3]научная часть РИТиМПС
Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

Изложены результаты применения нейросетевых подходов в создании системы мониторинга технологических параметров скважин, эксплуатирующихся методом парогравитационного дренажа. Продемонстрированы наглядные представления расчетных критериев отклонений.

Материалы и методы
На основе использования двунаправленных самоорганизующихся карт Кохонена строятся модели взаимного поведения технологических параметров. Полученные модели служат для обнаружения отклонения от штатного функционирования АСУТП и/или нефтепромыслового объекта.

Ключевые слова
контроль технологических параметров, самоорганизующиеся карты Кохонена, модель совместного поведения технологических параметров, обнаружение нештатного функционирования АСУТП и/или нефтепромыслового объекта

Статистическое моделирование для контроля работы скважин парогравитационного дренажа

В настоящее время ОАО «Татнефть» производит масштабные работы по освоению и введению в эксплуатацию битумных залежей Ашальчинского месторождения. Основной особенностью добычи сверхвязкой нефти в регионе является использование технологии парогравитационного дренажа. Технологию можно описать как воздействие пара на нефтяной пласт, при котором пара горизонтальных скважин пробуривается одна над другой в нескольких метрах. Пар под высоким давлением непрерывно поступает в верхний ствол скважины, нагревая нефть и снижая ее вязкость, в результате чего нагретая нефть стекает в нижнюю скважину и откачивается.

Особенности эксплуатации и стоимость оборудования обуславливают необходимость высокой степени телемеханизации всего фонда наземными и подземными измерительными системами. Количество передаваемых технологических параметров с пары таких скважин может доходить до сотни. Телеметрические системы позволяют производить контроль состояния оборудования по отдельно взятым замеряемым параметрам, допустимые значения которых ограничиваются так называемыми уставками. Срабатывание автоматики по уставкам обеспечивает реакцию на такие простые события как перегрев электродвигателя, превышение мощности, отключение и включение погружного насоса по значению давления на приеме. Наблюдение совместного поведения технологических параметров, характеризующего процесс функционирования оборудования и добычи продукции в целом, производился на основе визуального контроля графиков замеров ответственным промысловым персоналом. Рост количества скважин привел к необходимости реализации автоматизированной системы, производящей мониторинг состояния работы оборудования по многим параметрам на основе анализа их совместного состояния.

Контроль работы скважин по набору параметров

Статистическое моделирование на основе нейросетевого анализа данных телеметрии позволяет выявлять неисправности в работе скважин парогравитационного дренажа. Ввиду того, что основным параметром, требующим недопущения отклонения от режимных показателей, является дебит скважины, необходимо реализовать алгоритм, позволяющий смоделировать функционал зависимости:

$$Q \leftarrow F(P, T, N, \ldots)$$

где Q — дебит жидкости, P — давление на приеме насоса, T —температура на приеме насоса, N — мощность.

В результате исследования различных методов свою универсальность подтвердили модификации алгоритмов самоорганизующихся карт Кохонена [1]. Самоорганизующиеся карты — разновидность нейронных сетей в виде сетки, где каждый элемент представляет собой n-мерный вектор с весом w. Для обучения используются следующие данные: вектор x, состоящий из нескольких независимых переменных (P, T, N), и y — зависимая переменная (Q). При обучении карты для каждого элемента сети вычисляется евклидово расстояние между входным вектором x и вектором весов w. Элемент с наименьшим расстоянием называется победителем, и преобразуется с помощью вектора x, веса w пересчитываются в соответствии с вектором x. Самоорганизующиеся сети — это сети классифицированных объектов, в случае данных телеметрии — векторов замеров.

Построенная карта может использоваться для идентификации значений дебита жидкости. Для анализа функционирования скважин используются следующие критерии:

1. Отклонение замеренного значения дебита жидкости от модельного.
2. Отклонение входных параметров от модельных.
3. Отклонение каждого из независимых параметров: P, T, N от модели.

Причины отклонений определяются из анализа совместных графиков замеров параметров оператором по скважинам с высокими значениями критериев. Если причина находится в реальном физическом изменении процесса функционирования пары скважин, не носящем критический или нештатный характер, то накопленная выборка из взаимных состояний (P, T, N) включается в обучающую, а процесс обучения самоорганизующейся карты Кохонена перезапускается с целью получения новой модели.

Для наблюдения за рассчитываемыми критериями разработано несколько видов отображения.

Формы отображения информации для контроля работы скважин

Для удобства проведения анализа разработаны следующие формы отображения результатов расчетов: статика, динамика изменения состояния, отклонение по каждому параметру.

Статика отражает текущее состояние объектов, или состояние на определенную дату. Данный вид отображения использует критерии 1 на оси *x* и 2 на оси *y* (Рис. 1). Цвет отражает удаленность объекта от начала координат и облегчает восприятие. Объекты с большим значением критериев окрашиваются красным цветом, с маленьким значением критериев — зеленым. Большое значение одного из этих критериев указывает на возможные неисправности в работе оборудования или смену режима. Данное представление позволяет оценить отклонение от нормальной работы скважины.

Динамика позволяет оценить изменение состояния объекта на определенном промежутке времени. Для оценки динамики по критериям 1 и 2 вычисляется суммарный вектор-направление изменения состояния скважины. Отклонение от начального значения по критерию 1 отображается на оси *x* (Рис. 2), отклонение по критерию 2 на оси *y*. Размер объекта на графике отражает длину траектории изменения состояния на рассматриваемом промежутке времени. Цвет соответствует состоянию на последнюю дату. Таким образом, данное представление позволяет оценить насколько сильно изменилось состояние скважины по каждому критерию и направление изменения этого состояния.

Отображение отклонений по каждому из параметров использует средние значения критериев 2 и 3 для отображения их совместных значений (Рис. 3). Значения на осях отображают среднее значение отклонения по параметрам: температура на приеме насоса, давление на приеме насоса и мощность. Размер сферы отражает величину отклонения дебита жидкости за период времени. Цвет соответствует состоянию на последнюю дату. Данное представление позволяет оценить динамику отклонения от нормальной работы скважины по каждому из параметров.

Разработанные формы отображения позволяют наблюдать одновременно за большим количеством скважин и выявлять те, которые требуют внимания специалиста. В следствие чего, быстрое обнаружение неисправностей позволяет снизить затраты на их устранение.

Анализ термограмм

Для контроля термограмм разработано отображение фактических данных и разбиение их на классы (Рис. 4). Отображение эволюции термограммы во времени представлено в трех измерениях: время, температура, длина кабеля. Цвет отражает температуру нагрева. Данное отображение позволяет отследить динамику изменения процессов по стволу скважины. Разбиение на классы реализовано так же на основе алгоритма самоорганизующихся сетей. В данном случае данные для построения модели и для прогноза одни и те же. Цель данного разбиения — выделить похожие термограммы в отдельные классы.

Контроль термограмм

Для контроля термограмм используется алгоритм, аналогичный описанному выше для контроля работы скважины по набору параметров. В данном случае независимой переменной выступает набор термограмм, зависимая переменная отсутствует. На первом этапе производится построение самоорганизующейся карты на данных, характеризующих нормальную работу. Далее производится

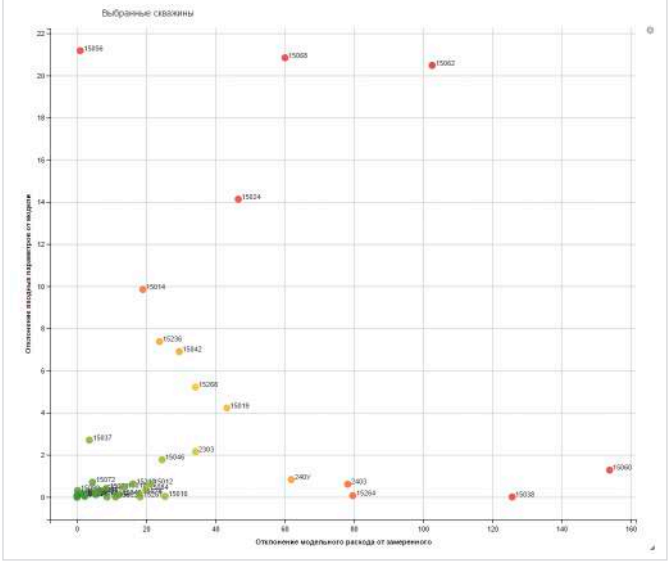


Рис. 1 — Положение маркера скважины характеризует значения критериев отклонений по двум критериям (ось X и ось Y). Близкие к нулю (зеленые маркеры) — скважины, не требующие внимания

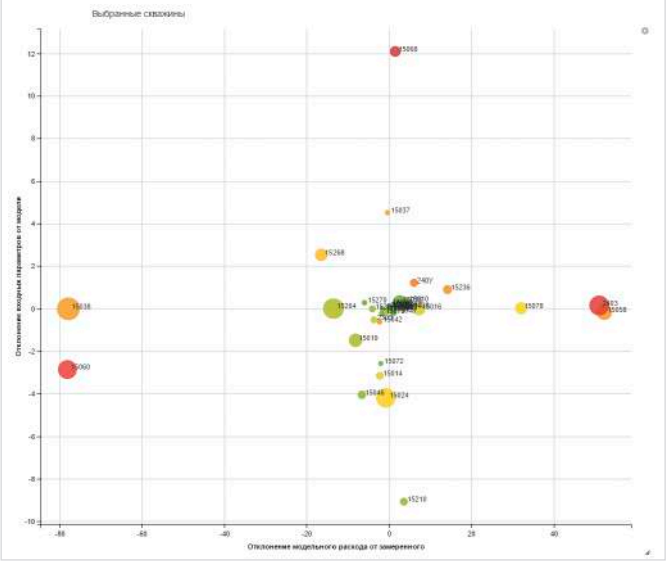


Рис. 2 — Отображение динамики накопления отклонения по критериям. Площадь маркера характеризует суммарное накопленное отклонение. Цвет — последнее состояние на текущую дату

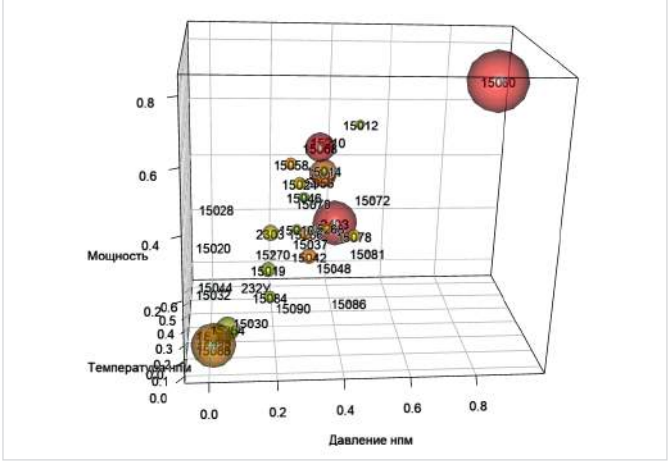


Рис. 3 — Трехмерное (активный куб) представление позволяет отследить отклонение по конкретным параметрам от модели за периоды времени

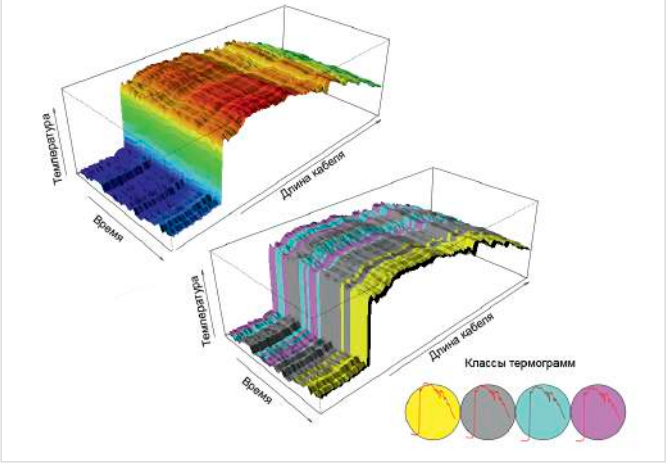


Рис. 4 — Нейросетевой анализ термограмм позволяет разбить их на определенные классы, а сравнение с вновь приходящими — выявить накопление нештатной ситуации

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

№ 2015613045

Программа контроля состояний телемеханизированных нефтепромысловых объектов с помощью нейросетевого анализа

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

№ 2015613046

Программный комплекс статистического и нейросетевого анализа данных телеметрии нефтепромысловых объектов

прогнозирование на новых данных. Для оценки состояния скважины используется критерий: отклонение входных параметров от модельных. Величина значения данного критерия отражает состояние скважины на основе термограммы.

Экономическая эффективность от внедрения

Сумма затрат на разработку приложения составляет 4,7 млн руб. Экономический эффект достигается путем экономии затрат на постоянный мониторинг показателей, а так же в следствии недопущения аварий. В среднем на скважинах Ашальчинского месторождения происходит 2 аварии, средняя стоимость капитального ремонта скважины 1,9 млн руб. С ростом числа скважин неизбежен был бы рост перечисленных затрат, следовательно, возрастет экономия.

Показатели экономической эффективности следующие: ЧДД — 8,7 млн руб. (за срок эффекта — 4 года), ИДД — 0, дисконтированный срок окупаемости — 1,2 года.

На уже реализованные программные продукты получены свидетельства: [2] и [3].

Итоги

Реализована система мониторинга технологических параметров, основанная на применении нейросетевых подходов, которая позволяет обнаруживать нештатное функционирование скважин, эксплуатирующихся методом парогравитационного дренажа.

Выводы

Предложенный метод анализа информации опробован и показал свою эффективность по обнаружению скважин, требующих немедленного внимания, корректировки режимных показателей. Своевременное реагирование на подобные ситуации позволит предотвратить аварии и затраты от простоя оборудования, а также оптимизировать процессы для более эффективной добычи нефти. Предложенный подход к анализу данных телеметрии также позволяет существенно сократить затраты рабочего времени технологического персонала по контролю действующего фонда скважин.

Список используемой литературы

1. Kohonen T. Self-Organizing Maps. New York, 2001, 501 p.
2. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ, № 2015613046 Программный комплекс статистического и нейросетевого анализа данных телеметрии нефтепромысловых объектов.
3. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ, № 2015613045 Программа контроля состояний телемеханизированных нефтепромысловых объектов с помощью нейросетевого анализа.

ENGLISH **AUTOMATION**

Application of neural network approaches in creating a monitoring system of technological parameters of wells operated by steam assisted gravity drainage

UDC 65.011.56

Author:
Oleg V. Denisov — bureau chief[1]; dorvgm@gmail.com
Ruslan G. Girfanov — head of department[1]; Girfanov_r@tatintec.ru
Bulat F. Zakiyev — head of depatrment[2]; ZakievBF@almet.tatneft.ru
Arslan V. Nasybullin — Sc.D., head of laboratory[3]; arslan@tatnipi.ru

[1]"TatASU" LLC, Almetyevsk, Russian Federation
[2]Field Office "Almetievneft", Almetyevsk, Russian Federation
[3]"TatNIPIneft" institute, Bugulma, Russian Federation

Abstract

In this article were presented results of the application of neural network approach in the creation of a monitoring system of technological parameters of wells operated by steam assisted gravity drainage. Showcased visual representation of design criteria deviations.

Materials and methods

On the basis of the using of bi-directional Kohonen self-organizing maps is built models of mutual behavior of process parameters. Derived models are used to detect deviations from the regular operation of process control and / or oil facilities.

Results

It was implemented the system of process parameters monitoring based on the using of neural network approaches that can detect unintended operation of wells operated by cyclic steam stimulation.

Conclusions

The proposed method of analysis of the information was tested and shown its effectiveness for the detection of wells that require immediate attention and adjustment of operating parameters. Timely response to such situations will prevent accidents and the cost of downtime, as well as to optimize the processes for more effective oil production. The proposed approach to the analysis of telemetry data also can significantly reduce the cost of the working time of technological personnel to monitor the current oilfield objects.

Keywords

control of technological parameters, Kohonen self-organizing maps, a model of the joint behavior of process parameters, detection of abnormal functioning of the control system and / or oil facilities

References

1. Kohonen T. Self-Organizing Maps. New York, 2001. 501 p.
2. Certificate № 2015613046 Program complex statistical and neural network analysis of telemetry data oilfield facilities.
3. Certificate № 2015613045 Condition monitoring program telemetry oil facilities using neural network analysis.

УДК 621.6-5:621.314.2

Передовые технологии экономии ресурсов и энергосбережения посредством оборудования НПП «ЭКРА» для электроприводов промышленных агрегатов нефтегазового комплекса

С.А. Лазарев
к.т.н., заведующий кафедрой[1]
ведущий специалист[2]
lazarev-s@ekra.ru

[1]САУЭП, Чувашский государственный университет. Чебоксары, Россия
[2]департамент технического маркетинга, НПП «ЭКРА», Чебоксары, Россия

Рассмотрены аспекты применения устройств плавного пуска и частотно-регулируемого электропривода для решения задач автоматизации технологического процесса ресурсосбережения и экономии электроэнергии.

Материалы и методы
Опыт внедрений. Обработка результатов экспериментальных исследований.

Ключевые слова
транспорт нефти, электрический привод, преобразователь частоты, автоматизированная система управления технологическим процессом, ресурсосбережение, экономия электроэнергии

Рациональное и эффективное использование ресурсов электротехнического и электромеханического оборудования — важнейшая задача, которая с особой остротой ставит задачу экономии ресурсов и энергосбережения.

Применение системы плавного пуска и преобразователя частоты в мощном высоковольтном электроприводе полностью решает проблему пуска электропривода, обеспечивает экономию ресурса электродвигателя и приводимого им механизма, устраняет негативное влияние процесса пуска на питающую электропривод сеть. Кроме того, применение частотно регулируемого электропривода обеспечивает автоматическое регулирование скорости вращения электродвигателя в функции технологического параметра, что не только улучшает качество выпускаемого продукта, но и способствует разработке и внедрению в производство новых инновационных технологий.

Однако эффективное применение таких систем электропривода немыслимо без комплексного решения задачи построения АСУ ТП объекта, обеспечивающей каскадный запуск нескольких насосных агрегатов от одного преобразователя с последующим переходом к питанию от сети.

Так, например, применение АСУ ТП в технологии транспорта нефти позволяет [1]:

- автоматизировать процесс пуска насосных агрегатов и регулирования технологического параметра (производительности насосного агрегата либо напора жидкости в трубопроводе);
- снизить расхода ресурсов на 2–3% за счёт стабилизации давления в трубопроводе и уменьшить утечки;
- уменьшить износ электротехнического и гидромеханического оборудования;
- снизить вероятности возникновения аварий, вызванных гидроударами, благодаря плавному изменению режимов работы насосных агрегатов.

Для автоматизации процесса регулирования технологического параметра АСУ ТП включает регулятор и датчик технологического параметра в рассматриваемом случае давления в магистрали (напора) или производительности. Существует два варианта построения таких систем регулирования. В первом случае насосный агрегат работает с постоянной скоростью, а регулирование производительности осуществляется путем дросселирования магистрали с помощью задвижки. Во втором случае задвижка, установленная между насосом и магистралью, полностью открыта, и регулирование ведется управлением скоростью вращения рабочего колеса насоса путем применения регулируемого электропривода насосного агрегата.

$$P_C = P_{TP} + \Delta P = P_{TP} + \Delta P_З + \Delta P_{нас} + \Delta P_{дв} \quad (1)$$

При регулировании производительности насосного агрегата с помощью задвижки (рис. 1а) потребляемая из электрической сети мощность P_C (1) определяется суммой мощности затрачиваемой по требованиям технологического процесса на транспортировку жидкости (2) и мощности потерь ΔP.

$$P_{TP} = 9{,}81 H_2 Q \gamma, \quad (2)$$

где P_{TP} — мощность на валу насоса кВт ;
H_2 — напор по характеристике насоса м;
Q — расход по требованиям технологического процесса м³ /ч;
γ — удельный вес жидкости кг/м³.

Мощность потерь в свою очередь складывается из потерь мощности на задвижке (3), потерь в насосе (4) и потерь в приводящем насос электродвигателе $\Delta P_{дв}$.

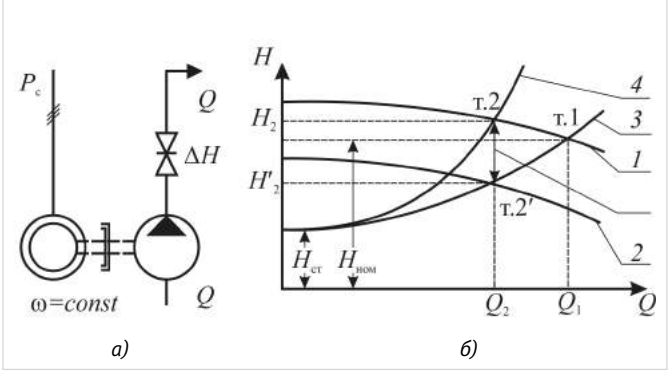


Рис. 1 — Регулирование производительности насосного агрегата с помощью задвижки: а) Функциональная схема; б) Характеристики насоса и магистрали

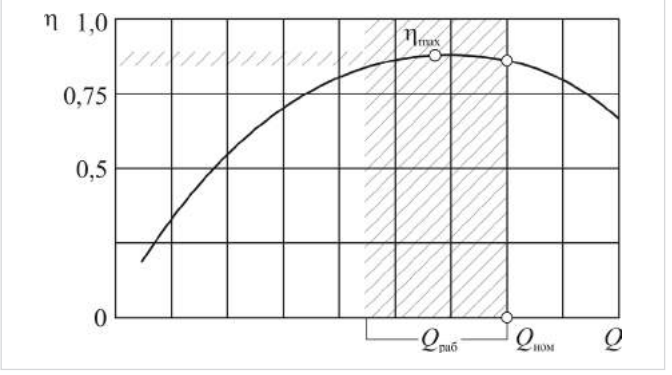


Рис. 2 — Зависимость КПД насоса от его производительности

Потери мощности в задвижке (3) зависят от требуемого по технологическому процессу расхода:

$$\Delta P_з = 9{,}81 \Delta H_з Q \gamma, \quad (3)$$

где $\Delta H_з$ — падение напора на задвижке, м.

Таким образом, потери мощности в задвижке прямо пропорциональны падению в ней напора. При регулировании производительности насосного агрегата с помощь задвижки изменяется характеристика магистрали 4 (рис. 1б), а рабочая точка агрегата перемещается по характеристике насоса 1 из т.1 в т.2.

Мощность потерь в насосе (4) зависит от КПД насоса, определяемого его режимом работы:

$$\Delta P_{нас} = 9{,}81 \Delta H_{нас} Q \gamma \left(\frac{1 - \eta_{нас}}{\eta_{нас}} \right), \quad (4)$$

где $\Delta H_{НАС}$ — изменение напора в насосе, м;
$\eta_{НАС}$ — КПД насоса.

Зависимость КПД насоса от его производительности характеризуется рабочей зоной $Q_{раб}$ (на рис. 2 заштрихована) в которой КПД незначительно отличается от максимального значения nmax и регулирование производительности насоса путем дросселирования магистрали экономически обосновано.

Если по условиям технологии требуется более глубокое регулирование производительности насосного агрегата, то применяется регулирование производительности насоса путем использования регулируемого электропривода. Наиболее эффективно и технически целесообразно в этом случае применить частотно регулируемый электропривод с асинхронным или синхронным электродвигателем (рис. 3).

Характеристика насоса [2] 2 (рис. 1б) соответствует такому способу управления насосным агрегатом. Пусть в этом случае насос работает при полностью открытой задвижке с производительностью Q_2 и напором H'_2 что соответствует точке т.2' тогда для создания такого же напора в первом случае необходимо дросселировать магистраль (характеристика 4) и потери напора и мощности в задвижке составят ΔH и ΔP_3, соответственно.

Для реализации управления приводным электродвигателем 1 (рис. 3а), регулирующим скорость вращения рабочего колеса насоса 2, при полностью открытой задвижке 3 используется преобразователь частоты 4.

Таким образом, с помощью регулирования скорости вращения рабочего колеса насоса, можно обеспечить требуемый напор в магистрали при заданной производительности насосного агрегата (рис. 3б). Важно отметить, что при таком регулировании КПД насоса изменяется незначительно и остается близким к максимальному значению (рис. 4) в широком диапазоне изменения производительности насосного агрегата.

Опыт показывает, что применение частотно-регулируемого электропривода насосного агрегата, работающего в широком диапазоне регулирования производительности, позволяет экономить до 30–40% электроэнергии, потребляемой агрегатом.

Преобразователи частоты серии ЭСН, выпускаемые НПП «ЭКРА», разработаны с учетом специфики эксплуатации в нашей стране. Преобразователи являются идеальным решением для управления скоростью вращения асинхронных и синхронных электродвигателей насосных агрегатов с напряжением до 10 кВ и мощностью от 250 кВт до 6,3 МВт. Преобразователи построены по многоуровневой топологии, принятой большинством зарубежных производителей подобной продукции. Преобразователь ЭСН содержит технологический регулятор производительности насосного агрегата (давления в магистрали) и легко интегрируется в АСУ ТП. Применение такого электропривода и АСУ ТП на его основе позволяет экономить электроэнергию, улучшать технологические процессы, а высокий КПД преобразователя во всем диапазоне скоростей и отсутствие отрицательного влияния гармоник на сеть и двигатель позволяют успешно решить эту задачу.

Преимущества преобразователей серии ЭСН и электроприводов на их основе:

- Практически чистая синусоида напряжения на выходе преобразователя позволяет:
  - не использовать выходной фильтр;
  - не иметь ограничений по длине кабеля (до 25 км);
  - полностью использовать электродвигатель на 100% его мощности;
  - работать с серийными асинхронными и синхронными двигателями любого исполнения.
- Коэффициент мощности, близкий к единице, позволяет не использовать устройства компенсации реактивной мощности и снижает потери в питающей линии электропередачи.
- Высокий КПД (не менее 97%).
- Входной согласующий трансформатор с медными обмотками в комплекте поставки обеспечивает гальваническую развязку с питающей сетью.
- Встроенная функция синхронного байпаса обеспечит каскадный пуск электродвигателей для многодвигательных приложений.
- Функция подхвата вращающегося электродвигателя при кратковременных провалах напряжения.
- Применение динамического торможения для останова электропривода с большим моментом инерции (опционально).
- Микропроцессорная система контроля и управления обеспечивает надежную и безопасную работу преобразователя и электропривода, осуществляя мониторинг режима сети, питающий преобразователь, режима работы преобразователя и электропривода с записью состояний в электронный журнал. Кроме того, такая система обеспечивает конфигурирование, диагностику и управление от сенсорной панели или АРМ оператора.
- Наличие функций автоматической настройки и диагностики электропривода сокращает время запуска и обеспечивает надежную эксплуатацию.
- Широкий набор защит обеспечивает максимальную защиту и увеличивает ресурс работы приводного электродвигателя.
- Повышенную надежность работы обеспечивают биполярные транзисторы с изолированным затвором — IGBT и установленные в звене постоянного тока плёночные конденсаторы, рассчитанные на большой срок службы.

Если по условиям энергосбережения при применении частотно регулируемого электропривода ЭСН насосный агрегат работает в режиме, когда потери при использовании дроссельного регулирования с помощью задвижки не превышают потери в преобразователе, то электродвигатель может быть переведен на питание от сети. Для реализации такого перехода в преобразователе ЭСН реализована специальная функция синхронизации с питающей электропривод электрической сетью и последующего переключения двигателя на питание от сети. Аналогичная задача возникает при управлении несколькими насосными агрегатами от одного преобразователя частоты, когда с помощью одного преобразователя осуществляется каскадный пуск насосных агрегатов.

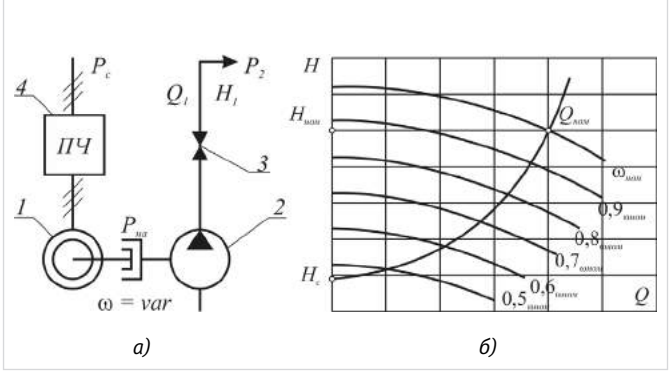


Рис. 3 — Регулирование производительности насосного агрегата путем применения частотно регулируемого электропривода насоса: а) Функциональная схема; б) Регулировочные характеристики

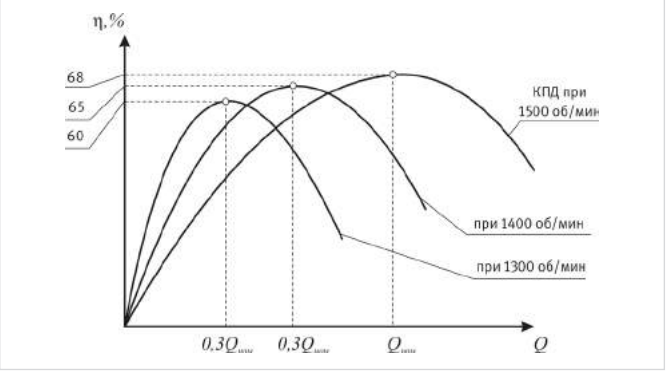


Рис. 4 — Зависимости КПД насоса от его производительности при различных скоростях вращения рабочего колеса

Кроме того, при таком управлении один из насосных агрегатов может оставаться в режиме регулирования технологического параметра.

Опыт внедрения и эксплуатации преобразователей частоты ЭСН в составе АСУ ТП и проведенные испытания полностью подтвердили правильность выбора и реализации эффективных технических решений. Особенно многоуровневую топологию построения высоковольтного инвертора позволяющую получить хорошую совместимость преобразователя с питающей его сетью с одной стороны и с электродвигателем с другой стороны. Так, например, для электропривода мощностью 2,5 МВт с напряжением 10кВ и номинальной нагрузке уровень содержания высших гармоник в кривых напряжения на входе преобразователя составил 0,9% и входного тока — 3,5% при КПД преобразователя 97,2% [1].

Если по технологическим условиям работы насосного агрегата не требуется стабилизация давления в трубопроводе (производительности агрегата), либо производительность насосного агрегата регулируется задвижкой в небольших пределах $Q_{РАБ}$ (рис. 2), обеспечивающих высокий КПД насоса, то наиболее целесообразно пуск электродвигателя насосного агрегата осуществить от устройства плавного пуска, а автоматическое регулирование производительности реализовать с помощью управления задвижкой.

Применительно к высоковольтному электроприводу НПП «ЭКРА» выпускает устройства плавного пуска на напряжения 6 и 10 кВ для мощности электродвигателей от 315 кВт до 17,5 МВт двух типов:

- ШПТУ-Д и ШПТУ-Т — тиристорные преобразователи, выполненные по схеме регулятора напряжения с фазовым принципом управления;
- ШПТУ-ВИ- преобразователя частоты с управляемым выпрямителем и зависимым инвертором тока.

Устройства плавного пуска серии ШПТУ-Д и ШПТУ-Т обеспечивают возможность регулирования величины и скорости нарастания пускового тока, позволяют осуществлять пуск электродвигателей и трансформаторов от источников ограниченной мощности. Благодаря этому обеспечивается надежная работа агрегатов, продлеваются сроки эксплуатации оборудования, снимаются ограничения на число пусков двигателя.

Режим работы ШПТУ-Д — повторно-кратковременный с временем работы 90±5 с при трёхкратной величине пусковых токов от номинального значения ШПТУ-Д с последующей паузой не менее 10 мин (3 пуска подряд с временем пуска до 30 с). При меньшей величине пусковых токов время работы ШПТУ-Д увеличивается на величину кратности 3*Iн / Iпуск.

Устройства ШПТУ-ВИ позволяют осуществлять частотный пуск электродвигателей с пусковым током, не превышающим номинальный ток синхронного двигателя для механизмов с «вентиляторной» нагрузкой и не более 1,2 от номинального значения для механизмов с большим статическим моментом.

Многочисленные внедрения устройств плавного пуска серий ШПТУ показали высокую технико-экономическую эффективность для электроприводов насосных агрегатов, не требующих большого диапазона регулирования. То есть там, где регулирование производительности насосного агрегата с помощью задвижки лежит в рабочем диапазоне обеспечивающим высокий КПД насоса.

Все перечисленные изделия сертифицированы и успешно эксплуатируются на предприятиях нефтегазового комплекса России и ближнего зарубежья и в системе АК «Транснефть».

Итоги

Внедрены системы плавного пуска и частотно-регулируемого электропривода с асинхронными и синхронными двигателями в составе автоматизированных систем управления технологического оборудования ОАО АК «Транснефть».

Выводы

При построении автоматизированных систем управления технологическим процессом насосных агрегатов технически и экономически целесообразно:

1. Для небольшого диапазона регулирования производительности агрегата использовать устройство плавного пуска электродвигателя и регулирование производительности с помощью дросселирования магистрали задвижкой.
2. Для больших диапазонов регулирования производительности насосного агрегата применение частотно-регулируемого электропривода насосного агрегата.

Список используемой литературы

1. Лазарев С.А. Комплексная автоматизация электроприводов промышленных агрегатов нефтегазового комплекса // Экспозиция Нефть Газ. 2014. №3 (35). С. 17–20.
2. Лезнов Б.С. Энергосбережение и регулируемый привод в насосных и воздуходувных установках. М.: Энергоатомиздат, 2006. 360 с.

ENGLISH **AUTOMATION**

Advanced technology of resource and energy saving through "EKRA" Ltd equipment for electric drives of oil and gas sectors industrial units

UDC 621.6-5:621.314.2

Author:

Sergey A. Lazarev — Ph.D., head of department[1], leading expert[2]; lazarev-s@ekra.ru

[1]Chuvash State University, Cheboksary, Russian Federation
[2]Technical Marketing Department, "EKRA" Ltd, Cheboksary, Russian Federation

Abstract

We have reviewed various aspects of using soft starters and the variable frequency drive to automatize resource and energy saving industrial processes.

Materials and methods

Implementation experience. Experimental studies results processing.

Results

Soft starter and variable frequency drive systems with asynchronous and synchronous motors have been introduced as part of the automated control systems of JSC "Transneft" technological equipment.

Conclusions

While constructing automated process control systems for pump units it is feasible and functional to:

1. Use a drive soft starter and control performance by throttling the pipe with a gate valve in case the performance adjustment range is small.
2. Use variable frequency drive of the pump unit in case the performance adjustment range of the pump unit is broad.

Keywords

oil transportation,
electric drive,
frequency converter,
automated process control system,
resource saving,
energy saving

References

1. Lazarev S.A. *Kompleksnaya avtomatizatsiya elektroprivodov promyshlennykh agregatov neftegazovogo kompleksa* [Advanced technology to conserve resources and energy efficiency for complex automation of electric industrial machinery oil and gas industry] Exposition Oil Gas. 2014, issue 3 (35), pp. 17–20
2. Leznov B.S. *Energosberezhenie i reguliruemyy privod v nasosnykh i vozdukhoduvnykh ustanovkakh* [Energy saving and controlled drive in pump units and blowing plants]. Moscow: *Energoatomizdat*, 2006, 360 p.

Woodside и Shell – используют инновационные технологии в проектах СПГ

Woodside Petroleum и Royal Dutch Shell являются одними из мировых лидеров в критическом и «плохо понимаемом» на данный момент вопросе передачи активов. Благодаря использованию инновационных технологий Intergraph, стоимость решения задачи перехода сложных инженерно-технических объектов от строительства к эксплуатации для СПГ промышленности Австралии может сократиться на миллионы.

Вице-президент Intergraph в Австралии (технологический, энергетический и судостроительный секторы) Грег Роде, чья команда работала с Woodside при передаче Nguima-Yin FPSO (плавучая установка для добычи, хранения и отгрузки нефти) от Maersk, заявил Energy News, что австралийские компании были одними из немногих нефтяных и газовых игроков, которые смогли успешно реализовать эту сложную задачу. Эксплуатируемый Woodside парк технических средств включает в себя шесть технологических линий СПГ, пять морских платформ (одна на этапе строительства) и четыре плавучих установки для добычи, хранения и отгрузки нефти.

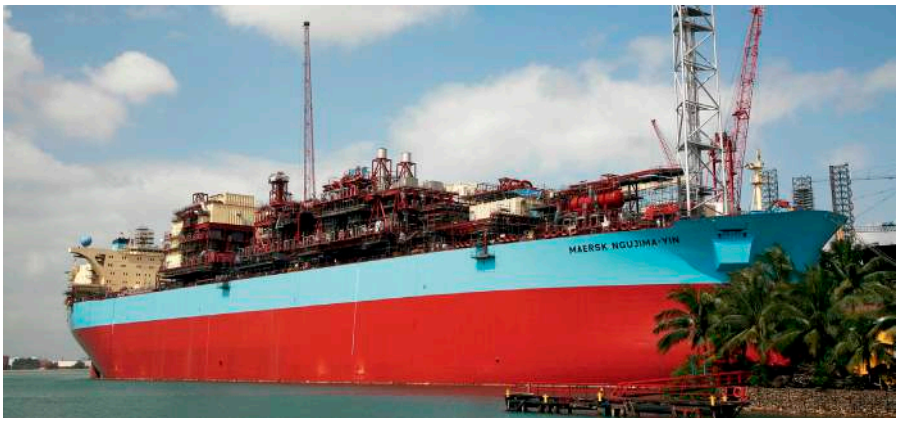
Ngujima-Yin FPSO, длина которого достигает 333-х м, базируется в 50-ти км от Западного австралийского побережья и является крупнейшей FPSO в Австралии. Данная платформа участвует в разработке месторождения Винсент, расположенного на глубине 350 м, и имеет производительность 120,000 баррелей нефти в сутки. Woodside использовал технологии Intergraph, чтобы консолидировать необходимую инженерно-техническую информацию для предстоящей модернизации производства. Вся документация по Ngujima-Yin хранилась в различных форматах данных, в том числе, и в различных странах.

Отсутствовала единая система управления данными и документами, они были не структурированы. Также было обнаружено большое количество редакций чертежей и документов, отсутствовали мастер-копии, что затрудняло определение актуальных и точных версий.

Для устранения вышеперечисленных проблем и подготовки к Ngujima-Yin к безопасной и высокоэффективной экспликации, требовалось приведение всей документации FPSO к актуальному состоянию «Как есть».

Решение подобных задач требует коллективных действий в рамках развития всей нефтегазовой отрасли, особенно для перспективных масштабных многомилионных проектов СПГ от берегов Австралии до Северной Америки — двух титанов, борющихся за долю рынка. Для многих проектов, использующих договор на поставку углеводородов, цена на нефть не будет такой критичной, при условии принятия сложных технических решений и применения инновационных технологий.

«Цены на нефть и газ имеют сильное влияние на эффективность проектов, и мы начинаем видеть значительное количество людей, совершенствующих свои методики или требующих этого от своих подрядчиков, ведь они вынуждены реализовывать эти проекты и



подготавливать технологические установки к эксплуатации: при этом все они встречаются с одинаковыми проблемами», — говорит Роде. «Таким образом, я думаю, что в течение следующей пары лет мы увидим гораздо больший акцент на передаче и качестве данных».

«Мы также начинаем наблюдать много компаний, продлевающих срок эксплуатации своих объектов, и, как правило, они имеют довольно значительный возраст, вследствие чего, информация о них находится в изрядно разрозненном состоянии».

Для реализации данных задач используется решение Intergraph SmartPlant Fusion, предназначенное для быстрого сбора и структуризации информации из различных источников. После чего, при помощи таких инструментов, как экономически эффективное лазерное сканирование, эксплуатирующие организации могут увязать визуальную модель объекта с технической информацией, чтобы обеспечить заказчиков значительно более надежными данными об актуальном состоянии технологического объекта.

«Одна из самых больших проблем, выявленных специалистами Shell при передаче данных, является неточность информации, приводящая к задержкам и последующим перерасходам», — утверждает Роде.

В мире не существует СПГ проектов, которые не реализовывались бы компаниями, расположенными в нескольких точках планеты. Так что для проектов стоимостью в 40–50 млрд долларов США, затраты на сведение всей информации в единую систему — могут быть довольно значительными.

Далее Вам необходимо возвести данный завод и впоследствии эксплуатировать его; также, вероятно, потребуется внесение изменений в проект, прежде чем будет произведена финальная передача информации, и каким-то образом необходимо консолидировать все полученные и обработанные ранее данные вместе. Многие из этих решений направлены на обеспечение контроля над этим процессом, и если Вы потеряли этот контроль, помогут Вам быстро его вернуть. Такие организации уделяют значительное внимание обеспечению качества данных. Задачи управления данными и качеством информации были крайне недооценены в промышленности в течение длительного времени.

В свою очередь, эта область не является чем-то новым для других отраслей, например, авиационно-космической промышленности. Но постепенно это становится очевидным и для специалистов нефтегазовой отрасли, особенно для тех компаний, которые уже столкнулись с проблемами управления большим количеством разрозненных данных, неправильно организованных на предыдущих этапах жизненного цикла. Роде считает, что данная область, которая до сих пор "плохо понимаемая" в отрасли, оказывает значительное воздействие на их проекты.

«Shell является абсолютным лидером в данной области, но и Woodside уже проделал значительную работу в данном направлении», — говорит Роде.

Santos, расположенный в проекте Gladstone LNG, а теперь и другие его сооружения сделали несколько крупных шагов вперед, и на сегодняшний день имеют передовую систему управления данными и изменениями. Они вложили в это значительные средства и проделали хорошую работу. С точки зрения инноваций, мы видим большой интерес компаний по всему миру к облачным технологиям, которые позволяют улучшить стандартизацию, сделать обязательным соблюдение технических регламентов и исключить необходимость передачи данных. В результате Вы получаете лучшее качество и возможность использования нескольких контрагентов по всему миру, одновременно работающих в рамках одной базы данных.

С другой стороны, мы видим потребность в повторном использовании или дублировании данных. Prelude — яркий пример такого многократного использования существующих проектных решений.

В качестве аналогичного примера можно привести строительство 8-ми FPSO в Бразилии, с использованием одного и того же проекта, модернизированного под конкретные требования отдельных заказчиков.

INTERGRAPH

Москва, ул. Радио, дом 24, кор. 2, оф. 201
info-russia@intergraph.com
www.intergraph.ru
+7 495 981 6504(PP&M)

ИСПОЛЬЗУЙТЕ СКРЫТЫЙ ПОТЕНЦИАЛ НЕОБРАБОТАННОЙ ИНФОРМАЦИИ

SmartPlant® Fusion

Зачастую информация, необходимая для оптимальной работы предприятия и его эксплуатации, хранится в разных форматах и разных системах. SmartPlant Fusion дает вам возможность использовать ее потенциал, сделав данные доступными посредством удобного интерфейса. Управляемый процесс позволит Вам быстро определять карточки документов, привязывать лазерные сканы высокого качества и контекстуализировать данные. Результат: ценнейшая информация по эксплуатации объекта «как есть», то есть, актуальная компоновка оборудования.

Оптимальное использование информации промышленного объекта.

www.intergraph.com/go/fusion

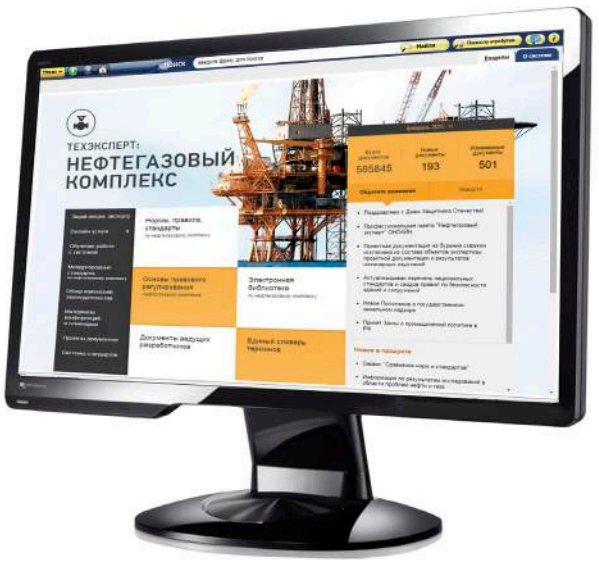
PART OF HEXAGON

INTERGRAPH®

©Корпорация Intergraph. Права защищены. Intergraph - часть Hexagon. Логотип Intergraph и торговая марка SmartPlant принадлежат корпорации Intergraph и ее дочерним компаниям.

«Техэксперт»: Нормативная документация из надежного источника

Если на предприятии не отлажен процесс получения нормативной документации, то это влечет за собой необязательные расходы, причем речь идет не только о финансовых, но и о временных ресурсах.



Руководителям постоянно приходится изыскивать дополнительные средства на закупку новой и измененной документации, на консультации экспертов по спорным вопросам, на разрозненное программное обеспечение и ресурсы для поддержания, актуализации и ведения фонда документов. В то же время специалисты вынуждены тратить свое драгоценное рабочее время на поиск новых документов и отслеживание всех вносимых в них изменений, на анализ документации и внедрение ее в рабочие процессы предприятия. Кроме того, им приходится регулярно взаимодействовать с разными поставщиками документации и программного обеспечения, а также обучать персонал работе с разрозненными информационными системами.

В целях экономии времени и денежных средств, предприятиям необходим надежный источник информации, в полном объеме предоставляющий всю необходимую нормативную документацию.

Вся нормативная документация

Для решения любых вопросов, связанных с обеспечением предприятий нормативной документацией, разработана профессиональная справочная система «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс». Она содержит самую большую подборку нормативных и авторских документов, справочную и аналитическую информацию, указатель международных стандартов, а также многочисленные сервисы и услуги для удобной работы с документами.

В системе содержатся все необходимые нормативно-технические документы, регламентирующие различные вопросы осуществления деятельности предприятий нефтегазового комплекса. Это ГОСТ, ГОСТ Р, СП, СНиП, ТУ, РД, ВСН, ГН и многие другие. В частности, большой интерес для специалистов представляет авторская документация от крупнейших разработчиков, таких как «СПКТБ Нефтегазмаш» и «ВНИИСТ».

Отдельно стоит выделить стандарты ОАО «Газпром. Ведь не секрет, что «Газпром» является ориентиром для многих компаний нефтегазовой отрасли, которые желают выстраивать рабочие процессы, опираясь на его документацию. Найти стандарты организации (СТО) и рекомендации ОАО «Газпром» можно также в системе «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс».

Также в систему включены законодательные акты, регламентирующие деятельность предприятий нефтегазовой сферы, нормы, правила, стандарты и правовые акты из других отраслей экономики.

При переводе в электронный формат все документы проходят сверку с оригиналом (до трех раз). Это гарантирует отсутствие в них опечаток и неточностей. Кроме того, все документы содержат гиперссылки на нормативную базу, сведения об актуальности, информацию обо всех внесенных изменениях.

Международные и зарубежные стандарты

Нефтегазовые предприятия, сотрудничающие с иностранными партнерами, производящие и поставляющие продукцию на экспорт, или просто желающие использовать в работе опыт иностранных коллег, активно используют международные и зарубежные стандарты. Однако найти нужный документ в актуальном состоянии, да еще и с качественным переводом, очень непросто.

В системе «Техэксперт» в удобной форме представлена картотека международных и зарубежных стандартов для нефтегазовой отрасли. Это документы таких разработчиков, как ASTM (Американское общество по испытанию материалов), API (Американский институт нефти), ISO (Международная организация по стандартизации), DNV (ведущий технический консультант в нефтегазовой отрасли) и многих других.

«Техэксперт» предоставляет стандарты на языке оригинала, а также осуществляет их профессиональный перевод и адаптацию на русский язык. Все стандарты поставляются легитимно, с соблюдением авторских прав.

Кроме того, предприятия нефтегазовой отрасли могут воспользоваться эксклюзивной услугой — заказать разработку персонального стандарта организации на основе перевода иностранных документов. Такие СТО создаются в индивидуальном порядке, и поставляются полностью готовыми к внедрению в рабочий процесс предприятия.

Сервисы и услуги

Отличительной особенностью системы «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс» является наличие уникальных сервисов и услуг, которые значительно облегчают работу специалистов.

Например, с помощью интеллектуального поиска можно всего за пару секунд найти среди миллионов документов нужный стандарт, а также всю сопутствующую информацию к нему: справки, комментарии, образцы документов и многое другое.

Благодаря сервису «Горячие документы» пользователи оперативно получают доступ к принятым и только что вступившим в силу нормативным документам. Это самый быстрый способ ознакомиться с содержанием «свежего» ГОСТа или норматива.

С помощью аналитического сервиса «Сравнение норм и стандартов» удобно находить различия между утратившим силу документом и документом, пришедшим ему на смену. Сервис наглядно отражает разницу между старыми и новыми ГОСТами, СП или СНиП. Пользователям системы «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс» не приходится тратить время на самостоятельный разбор стандартов, так как за них это делают эксперты-аналитики.

Большой популярностью у специалистов пользуется сервис «Обзор изменений законодательства». Он предоставляет справочную информацию о новых нормативно-правовых актах в области нефтегазового комплекса, вступающих в силу в ближайшее время. В обзоре описываются наиболее важные изменения и дополнения, которые вносятся в уже действующие федеральные законы и другие правовые акты, а также приводится краткое содержание новых документов и дата их начала действия.

Эти и еще несколько десятков других аналитических, информационных, справочных и консультационных услуг и сервисов системы «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс» делают ее незаменимым помощником для работы.

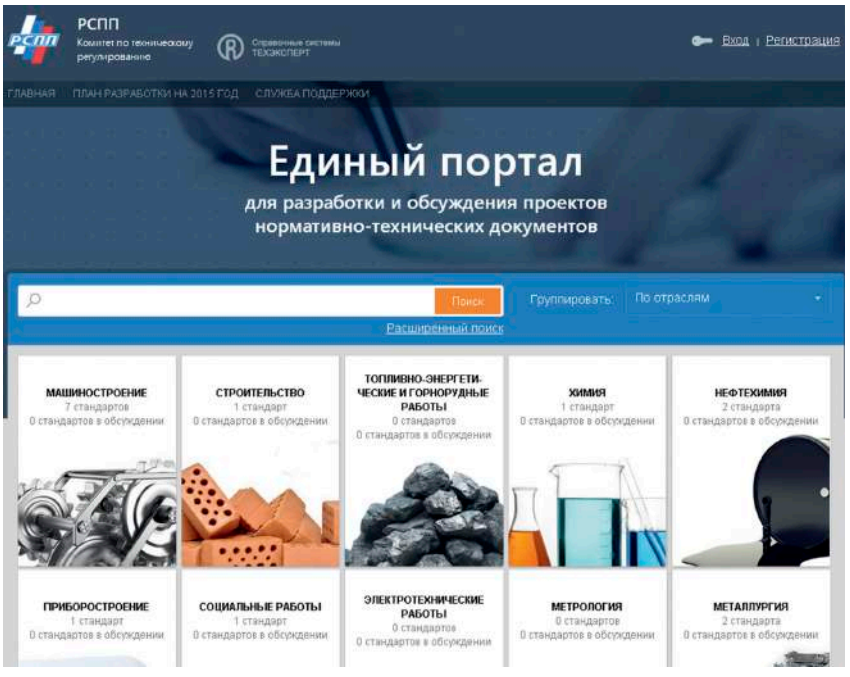
«Техэксперт» избавит специалистов предприятий нефтегазовой отрасли от ошибки несвоевременного применения или неприменения требований, поможет подготовиться к любой проверке или сертификации, и избежать нежелательных штрафов и исков.

ТЕХЭКСПЕРТ

Более подробная информация:
8-800-555-90-25 и www.cntd.ru

Единый портал для разработки и обсуждения проектов нормативно-технических документов

Информационная сеть «Техэксперт» создала специализированную электронную площадку, на которой эксперты из всех отраслей промышленности смогут обсуждать проекты стандартов, сводов правил и другой нормативной документации.



Одной из самых серьезных проблем процесса стандартизации в нашей стране является низкая эффективность принимаемых стандартов. Очень часто нормативно-техническую документацию приходится дорабатывать сразу после ее появления. Так как после изучения текста документа специалисты-практики сталкиваются с трудностями его применения в реальной жизни. Именно поэтому предварительное обсуждение проектов НТД широким кругом специалистов жизненно необходимо.

Несколько лет назад заработал государственный портал для обсуждения законопроектов и различных нормативно-правовых актов, а вот аналогичной площадки для обсуждения НТД не было, хотя специалисты всех отраслей постоянно заявляли о необходимости такого ресурса. Информационная сеть «Техэксперт» решила заполнить данный пробел, создав Единый портал для разработки и обсуждения проектов нормативно-технических документов.

Единый портал — это интернет-площадка для специалистов различных отраслей промышленности. Разработчики размещают на портале проекты ГОСТов, сводов правил, стандартов организации и других документов, а любой зарегистрированный пользователь может предложить свои правки и варианты по их улучшению, исходя из профессионального опыта.

Схема работы портала:

1. Разработчик документации размещает проект ГОСТ, ГОСТ Р, СТО, СО, СП и др.
2. Специалисты и эксперты изучают проект и вносят свои замечания и предложения.
3. Разработчик изучает все предложения и вносит необходимые правки и дополнения.
4. Итоговый проект предоставляется в соответствующий ТК, члены которого выносят свое заключение.

Для более удобного поиска обсуждаемых проектов НТД все они разбиты по отраслям: машиностроение, химия, металлургия, здравоохранение и т.д. Сам портал имеет простой и понятный интерфейс, что позволит любому пользователю без труда разобраться в его устройстве и максимально оперативно подключиться к обсуждению проекта интересующего документа.

Обсуждения могут проходить как в открытом, так и в закрытом режиме. Разработчик сам определяет, каким категориям специалистов предоставить доступ. После окончания срока публичного обсуждения стандарта на портале предусмотрена возможность закрытия обсуждения, чтобы никто больше не мог добавлять новые замечания. Также для разработчика предусмотрена возможность выгрузки сводки отзывов в автоматическом режиме.

После того, как итоговый проект документа с внесенными правками отправляется в технический комитет, у всех принимавших в его обсуждении специалистов есть возможность следить за его дальнейшей судьбой. На портале будет публиковаться заключение ТК, а также приказ Росстандарта об его утверждении.

Срок публичного обсуждения проекта стандарта должен составлять минимум два месяца, а согласно закону «О техническом регулировании», в публичном обсуждении проектов стандартов может принимать участие любое заинтересованное лицо.

Однако на практике даже за более продолжительный период времени не всегда удается привлечь большое количество заинтересованных лиц. Информационная сеть «Техэксперт» с помощью Единого портала сможет оперативно вовлечь в процесс обсуждения проектов нормативных документов значительное число профессионалов из всех отраслей, став полезным дополнительным инструментом для совершенствования процесса стандартизации в России.

– Широкое публичное обсуждение стандартов поможет на самой ранней стадии выявить и исключить попытки использования стандартов в интересах какой-то одной компании или корпорации в ущерб остальным производителям. Позволит избежать появления стандартов в интересах производителей продукции, но без должного учета мнения ее потребителей, — считает заместитель Председателя Комитета РСПП по техническому регулированию, стандартизации и оценке соответствия Андрей Лоцманов. — Также хочется отметить, что на сегодня активная работа над стандартами, к сожалению, ведется не во всех отраслях. Публикация материалов по разработке стандартов на Едином портале может не только привлечь внимание экспертов, но и способна стать стимулом и послужить положительным примером для ТК в тех отраслях, где сегодня работа по стандартизации не ведется. Поэтому Комитет РСПП по техническому регулированию, стандартизации и оценке соответствия поддерживает появление Единого портала, и готов всячески помогать Информационной сети «Техэксперт» в его работе.

ТЕХЭКСПЕРТ

Адрес портала:
www.rustandards.ru

Информационная сеть
«Техэксперт»
8-800-555-90-25
www.cntd.ru

УДК 620.1

Оценка технического состояния узлов газоперекачивающих агрегатов как модель колебательной системы

А.А. Паранук
ассистент[1]
rambi.paranuk@gmail.com

П.С. Кунина
д.т.н., заведующая кафедрой[1]

А.В. Бунякин
к.т.н, доцент[1]

М.К. Абессоло
аспирант[1]

[1]кафедра ОНГП КубГТУ, Краснодар, Россия

В работе представлен метод моделирования колебаний основных элементов газоперекачивающего агрегата — вала, подшипника скольжения с масляным слоем и их содержащего корпуса как линейно связанной механической системы. На основе математической модели такой системы определяются ее внутренние параметры, по отклонению которых от их нормальных значений можно судить о развитии неисправностей некоторых типов. В результате анализа значений этих параметров, соответствующих реальным эксплуатационным значениям, предлагается схема лабораторного моделирования радиально-упорного подшипника скольжения, учитывающая критерии физического подобия.

Материалы и методы
Математическое моделирование.

Ключевые слова
вибрационный спектр, диагностика, линейно-колебательная система

В настоящее время надежность и эффективная эксплуатация энергоемкого оборудования для транспортировки природного газа (газоперекачивающих агрегатов — ГПА) обеспечиваются выявлением и идентификацией на раннем этапе развития признаков возможных отказов. Эти признаки в виде отклонений измеряемых параметров и величин (амплитуд и частот виброскоростей и виброускорений при колебании агрегатов) характеризуют возникновение повреждений или дефектов оборудования, которые могут привести к аварийным ситуациям.

Совершенствование методов диагностики технического состояния газоперекачивающих агрегатов по параметрам вибрации позволит предотвратить отказы оборудования с тяжелыми последствиями.

Для анализа технического состояния ГПА (системы, состоящей из центробежного нагнетателя и газотурбинного двигателя, соединенных через муфты и мультипликатор) используется модель колебательной системы трех последовательно связанных гармонических осцилляторов, один из которых жестко закреплен [1, 2]. Эта идеальная механическая конструкция принята за основу для выявления закономерности в связях между собственными частотами при вибрации ГПА. Рассмотрим модель колебательной системы ГПА (рис. 1)

Условно обозначим: нижний элемент 1 — корпус; средний элемент обозначим 2 — подшипниковый узел (опорно-упорный подшипник, вкладыш, масляный слой); верхний элемент обозначим 3 — вал. Соответственно M_1, M_2, M_3 — массы элементов; K_1, K_2, K_3 — жесткости упругих соединений.

Опишем с помощью уравнения Лагранжа эту идеальную механическую систему:

$$L = \frac{1}{2}\left(m_1\dot{x}_1^2 + m_2\dot{x}_2^2 + m_3\dot{x}_3^2\right) + \\ + \frac{1}{2}\left(k_1x_1^2 + k_2(x_2 - x_1)^2 + k_3(x_3 - x_2)^2\right) \quad (1)$$

$x_{1,2,3}$ — смещения элементов от положений их равновесия; точкой обозначена — (d/dt) производная по времени.

Напишем уравнение движения механической системы в форме Лагранжа:

$$\frac{d}{dt}\frac{\partial L}{\partial \dot{x}_i} = \frac{\partial L}{\partial x_i} \quad (2)$$

где $i = 1, 2, 3$. И получим следующую систему:

$$\begin{cases} m_1\ddot{x}_1 + k_1x_1 - k_2(x_2 - x_1) = 0 \\ m_2\ddot{x}_2 + k_2(x_2 - x_1) - k_3(x_3 - x_2) = 0 \\ m_3\ddot{x}_3 + k_3x_3 - k_3(x_3 - x_2) = 0 \end{cases} \quad (3)$$

Подстановкой в эту систему вектора столбца решения получается матрица

$$\begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{pmatrix} e^{i\omega t}, \quad (4)$$

которая используется для определения характеристических (собственных) частот.

$$\begin{pmatrix} -m_1\omega^2 + k_1 + k_2 & -k_2 & 0 \\ -k_2 & -m_2\omega^2 + k_1 + k_2 & -k_3 \\ 0 & -k_3 & -m_3\omega^2 + k_3 \end{pmatrix} \quad (5)$$

Частоты находятся из характеристического (векового) уравнения, которое выражает условие равенства нулю определяется этой матрицей:

$$(-m_1\omega^2 + k_1 + k_2)(-m_2\omega^2 + k_1 + k_2) \\ (-m_3\omega^2 + k_3) - k_2^2(-m_3\omega^2 + k_3) - \\ - k_3^2(-m_1\omega^2 + k_1 + k_2) = 0 \quad (6)$$

Это уравнение третьей степени (кубическое) относительно ω^2, ввиду того, что матрица симметричная, ее собственные числа [3, 4] (частоты в квадрате) вещественны, но кроме того, они должны быть еще и положительными. Уравнение приводится к стандартной записи кубического уравнения:

$$x^3 + ax^3 + bx + c = 0$$

введены следующие обозначения:

$$x = \omega^2 \quad (7)$$

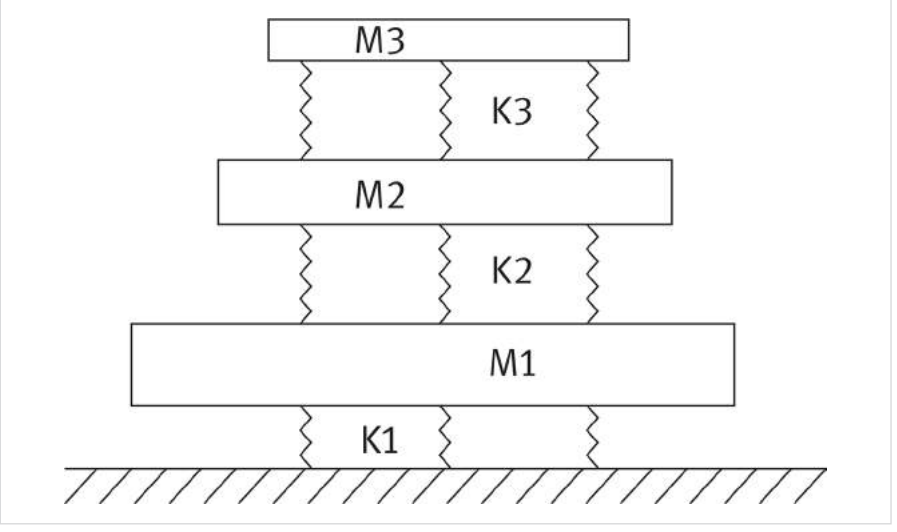


Рис. 1 — Модель колебательной системы ГПА

$$a=-\frac{(k_2+k_3)}{m_2}+\frac{(k_1+k_2)}{m_1}+\frac{k_3}{m_3} \quad (8)$$

$$b=\left(\frac{(m_1+m_2+m_3)+k_2k_3}{m_1m_2m_3}+\right.$$

$$\left.+\frac{(m_2+m_3)+k_1k_3}{m_1m_2m_3}+\frac{k_1k_3}{m_1m_2}\right)$$

$$c=-\frac{k_1k_2k_3}{m_1m_2m_3} \quad (9)$$

После замены переменной $y=x+\frac{a}{3}$ уравнение приводится к неполному виду

$$y^3+py+q=0$$

где $p=-\frac{a}{3}+b,\ q=2\left(\frac{a}{3}\right)^3-\frac{ab}{3}+c.$

Далее, ввиду симметричности матрицы, корни должны быть вещественными. Это выражается условием:

$$Q=\left(\frac{p}{3}\right)^3+\left(\frac{q}{2}\right)^2<0$$

Это так называемый «неприводимый случай», в котором формулы Кардана для корней кубического уравнения могут иметь следующее (тригонометрическое) представление:

$$y_1=2\sqrt{-\frac{p}{3}}\cos\frac{\alpha}{3} \quad (10)$$

$$y_2=2\sqrt{-\frac{p}{3}}\cos\left(\frac{\alpha}{3}+\frac{2\pi}{3}\right);$$

$$y_3=2\sqrt{-\frac{p}{3}}\cos\left(\frac{\alpha}{3}-\frac{2\pi}{3}\right); \quad (11)$$

$$\cos\alpha=-\frac{q}{2\sqrt{-\frac{p^3}{3}}} \quad (12)$$

Естественно $p<0$, а условие $Q<0$ при этом равносильно $|\cos\alpha|<1$, случай $Q=0$, то есть $\cos\alpha=1$. Это соответствует кратным корням (особым).

Таким образом:

$$\omega_1^2=-\frac{a}{3}+2\sqrt{-\frac{p}{3}}\cos\frac{\alpha}{3};$$

$$\omega_2^2=-\frac{a}{3}+2\sqrt{-\frac{p}{3}}\cos\left(\frac{\alpha}{3}+\frac{2\pi}{3}\right); \quad (13)$$

$$\omega_3^2=-\frac{a}{3}+2\sqrt{-\frac{p}{3}}\cos\left(\frac{\alpha}{3}-\frac{2\pi}{3}\right). \quad (14)$$

Здесь $\alpha=arc\cos\left(-\frac{q}{2\sqrt{-\frac{p^3}{3}}}\right)$ в интервале $0<\alpha<\pi$. Для общего сведения тригонометрическое представление корней имеет вид:

$$y_{1,2,3}=2\sqrt{-\frac{p}{3}}\cos\left(\alpha\pm0,\frac{2\pi}{3}\right).$$

Это проверяется непосредственной подстановкой и использованием тожества

$$\cos^3x=\frac{1}{4}(\cos3x+3\cos x)$$

$\cos\alpha=-\frac{q}{2\sqrt{\left(\frac{p^3}{3}\right)}}<1$, то есть $\left(\frac{q}{2}\right)^2<\left(-\frac{p}{3}\right)^3$,

то есть $Q<0$. Случай же $Q=0$, то есть $\cos\alpha=1$, то есть $\alpha=0$ и

$$y_2=y_3=2\sqrt{-\frac{p}{3}}\cos\frac{2\pi}{3}$$

Это кратность корней.

Проверка выкладок может быть осуществлена таким образом: для произвольных и положительных $m_{1,2,3}$; $k_{1,2,3}$ по формулам (1), (2) и (3) вычисляются частоты (в квадрате $\omega^2_{1,2,3}$). Проверяется, что все эти величины положительны. Далее они подставляются (по очереди) в характеристическое уравнение и проверяется, что оно приближенно выполнено (≈ 0).

Диагностические параметры — это жесткости k_1, k_2, k_3 — заранее неизвестны. Массы же в принципе известны (корпус, движущиеся части подшипника и вал). Частоты ($\omega_{1,2,3}=2\pi\gamma_{1,2,3}$) измеряются вибрографом. Из уравнений (1), (2) и (3) находятся неизвестные $k_{1,2,3}$ каким-либо численным методом, например, встроенным в Excel или Mathlab.

Дальше проведем эксперимент на радиально-упорный подшипник скольжения.

На рис. 2 представлено вращения масляного слоя радиально-упорного подшипника скольжения. Слева показаны траектория и направление вращения с оси Y к оси X; справа разложение колебаний на оси X по вертикали. Данные получены с компрессорной станции «Донская». Интерпретируя и анализируя этот график, мы сможем написать модель этих колебаний.

Из графика мы получили следующие величины:

- условный период колебаний масляного слоя — $T=10^{-3}$с;
- частота вращения масляного слоя — n = 3000 об/мин;
- угловую скорость вращения;
- разность перемещений $\Delta l=2{,}5\cdot10^{-6}$м.

Для наших расчетов условно возьмем следующие величины:

- масса вала центробежного компрессора m = 50 кг;
- площадь поперечного сечения вала $s=0{,}5\cdot10^{-2}$м^2
- максимальное перемещение масляного слоя $L=8\Delta L=0{,}002$ мм.

Выразим условную жесткость колебаний «k» между валом и масляным слоем из формулы: $\omega^2=k/m$ и получим $k=m\omega^2\approx40\cdot10^6\cdot50=2\cdot10^9$ н/м.

Отсюда можно найти давление, которое оказывает масляной слой на поверхность вала:

$$p=f/s$$

где f — сила, с которой масляной слой давит на вал.

Из закона Гука(.) известно, что $f=k\Delta l$. Таким образом, мы окончательно получим:

$$p=k\cdot\frac{l}{s}=2\cdot10^9\frac{2\cdot10^{-5}}{0{,}5\cdot10^{-2}}=8\cdot10^6\text{Па}$$

($\approx$0,8кгс/мм^2).

По справочнику такие характеристики совпадают с каучуком. Поэтому для прогнозирования состояния радиально-упорного подшипника скольжения можно по подобию в лабораторных условиях провести испытания на [5, 6] каучук с помощью вынужденных колебаний и следить за тем как параметр жесткости будет меняться и какие при этом возникнут дефекты на поверхности каучука. Полученные опытные результаты можно сравнить с реальными данными с целью уточнения погрешности измерений.

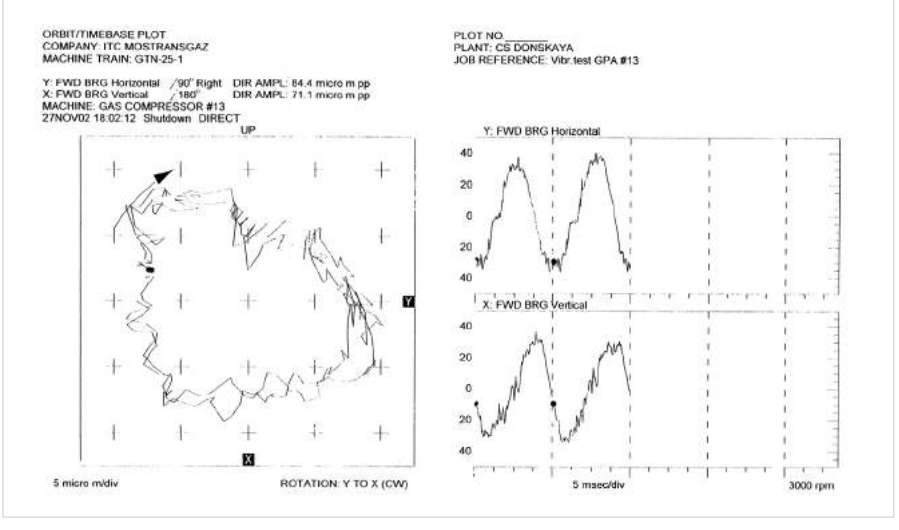


Рис. 2 — Вращение масляного слоя радиально-упорного подшипника скольжения

Итоги

Создана работающая модель, которая испытывается на лабораторной установке и позволяет применить новые методы к прогнозированию состояния радиально-упорного подшипника скольжения.

Выводы

Описанные авторами новым подход и математически модели позволят проводить прогнозирования состояния радиально-упорного подшипника скольжения.

Список использдуеомй литературы

1. Зарицкий С., Стрельченко А., Тимофеев В., Бойко А., Шайхутдинов А. Вибромониторинг и диагностика – основа достоверной информации о состоянии ГПА // Газотурбинные технологии. 2000. № 5. С. 24–28.
2. Кунина П.С., Павленко П.П.. Диагностика газоперекачивающих агрегатов с центробежными нагнетателями. Ростов-на-Дону: РГУ, 2001. 362 с.
3. Кунина П.С. Бунякин А.В. Методы анализа спектров вибрации. Ростов-на-Дону: РГУ, 2001. 98 с.
4. Кунина П.С. Бунякин А.В. Математическое моделирование спектра вибрации механического модуля турбокомпрессора методом «слабого резонанса». Ростов-на-Дону: СКНЦ, №2, 2003 .
5. Трение, изнашивание и смазка. Под ред. Крагельского И.В., Алисина В.В. М.: Машиностроение, т. 1, 1978. 400 с.
6. Карасёв В.А. Вибрационная диагностика. ГТД. М.: Машиностроение, 1978. 342 с.

Evaluation of the technical condition of sectors of gas compressor units as a model of oscillating system

UDC 620.1

Author:
Arambi A.Paranuk — assiatant[1]; rambi.paranuk@gmail.com
Polina S. Kunina — Sc.D., head of the department[1]
Alexey V. Bunyakin —Ph.D., assistant professor[1]
Marten K. Abessolo — graduate student[1]

[1]department "Equipment of oil and gas field' of Kuban State Technological University, Krasnodar, Russian Federation

Abstract
This paper presents a method for modeling the vibrations of the main elements of pumping unit — the shaft, bearings with the oil layer and their shell as a linearly related mechanical system. On the basis of a mathematical model of this system, we can define its internal parameters, and the deviation from their normal values can be used to discuss about the development of certain types of failures. By the result of the analysis of these parameters, we suggest a scheme of laboratory simulation of journal-thrust bearing, using the criteria of physical similarity.

Materials and methods
Mathematical modeling.

Results
It was created a working model that is being tested in a laboratory setting allows you to apply new methods to predict the state of angular contact ball bearing slide.

Conclusions
The authors described a new approach and a mathematical model predicting the state will allow to carry out angular contact ball bearing slide.

Keywords
vibration spectrum,
diagnostics,
linear oscillating system

References
1. Zaritskiy S., Strel'chenko A., Timofeev V., Boyko A., Shaykhutdinov A. *Vibromonitoring i diagnostika – osnova dostovernoy informatsii o sostoyanii GPA* [Vibration monitoring and diagnostics - the basis of reliable information on the gas pumping unit]. Gas turbo technology, 2000, issue 5. pp. 24–28.
2. Kunina P.S., Pavlenko P.P. *Diagnostika gazoperekachivayushchikh agregatov s tsentrobezhnymi nagnetatelyami* [Diagnostics of gas pumping units with centrifugal blowers]. Rostov-on-Don: Rostov State University, 2001, 362 p.
3. Kunina P.S. Bunyakin A.V. *Metody analiza spektrov vibratsii* [Methods of analysis of vibration spectrs]. Rostov-on-Don: Rostov State University, 2001, 98 p.
4. Kunina P.S. Bunyakin A.V. *Matematicheskoe modelirovanie spektra vibratsii mekhanicheskogo modulya turbokompressora metodom «slabogo rezonansa»* [Mathematical modeling of the vibration spectrum of mechanical turbocharger module by "weak resonance"]. Rostov-on-Don: SKNTS, issue 2, 2003.
5. *Trenie, iznashivanie i smazka* [Friction, wear and lubrication]. Ed. by Kravel'skiy I.V., Alisin V.V.. Moscow: *Mashinostroenie*, Vol. 1, 1978, 400 p.
6. Karasev V.A. *Vibratsionnaya diagnostika. GTD*. [Vibration diagnostics. GTD]. Moscow: *Mashinostroenie*, 1978, 342 p.

СИГНАЛИЗАТОРЫ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ ПОПЛАВКОВЫЕ «СУЖ-П-И»

ПРЕДНАЗНАЧЕН для сигнализации одного, двух или трёх предельных уровней нефти и нефтепродуктов, а также других технических жидкостей, включая воду, в резервуарах и технологических аппаратах. Сигнализатор обеспечивает предотвращение перетока жидких продуктов, фиксацию предельных уровней, снижение ущерба от аварий и повышение безопасности.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИГНАЛИЗАТОРА – нефтебазы, технологические аппараты и резервуарные парки нефтеперерабатывающих заводов и производств. Принцип действия – срабатывание контактного устройства (геркона) при достижении чувствительным элементом (поплавком) заданного (контролируемого) уровня продукта. Сигнализатор СУЖ-П-И состоит из модуля преобразователя и преобразователей первичных.

Преобразователи первичные имеют маркировку взрывозащиты «0Exia!IBT5» и могут устанавливаться во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок.

ИСПОЛНЕНИЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ

Модуль преобразователя вторичного предназначения для формирования искробезопасного напряжения и коммутации исполнительных устройств, имеет маркировку «[Exia]IIB» и устанавливается вне взрывоопасных зон помещений и наружных установок.

Преобразователи первичные вертикального исполнения разделяются на разборные и не разборные, и служат для сигнализации одной, двух или трёх точек контроля.

Преобразователи первичные предназначены для сигнализации предельных уровней нефти и нефтепродуктов, имеют два вида конструктивного исполнения: вертикальное и горизонтальное.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЗАВОД «КРАСНОЕ ЗНАМЯ»

390043, Россия, г. Рязань, пр. Шабулина, 2 а.
+7 (4912) 938-517. post@kz.ryazan.ru

СТРЕЛА

ООО «Стрела» позиционируется на рынке нефтегазового оборудования как один из крупнейших производителей и разработчиков по направлениям:

- термошкафы специальные для размещения контрольно-измерительных приборов, автоматики, телемеханики и аппаратуры связи;
- нагреватели электрические взрывозащищенные для автоматического поддержания заданной температуры в шкафах электроники, а также в утепленных контейнерах, производственных помещениях, и жидких средах в емкостях.

Высокий научный, конструкторский и производственный потенциал, внедрение современного оборудования, автоматизация технологических процессов, позволяют обеспечить современный уровень разработок и производства, что делает продукцию предприятия конкурентоспособной на всем пространстве РФ и стран СНГ.

Продукция предприятия отличается безопасностью, длительным сроком службы, пользуется большим спросом у крупнейших нефтяных и газодобывающих предприятий.

Все инновационные решения ориентированы на клиентов. За годы работы организация приобрела огромное количество заказчиков, выстраивая с ними долгосрочные партнерские отношения.

Производимое оборудование сертифицировано согласно стандарту ISO 9001-2011.

ООО «Стрела»
410002, г. Саратов, ул. Московская, 66
+7 (8452) 74-01-07, 74-03-52
office@strela.su

WWW.STRELA.SU

Производство KROHNE в России
ООО «KROHNE-Автоматика», г. Самара

Калибровочная установка «REFERENCE TOWER RSTR 04»:

Отличительные особенности:

- Условный диаметр поверяемых расходомеров: **80...1 600 мм**
- Высота башни: **22,5 м**
- Диапазон воспроизводимых расходов: до **10 000 м^3/ч**
- Пределы относительной допускаемой погрешности: **±0,033%**

Новая калибровочная установка ООО «KROHNE-Автоматика»

KROHNE

achieve more

Производственное предприятие ООО «КРОНЕ-Автоматика» (г. Самара) в 2015 году запускает новую калибровочную установку, предназначенную для калибровки и поверки расходомеров с условным диаметром до 1 600 мм.

На международной аттестации установки присутствовали представители

- ВНИИМС и ВНИИМ (Россия)
- VSL (Национальный метрологический институт, Нидерланды)
- ТОО КазЦМ (Казахстанский центр Метрологии, Казахстан)
- РГП КазИнМетр (Казахстанский институт метрологии, Казахстан).

На сегодняшний день ООО «КРОНЕ-Автоматика» предлагает услуги по поверке и калибровке приборов собственного и стороннего производства.

Действующими калибровочными установками являются: «**Flow master mini**», с диапазоном расходов 0,05...40 м³/ч и «**Flow master**» с диапазоном расходов до 500 м³/ч.

Производственная программа ООО «КРОНЕ-Автоматика» включает контрольно-измерительные приборы КРОНЕ следующих типов:

- Расходомеры ультразвуковые для жидкостей **OPTISONIC 3400, UFM 500-030 HT**
- Расходомеры ультразвуковые для газа **OPTISONIC 7300** (начало производства 2-ое полугодие 2015 года)
- Расходомеры вихревые **OPTISWIRL 4070**
- Расходомеры электромагнитные **OPTIFLUX 2000 / 4000** (начало производства 2-ое полугодие 2015 года)
- Уровнемеры радарные **OPTIWAVE 6300/7300** и уровнемеры рефлекс-радарные **OPTIFLEX 1300**
- Уровнемеры буйковые **BW 25**
- Уровнемеры байпасные **BM 26**

Контактные данные в России:

Россия, Самарская обл.,
Волжский р-н, пос. Стромилово
Тел.: +7 (846) 230-04-70
Факс: +7 (846) 230-03-13
pr@krohne.su

www.krohne.ru

Датчик загазованности «Оптим-01» — передовые технологии, высокая надёжность, простота использования

Основным направлением деятельности компании «Электронные технологии» является разработка и производство промышленного и специального электронного оборудования, в т.ч. оборудования для систем газораспределения и газопотребления.

Для контроля параметров загазованности был разработан и запущен в серийное производство оптический датчик загазованности взрывоопасных газов (метан, пропан) — «ОПТИМ-01».

Датчик разработан с использованием современных техническим решений, соответствует индустриальным стандартам и обладает целым рядом конкурентных преимуществ.

- Инфракрасный оптический сенсор не подвержен эффекту «отравления», не требует замены на протяжении всего срока службы датчика, позволяет получить высокую точность и стабильность показаний. Диапазон измерений 0...100% НКПР, основная погрешность не превышает ±(3+0.02*C) %НКПР (С — значение концентрации измеряемого газа в % НКПР).
- Взрывозащита вида «искробезопасная электрическая цепь» уровня «ia» (маркировка -0ExiaIICT6 X) и выходной токовый сигнал 4–20мА в сочетании с 2-х проводной схемой подключения максимально упрощают монтаж во взрывоопасных зонах (не требуется применение бронированного кабеля).
- Поддержка стандарта обмена данными по токовой петле – HART позволяет производить настройку и поверку датчика непосредственно на объекте, не демонтируя и не отключая его от системы сбора данных.
- Длительный срок службы — 10 лет минимизируют затраты на обслуживание.
- Условия эксплуатации: температура окружающей среды от -40 до +45 °С, относительная влажность от 20 до 98 % без конденсации влаги, атмосферное давление от 84 до 106,7 кПа.

Датчик загазованности «ОПТИМ-01» соответствует требованиям технического регламента таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» и внесен в реестр средств измерений.

С более подробной информацией вы можете ознакомиться на нашем сайте: www.eltech.tver.ru

ООО «ЭЛТЕХ». Разработка в области промышленной электроники.
Серийное производство оборудования для защиты от коррозии, систем телеметрии и видеонаблюдения.

Станции катодной защиты со встроенной телеметрией серии «Тверца»
- **СКЗ «Тверца 900» выходная мощность 900 Вт (15А, 60В)**
- **СКЗ «Тверца 900» Каскад – каскадное включение двух силовых модулей «Тверца-900» выходная мощность 1800 Вт (30А, 60В).**
- **СКЗ «Тверца-3000» выходная мощность 3000 Вт (50А, 60В).**
- **СКЗ «Тверца СМ» модульная станция в конструктиве 19'.**

Контроллеры телеметрии
- Модуль телеметрии «Тверца ТМ» для оснащения телеметрией любых СКЗ сторонних производителей.
- Блок измерения потенциала «БИП-01» с автономным источником питания с периодичностью замены не менее 2 лет. Измерение мгновенных и средних значений поляризационного потенциала на КИП.
- Контроллер измерения технологических параметров «КИТП-01». Контроллер индикации технологических параметров КИТП-01. Имеет 12 каналов измерения — 6 аналоговых и 6 цифровых с возможностью расширения до 24.
- Контроллер с автономным питанием КИТП-02.

Вся продукция имеет сертификаты РОСТЕСТ, РОСТЕХНАДЗОР, ГАЗСЕРТ и внесена в реестр средств измерения.

ООО «Элтех» 170000, г. Тверь, пл. Гагарина, д. 1. Тел.: +7 (4822) 34-68-10, 34-68-17
E-mail: mail@eltech.tver.ru www.eltech.tver.ru

НПФ ЭИТЭК
основана в 1992 году

Основной принцип работы ООО «НПФ ЭИТЭК» — разработка максимально эффективных и экономичных решений задач, поставленных Заказчиком, и их последующая промышленная реализация с использованием собственных «ноу-хау», патентов и современных технологических схем. Разработки, патенты и технологии, которыми обладает ООО «НПФ ЭИТЭК» позволяют в кратчайшие сроки, в соответствии с международными и Российскими стандартами качества, выполнить работы по реконструкции, проектированию и строительству объектов нефтепереработки, нефтехимии и нефтедобычи.

Проектно-конструкторский, инженерный и производственный потенциал фирмы позволяет предлагать комплексные решения, включающие:

- разработку совместно с Заказчиком технического задания;
- подготовку базовых проектов и разработку стадий «Проект» и «Рабочая документация», сопровождение прохождения экспертизы проекта;
- проектирование, изготовление и комплектацию технологического оборудования, КИПиА и АСУ ТП;
- выполнение шеф-монтажных, строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, включая авторский надзор и обучение персонала Заказчика.

Основные направления работы ООО «НПФ ЭИТЭК»:

- проектирование и комплектная поставка электродегидраторов для подготовки нефти на промысловых и нефтеперерабатывающих установках, реконструкция существующих электродегидраторов;
- проектирование, строительство новых и реконструкция старых водооборотных систем промышленных предприятий;
- проектирование, строительство новых и реконструкция старых нагревательных печей;
- реконструкция нефтеперерабатывающих установок с целью улучшения их технологических показателей;
- системы промышленного обогрева и теплоизоляции.

ООО «НПФ ЭИТЭК» является членом СРО НП «Проектные Организации ОАО «НК «Роснефть» и «Альянс Строителей» и имеет Свидетельства о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, в том числе для особо опасных и технически сложных объектов. В ООО «НПФ ЭИТЭК» внедрена и действует система менеджмента качества ГОСТРИСО9001-2011 (ИСО9001:2008) применительно к выполнению проектных и строительных работ.

ООО «НПФ ЭИТЭК»

г. Москва, ул. Ивана Бабушкина, 10
+7 (495) 926-1080
mail@eitek.ru

Филиал в г. Нижнекамск

г. Нижнекамск, ул. Строителей, 6а
+7 (8555) 42-45-94, 42-46-50.
eitek.nk@mail.ru

WWW.EITEK.RU

УДК 621.3

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Комплексный подход к вопросу снижения аварийности эксплуатируемого электроэнергетического оборудования

Р.А. Афлетонов
директор[1]

Т.В. Алаев
исполнительный директор[2]

[1]ООО «ТаграС-ЭнергоСервис», Альметьевск, Россия
[2]ООО «Электро-ЭнергоСервис», Альметьевск, Россия

В рамках написания настоящей статьи представлена разработанная стратегия снижения аварийности эксплуатируемого электроэнергетического оборудования. Приведены результаты анализа эффективности реализуемых мероприятий по определенным стратегией направлениям воздействия.

Ключевые слова
аварийность электроэнергетического оборудования, организация эксплуатации электроэнергетического оборудования, комплексный подход к вопросам снижения аварийности

История «ТаграС-ЭнергоСервис» начинается в 2007 году в результате реструктуризации энергетического комплекса Акционерного общества «Татнефть», когда все прокатно-ремонтные электроэнергетические и теплоэнергетические цеха были выведены из состава нефтегазодобывающих управлений в «ТаграС-ЭнергоСервис».

Во всех нефтяных регионах Республики Татарстан созданы сервисные подразделения по обслуживанию, строительству и ремонту энергетических объектов, которые оснащены современной техникой и способны решать любые вопросы энергоремонтного комплекса «под ключ», в том числе изготовление металлоконструкций и электротехнических изделий.

Структура предприятия и дочерние общества ООО «Таграс-ЭнергоСервис»:

- ООО «Электро-ЭнергоСервис»
- ООО «Тепло-ЭнергоСервис»
- ООО «Диагонстика-ЭнергоСервис»
- ООО «Ремстрой-Энергосервис»

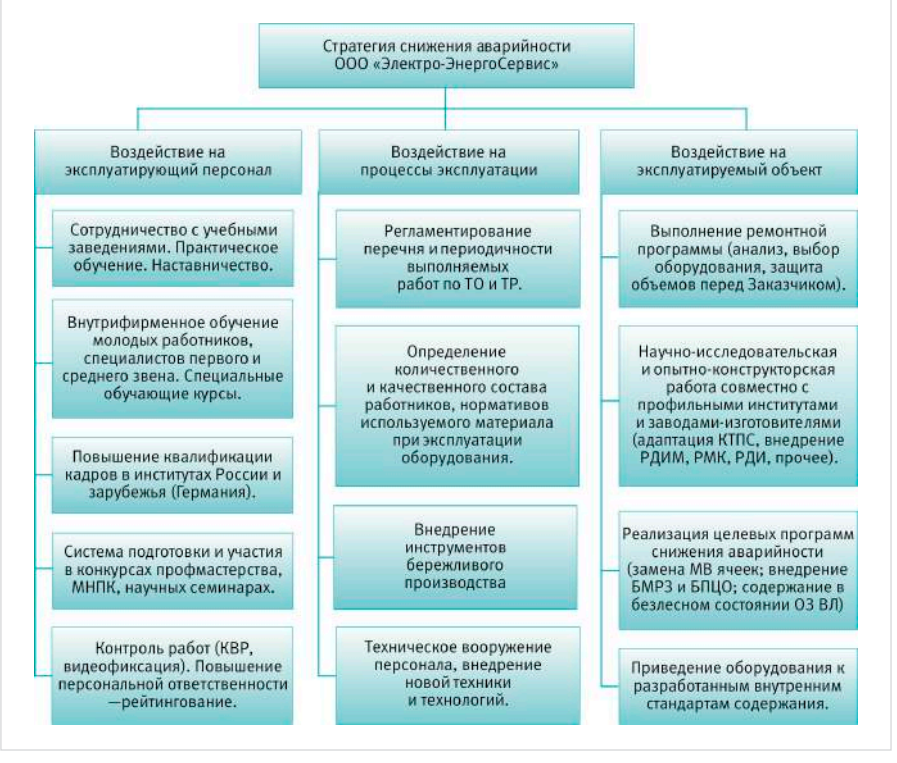
На территории юго-востока республики ООО «Электро-ЭнергоСервис» является практически самым крупным предприятием, специализирующимся на предоставлении комплекса услуг по эксплуатации электроэнергетического оборудования. Коллектив ООО «Электро-ЭнергоСервис» выполняет квалифицированное сервисное обслуживание широкой номенклатуры оборудования, среди которого 316 подстанций классом напряжения 110/35/6(10) кВ, 17077 км воздушных линий электропередач; 17143 комплектные трансформаторные подстанции.

Снижение аварийности эксплуатируемого электрооборудования — ключевой показатель эффективности предприятий оказывающих сервисные услуги на электрооборудовании сетей внешнего электроснабжения. Для нефтедобывающего комплекса данный вопрос наделен особой актуальностью ввиду эконмических издержек вследствие простоя оборудования и нарушения геологического режима площадей разработки.

Для обеспечения выполнения задаваемого Заказчиками темпа снижения аварийности, в ООО «Электро-ЭнергоСервис» было принято решение об определении стратегия снижения аварийности эксплуатируемого оборудования.

Первым этапом построения стратегии явился структурированный анализ аварийности эксплуатируемого электроэнергетического оборудования в динамике за прошедшие 5 лет, при этом выявлено:

- основными источниками нарушений на подстанциях определены: неисправность РЗА (40%); пробой ОПН, разрядников, изоляторов (11%); грозовые перенапряжения (11%); неисправность выключателей ячеек (10%);



Стратегия снижения аварийности ООО «Электро-ЭнергоСервис»

- основными источниками нарушений ВЛ определены: падение деревьев, касание веток (21%); пробой изоляторов (20%); неисправность кабеля, обрывы, срабатывания ОПН (16%); атмосферные воздействия (13%); по вине субабонентов (12%).

Последующим этапом стало выполнение аналитической и практической работы, результатом которой стала представленная ниже стратегия снижения аварийности эксплуатируемого электрооборудования.

Структура стратегии предусматривает воздействие по трем направлениям:

1. Воздействие на эксплуатирующий персонал.
2. Воздействие на процессы эксплуатации.
3. Воздействие на эксплуатируемый объект.

Выработанная стратегия обеспечивает комплексный подход к вопросу эксплуатации электроэнергетического оборудования и представляет собой фундамент организации работ ООО «Электро-ЭнергоСервис». При руководстве стратегией в производстве регулярно рассматривались вопросы непрерывного ее совершенствования (философия Kaizen), результатом явилось увеличение динамичности адаптации к текущему состоянию эксплуатируемого оборудования. В качестве развития в 2015 г. реализован переход от 3-х летней системы регламентирования работ к ежегодной; снижена продолжительность, но увеличено количество ремонтных программ.

Дважды в структуре стратегии снижения аварийности встречается блок производственного контроля. Данное обстоятельство обусловлено необходимостью воздействия как на персонал, осуществляющий производство работ, так и контроля общей организации процесса эксплуатации. Специфика услуг, предоставляемых ООО «Электро-ЭнергоСервис», подразумевает выполнение работ вне территории собственных баз, в связи с чем видеорегистрация позволяет отслеживать: несоблюдение правил промышленной безопасности и охраны труда; несоблюдение технологии производства работ; несоблюдение стандартов и регламентов производственных процессов; непроизводственные потери, влияющие на производительность труда.

Отдельный вклад в снижение аварийных недоборов нефти приносит внедрение инструментов бережливого производства в бригадах оперативно-диспетчерских и эксплуатационных бригад. Таким образом, с помощью инструментов процессного управления были определены и минимизированы непроизводительные потери времени на организационные мероприятия при выезде на аварийно-восстановительные работы. Эффект от реализации — снижение среднего годового времени на ликвидацию аварии на 11% (12 минут).

Инерционность внешней сети электроснабжения, в части реакции на выполнение мероприятий по снижению аварийности, обусловлена как составом эксплуатируемого оборудования, так и механизмом взаимодействия отдельных элементов на энергетическую безопасность системы (например, повышение надежности воздушных линий влияет на ресурс коммутационного оборудования подстанций). Однако отдельные результаты доступны уже на 1–2 год реализации программ. К примеру, благодаря реализации разработанной стратегии, при эксплуатации электрооборудования подстанций удалось добиться стабильного годового снижения аварийности на уровне 17% (137 ед., 103 ед., 85 ед. — в крайнем годовом отчете). Результаты реализации отдельных проектов представлены на диаграмме.

Основываясь на данных о количестве нарушений, объеме недобора нефти и финансирования, в качестве прорабатываемых направлений снижения аварийности подстанций 110/35/6(10)кВ определены:

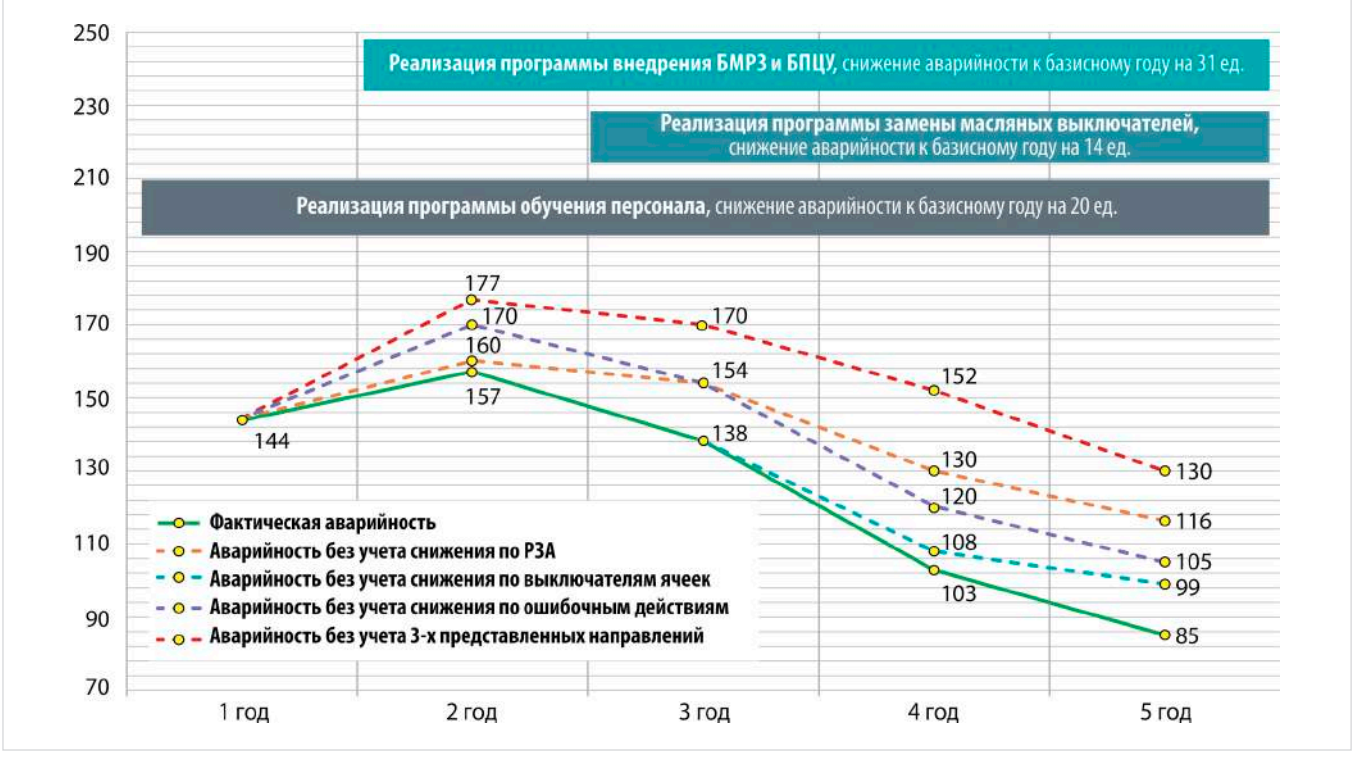
1. Реализация программы внедрения БМРЗ и БПЦУ. Результат — снижение нарушений по причине нарушений в работе релейной защиты и автоматики на 22% от аварийности базисного года;
2. Реализация программы замены масляных выключателей. Результат — снижение нарушений по причине аварийности выключателей ячеек на 10% от аварийности базисного года.
3. Реализация программы обучения персонала. Результат — исключение нарушений по причине ошибочных действий персонала на пятый год реализации программы.

Аналогичные положительные результаты достигнуты по направлению снижения аварийности оборудования воздушных линий электропередачи, комплектных трансформаторных подстанций, электродвигателей приводов технологических позиций.

Результаты анализа свидетельствуют — накопленные в ООО «Электро-ЭнергоСервис» интеллектуальные ресурсы позволяют разрабатывать эффективные организационные и технические мероприятия, направленные на повышение надежности систем электроснабжения. Общая распространенность оборудования сетей внешнего электроснабжения, рассматриваемых в настоящей статье, позволяет адаптировать полученные результаты к решению вопросов аварийности различных сервисных организаций.

таграс | ЭНЕРГОСЕРВИС

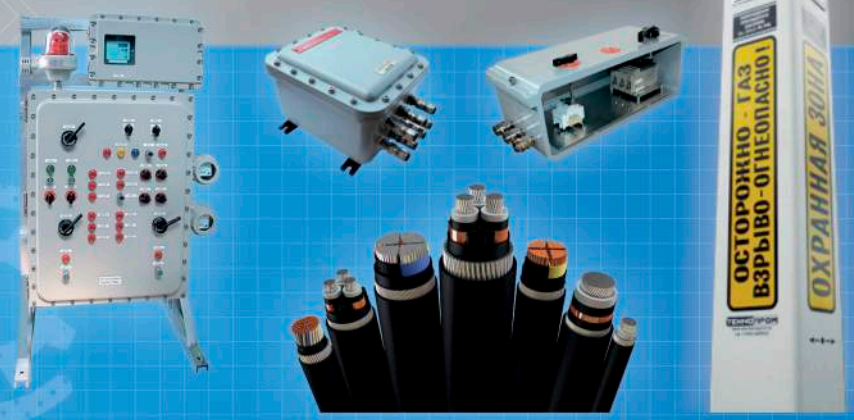
423454, Татарстан,
Альметьевский р-н,
п.г.т. Агропоселок,
+7 (8553) 38-95-05
energoservise@tagras.ru
www.tatneft-energoservice.ru



Эффект от реализации мероприятий по снижению аварийности эксплуатируемого оборудования ПС 110/35/6(10) кВ

ООО ПКФ «ПромИнжиниринг»

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОСТАВЩИК КАБЕЛЬНО-ПРОВОДНИКОВОЙ, ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ И ОБОРУДОВАНИЯ ЭХЗ



С НАМИ ТОЛЬКО ЛУЧШИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ

1. Кабельно-проводниковая продукция

- ОАО «Камкабель», Россия
- ОАО «Кольчугинский завод «Электрокабель»,Россия
- ЗАО «Кабельный завод «Кавказкабель», Россия
- ООО «Саранскkабель», Россия
- ООО НПП «Спецкабель», Россия
- ООО НПП «Герда» Россия

2. Электромонтажное и распределительное оборудование

- ООО HENSEL + MENNEKES Elektro, Германия
- ЗАО «Кыштымский электромеханический завод», Россия
- ОАО «АТЭКС-ЭЛЕКТРО», Россия
- Legrand, Франция

3. Оборудования для защиты от коррозии подземных трубопроводов

- ЗАО «Производственная компания «Химсервис» имени А.А. Зорина», Россия
- ОАО «Ставропольский радиозавод «Сигнал», Россия
- ОАО «Энергопром», Россия
- ООО «Технопром», Россия
- ООО «ЗГА «НС, Россия
- ООО «Терма» Россия
- ООО «НПО «Нефтегазкомплекс-ЭХЗ», Россия

Компания ООО ПКФ «ПромИнжиниринг» предлагает специальные и инновационные решения для различных отраслей промышленности: нефтегазодобывающий сектор, судостроение, металлургия, химическая и нефтехимическая промышленность, индустриальные и производственные объекты.

Наша продукция производится на заводах по самым передовым технологиям и соответствует как российским, так и международным техническим стандартам.

614056, г. Пермь, ул. Соликамская 273
+7 (342) 263-17-60, +7 (342) 263-17-62

WWW.PKFP.RU

УДК 621.3

Электрические источники света и светильники. Опыт критического анализа

В.М. Осипов
советник генерального директора[1]
sht.vo@rambler.ru

[1]ЗАО «ПО «Электроточприбор», Омск, Россия

На основе справочных данных проведено сравнение параметров электрических источников света с учетом влияющих факторов, типичных для российских условий эксплуатации. Показано влияние СД на развитие светотехники. Приведены материалы исследований по совершенствованию нормирования параметров источников света и светильников.

Материалы и методы
Сравнительный анализ справочных материалов. Обобщение материалов по научным исследованиям, направленных на совершенствование нормирования параметров источников света.

Ключевые слова
источник света, энергоэффективность, светильник, влияющие факторы

Десятки тысяч лет человечество видело и использовало только естественный свет Солнца да искусственный свет от горящей органики. Прорыв наступил менее 200 лет назад, когда впервые был получен свет, созданный электричеством. С тех пор и началась борьба за совершенствование электрических источников света, повышение эффективности световых приборов и повышения качества света. Оставив в стороне все прочие способы получения света как малопригодные для широкой практики, попробуем провести сравнение весьма многочисленных электрических источников света и светильников на их основе.

Вначале о некоторых свойствах исторических источников света. Солнечный свет имеет практически равномерную интенсивность во всем диапазоне длин волн от инфракрасных до ультрафиолетовых. Его видимая цветовая температура зависит, в основном, от положения Солнца на небосводе и облачности и изменяется приблизительно от 6500 К в безоблачный полдень до 4000 К на закате. Цветовая температура при использовании для освещения горящей органики близка к 2500 К, а ее спектр примыкает к красной границе видимого диапазона световых волн. За миллионы лет эволюции зрение будущего homo sapiens формировалось — как и большинства дневных животных — под действием солнечного света, поэтому человеческий глаз, охватывая весь диапазон видимого света, имеет максимальную чувствительность к желто-зеленому свету (555 нм) и распределение чувствительности близкое к нормальному.

Электрические источники света проходят свой эволюционный путь. От первоначального дугового разряда (цветовая температура которого была близка к солнечной при безоблачном полуденном небе) в силу технологических и экономических причин перешли к излучению света нагретым телом, помещенным в вакуум или инертную среду, нагреваемым электрическим током. Для увеличения срока службы такой лампы нагрев излучающего тела ограничивают температурой до 2800 К.

Лампа получилась удачной: высокая технологичность, возможность автоматизации процесса изготовления, непрерывный спектр излучения, низкая цена, прямое включение в электрическую сеть. Одно плохо — коэффициент преобразования электрической энергии в свет не превышает 5%. И все хорошо, пока в городе одна «лампочка Ильича». А когда сотни тысяч?

Начались поиски путей повышения светового выхода ламп.

Прорывным на пути повышения световой отдачи оказалось использование электрического разряда в газовой среде. Эксперименты проводились в широком спектре веществ и дали несколько практических выходов. Использование тлеющего и дугового разрядов в разнообразных газовых смесях позволило во второй половине 20 века создать очень широкую номенклатуру газоразрядных источников света, в том числе со световой отдачей более 100 лм/Вт, что до 10 раз превышает отдачу ламп накаливания.

Революционным прорывом стало появление твердотельных источников света, получивших изначально название светодиодов (поскольку появились технологии с удаленным от синего СД люминофором, то наименование становится не совсем корректным). Для нас практический интерес представляют «белые» светодиоды, которые за 15 лет развития достигли светоотдачи в серийной продукции до 160 лм/Вт.

Светоотдача различных современных источников света приведена в таб. 1.

Глядя на таблицу, хочется сразу выбрать для экономии электроэнергии при минимальных затратах НЛНД. Не будем спешить. Потребителя интересуют не параметры для книги Гиннеса, а работа в условиях изменения температуры, напряжения, качество света и срок службы. А в этом случае картина изменяется.

Рассмотрим влияние снижения напряжения. Для лампы накаливания, включая галогенную, очевидно, что снижение напряжения уменьшает температуру нагрева, а значит и светимость нити лампы. Снижение светимости на начальном участке приближается к линейному, т.е. можно считать равным проценту снижения напряжения. У газоразрядных ламп связь между снижением напряжения и светимостью сложнее. Устойчивая работа газоразрядных ламп возможна только при наличии в цепи устройств, поддерживающих силу тока в заданных пределах. Для люминесцентных ламп это снижение еще больше, чем у ЛН, поэтому в странах с развитым законодательством по энергосбережению эксплуатация их допускается только с электронными ПРА. В таб. 2 приведены средние величины снижения

Тип источника	ЛН	ГЛН	ЛЛ	ДРЛ	МГЛ	НЛНД	СД
Светоотдача, лм/Вт	6-20 (15 –1000Вт)	10-24	104 (Т5)	40-60	60-100	120-160	120-160

Таб. 1— Светоотдача различных современных источников света

Тип источника	ЛН	ГЛН	ЛЛ	ДРЛ	МГЛ	НЛНД	СД
Снижение светового потока, %	10	10	15	25	25	10	Управл. током

Таб. 2 — Средние величины снижения светового потока при снижении напряжения питания на 10%

светового потока при снижении напряжения питания на 10%.

Для российских условий очень важна работа в условиях пониженных температур. Если на лампах накаливания и светодиодах низкие температуры не сказываются, то, например, люминесцентные лампы при падении температуры на 20 градусов от комнатной снижают световой поток на 50%. Лампы такого типа при температуре ниже -5°С могут не включиться вовсе, что исключает возможность их использования на открытом воздухе и в не отапливаемых помещениях. Для ртутных ламп снижение температуры влечет увеличение времени разгорания до 15 мин при температуре -40°С, а у металлогалогенных при -20°С — до 10 мин, а также трудности с повторным включением. Именно поэтому в районах с холодным климатом газоразрядные лампы не выключают по полгода!

Общим отрицательным показателем для всех газоразрядных ламп являются большие потери в электромагнитной ПРА, составляющие от 20% подводимой мощности у люминесцентных ламп до 40 и более у ДНаТ. Эти потери можно снизить вдвое при применении электронных ПРА, но у нас они пока не получили распространения из-за высокой стоимости и низкой надежности.

Обобщая все вышеизложенное, рассчитаем светоотдачу светильников мощностью 200 Вт с использованием усредненных показателей при работе со сниженным на 10% напряжением питания и температуре -10°С, что удовлетворяет большинству реальных условий эксплуатации. Световые потери светильника (светопропускание и светоотражение) примем равными 10 и 5 %. Недостающие данные и результаты расчета приведены в таб. 3.

До сих пор мы не принимали в расчет такие параметры источников света как характеристики спектра, и, следовательно, индекс цветопередачи. Только лампы накаливания и светодиоды имеют непрерывный спектр, у всех остальных он линейчатый, т.е. дискретный. За счет примесей в газовой атмосфере можно изменять цветовую температуру и качество различения цветов, однако линейчатый спектр не позволяет достичь цветопередачи дневного света.

Появление мощных белых СД потребовало развития некоторых критериев оценки качества света, являющихся параметрами по договоренности, поскольку получаемые величины существенно расходятся с реальностью. Так уже в течение нескольких лет NIST, США, работает над созданием показателя, названного CQS (Шкала качества цвета), который призван заменить индекс цветопередачи CRI. Для правильной хроматографии белых СД уже выпущен и применяется для классификации СД стандарт ANSI, учитывающий помимо коррелированной цветовой температуры отклонение от локуса Планка (желтовато-розоватый оттенок).

Известно, что на свету и в темноте в глазу человека работают разные светочувствительные элементы, определяющие фотопическое и скотопическое видение. Ученые Национальной лаборатории им. Лоуренса в Беркли разработали фактор, названный S/P-отношение, который представляет собой соотношение между фотопическими и эквивалентными люменами, воспринимаемыми глазом при промежуточных (mesopic) условиях. Фотопический люмен соответствует только реакция колбочек и игнорирует вклад палочек в видение. Таким образом, фотопические люмены должны быть умножены на отношения S/P, чтобы точно рассчитать учетный люмен (3). Для визуально эффективных люменов введено обозначение PLm. Полученные в результате исследований коэффициенты и пересчитанная из таб. 3 световая эффективность приведены в таб. 4.

В первый момент полученные данные потрясают, и в этом также состоит заслуга светодиодных светильников, которые заставляют посмотреть на итоговые результаты с учетом всех отрицательных факторов. Это в какой-то мере связано с тем, что в соответствии с действовавшими ГОСТами измерялись световые параметры только источников света. Именно потому СНиПы предусматривают громадные запасы при проектировании систем освещения. При этом мы еще не учитывали фактор временной деградации источников света, а также в реальности достижимые сроки их службы, особенно в сетях низкого качества. Повысить светоотдачу светильников с газоразрядными лампами можно на 30–40% с использованием ЭПРА, но достичь качества света сопоставимого со светодиодными светильниками ожидать не приходится. Это делает переход на светодиодные светильники неотвратимым фактом, срок реализации которого будет зависеть только от выделения средств на реконструкцию и стоимости электроэнергии.

Тип источника / Параметр	ЛН	ГЛН	ЛЛ	ДРЛ	МГЛ	НЛНД	СД
Напряжение	10	10	15	25	25	10	0
Температура	0	0	50(при 0°)	0	0	0	0
Потери ПРА	0	0	20/10	30	30	40	15
Световой поток ИС с учетом условий	2700	3240	3000/5000	4500	7200	14000	25500
Потери в арматуре	10	15	5	15	15	15	10
Световой поток светильника	2430	2754	2850/4750	3825	6120	11900	22950
Светоотдача, лм/Вт	12,15	13,72	14/24(ЭПРА)	19,13	30,60	59,50	114,75

Таб. 3 — Результаты исследований

Тип источника	ЛН	ГЛН	ЛЛ	ДРЛ	МГЛ	НЛНД	СД
S/P	1,41	1,50	1,00	0,80	1,49	0,38	2,42
Светоотдача, лм/Вт	17,13	20,58	24,00	15,30	45,59	22,61	277,70

Примечание. СД CREE X-PG 5000К

Таб. 4 — Световая эффективность

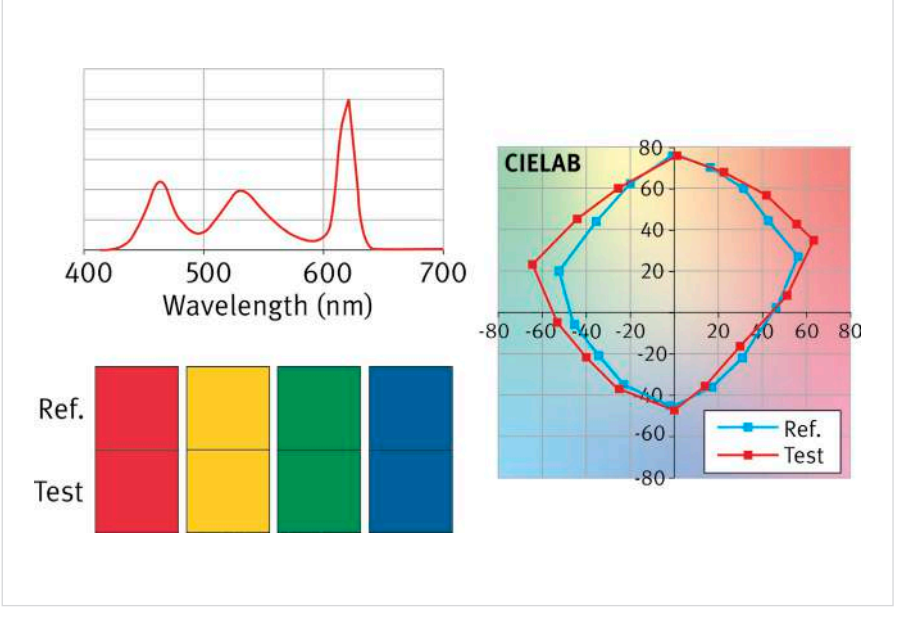


Рис. 2 — Пример белого RGB источника света, повышающего цветной контраст объекта. Расстояние от центра графика пропорционально степени насыщенности цвета. Визуальные эксперименты в NIST, продемонстриро-вавшее отличное цветовое отображение этого света, хотя индекс цветопередачи (Ra) — только 71. (2)

Итоги
Появление мощных белых светодиодов и светильников на их основе с высоким качеством света и энергоэффективностью вызвало необходимость разработки новых методик определения светотехнических и энергетических характеристик источников света и светильников.

Выводы
Белые светодиоды с их огромной скоростью совершенствования параметров все активнее вытесняют другие источники света из самых разных областей применения. Вкупе с программами повышения энергоэффективности, принимаемыми на всех уровнях, вплоть до мировых, это делает переход к LED неотвратимым фактом развития освещения.

Список испльзуемой литературы
1. Справочная книга по светотехнике. Под ред. Айзенберга Ю.Б. 3-е изд. перераб. и доп. М.: Знак, 2006. 972 с.
2. Davis W., Ohno Y. Color quality scale. Optical Engineering, 2010, vol.49(3), 033602-033616.
3. CIE 191:2010 Recommended System for Mesopic Photometry Based on Visual Performance. Vienna: CIE, 2010.

ENGLISH **ELECTRICAL ENGINEERING**

Electric sources of light and lamps. Experience of critical analysis

UDC 621.3

Author:
Vladimir M. Osipov — adviser of general director[1]; sht.vo@rambler.ru

[1]CJSC "PA "Electrotochpribor", Omsk, Russian Federation

Abstract
Comparison of parameters of electric light sources was conducted on the basis of reference data taking into account influencing factors, typical for the Russian conditions. Also was shown the effect of LED on the development of lighting technology. The article contains the results of research on improving measurement of parameters of light sources and luminaires.

Materials and methods
Comparative analysis of reference materials.

Synthesis of materials for research aimed at improving the regulation of the parameters of light sources.

Results
The emergence of powerful white LEDs and lamps on the basis of their high light quality and energy efficiency has necessitated the development of new methods for determining lighting and energy characteristics of light sources and luminaires.

Conclusions
In present time white LEDs and their huge speed improvement parameters are more often replacing other light sources from different application areas. Coupled with energy efficiency programms, accepted at all levels up to the world, the transition to LED is inevitable fact of light development.

Keywords
the light source, energy efficiency, lamp, influencing factors

References
1. *Spravochnaia kniga po svetotekhnike* [Illumination guide]. Ed. by Aisenberg Yu.B. 3-rd revised and enlarged edition, Moscow: *Znak*, 2006, 972 p.
2. Davis W., Ohno Y. Color quality scale. Optical Engineering, 2010, vol.49 (3), 033602-033616.
3. CIE 191:2010 Recommended System for Mesopic Photometry Based on Visual Performance. Vienna: CIE, 2010.

Общество с ограниченной ответственностью
Завод "Калининградгазавтоматика"
Основано в 1960 г. Дочернее предприятие ПАО «Газпром автоматизация»

Разработка, производство и внедрение на объекты газовой, нефтяной и других отраслей промышленности распределительного и взрывозащищенного электрооборудования, систем автоматики и прочих приборов.

Основным видом деятельности завода является производство:
- Ячеек КРУ класса напряжения 6-10 кВ серии MCset и Nexima с элегазовыми и вакуумными выключателями;
- Шкафов НКУ до1000 В серии OKKEN и Prisma Plus;
- Комплектных трансформаторных подстанций внутренней установки (цеховые);
- Систем гарантированного бесперебойного питания;
- Шкафов управления двигателями АВО газа;
- Узлов управления кранами (ЭПУУ);
- Взрывозащищенных оболочек (коробок);
- Щитов и пультов автоматизации производственных процессов;
- Шкафной продукции;
- Прочих приборов и средств автоматизации.

Благодаря высокому качеству и надежности выпускаемого оборудования, а также безупречной работе на протяжении многих лет, завод завоевал себе репутацию надежного поставщика энергетического оборудования на российском рынке. Среди предприятий, использующих наше оборудование, можно выделить следующие: ОАО "Газпром", ОАО "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ", ФСК ЕЭС, холдинг МРСК, ОАО "ГМК Норникель", ООО УК "Металлоинвест" и ряд других.

ООО Завод «Калининградгазавтоматика»
236022, РФ, г. Калининград,
Гвардейский пр., д. 15
Тел: (4012) 576-032, факс: 576-024
Отдел продаж: 576-033, 576-028, 576-125
e-mail: zavod@kga.ru; Web.: www.kga.ru

Уполномоченный представитель по реализации продукции ООО «Инвестгазавтоматика»
119435, г. Москва, Саввинская наб., 25
Тел.: (495)933-62-30, факс:933-62-32
e-mail: info@invest-gaz.ru
Web.: www.invest-gaz.ru

ГАЗПРОМ АВТОМАТИЗАЦИЯ
ПАО «Газпром автоматизация»
119435, г. Москва, Саввинская наб., 25
Web.: www.gazauto.gazprom.ru

SCHNIEWINDT
THE POWER OF ELECTRIFYING IDEAS

ПРЕДПРИЯТИЕ

Фирма **Schniewindt** была основана Карлом Шнивиндтом в 1829 году в Нойенраде (CSN®) и является **независимым семейным предприятием, ориентированным на конечный результат**. Со дня изобретения «сетки Schniewindt» в 1902 году мы производим высоковольтные резисторы и считаемся одним из первых поставщиков электроприборов для энергораспределительных систем.

Мы разрабатываем нашу продукцию, **отвечающую рыночным требованиям**, последовательно и в соответствии **с имеющимся на данный момент уровнем развития науки и техники**. Благодаря **международному сотрудничеству** мы относимся к ведущим производителям резисторов в диапазоне высоких мощностей, а также приборов и систем электронагревательной техники для промышленно-производственных целей.

Подразделение нагревательной техники фирмы Schniewindt охватывает разработку, изготовление и сбыт электрических нагревателей и их компонентов для нагрева газов, жидкостей и твёрдых веществ любого рода, также во взрывоопасных областях. Помимо этого создаются также системы для оптимизации процессов.

В подразделении резисторов мы разрабатываем, производим и продаём в рамках проектной работы, **ориентированной на пожелания заказчика**, высоковольтные резисторы и резисторы высокой мощности. Спектр наших услуг в данной сфере охватывает нагрузку, проверку, фильтрацию и глушение колебаний посредством потенциометров постоянного тока, комбинированных и калибровочных преобразователей напряжения или эквивалентов антенны.

В подразделении **транспортной электротехники** объединяются наши **знания** и **опыт** из областей нагревательной техники и резисторов. Мы разрабатываем, производим и продаём, с одной стороны, нагреватели для кондиционеров, подогреватели для двигателей в судостроении и железнодорожной промышленности, с другой стороны, пусковые и тормозные резисторы для локомотивов и моторных вагонов с форсированным охлаждением и без него.

Наш потенциал — это наш **высококвалифицированный персонал**. Сегодня у нас — 140 сотрудников, среди них 20 инженеров, которые решают сложные технические задачи в рамках **проектов, ориентированных на специфические требования наших заказчиков**.

Руководитель представительства в России
Электрические нагревательные системы
КОРОТКОВ Михаил Юрьевич
Моб.: +7 903 753 79 79
Тел.: +7 495 978 88 00

Schniewindt GmbH & Co. KG
Россия, 125464, Москва,
ул. Митинская, д.12, офис 69
E-Mail: m_korotkov@bk.ru

www.Schniewindt.ru

SCHNIEWINDT
THE POWER OF ELECTRIFYING IDEAS

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРЕВАТЕЛИ
ПРОМЫШЛЕННОГО И ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОГО ИСПОЛНЕНИЯ

Электронагреватели применяются для непосредственного (редко для непрямого) нагрева и поддержания температуры, парообразования и плавления твердых, жидких и газообразных сред.

ШКАФЫ УПРАВЛЕНИЯ

Для всех электронагревателей мы проектируем и поставляем шкафы управления, предусмотреные для установки внутри или снаружи помещения в не взрывоопасных зонах.

Планирование и производство наших устройств управления происходят в соответствии с действующими стандартами DIN EN / VDE / IEC.

ПРЕИМУЩЕСТВА ЭЛЕКТРОНАГРЕВАТЕЛЕЙ:

1. Высокая надежность, безопасность эксплуатации и длительный срок службы.
2. КПД более 99%.
3. Низкая тепловая инерционность, высокий уровень автоматизации, гибкость управления технологическими процессами.
4. Относительно небольшие по сравнению с газовыми нагревателями габаритные размеры, что уменьшает размеры производственных площадей.
5. Из-за низкой материалоемкости и отсутствия трубопроводной арматуры по сравнению с газовыми нагревателями монтаж электронагревателя менее сложен, объемен и менее дорогостоящ. Кроме того, начальная степень подготовки к монтажу и контроль качества электрического нагревателя происходит в заводских условиях.
6. Обслуживание и ремонт.
7. Эксплуатационные издержки.
8. Оценка степени безопасности эксплуатации.
9. Обслуживание электрического нагревателя проводится согласно требованиям по обслуживанию и технической эксплуатации электроустановок.
10. Срок гарантии электрического нагревателя составляет 2 года, срок безаварийной эксплуатации по накопленной статистике 10–20 лет.

www.Schniewindt.ru

Schniewindt GmbH & Co. KG
Schönetaler Weg 46
58809 Neuenrade / Deutschland
E-Mail: vschl@yandex.ru

Директор по продажам в странах СНГ
Электрические нагревательные системы
Виктор ШЛЕХТ
Моб.: +49 170 8796 347
Тел.: +49 2385 4744901

Как заземлять магистральные трубопроводы

Подсчитывая частоту ударов молнии, специалист в первую очередь интересуется высотой сооружения, потому что радиус притяжения молний приблизительно равен его утроенной высоте. Для протяженных объектов, например, воздушных линий электропередачи не менее важна и их длина. Прочитав про это, нефтяник или газовщик должен вздохнуть спокойно. Магистральные трубопроводы размещены в толще земли, фактически на отрицательной глубине, а потому молния должна быть для них безопасна. Опыт эксплуатации быстро рассеивает это приятное заблуждение. Ввод тока молнии в трубопровод не такая уже редкость. Полезно понимать, как это происходит.

По статистике на территории России молния в среднем ударяет в землю примерно 3–4 раза в год на квадратный километр поверхности. Что делается дальше с ее током? Инженер-электрик ответит, не задумываясь: «Ток молнии растекается в бесконечность по объему проводящего грунта». Ответ в целом правильный, хотя и малоинформативный. Дело в том, что очень часто при растекании тока формируются искровые плазменные каналы. Именно в их объеме сосредотачивается основная доля тока. Формирование таких каналов не раз наблюдали в полевых условиях. Столь же успешно они воспроизводятся и в лаборатории. Двигаясь вдоль поверхности земли, канал оставляет за собой характерную борозду, похожую на след крестьянского плуга. Длина такой борозды зависит от величины тока молнии и от удельного сопротивления грунта. В слабо проводящих грунтах с удельным сопротивлением 1000 Ом*м и выше сильная молния формирует канал длиной в десятки метров. Достигнув подземной трубы, канал направляет ток молнии по ее металлической поверхности. Слой гидроизоляции на поверхности помехой не является. Он легко пробивается высоковольтным электрическим разрядом.

Важно оценить длину, при которой искровые каналы могут дотянуться до трубы. К счастью, физика их развития хорошо известна, а расчетные компьютерные модели надежно откалиброваны по результатам полевых исследований. На рис. 1 приведены результаты компьютерного моделирования, которые дают представление о возможных длинах искровых каналов в грунтах с удельным сопротивлением ρ = 500 и 3000 Ом*м. Принято, что длительность импульса тока молнии равна 75 мкс — это средняя величина для наиболее частой отрицательной молнии. Бессмысленно ориентироваться на предельно большой ток в 200 кА, величина которого может быть превышена очень редко, только у 0,5% молний. Ток, равный 100 кА, тоже не показателен. В лучшем случае эту величину превысит лишь 1–2% молний. Если не заниматься статистическими характеристиками тока, достаточно верную инженерную оценку числа прорывов тока молнии к трубопроводу можно получить, ориентируясь на среднее значение этого параметра, близкое к 30 кА. Как видно из расчетных данных на рис. 2, в практически значимом диапазоне значений удельного сопротивления грунта максимальная длина каналов лежит в пределах $l_{искр} \approx 20–40$ м. Это значит, что для трубопровода реальную опасность представляют удары молнии в полосе шириной $2l_{искр}$ (с учетом распространения в две стороны от трубы). При длине трубы D площадь стягивания токов молнии в трубу составит $S = 2l_{искр}D$.

Например, для трубопровода длиной 30 км, проложенного в грунте с удельным сопротивлением 2000 Ом*м ($l_{искр} \approx 36$ м), площадь стягивания будет близка к 2 км^2. Это означает, что в регионе с интенсивностью грозовой деятельности 3 удара молнии в год на 1 км^2 трубопровод примет на себя ежегодно в среднем ток 2x3=6 молний. Результат не слишком утешительный для аппаратуры, непосредственно связанной с металлической оболочкой трубы.

В первую очередь приходится беспокоиться об устройствах электрохимической защиты, обеспечивающей сохранность трубопроводов высокого давления. А для обслуживающего персонала компрессорных станций и резервуарных парков трубопровод приходится рассматривать как объект повышенной опасности. Фактически он исполняет роль линии электропередачи, транспортирующей высокое напряжение от точки удара молнии на весьма значительные расстояния. Ясно, что по соображениям техники безопасности, трубопровод следует заземлять по своим концам. Это требование сформулировано в п. 2.22 «Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений РД 34.21.122-87». Именно с процедуры заземления начинаются основные проблемы. Металлическое

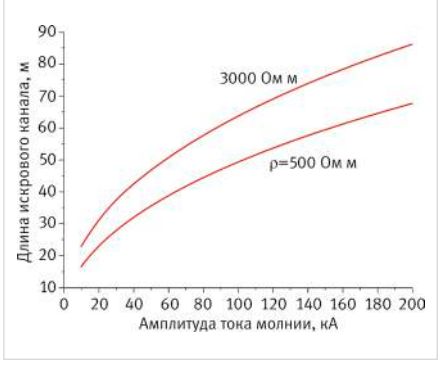


Рис. 1 — Расчетная длина искровых каналов в зависимости от амплитуды тока молнии

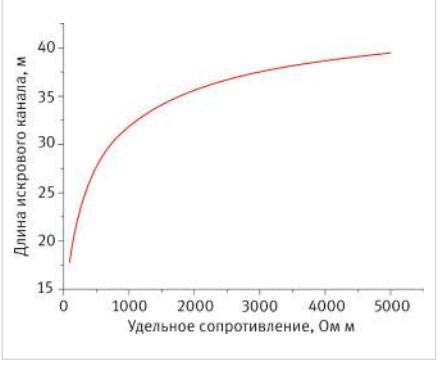


Рис. 2 — Предельные длины искровых каналов в грунтах с различным удельным сопротивлением при ударе молнии со средним током 30 кА

Рис. 3 — Внешний вид устройства защиты от посторонних напряжений VCSD

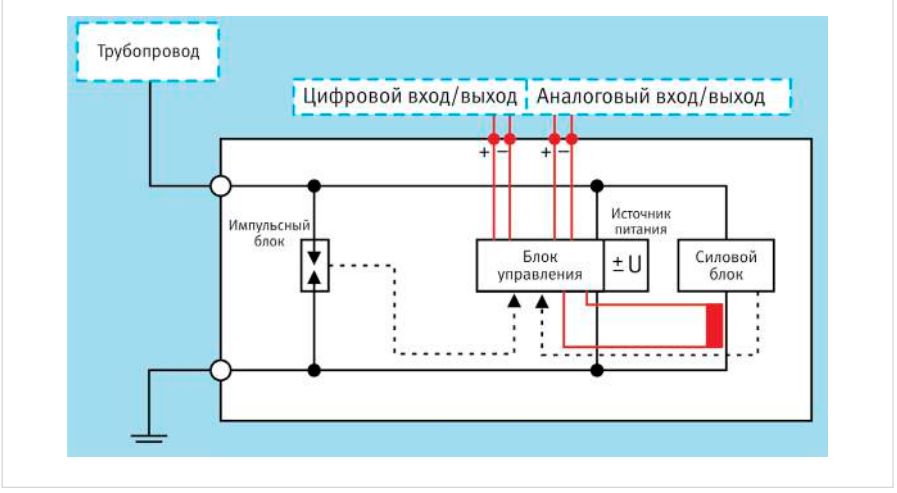


Рис. 4 — Блок-схема устройства защиты от посторонних напряжений VCSD

присоединение трубопровода к заземлителю резко увеличивает нагрузку на источник питания систем электрохимической защиты и практически недопустимо. В принципе, выход из положения существует. Серийно выпускаются искровые разрядники, срабатывающие при импульсном скачке высокого напряжения на трубе. Жаль только, что напряжение срабатывания таких разрядников исчисляется единицами киловольт. Они не защищают ни устройства электрохимической защиты, ни оперативный персонал, работающий на трубопроводе и присоединенном к нем оборудовании. Остаточное напряжение на трубе нужно резко понизить.

Разработчики принципиально нового защитного устройства фирмы DEHN + SÖHNE не ограничились только этой задачей. Было найдено комплексное решение, позволяющее защищать трубопровод от любых видов электромагнитных наводок. В реальности опасна не только молния. Источником посторонних (паразитных) напряжений на трубопроводе могут быть также электрифицированные железные дороги, воздушные высоковольтные линии электропередачи, мощные промышленные установки. Время действия таких наводок не ограничивается десятками микросекунд, как у молнии, а может быть очень длительным. Проблему надо было решать комплексно. И принципиально новое интеллектуальное защитное устройство VCSD является идеальным решением для таких случаев. Его внешний вид показан на рис. 3.

А на рис. 4 приведена блок-схема нового устройства. Из привычных элементов традиционных УЗИП здесь налицо только быстродействующий искровой разрядник, рассчитанный на импульсный ток молнии 10/350 мкс амплитудой до 100 кА. Время срабатывания разрядника не более 100 нс. Напряжение на разряднике контролируется блоком управления. При длительном воздействии постороннего напряжения он дает команду разгрузить разрядник. Эту задачу выполняет силовой блок. Транзисторная схема силового блока обеспечивает сколь угодно длительную качественную связь с землей для переменного тока частотой 16,7, 50 или 60 Гц, но не пропускает постоянный ток, гарантируя тем самым бесперебойную и экономичную работу электрохимической защиты. При времени воздействия до 200 мс силовой блок способен отвести в землю ток до 1,1 кА (действующее значение), в длительном режиме пропускная способность устройства ограничена 40 А, а напряжение на трубопроводе не превышает 50 В. При необходимости специальной регулировкой эта величина может быть снижена до 3 В.

В нормальном режиме эксплуатации защитное устройство может использовать для своего питания наведенное на трубе напряжение. При необходимости в его источнике питания предусмотрена установка аккумуляторной батареи. Аналоговый и цифровой интерфейсы позволяют осуществлять дистанционное управление устройством, контролировать его работоспособность, регистрировать наведенные и импульсные токи и даже подавать команду об опасности.

Защитное устройство VCSD производится серийно и предназначено для нормальной работы при температуре от -40 до +80°С. Остается указать его артикул по каталогу фирмы: 923 401.

Устройство защиты от посторонних напряжений VCSD

Тип: VCSD 40 IP65. Артикульный номер: 923 401

Инновационное решение для защиты трубопроводов от импульсных, кратковременных и длительных воздействий

Инновационное устройство защиты от посторонних напряжений тип VCSD (от. англ. **V**oltage **C**ontrol **S**witching **D**evice — дословно «Управляемое коммутационное устройство в зависимости от уровня напряжения»), разработанное компанией DEHN, обеспечивает надежную комплексную защиту трубопроводов от посторонних напряжений различных типов. Устройство отводит импульсные (до 100 кА (10/350 мкс), кратковременные (до 1,1 кА) и длительные токи (до 40 А частотой 16,7, 50 и 60 Гц), не нарушая при этом работу системы катодной защиты трубопроводов. При применении устройства также обеспечивается безопасность персонала, проводящего работы на трубопроводах, за счет эффективного ограничения напряжений прикосновения (регулируется в диапазоне 3...50 В (переменного тока). Помимо мощного искрового разрядника (блок защиты от импульсных воздействий) и силовых транзисторов с устройством блокировки постоянного тока (блок защиты от кратковременных и длительных воздействий) в состав устройства также входят блок управления с микропроцессорной схемой и литиевая аккумуляторная батарея. Дополнительные аналоговый и цифровой интерфейсы позволяют осуществлять мониторинг устройства, а также производить измерения и обработку данных.

DEHN защищает.
Молниезащита, защита от импульсных перенапряжений.
Средства электрозащиты

ООО «ДЕН РУС»
109428, г. Москва, Рязанский пр-т, д. 10, стр. 18, офис 2.9
Тел. /факс: +7 (495) 663 3573, +7 (495) 782 2376
www.dehn-ru.com
молниезащита.рф

Оптимизация временных характеристик импульсных автоматических установок пожаротушения

В.А. Девяткин
профессор, заведующий кафедрой ППАМ[1]

С.Ю. Серебренников
д.т.н., профессор кафедры ППАМ[1]

С.В. Чернов
аспирант[1]

[1]ПНИПУ, Пермь, Россия

С 1995 г. в различных отраслях нефтегазовой промышленности применяются автоматические установки пожаротушения (АУПТ) на основе производимых Пермскими предприятиями ООО «ИВЦ Техномаш» и «Опытно-конструкторское бюро «Темп» ПНИПУ аэрозольных твердотопливных генераторов АГАТ-2А и аэрозольно-порошковых модулей ОПАН-100 с ТТ-газогенераторами во взрывозащищенном исполнении.

Рис. 1 — Принцип работы твердотопливного газогенератора АГАТ-2А

При использовании ТТ-генераторов и модулей на взрывопожароопасных объектах остро встал вопрос оптимизации временных характеристик тушения быстроразвивающихся пожаров с помощью этих установок, а точнее минимизации времени работы всей АУПТ при ликвидации пожаров в больших объемах помещений, имеющих взрывоопасные зоны.

Решение данной задачи было проведено в стендовых условиях отдельно для АГАТ-2А и ОПАН-100 [1].

Макетный образец чисто аэрозольной АУПТ был разработан в варианте максимально ускоренного автоматического срабатывания генератора АГАТ-2А на вспышку источника зажигания, например, паров ЛВЖ, и заполнение аэрозолем макетного помещения (объем 50 м³) до пожаротушащей концентрации за минимальное время.

Схема испытаний опытной установки представлена в монографии [1]. Логика срабатывания этой системы построена на коммутации цепи запуска генераторов при последовательном срабатывании инфракрасных датчиков ОД-1 (инерционность 0,02 с) и дифференциальных датчиков температуры ДТБГ (инерционность при нарастании температуры в объеме со скоростью 2 град/с – 0,4...0,6 с). Датчик температуры предназначен для исключения ошибочного включения АГАТ-2А только от датчиков ОД-1 (например, при попадании случайного солнечного блика на фотоэлемент датчика). Контроль эффективности проводился путем оценки, во-первых, полного тушения модельных очагов пожара, а во-вторых, суммарного времени обнаружения вспышки ЛВЖ (τ_1) формирования автоматикой команды на включение ТТГГ (τ_2), работы генератора на заполнение всего объема аэрозолем (τ_3) и тушения очагов пожара (τ_4).

В результате макетных испытаний были оптимизированы временные параметры объемного тушения пожара автоматической системой:

$$\tau = \tau_1 + \tau_2 + \tau_3 + \tau_4 = 0{,}02\text{с} + 0{,}4\text{с} + 12\text{с} + \\ +(12...15\text{с}) = (24, 42...27, 42)\text{с}$$

Параметр τ подтверждался затем в полноразмерных объектовых испытаниях, когда объем помещения, заполняемый аэрозолем, был увеличен в 20 раз. Тем не менее, масштабный фактор сказался на общем времени тушения не сильно; газовая горелка, расположенная у пола, была потушена за 28 с с момента включения генераторов АГАТ-2А в помещении высотой 8 м и свободным объемом 1150 м³ [1, 2].

По результатам нескольких испытаний на объектах различного объема были установлены относительные величины длительности периодов тушения

$$\overline{\tau}_i = \frac{\tau_i}{\tau_\Sigma} \times 100\%$$

$$\overline{\tau}_1 + \overline{\tau}_2 + \overline{\tau}_3 + \overline{\tau}_4 = \\ = 0{,}7\% + 1{,}3\% + 43{,}3\% + 54{,}2\%$$

Для установок порошкового тушения ОПАН-100 эти величины выглядят несколько иначе. Прежде всего, за счет более быстрого заполнения объема и высокой тушащей способности порошка:

$$\tau_1 + \tau_2 + \tau_3 + \tau_4 = \\ = 0{,}02\text{с} + 0{,}4\text{с} + 15\text{с} + (2...4\text{с}) \\ = (17, 42...19, 42)\text{с}$$

Соответственно, в относительных величинах:

$$\overline{\tau}_1 + \overline{\tau}_2 + \overline{\tau}_3 + \overline{\tau}_4 = \\ = 0{,}1\% + 2\% + 77{,}2\% + 20{,}7\%$$

Экспериментальные характеристики аэрозольной и порошковой установок позволили разработать и испытать полноразмерную автоматическую, комбинированную систему объемного тушения быстроразвивающихся пожаров в помещениях большого объема, а затем разработать и сдать в эксплуатацию на двух объектах предприятия «Сургутгазпром» АУПТ с генераторами АГАТ-2А и модулями ОПАН-100 для защиты газоперекачивающих агрегатов с объемом помещения 1250 м³ «COBERROW-182».

Список используемой литературы

1. Серебренников С.Ю. Аварийные системы с газогенераторами и двигателями на твердом топливе (теория и эксперимент). Екатеринбург: УрО РАН, 2002. 268 с.
2. Акт-отчет по результатам испытаний аэрозольной пожаротушащей системы с генераторами АГАТ-2А. Оренбурггазпром, 1996.

Рис. 2 — Принцип работы аэрозольно-порошкового модуля ОПАН-100 с твердотопливным газогенератором наддува

УДК 665.7.038.2

Влияние присадки «Адгезолин» на компонентный состав и дисперсность окисленного битума

И.И. Мухаматдинов
аспирант[1]
mc-gross@mail.ru

А.Ф. Кемалов
д.т.н., профессор, зав. кафедрой[1]

П.С. Фахретдинов
к. х. н., доцент[1]

[1]кафедра высоковязких нефтей и природных битумов, Казанский (Приволжский) Федеральный университет, Казань, Россия

В статье представлены результаты исследования влияния адгезионной присадки «Адгезолин» на компонентный состав и дисперсность окисленного битума производства ОАО «ТАИФ-НК».

Материалы и методы
Окисленный битум марки БНД 60/90, адгезионная присадка «Адгезолин», метод адсорбционно-жидкостной хроматографии, программа «Statistica», метод динамического светорассеяния (DLS).

Ключевые слова
сложная структурная единица, битум, адгезионная присадка, групповой химический состав, метод динамического светорассеяния

Для многокомпонентных нефтяных систем характерны межмолекулярные взаимодействия между отдельными молекулами, а также между образовавшимися молекулярными агрегатами. В результате происходит формирование надмолекулярных структур различных типов. Систематическое изучение механизма ассоциации и структурообразования в нефтях, продуктах нефтепереработки позволяет судить о природе связей, возникающих между компонентами [1, 2]. Как известно [3, 4], нефть и тяжелые нефтяные остатки представляют собой коллоидные системы, дисперсной фазой которых являются частицы асфальтенов, окруженные сольватным слоем из смолистых веществ и полициклических ароматических соединений, т.е. мальтенов. Такие частицы называют сложными структурными единицами (ССЕ). ССЕ представляют собой элемент структуры преимущественно сферической формы, способный к самостоятельному существованию в данных условиях [5].

Введение добавок оказывает существенное влияние на структуру нефтяных дисперсных систем (НДС) [3, 6], что приводит к изменению скорости перераспределения гомологических рядов химических веществ между нефтяными компонентами (смолами, асфальтенами и др.). Групповой химический состав нами был использован для выяснения дисперсного строения исследуемых объектов. На основе существующих представлений о нефтяных дисперсных системах [6, 7], ядро ССЕ в основном состоит из асфальтенов, а сольватная оболочка из смол. Можно также определить долю внутренней и периферийной частей сольватной оболочки как содержание спирто-бензольных и бензольных смол, соответственно [8, 9].

Одним из стандартных методов количественной оценки группового химического состава битумов является методика ВНИИ НП [10], основанная на принципах жидкостной адсорбционной хроматографии, в соответствии с которой мальтены исследуемых соединений разделяются на парафино-нафтеновые (ПН-), моноциклоароматические (МЦА), бициклоароматические (БЦА-), полициклоароматические (ПЦА-) углеводороды, образующие суммарную группу масел, на бензольную (БС-), спиртобензольные (СБС-) смолы, или смолы-1 и смолы-2, соответственно, а также выделение асфальтенов. Эта методика и была использована в настоящей работе.

В качестве добавки, влияющей на групповой химический состав битума дорожного назначения, использовали разработанную нами присадку «Адгезолин» [11–13].

Целью данной работы является оценка влияния различных дозировок присадки «Адгезолин» на компонентный состав и дисперсность окисленного битума производства ОАО «ТАИФ-НК».

Результаты количественного изменения компонентов битума под влиянием присадки сведены в таб. 1. Данные по компонентному составу представлены без учета потерь.

Необходимо отметить, что отличительной особенностью этой таблицы является то, что би- и полициклические ароматические УВ объединены в одну группу полициклических углеводородов. Это вызвано трудностью четкого разграничения БЦА-углеводородов от ПЦА-углеводородов, определяемых по их показателю преломления. При этом следует иметь в виду, что БЦА- и ПЦА-углеводороды трактуются как группы соединений, имеющих похожую химическую структуру [14].

Как видно из полученных данных, после добавления присадки наблюдается изменение содержания ПН-углеводородов. Характерно, что в этих условиях достаточно резко изменяется содержание МЦА-углеводородов: оно увеличивается почти в 2 раза с 6,88 % для исходного битума до 12,65% для битума, модифицированного 1 % масс. присадкой «Адгезолин» с дальнейшим уменьшением до 12,07 % для битума, модифицированного 1,2 % масс. присадкой. В то же время

Компоненты, % масс.	**Образцы битумов**				
	Исходный	**Содержание Адгезолина, % масс.**			
		0,6	**0,8**	**1,0**	**1,2**
П-Н УВ	17,69	16,17	14,25	12,33	14,20
МЦА УВ	6,88	8,74	9,77	12,65	12,07
БЦА УВ	8,26	7,98	7,66	6,85	7,92
ПЦА УВ					
Σ масел (М)	32,83	32,89	31,68	31,83	34,19
Смолы-1	22,82	23,16	21,68	21,81	20,60
Смолы-2	17,44	16,31	17,39	18,84	19,32
Σ смол (С)	40,26	39,47	39,07	40,65	39,92
Асфальтены (А)	21,98	25,36	24,87	25,67	25,89

Таб. 1 — Групповой химический состав исходного и модифицированного битума

содержание БЦА- и ПЦА-углеводородов снижается с 8,26% для исходного битума до 6,85% для битума, модифицированного 1 % масс. присадкой «Адгезолин» с дальнейшим увеличением до 7,92 % для битума, модифицированного 1,2 % масс. присадкой.

Содержание смол-1 изменяется зигзагообразно от исходного битума к битуму, модифицированного 1,2 % масс. присадкой «Адгезолин», в то время как смолы-2 с 17,44% у исходного битума уменьшаются до 16,31% у битума, модифицированного 0,6 % масс. присадкой «Адгезолин» с дальнейшим увеличением до 19,32 % у битума, модифицированного 1,2 % масс. присадкой «Адгезолин».

Содержание асфальтенов сначала возрастает с 21,98% у исходного битума до 25,36% у битума, модифицированного 0,6 % масс. присадкой «Адгезолин», затем уменьшается до 24,87% у битума, модифицированного 0,8 % масс. присадкой «Адгезолин», и снова возрастает до 25,90 % у битума, модифицированного 1,2 % масс. присадкой «Адгезолин».

Таким образом, сопоставление результатов группового химического состава образцов исходного битума и битума, модифицированных присадкой «Адгезолин» и подвергнутых нагреванию до высоких температур (120–130°С), приводит к выводу о преимущественном превращении ПН- углеводородов, причем это изменение происходит в двух противоположных направлениях — с образованием более тяжелых, чем ПН- углеводороды — асфальтенов, и более легких компонентов — МЦА- углеводородов. Происходящие преобразования можно представить следующей схемой:

МЦА-углеводороды ⟵ ПН- углеводороды ⟶ асфальтены (1)

При этом можно предположить, что образование асфальтенов из ПН- углеводородов возможно происходит через смолы-1 и смолы-2:

ПН- углеводороды ⟶ смолы-1 ⟶ смолы-2 ⟶ асфальтены (2)

Не исключена также возможность непосредственного перехода ПН- углеводородов в асфальтены, минуя стадию образования смол.

ПЦА-углеводороды⟶
МЦА-углеводороды⟵ПН- углеводороды ⟶
смолы-1⟶смолы-2⟶асфальтены (3)

Естественно, что реальная схема взаимных превращений компонентов может оказаться значительно сложнее представленной нами схемы. Так, смолы-2 могут распадаться на «осколки», попадающие при хроматографическом анализе в группу ПН-углеводородов, МЦА-углеводородов или смол-1. Аналогичным образом могут вести себя и асфальтены. Возможно установление равновесия между асфальтенами и более низкомолекулярными компонентами битумов. Другими словами допускается образование не только асфальтенов из низкомолекулярных компонентов, но и разложение их на смолы или иные группы соединений. При увеличении дозировки присадки до 1 % масс. наблюдается увеличение содержания МЦА-углеводородов почти в два раза.

Таким образом, при введении разработанной нами присадки в исходный битум в количестве около 1 % масс. главным образом изменяется содержание ПН- углеводородов в сторону уменьшения и асфальтенов в сторону увеличения. При этом относительные и абсолютные изменения остальных групп компонентов несущественны. В этом случае, возможно, изображение последовательности переходов групп углеводородов по общепринятой схеме [8, 9, 14]:

ПЦА-углеводороды⟶МЦА-углеводороды
⟵ПН-углеводороды⟶асфальтены (4)

Для сравнительной оценки изменения некоторых физико-химических свойств образцов битумов нами проведен системный анализ в программе «Statistica» свойств битумов в зависимости от их группового химического состава (рис. 1). Анализ диаграмм свидетельствует о превалирующем влиянии содержания суммы масел и смол в изменениях физико-химических свойств модифицированных битумов, а именно при увеличении масел и смол наблюдается значительное расширение эксплуатационного интервала свойств (глубина проникания иглы при 25°С, растяжимость при 25°С, температура хрупкости).

Установлено, что введение присадки «Адгезолин» изменяет поведение некоторых групп углеводородов по сравнению с поведением этих же групп в отсутствии добавки. Как видно из результатов анализов, присадка распределяется в основном между МЦА-углеводородами и асфальтенами.

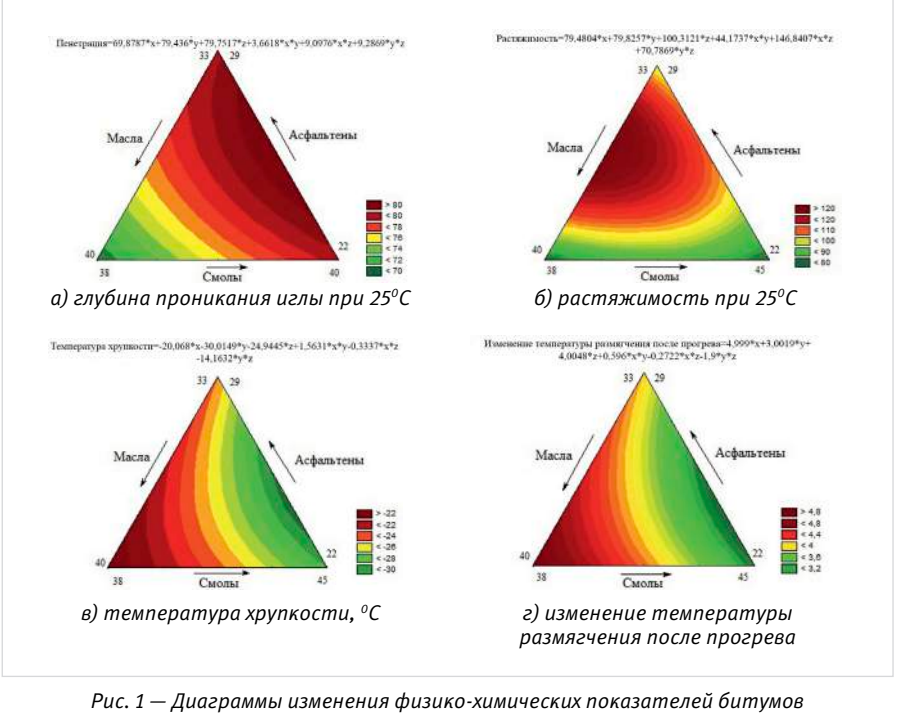
Знание группового химического состава (содержание масел от 33 до 40 % масс., смол от 38 до 45% масс. и асфальтенов от 22 до 29 %масс.), отвечающих равновесному состоянию системы, предопределяет стабильность физико-химических свойств во времени, а также позволяет осуществить прогноз долговечности дорожных покрытий.

Одной из важнейших характеристик НДС является устойчивость, так как от нее зависит способность системы сопротивляться внутренним процессам взаимодействия частиц между собой, которое может привести к изменениям размеров частиц дисперсной фазы, и сохранять равномерное распределение частиц дисперсной фазы в объеме [15]. Поэтому радиус частиц дисперсной фазы может достигать только определенных предельных размеров, так как из-за различия в плотностях фазы и среды может начаться процесс расслоения. Согласно [15], размеры дисперсных частиц могут изменяться при воздействии внешних факторов (при температурных колебаниях, под действием сдвиговых деформаций среды, под действием добавок различных веществ и т. д.) [16]. В связи с этим, возникла необходимость изучения размеров дисперсных частиц при введении в битум дорожного назначения адгезионной присадки «Адгезолин».

Измерение размеров частиц проводилось методом динамического светорассеяния (DLS) на приборе FOQELS компании Brookhaven Instruments Corporation. Метод динамического рассеяния света является практически единственным надежным методом для определения размеров частиц субмикронного размера. Он позволяет анализировать не только наночастицы, но и более крупные частицы диаметром до 6 мкм. Метод заключается в следующем: образцы рассеивают свет лазера, причем из-за броуновского движения частиц интенсивность рассеянного света меняется во времени.

Прибор FOQELS, разработанный компанией Brookhaven Instruments, представляет возможность оптоволоконного (FO) определения распределения частиц по размерам по квазиупругому светорассеянию (QELS). При этом FOQELS позволяет определять распределение частиц по размерам в значительно большем диапазоне концентраций, чем обычные приборы, работающие по принципу динамического рассеяния света.

Вследствие невозможности непосредственного применения данного метода в битумах, из-за больших значений оптической плотности данных объектов, измерения



а) глубина проникания иглы при 25°С *б) растяжимость при 25°С*

в) температура хрупкости, °С *г) изменение температуры размягчения после прогрева*

Рис. 1 — Диаграммы изменения физико-химических показателей битумов от группового химического состава

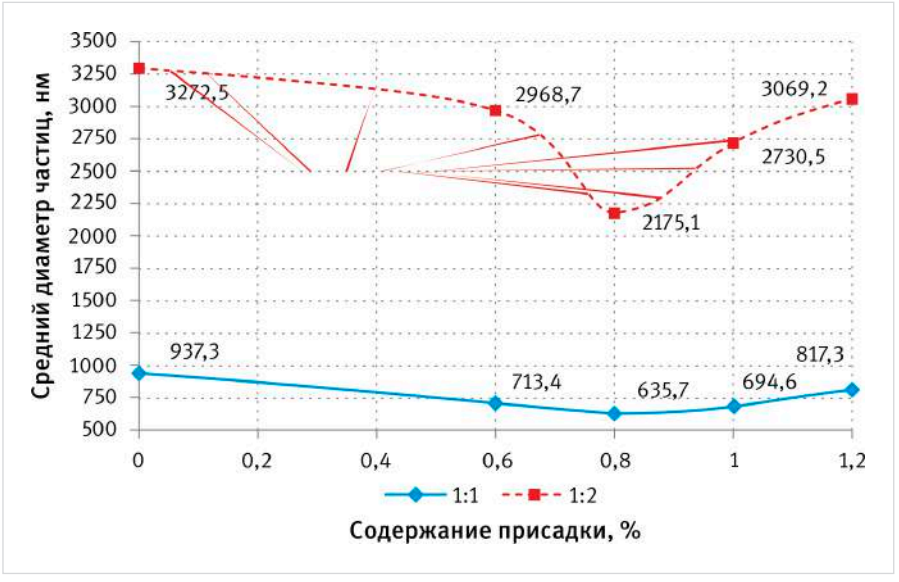


Рис. 2 — Зависимость среднего диаметра дисперсных частиц от содержания присадки в среде толуол : гептан

проводились в модельных растворах битумов аналогично работе [17]. Образцы битумов были растворены в толуоле с концентрацией 2 г/л, затем был добавлен гептан. Соотношение растворителей толуол:гептан=1:1 и 1:2 [18, 19]. При этом необходимо учесть, что при установлении закономерности изменения среднего диаметра дисперсных частиц модельных растворов битумов от внешних воздействий введение растворителей следует расценивать как дополнительное внешнее воздействие на реальную систему [17].

Полученные результаты представлены на рис. 2.

Как видно из результатов измерений в среде толуол : гептан, независимо от соотношения растворителей наименьший диаметр частиц соответствует дозировке присадки в битуме 0,8 % масс. Это связано с тем, что присадка обеспечивает разрушение агрегативных комбинаций с образованием более мелких структур вместе с их сольватацией [20]. Это может свидетельствовать о том, что при этом содержании присадки «Адгезолин» битумная система находится в состоянии, которое условно можно назвать «активным». По всей видимости, при дальнейшем увеличении дозировки присадки происходит инверсия фаз, т.е укрупнение частиц.

Итоги

При введении разработанной нами присадки в исходный битум в количестве около 1 % масс. главным образом изменяется содержание парафино-нафтеновыми углеводородов в сторону уменьшения и асфальтенов в сторону увеличения. Исходя из результатов группового химического состава, можно сделать вывод, что присадка распределяется в основном между моноциклоароматическими углеводородами и асфальтенами.

Выводы

Таким образом, введение в битум присадки «Адгезолин» и нагревание его при 120–130°С изменяет поведение некоторых групп углеводородов по сравнению с поведением этих же групп в отсутствии присадки. В результате исследования размеров частиц установлено, что система находится в наиболее «активном состоянии» при содержании присадки «Адгезолин» в количестве 0,8 % масс.

Список испльзуемой литературы

1. Абдульманов Р.Г. Агрегативная устойчивость тяжелого дистиллятного сырья в присутствии активирующих добавок // Химия и технология топлив и масел. 1985. № 1. С. 28–29.
2. Сюняев З. И. Физико-химическая механика дисперсных систем. М.: МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, 1981. 90 с.
3. Сюняев З.И., Сафиева Р.З., Сюняев Р.З. Нефтяные дисперсные системы. М.: Химия, 1990. 226 с.
4. Поконова Ю.В., Гайле А.А., Спиркин В.Г., Чертков Я.Б., Фахрутдинов Р.З., Сафиева Р.З., Тахистов В.В., Батуева И.Ю. Химия нефти. Л.: Химия, 1984. 360 с.
5. Грушова Е.И., Юсевич А.И., Тимошкина М.А., Шрубок А.О. Исследование ассоциативных структур нефти и битума // Труды Белорусского государственного технологического университета. 2008. Т. 1. №4. С. 58–60.
6. Кемалов А.Ф. Интенсификация производства окисленных битумов и модифицированные битумные материалы на их основе. Казань: КГТУ, 2005. 41 с.
7. Loos H., Urban R. Zum alterungsverhalten non bitumen. Strasse und Autobahn, 1984, Vol. 35, issue 8, pp. 322–325.
8. Кемалов Р.А., Борисов С.В., Петров С.М., Кемалов А.Ф. Свойства и применение полифункциональных модификаторов и битумных материалов на их основе. Международная научно-практическая конференция «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов», тезисы докладов. Казань, 2007.
9. Кемалов Р.А., Петров С.М., Кемалов А.Ф. Изучение превращений компонентов модификатора для битумных материалов // Технологии нефти и газа. 2007. №5. С. 11–16.
10. Гун Р.Б. Нефтяные битумы. М.: Химия, 1973. 311 с.
11. Мухаматдинов И.И., Фахретдинов П.С., Кемалов А.Ф. Новая адгезионная присадка для битумов дорожного назначения // Нефтепереработка и нефтехимия. 2013. № 12. С. 33–36.
12. Мухаматдинов И.И., Кемалов А.Ф., Фахретдинов П.С. Влияние адгезионной присадки на свойства асфальтобетона // Наука и техника в дорожной отрасли. 2014. №4. С. 30–31.
13. Мухаматдинов И.И., Кемалов А.Ф., Фахретдинов П.С. Влияние температуры на адгезионную способность битума к минеральным материалам // Вестник Казанского технологического университета. 2014. Т.17. № 24. С. 209–211.
14. Кемалов А.Ф. Использование отходов нефтехимических производств для интенсификации процесса получения нефтяных битумов. Казань: КГТУ, 1995. 146 с.
15. Туманян, Б. П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем. М.: Техника, 2000. 336 с.
16. Грушова Е.И., Шрубок А.О., Юсевич А.И. Исследование свойств нефтяных дисперсных систем // Труды Белорусского государственного технологического университета. 2009. Т.1. №4. С.58–60.
17. Гуреев А.А. Физико-химическая технология производства и применения нефтяных битумов. Москва: ГАНГ им. И. М. Губкина, 1993. 612 с.
18. Marczak W., Dafri D., Modaressi A., Zhou H., Rogalski M. Physical state and aging of flocculated asphaltenes. Energy&Fuels, 2007, issue 21, pp. 1256–1262.
19. Acevedo S., Castillo J, and Hernán Del Carpio E. Precipitation of asphaltenes and resins at the toluene-silica interface: an example of precipitation promoted by local electrical fields present at the silica-toluene interface // Energy&Fuels. 2014. № 28. pp. 4905–4910.
20. Петрухина Н.Н. Регулирование превращений компонентов высоковязких нефтей при их подготовке к транспорту и переработке. Москва: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014. 205 с.

Effect of additives "Adgezolin" on component composition and dispersion of oxidized bitumen

UDC 665.7.038.2

Author:
Irek I. Mukhamatdinov — graduate student[1]; mc-gross@mail.ru
Alim F. Kemalov — Sc.D., professor, head of department[1]
Pavel S. Fakhretdinov — Ph.D., associate professor[1]

[1]Department of high-viscosity oil and natural bitumen Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

Abstract
The article presents the study results of aftereffect of the adhesive additive "Adgezolin" on the component composition and dispersion of the oxidized bitumen production by PSC "TAIF-NK".

Materials and methods
Oxidized bitumen BND-brand 60/90, adhesive additive "Adgezolin", method of adsorption-liquid chromatography, the program «Statistica», the method of dynamic light scattering (DLS).

Results
After the "Adgezolin" was added to the original bitumen in an amount of about 1% by weight mainly was changed the content of parafinic-naphthenic hydrocarbons (decrease) and asphaltenes (increase). Based on the results of the group of the chemical composition can be concluded that the additive is distributed substantially between monocyclearomatic hydrocarbons and asphaltenes.

Conclusions
Thus, after the addition of "Adgezolin" into bitumen and heating it to 120–130°C alters the behavior of some hydrocarbon groups compared with the behavior of the same groups in the absence of additives. The study of particle sizes indicate that the system is more "active" if they contain additives "Adgezolin" in an amount of 0.8% by weight.

Keywords
complex structural unit, bitumen, adhesive additive, the group chemical composition, the method of dynamic light scattering

References

1. Abdul'manov R.G. *Agregativnaya ustoychivost' tyazhelogo distillyatnogo syr'ya v prisutstvii aktiviruyushchikh dobavok* [Aggregate stability of the heavy distillate feedstocks in the presence of adjuvants]. Chemistry and technology of fuels and oils. 1985, issue 1, pp. 28–29.
2. Syunyaev Z. I. *Fiziko-khimicheskaya mekhanika dispersnykh sistem* [Physico-chemical mechanics of disperse systems]. Moscow.: MINH and GP I.M. Gubkin, 1981, 90 p.
3. Syunyaev Z.I., Safieva R.Z., Syunyaev R.Z. *Neftyanye dispersnye sistemy* [Oil dispersions]. Moscow: *Khimiya*, 1990, 226 p.
4. Pokonova Yu.V., Gayle A.A., Spirkin V.G., Chertkov Ya.B., Fakhrutdinov R.Z., Safieva R.Z., Takhistov V.V., Batueva I.Yu. *Khimiya nefti* [Chemistry of oil]. Leningrad: *Khimiya*, 1984, 360 p.
5. Grushova E.I., Yusevich A.I., Timoshkina M.A., Shrubok A.O. *Issledovanie assotsiativnykh struktur nefti i bituma* [A study of associative structures of oil and bitumen]. Proceedings of the Belarusian State Technological University, 2008, Vol. 1, issue 4, pp. 58–60.
6. Kemalov A.F. *Intensifikatsiya proizvodstva okislennykh bitumov i modifitsirovannye bitumnye materialy na ikh osnove* [Intensification of production of oxidized bitumen and modified bitumen materials on their basis]. Kazan: Kazan State Technological University, 2005, 41 p.
7. Loos H., Urban R. Zum alterungsverhalten non bitumen. Strasse und Autobahn, 1984, Vol. 35, issue 8, pp. 322–325.
8. Kemalov R.A., Borisov S.V., Petrov S.M., Kemalov A.F. *Svoystva i primenenie polifunktsional'nykh modifikatorov i bitumnykh materialov na ikh osnove* [Properties and application of multifunctional modifiers and bitumen-based materials]. International scientific-practical conference "Enhanced oil recovery at a later stage of development of oil fields and the comprehensive development of heavy oil and natural bitumen," abstracts. Kazan, 2007.
9. Kemalov R.A., Petrov S.M., Kemalov A.F. *Izuchenie prevrashcheniy komponentov modifikatora dlya bitumnykh materialov* [The study of transformations modifier components for bituminous materials]. *Tekhnologii nefti i gaza*. 2007, issue 5, pp. 11–16.
10. Gun R.B. *Neftyanye bitumy* [Petroleum asphalts]. Moscow: *Khimiya*, 1973, 311 p.
11. Mukhamatdinov I.I., Fakhretdinov P.S., Kemalov A.F. *Novaya adgezionnaya prisadka dlya bitumov dorozhnogo naznacheniya* [New adhesive additives for road bitumen destination] // Refining and Petrochemicals. 2013. № 12. p. 33-36.
12. Mukhamatdinov I.I., Kemalov A.F., Fakhretdinov P.S. *Vliyanie adgezionnoy prisadki na svoystva asfal'tobetona* [Influence of additives on the adhesion properties of asphalt]. *Nauka i tekhnika v dorozhnoy otrasli*, 2014, issue 4, pp. 30–31.
13. Mukhamatdinov I.I., Kemalov A.F., Fakhretdinov P.S. *Vliyanie temperatury na adgezionnuyu sposobnost' bituma k mineral'nym materialam* [Temperature effect on the adhesiveness of the bitumen to mineral materials] Bulletin of Kazan Technological University, 2014, Vol.17, issue 24, pp. 209–211.
14. Kemalov A.F. *Ispol'zovanie otkhodov neftekhimicheskikh proizvodstv dlya intensifikatsii protsessa polucheniya neftyanykh bitumov* [Using waste petrochemical industries to intensify the process of obtaining bitumen]. Kazan: Kazan State Technological University, 1995, 146 p.
15. Tumanyan, B. P. *Nauchnye i prikladnye aspekty teorii neftyanykh dispersnykh system* [Scientific and applied aspects of the theory of oil disperse systems]. Moscow: *Tekhnika*, 2000, 336 p.
16. Grushova E.I., Shrubok A.O., *Yusevich A.I. Issledovanie svoystv neftyanykh dispersnykh sistem* [Studying the properties of oil disperse systems]. Proceedings of the Belarusian State Technological University, 2009, Vol.1, issue 4, pp. 58–60.
17. Gureev A.A. *Fiziko-khimicheskaya tekhnologiya proizvodstva i primeneniya neftyanykh bitumov* [Physico-chemical production technology and application of bitumen]. Moscow: *GANG im. I. M. Gubkina*, 1993, 612 p.
18. Marczak W., Dafri D., Modaressi A., Zhou H., Rogalski M. Physical state and aging of flocculated asphaltenes. Energy & Fuels, 2007, issue 21, pp. 1256–1262.
19. Acevedo S., Castillo J, and Hernán Del Carpio E. Precipitation of asphaltenes and resins at the toluene-silica interface: an example of precipitation promoted by local electrical fields present at the silica-toluene interface. Energy & Fuels. 2014, issue 28, pp. 4905–4910.
20. Petrukhina N.N. *Regulirovanie prevrashcheniy komponentov vysokovyazkikh neftey pri ikh podgotovke k transportu i pererabotke* [Regulation of high-viscosity oil component transformations during their preparation for transport and processing]. Moscow: Gubkin Russian State Oil and Gas University, 2014, 205 p.

УДК 66

Решение задачи утилизации отработавших автомобильных покрышек с использованием мобильной установки

Т.В. Неваленова
д.э.н., директор[1], член-корреспондент[2], аудитор-эколог[3], эксперт[4]
uptufa@mail.ru

[1]ООО НПФ «Уралпромтехно», Уфа, Россия
[2]Международная академия менеджмента, Москва, Россия
[3]Национальная экологическая аудиторская палата, Москва, Россия
[4]секция «Экологические вопросы в топливно-энергетическом комплексе» Консультативный Совет при Председателе Думы Федерального собрания, Москва, Россия

Статья посвящена инновационной технологии утилизации отработавших покрышек.

Материалы и методы
Нормативно правовая-база.

Ключевые слова
утилизация шин, мобильная установка, резиновая крошка, инновационная технология, наилучшие доступные технологии, утилизация отходов

По России ежегодный прирост отработавших шин оценивают приблизительно в 50 млн шт. По данным НИИ шинной промышленности, только в Москве каждый год выводят из эксплуатации до 60 тыс. т автомобильных шин с металлическим кордом (резина — 80%, корд текстильный — 6%, корд металлический —10%, проволока — 4%) и с тканевым кордом (резина — 87%, корд текстильный — 10%, проволока — 3%).

В России отработавшие автомобильные шины попадают главным образом на рельеф местности, т.е. в основном на обочины дорог в пригородах и на прилегающие к дорогам территории. Также следует отметить, что автомобильный парк в России и, соответственно, количество отработавших автомобильных шин имеют тенденцию к существенному росту. Поэтому как в близкой, так и в среднесрочной перспективах данная проблема не только не исчезнет, а, напротив, обострится.

Срок службы автотранспортных шин установлен в [1]. На территории Российской Федерации действует [2], распространяющийся на легковые, грузовые автомобили, прицепы, мотоциклы, квадроциклы и т.д.

Обращение с отработавшими шинами регламентировано законодательно, в первую очередь — федеральными законами [3] и [4] с подзаконными актами к ним, а также межгосударственными документами: [5], [6] и 47 ст. [7].

Рис. 1 —Общий вид мобильной установки по утилизации отработавших покрышек

Стратегическими документами Российской Федерации вопросы обращения с отходами признаны одним из приоритетных направлений улучшения экологического состояния Российской Федерации.

Получение резиновой крошки путем измельчения или гранулирования и ее последующее использование в промышленности отнесено пунктом 8.1 [8] к наилучшим доступным технологиям утилизации отработавших автомобильных шин.

Метод механического дробления шин привлекает низкой себестоимостью и сохранением первоначальной структуры и свойств каучука и других полимеров, содержащихся в отходах.

Отработавшие шины являются наиболее крупными по габаритам, многотоннажными и сложными по составу отходами. Производство шин для авто, авиа- и мототехники, дорожных и строительных машин, колесных тракторов постоянно растет, а, следовательно, непрерывно увеличиваются и отходы их потребления. При этом накопление изношенных шин происходит по всей территории нашей страны, включая отдаленные и плохо освоенные территории, где сбор и транспортировка шин к месту их утилизации являются дорогостоящими мероприятиями и практически неосуществимы. Стандартная фура «Евротент» грузоподъемностью 20–22 тонны, объемом 82–86 м^3, длиной 13,2–13,6 м за счет формы отработавших шин может быть заполнена ими только на 48–65% по весу, т.е. примерно половина каждой фуры заполняется воздухом, что увеличивает затраты на транспортировку отработавших покрышек к месту утилизации и снижает объемы переработки в единицу времени.

Именно «благодаря» экономической нецелесообразности транспортировки отработавших шин объем переработки (утилизации) отработавших шин крайне низок и по данным экспертов в целом по России составляет около 20%.

Решение вышеизложенной проблемы заключается в переработке отработавших шин в местах их образования. ООО НПФ «Уральские промышленные технологии» разработана и успешно используется уникальная инновационная технология по утилизации отработавших шин с использованием мобильной установки. Мониторинг российского рынка показывает, что на сегодня это единственная компания, предлагающая переработку отработавших шин в месте их накопления.

Производительность мобильной установки до 10 000 шт. отработавших покрышек в год.

Общий вид мобильной установки по утилизации отработавшихпокрышек приведен на рис. 1.

Мобильная установка с помощью трактора или автомобиля доставляется к месту сбора и хранения, крепится выдвижными опорами и подключается к электрической сети, при отсутствии такой возможности — к дизельному генератору. При этом полностью исключаются затраты на транспортировку до места расположения стационарного завода по утилизации отработавших шин. Экологическая, санитарная и промышленная безопасность являются неоспоримыми преимуществами при проведении работ по переработке шин, используя мобильность установки.

Технология производства по данному проекту обеспечивает получение резинового порошка с физическими параметрами, отличающими его от аналогичных продуктов, производимых с использованием других технологий. Частицы порошка имеют размеры в диаметре от 2 мм и менее в высокоразвитую поверхность, что позволяет продукту в более полной мере вступать во взаимодействие с другими компонентами и тем самым создавать композиции более высокого качества. Качество резинового порошка, продукта переработки отработавших шин установлено техническими условиями [9].

При применении, транспортировании и хранении порошок резиновый не загрязняет окружающую среду, не образует токсичных соединений в воздушной и водной средах.

Свойства резинового порошка, полученного по нашей технологии, позволяют применять его во многих отраслях, в том числе при производстве автошин, материалов для кровельных работ, организации спортивных сооружений, производстве специального дорожного покрытия, резинотехнических изделий (рис. 2).

Технология переработки отработавших покрышек на мобильной установке основана на методе механической скоростной переработки с воздушной сепарацией резинового порошка по заданным размерам (что позволяет получать различные фракции крошки) и одновременным отделением измельченного корда.

Эта технология позволяет:
1. Сохранить полезные свойства резины;
2. Получить качественную продукцию с минимальным содержанием металлических, текстильных и прочих посторонних включений.

Максимальный размер отработавших покрышек для переработки по данной технологии составляет 1800 мм.

Одновременно с производством товарной продукции из отходов уникального по своим качествам вторичного сырья, решаются важные экологические задачи: сохранение природных ресурсов, улучшение экологического благополучия страны, а также получение высококачественного сырья для производства конкурентоспособной продукции отечественного производства. Промышленная скорость переработки на одной установке составляет не менее 200 кг покрышек в час. При этом выход конечного продукта — резиновой крошки — достигает 75% от массы отработанной покрышки.

В процессе переработки отработавших шин образуется до 25% металла [8], т.е. с каждой тонны переработанных шин получится до 250 кг металлических отходов. Металлические отходы передаются специализированным организациям на повторную переработку. Других отходов, а также сточных вод в процессе работы установки не образуется.

Объем переработки отработавших шин по типоразмерам приведен в таб. 1.

Область применения резинового порошка ТУ 2519-004-55800779-08

Тип автомобиля	Объем переработки, шт./год
Легковой пассажирский автомобиль	28242–52300
Легковой автомобиль общего назначения	47593
Грузовой автомобиль	10460
Автопоезд	6276–9414
Сельскохозяйственная машина	5230

Таб. 1 — Объем переработки отработавших автомобильных шин по типоразмерам на одной мобильной установке

Итоги

Переработка отработавших шин по технологии ООО НПФ «Уралпромтехно» экономически выгодна.

1. Охват всех, даже удаленных территорий, программой утилизации покрышек;
2. Снижение финансовых и временных затрат на проектно-изыскательские и строительно-монтажные работы в сравнении с вариантом размещения стационарных заводов;
3. Организация производства, не требующего обязательного наличия электрических, водопроводных и канализационных сетей;
4. Обеспечение экологически чистого производства в связи с отсутствием вредных выбросов, стоков и большого количества отходов;
5. Внедрение промышленно безопасного производства в связи с отсутствием температурной, химической, радиационной обработки;
6. Проведение переработки отработавших шин в местах их накопления;
7. Получение вторичного материала — мелкодисперсного, высокоактивного резинового порошка, сырья для производства автошин и резинотехнических изделий, резинобитумных материалов для строительства автодорог и гидроизоляционных работ, сорбента нефтепродуктов при ликвидации последствий аварий.

Выводы

Утилизация отработавших покрышек по нашей технологии с использованием мобильных установок, является уникальной, т.к.

1. На сегодняшний день в России «Уральские промышленные технологии» являются единственным поставщиком услуги по переработке отработавших автомобильных и авиационных шин в местах их накопления. На российском рынке предложения по переработке покрышек в местах их накопления отсутствуют;
2. Технология отнесена к наилучшим доступным;
3. Технология применима в удаленных местах, не имеющих развитой инфраструктуры;
4. Технология экономически выгодна для заказчика: не требует затрат на транспортировку, снижает до минимума экологические риски.
5. Комплексный подход к решению проблемы накопления отходов (отработавших шин) — проработка использования крошки в качестве сырья для ремонта, реконструкции, строительства дорожного полотна в месте (или вблизи места) переработки.

Список используемой литературы

1. РД 3112199-1085-02 Временные нормы эксплуатационного пробега шин автотранспортных средств.
2. Технический регламент О безопасности колесных транспортных средств от 10.09.2009 № 720.
3. Федеральный закон «Об охране окружающей среды».
4. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 N 89-ФЗ.
5. Методические рекомендации по идентификации и размещению отработавших шин, подготовленных Технической рабочей группой Базельской конвенции о контроле за трансграничной перевозкой опасных отходов и их удалением. Серия SBS N 02/10, ноябрь 2002 г.
6. Директива Совета Европейского союза 1999/31/ЕС «О захоронении отходов на полигонах».
7. Модельный закон «Об отходах производства и потребления» (страны СНГ) от 31.10.2007 N 29-15.
8. ГОСТ Р 54095-2010 Ресурсосбережение. Требования к экобезопасной утилизации отработавших шин.
9. ТУ 2519-004-55800779-08 Порошок резиновый.

Научно-производственная фирма
УРАЛЬСКИЕ ПРОМЫШЛЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

450096, г. Уфа, ул. Лесотехникума,24/1
www.uptufa.ru
e-mail: uptufa@mail.ru
+7 (347)241-64-75

ENGLISH **ECOLOGY**

Utilization of used car tyres by using mobile unit

UDC 66

Author:
Tatyana V. Nevalenova — Sc.D., director[1], corresponding member[2], environmental auditor[3], expert[4]; uptufa@mail.ru

[1]SPC "Uralpromtechno", Ufa, Russian Federation
[2]International Academy of Management, Moscow, Russian Federation
[3]National Environmental Audit Chamber, Moscow, Russian Federation
[4]department "Environmental issues in the fuel and energy complex" of Advisory Council under the Chairman of the Duma of the Federal Assembly, Moscow, Russian Federation

Abstract

This article describes an innovative utilization technology of used car tyres.

Materials and methods

Rules and regulations.

Results

Utilization of used car tyres by "Uralpromtechno" technology has economic benefits.

1. The car tyre utilization program also can be realized in remote territories.
2. Reducing financial and time costs for design and survey work, installation and construction work in comparison with stationary waste-recycling plants.
3. That type of production does not need electrical, water and sewerage systems.
4. Environmental production because there are no polluting emissions, wash-offs.
5. The production is safe because there are no thermal, chemical and radiation treatments.
6. The utilization of used tyres in place of them accumulation.
7. The fine powder could use in car tyres production, rubber goods, rubber bitumen materials to constructions of road and waterproofing works, and as an oil products sorbent to elimination of emergency.

Conclusions

Utilization of used car tyres by our mobile unit is unique because:

1. Today "Uralpromtechno" is the only provider of service to utilization of used car tyres in place them accumulation. At Russian market does not exist the similar service.
2. That technology is the best of achievable technologies.
3. Our technology could use in places with no infrastructure.
4. The technology is profitable for client. There no transport costs and environmental risk is minimal.
5. Complex approach to solve the tyres accumulation problem.

Keywords

car tyres utilization, mobile unit, rubber granules, innovative technology, best achievable technologies, utilization

References

1. Guidance document 3112199-1085-02 Time norms operational mileage of tires of vehicles.
2. Technical regulation on safety of wheeled vehicles dated 10.09.2009.
3. Federal Law "On Environmental Protection" dated 10.01.2002 № 7-FZ.
4. Federal law "On Production and Consumption Waste" dated 24.06.1998 № 89-FZ.
5. Technical Guidelines on the Identification and Management of Used Tyres. Basel Convention series SBC No. 02/10.
6. Council Directive 1999/31/EC of 26 April 1999 on the landfill of waste.
7. Model Law "On Production and Consumption Waste" (CIS countries) dated 31.10.2007 N 29-15.
8. GOST R 54095-2010 Resources conservation. Requirements for environmental recovery of used tyres.
9. TOR 2519-004-55800779-08 Rubber rowder.

22-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ & ГАЗ & НЕФТЕХИМИЯ

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ISO - 9001
КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

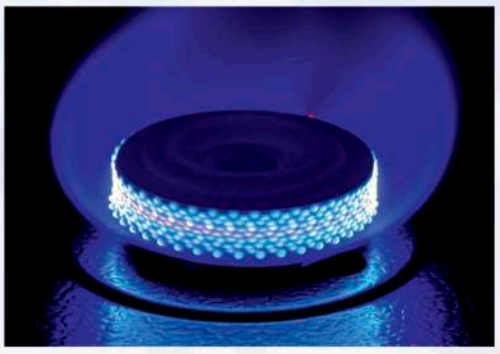
РОССИЙСКИЙ СОЮЗ ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК

ufi Member

В РАМКАХ

ТНФ

ТАТАРСТАНСКОГО НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО ФОРУМА



Организаторы:
Аппарат Президента Республики Татарстан
Министерство Промышленности и Торговли Республики Татарстан
ОАО «Казанская ярмарка»

При поддержке:
Президента Республики Татарстан

2-4 сентября Казань, 2015

www.oilexpo.ru

Выставочный центр «Казанская ярмарка»
Россия, 420059, Казань,
Оренбургский тракт, 8
т/ф.: (843) 570-51-14, 570-51-17, 570-51-23
(843) 570-51-11 (круглосуточный)
e-mail: d2@expokazan.ru, d3@expokazan.ru
www. oilexpo.ru, www.expokazan.ru

12+

ufi Approved Event

23-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

KIOGE

ВЫСТАВКА
6-9
ОКТЯБРЯ
2015
АЛМАТЫ

КОНФЕРЕНЦИЯ
7-8
ОКТЯБРЯ
2015
АЛМАТЫ

www.kioge.ru

ГЛАВНОЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ В КАЗАХСТАНЕ И СТРАНАХ ПРИКАСПИЙСКОГО РЕГИОНА

ОРГАНИЗАТОР ITE ГРУППА КОМПАНИЙ

ITE MOSCOW
T +7 495 935 7350
E oil-gas@ite-expo.ru

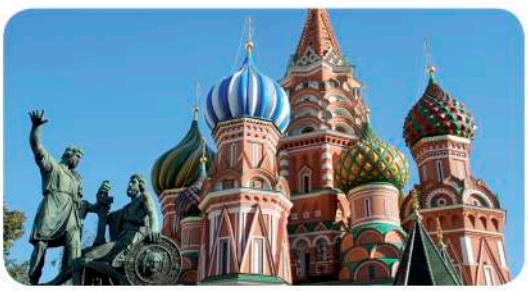
ITE GROUP PLC
T +44 (0) 207 596 5000
E og@ite-events.com

EAGE

EUROPEAN ASSOCIATION OF GEOSCIENTISTS & ENGINEERS

Календарь мероприятий Регионального офиса EAGE в России и странах СНГ 2015 – 2016 гг.

Европейская ассоциация геоучёных и инженеров (EAGE) активно содействует развитию и применению наук о Земле и связанных с ними инженерных отраслей, развитию инноваций и технического прогресса, способствует общению и сотрудничеству между специалистами в этих областях. Мы будем рады видеть вас на наших мероприятиях в 2015 – 2016 гг.



Мероприятия в 2015 - 2016 гг.

7—10 сентября 2015 г.	Геомодель 2015: 17-я международная научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа	г. Геленджик, Россия
20—22 октября 2015 г.	Горизонтальные скважины. Проблемы и перспективы Первый научный семинар	г. Москва, Россия
16—20 ноября 2015 г.	Образовательные дни Москва 2015 Программа образовательных курсов по геонаукам	г. Москва, Россия
11—14 апреля 2016 г.	Санкт-Петербург 2016. Через интеграцию геонаук — к постижению гармонии недр 7-я международная геолого-геофизическая конференция и выставка	г. Санкт-Петербург, Россия
25—29 апреля 2016 г.	Инженерная геофизика 2016 12-я научно-практическая конференция и выставка	г. Геленджик, Россия
22—26 августа 2016 г.	ГеоБайкал 2016 4-я международная конференция	г. Иркутск, Россия
5—8 сентября 2016 г.	Геомодель 2016: 18-я международная научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа	г. Геленджик, Россия
3—6 октября 2016 г.	Сахалин 2016 4-й международный научно-практический семинар	г. Южно-Сахалинск, Россия
21—25 ноября 2016 г.	Образовательные дни Москва 2016 Программа образовательных курсов по геонаукам	г. Москва, Россия

С полным перечнем мероприятий EAGE можно ознакомиться на сайтах www.eage.ru и www.eage.org.

جوائز أديبك
ADIPEC AWARDS
EXCELLENCE IN ENERGY 2015

Hosted by
أدنوك
ADNOC
شركة بترول ابوظبي الوطنية

Abu Dhabi, UAE

9th November 2015

adipec.com/awards

Open Now for Entries
Apply Today!

Celebrating success through

innovation

T: +971 2 444 4909, F: +971 2 444 4383, E: adipecawards@dmgeventsme.com

OFFICIAL PUBLICATION: Pipeline Oil & Gas Magazine

VENUE PARTNER: ADNEC

CONFERENCE ORGANISER: SPE International, Society of Petroleum Engineers

ORGANISED BY: dmg events

OGT EXPO

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА 2015

20-я международная выставка "Нефть и Газ Туркменистана 2015"

17-19 НОЯБРЬ 2015

Здание ТПП Туркменистана, ул.Чандыбил
Ашхабад / Туркменистан

108 ЭКСПОНЕНТЫ ИЗ 19 СТРАН В 2014 ГОДУ

net organization

T: +90 212 272 61 62
info@ogtexpo.com
www.ogtexpo.com

XV ЮБИЛЕЙНАЯ ЕЖЕГОДНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ – 2015

Инновационные технологии и теоретико- экспериментальные исследования в интегрированной наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике

27–31 октября 2015 г.
Москва, ул. Народного Ополчения, 38 корп. 3

Организаторы: ОАО «Центральная Геофизическая Экспедиция» (ЦГЭ), Институт физики земли им. О.Ю. Шмидта РАН (ИФЗ РАН), ООО «Геоверс»

Информационная поддержка: ЕАГО, EAGE и журналов ГЕОФИЗИКА и Геофизический вестник ЕАГО, Технологии сейсморазведки, Экспозиция Нефть Газ, First Break, НефтеСервис, Нефть Газ Новации, Приборы и системы разведочной геофизики, ROGTEC и др.

Участники: Мы приглашаем геофизиков и геологов нефтегазодобывающих и разведочных компаний, ученых и специалистов НИИ, ВУЗов и НТЦ России, стран СНГ и Европы принять активное участие в работе конференции.

В рамках конференции планируются следующие мероприятия:

- **научно-практическая конференция** (устные и стендовые доклады);
- **коммерческие и некоммерческие презентации компаний-участников**: инновационные технологии сбора сейсмической информации, согласование мероприятий по **импортозамещению отечественным программным обеспечением** для обработки и интегрированной интерпретации геолого-геофизических, промысловых и других данных. для построения геологических и гидродинамических моделей месторождений с подсчётом запасов УВ, мониторинга разработки и ГРП при эксплуатации месторождений низкопроницаемых коллекторов и решения других задач.

Темы устных и стендовых докладов:

- **Наземно-скважинная сейсморазведка 2D и 3D,** интегрированная с разными модификациями ВСП. Технологические возможности и ограничения НВСП – непродольных модификаций ВСП при изучении около скважинного пространства, на всех этапах ГРР. Эффективность применения ВСП в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.
- **Изучение трещиноватости** коллекторов сейсмическими технологиями наблюдений и интерпретации данных. Оценка трещинной пористости карбонатного массива по данным азимутального НВСП, локализация зон трещиноватости по данным многоволнового акустического каротажа, использования рассеянных обменных волн для выделения пластовых зон трещноватости.
- **Микросейсмические методы** изучения недр Земли. Геологические результаты 3D- сейсморазведки шумящих сред и дифракционная томография с управляемым облучением. Низкочастотное сейсмическое зондирование для разведки малоразмерных и сложно построенных залежей УВ. Микросейсмический мониторинг для контроля качества выполнения операций ГРП. Использование рассеянных обменных поперечных и других типов волн для прогноза и изучения зон трещиноватости коллекторов.
- **Повышение нефтеотдачи** пластов и оптимизации обводнённости разрабатываемых коллекторов УВ с учётом влияния приливных движений Земли на расширение и сжатие горных пород. Мониторинг много-стадийного ГРП с дневной поверхности и другие инновационные методы увеличения нефтеотдачи.
- **Программные, теоретико-экспериментальные и технологические разработки**. Прогнозирование ФЕС и подсчёт запасов залежей УВ по сейсмическим и скважинным данным с использованием программных комплексов DV-Discovery, DV-SeisGeo и DV-Geo. О новом методе воздушной и морской сейсморазведки с блуждающей фокусировкой и других новациях.

Как видите, «Гальперинские чтения» — не только про ВСП.

Подробная информация об условиях участия, сроков представления докладов, регистрации и оформления финансовых документов:
на сайтах **www.geovers.com** и **www.cge.ru**
E-mail: vspfin@geovers.ru, и по телефонам: 7 (499)192-81-35, Наталья Александровна.
Для представления тезисов докладов — по телфону 7 (499)192-65-39 и e-mail: vsmanukov@cge.ru
Председатель Программного комитета конференции Мануков Виктор Сергеевич.

Журнал Экспозиция Нефть Газ является постоянным информационным партнером «Гальперинских чтений». Многие темы докладов, которые озвучиваются в рамках данной конференции, активно анонсируются и обсуждаются на страницах нашего журнала.

Шестой номер издания, который выйдет в первых числах октября, будет посвящен геологии и геофизике. Специалистами компаний-партнеров нашего журнала готовятся к публикации научно-технические материалы, посвященные инновационным технологиям и исследованиям в наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике.

Приглашаем и Вашу компанию, и Ваших специалистов принять участие в формировании шестого номера журнала. Помимо платного рекламного модуля у Вас есть возможность разместить на бесплатной основе актуальные научно-технические статьи (НТС) о новейших разработках в области геофизики и рассказать о деятельности вашей компании.

По вопросам публикации обращаться в редакцию журнала Экспозиция Нефть Газ
+7 499 681-04-25, +7 8552 38-51-26
www.runeft.ru

КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ АВГУСТ-НОЯБРЬ 2015

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**
Саратов, 25 августа - 27 августа
EXPO.SOFIT.RU

Один из старейших нефтегазодобывающих регионов России, где в настоящее время насчитывается более 500 действующих скважин, функционирует крупный нефтеперерабатывающий завод.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. НЕФТЕХИМИЯ**
Казань, 2 сентября - 4 сентября
OILEXPO.RU

Международная специализированная выставка ПФО, предоставляющая возможность продвижения технологий и оборудования на нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие предприятия РТ.

конференция **ГЕОМОДЕЛЬ**
Геленджик, 7 сентября -10 сентября
EAGE.RU

17-я конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа

выставка **НЕФТЬ И ГАЗ**
Ижевск, 8 сентября - 10 сентября
VCUDMURTIA.RU

Добыча, переработка и сбыт нефти и газа. Оборудование, геология и геофизика, техника и технологии для добычи нефти и газа, нефтепереработки и нефтехимии. Сервисные услуги. РТИ.

конференция **МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**
Ижевск, 9 сентября - 10 сентября
KONFERENC-NEFT.RU

Обзор существующих методов и повышение эффективности извлечения нефтей на существующей и поздней стадии разработки месторождений. ОПЗ. ГТМ. ОРЭ.

выставка **НЕФТЕДОБЫЧА. НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА. ХИМИЯ**
Самара, 9 сентября - 11 сентября
GASOIL-EXPO.RU

Мероприятие нефтяной отрасли, содействующее развитию нефтяной и химической промышленностей при участии компаний Роснефть, Лукойл, Транснефть и всех перерабатывающих заводов Самарской области.

конференция **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА**
Москва, 10 сентября
N-G-K.RU

Основной вопрос – импортозамещение. Представители нефтяных компаний информируют о реализуемых проектах, возможностях для отечественных поставщиков и подрядчиков.

конференция **ТРУБЫ**
Челябинск, 14 сентября - 17 сентября
ROSNITI.RU

Ежегодно подтверждает статус уникального мероприятия на территории СНГ, является важнейшей площадкой обмена передовым опытом и новейшими научно-техническими разработками.

конференция **KDR-2015 1-Й КАЗАХСТАНСКИЙ КРУГЛЫЙ СТОЛ ПО ВОПРОСАМ БУРЕНИЯ**
Астана, Казахстан,15 сентября - 16 сентября
KAZAKHSTANDRILLINGROUNDTABLE.KZ

Мероприятие, адресованное к направлению путей формирования стратегических успехов буровой отрасли в Казахстане. Проходит при поддержке АО НК «КазМунайГаз»

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ТЭК**
Тюмень, 15 сентября - 18 сентября
EXPO72.RU

Цель – содействие развитию предприятий ТЭК, демонстрация современного оборудования и технологий для нефтегазовой промышленности, расширение научно-технического сотрудничества.

конференция **ИННОВАЦИИ В КРС, ЗБС И ПНП, ГРП**
Тюмень, 16 сентября - 17 сентября
TOGC.INFO

Инновации. Автоматизация процессов. Геолого-технические мероприятия для эксплуатации скважин высоковязкой нефти. Ремонтно-изоляционные работы. Колтюбинговые технологии.

конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН**
Анапа, 21 сентября - 26 сентября
CONF2.OILGASCONFERENCE.RU

Обзор вопросов развития технологий, материалов и оборудования в области бурового и сопутствующих видов сервиса, текущего и капитального ремонта скважин.

конференция **АРКТИЧЕСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ НЕДЕЛЯ**
Москва, 22 сентября - 24 сентября
ARCTICWEEK.COM

Конференция «Добыча нефти и газа в Арктике» и IV Конференция «Нефтегазовая логистика Арктики»

выставка **СУРГУТ.НЕФТЬ И ГАЗ.**
Сургут, 23 сентября - 25 сентября
YUGCONT.RU

Масштабное событие в Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, уникальная выставочно-презентационная площадка.

конференция **НЕФТЬ И ГАЗ САХАЛИНА**
Южно-Сахалинск, 28 сентября - 1 октября
WWW.SAKHALIN-OIL-GAS.COM

Только один раз в году и в одном месте – более 500 руководителей нефтегазовой индустрии, заинтересованных в новых проектах на Дальнем Востоке России.

выставка **СОВРЕМЕННЫЕ СИСТЕМЫ БУРЕНИЯ ПРИ КОНТРОЛЕ ДАВЛЕНИЯ**
Хьюстон, США, 4 октября - 10 октября
CAPITALBE.CO.UK

Ознакомление слушателей с последними достижениями колтюбинговых технологий и бурения на депрессии.

выставка **KIOGE**
Алматы, Казахстан, 6 октября - 9 октября
KIOGE.KZ

Трибуна, с которой крупномасштабно, объемно и в то же время детально и профессионально обсуждаются пути развития нефтегазовой индустрии Казахстана и стран Каспийского региона.

конференция **ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ**
Владивосток, 8 октября - 9 октября
CCAPITAL.CO.UK

Освещение конъюнктуры рынков нефти, газа и нефтепродуктов АТР, специфики экспорта нефти и нефтепродуктов из российского Дальнего Востока.

ГОДОВОЙ ПЛАН — http://runeft.ru/activity/

TABLE OF EVENTS AUGUST-NOVEMBER 2015

выставка **СЕРВИС И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ**
Москва 9 октября
RPI-CONFERENCES.COM

Конференция, посвященная обзору тенденций развития нефтесервисного рынка, анализу последних достижений индустрии, обсуждению возможностей повышения эффективности бизнеса компаний-поставщиков.

конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ, РАЗВЕТВЛЕННЫХ СКВАЖИН И ЗБС**
Ялта, Крым, 12 октября - 16 октября
TOGC.INFO

Комплексное изучение всех технологических операций, входящих в процесс строительства горизонтальных и разветвленных скважин, с их последующим анализом и нахождением инновационных предложений.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**
Пермь, 13 октября - 16 октября
OILPERM.RU

Выставка оборудования и технологий, место встречи профессионалов отрасли со специалистами ЛУКОЙЛа, Уралкалия, Еврохима и других промышленных предприятий Пермского Края.

конференция **НЕФТЕГАЗСЕРВИС**
Москва, 14 октября
N-G-K.RU

Традиционное место встречи представителей нефтегазовых компаний со своими подрядчиками.

выставка **РАЗРАБОТКИ В ОБЛАСТИ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**
Абердин, Шотландия, 18 октября - 24 октября
CAPITALBE.CO.UK

Рассмотрение последних достижений в области разработки, изготовления и применения буровых растворов, новейших технологических решений для повышения эффективности и оптимизации добычи.

конференция **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**
Сочи, 19 октября - 24 октября
CONF4.OILGASCONFERENCE.RU

Рассматриваются вопросы проектирования, моделирования, мониторинга буровых работ, интеллектуальный контроль скважин в процессе добычи нефти и газа.

конференция **КОНФЕРЕНЦИЯ ГЕОЛОГОВ И ГЕОФИЗИКОВ - КУДРЯВЦЕВСКИЕ ЧТЕНИЯ**
Москва, 19 октября - 22 октября
CONFERENCE.DEEPOIL.RU

Постоянно действующая, ежегодная конференция для научного сообщества геологов-нефтяников бывшего постсоветского пространства.

конференция **ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ.**
Москва, 20 октября - 22 октября
EAGE.RU

Несмотря на огромный интерес и повсеместное бурение горизонтальных скважин, до сих пор существует огромное количество нерешённых вопросов, которые предлагается обсудить в рамках семинара.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО. ЭКОЛОГИЯ**
Альметьевск, 20 октября - 22 октября
NT-EXPO.RU

Выставка оборудования и технологий, зарекомендовавшая себя как площадка для профессионального общения со специалистами ОАО «Татнефть» и независимыми нефтяными компаниями РТ.

выставка **СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ, ТЕХНОЛОГИИ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ И НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**
Абердин, Шотландия 25 октября - 31октября
CAPITALBE.CO.UK

Ознакомление слушателей с последними достижениями в области новейших технологий по успешному применению и внедрению ПНП.

выставка **SPE**
Москва, 26 октября - 28 октября
SPE.ORG

Техническая конференция, дающая возможности обмена опытом и идеями в некоммерческой неконкурентной среде для экспертов отрасли и молодых специалистов.

выставка **БАЛТИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ НЕДЕЛЯ 2015**
Санкт Петербург, 26 октября - 30 октября
CCAPITAL.CO.UK

Единственная площадка, объединяющая все звенья нефтегазовой цепочки региона — трейдеров, представителей нефтепереработки, транспортно-логистических и бункерных компаний.

выставка **PCVEXPO: НАСОСЫ КОМПРЕССОРЫ АРМАТУРА**
Москва, 27 октября - 30 октября
PCVEXPO.RU

Выставка промышленных насосов, компрессоров и трубопроводной арматуры, которую посещают представители компаний: «СИБУР», «Татнефть», «Газпром», «ЛУКОЙЛ», «Роснефть» и др.

конференция **КОНФЕРЕНЦИЯ ГЕОЛОГОВ И ГЕОФИЗИКОВ - ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ**
Москва, 27 октября - 31 октября
GEOVERS.COM

Инновационные технологии и теоретико-экспериментальные исследования в интегрированной наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике.

конференция **КОЛТЮБИНГОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ**
Москва, 28 октября - 30 октября
CTTIMES.ORG

Старейший на постсоветском пространстве профессиональный форум для специалистов нефтегазового сервиса, заказчиков услуг и производителей нефтегазосервисного оборудования.

выставка **НЕФТЬ ГАЗ ЭКОЛОГИЯ ЭНЕРГО**
Ноябрьск, 29 октября - 30 октября
SES.NET.RU

Первая выставка в г. Ноябрьске, объединяющая на одной площадке главные направления в развитии города.

выставка **ADIPEC**
Абу Даби, ОАЭ, 9 ноября -12 ноября
ADIPEC.COM

Место встречи специалистов нефтегазовой отрасли. Абу-Даби — естественный перекресток между Востоком и Западом, одним из самых влиятельных мировых энергетических узлов 21 века.

выставка **САХАПРОМЭКСПО-2015. НЕДРА ЯКУТИИ**
Якутск,10 ноября - 12 ноября
SES.NET.RU

В настоящее время балансовые запасы нефти составляют 330 млн т, природного газа, при том, что геологически изучено не более 10% территории четырех якутских нефтегазовых провинций.

КАЛЕНДАРЬ ДЛЯ IPAD — http://runeft.ru/activity/ical/

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
Президента Республики Татарстан, Правительства Республики Татарстан,
Министерства Промышленности и Торговли РТ, Министерства экологии и природных ресурсов РТ,
ТПП РФ, ТПП РТ, Академии Наук Республики Татарстан,
Администрации Альметьевского района и города Альметьевск

20-22 ОКТЯБРЯ 2015

XIV МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ. ГАЗ.
ЭНЕРГО. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

АЛЬМЕТЬЕВСК

TATNEFT

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ

Выставочная Компания
«НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

WWW.NT-EXPO.RU

423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58. +7 (8552) 38-17-25, 38-51-26, 38-49-47, +7 (499) 681-04-25. new-m@mail.ru

открытое акционерное общество

«КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов

Трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб. Лебедки тяговые и скреперные, полиспасты и оголовки для строительства подводных переходов. Лебедки скреперные шахтные (подземные). Комплекс машин для строительства и переизоляции трубопроводов. Центраторы внутренние и наружные, станки подготовки кромок (фасок) труб, трубосварочные базы, станки очистки-намотки сварочной проволоки. Трубоукладчики, болотоходы, грузоподъемные средства (траверсы, полотенца мягкие и тросовые, троллейные подвески). Установки горизонтального бурения УГБ-17 (буровые головки и шнеки). Другое специальное оборудование.

WWW.KREMZ.RU ТЕЛ.: +7 (86138) 72367, 77102, 61758 E-MAIL: KREMZ@MAIL.KUBAN.RU

ЭКРА
научно-
производственное
предприятие
Лето!
ООО НПП «ЭКРА»,
г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, 3.
Тел./факс: (8352) 220-110, 220-130.
E-mail: ekra@ekra.ru, www.ekra.ru
На правах рекламы