ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК №6 (31) ОКТЯБРЬ 2013

TATNEFT

Стр. 58

ДЛИННОХОДОВЫЕ ЦЕПНЫЕ ПРИВОДЫ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ

для добычи нефти, а также для технологии одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов

Эксплуатируются в:

ОАО «Татнефть», ОАО «Башнефть», ОАО «Самаранефтегаз», ОАО «Саратовнефтегаз», ОАО «ТНК-Нижневартовск», ООО «Бугурусланнефть», АО НК «КазМунГаз».

ПНЕВМАТИЧЕСКИЙ ПРИВОД С СИСТЕМОЙ УПРАВЛЕНИЯ

GBVA/DAPS
(Gas Ball Valve Actuator)

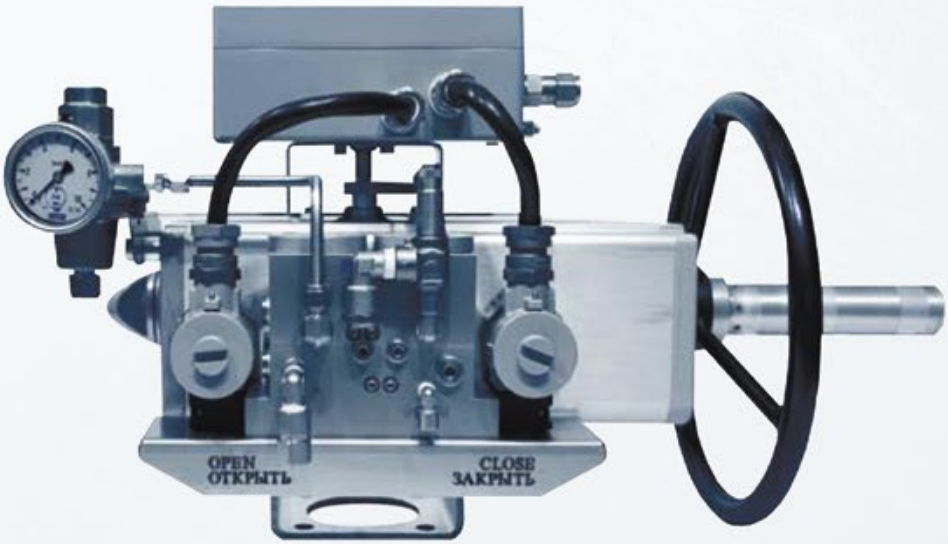
FESTO

Встроенный в привод ручной дублёр

Большая шкала указателя положения

Фильтр-регулятор для давления до 413 бар

Клапан безопасности для защиты оборудования



Нефтегазовая промышленность

Привод пневматический GBVA/DAPS с системой управления — это удобный и гибкий конфигурируемый пневматический привод, предназначенный для применения на различной четверть оборотной арматуре на трубопроводах для жидких и газообразных сред.

Особенности

- Температурное исполнение до –60°C
- Давление в приводе только в момент перестановки
- Входное давление до 413 бар
- Фильтр-осушитель природного газа (опция)
- Предохранительный сбросной клапан
- Удобные рычаги ручного управления
- Встроенный механический ручной дублёр (опция)
- Огнестойкое исполнение привода (опция)
- Полностью нержавеющие приводы для химических промышленностей
- С пневматическим аккумулятором давления (опция)

Привод GBVA с системой управления протестирован, одобрен, сертифицирован органами России и признан соответствующим требованиям СТО Газпром.

ООО «ФЕСТО-РФ»
119607, Москва,
Мичуринский пр-т, 49
Тел. (495)737 3487
Факс (495)737 3488
e-mail: sales@festo.ru
www.festo.com/ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: № 6 (31) октябрь 2013 г.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ОФИС:
Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия
Мира, д. 3/14, оф. 145
+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,
801 Three islands blvd., Suite 217,
Hallandale Beach, 33009
+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:
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Абдрахманов Э.Р. / design@runeft.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
Лукьянов О.В. / lab105@rambler.ru
Котельникова Е.Н. / elena@ek7740.spb.edu
Ишматов З.Ш. / ishmatov@mail.ru

АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423809, РТ, Набережные Челны,
пр. Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 10-13/10-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 14.10.2013
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.

СОДЕРЖАНИЕ:

В.А. Сорокин, Ю.Е. Лапаев
ИКТС-11 — быстродействующий,
надежный газоанализатор кислорода в дымовых газах 15

С.С. Савельев
Трубопроводная арматура: сложности в применении стандартов 17

В. И. Петров, Н. Б. Козырев
Использование приборов сопровождения внутритрубных снарядов 19

Юбилейная 1000-я компрессорная станция «Челябинского компрессорного завода» 23

В.А. Иванов, Д.А. Серебренников, А.Н. Давыдов
Анализ и классификация способов
очистки наружной поверхности трубопровода от дефектной изоляции 25

А.Е. Сигуленков, В.Ш. Трутнев, В.В. Куфелкин, Д.В. Лещев
Специалисты ОАО «Зеленодольского завода имени А. М. Горького» 30

С.Е. Никулин
Зависимости свойств пластовой нефти от поверхностной нефти 37

Н.Я. Шабалин, Е.В. Биряльцев, В.А. Рыжов,
Е.В. Мокшин, С.А. Феофилов, И.Р. Шарапов, Д.А. Рыжов
Мониторинг многостадийного ГРП с дневной поверхности.
Теоретические подходы и практические результаты 40

О.В. Филимонов
Турбинно-роторный способ бурения.
Возможность применения компоновок, имеющих некоторый угол перекоса 44

К.В. Мелинг, В.К. Мелинг
Расчет параметров профильного сечения многолучевых
труб при проектировании перекрывателей 48

С.М. Штин
Использование торфов Западной Сибири в энергетических
целях на основе применения гидромеханизированных технологий 50

И.Д. Фаткуллин, Р.И. Гарифуллин, Д.С. Грабовецкий, Р.Р. Ахметов, Р.А. Гилязов
Энергетическая эффективность технологических процессов добычи нефти 55

И. Ф. Калачев
Эффективные технологии на службе нефтяной отрасли 58

Э.Ю. Вдовин, Л.И. Локшин, А.П. Балабанов, О.О. Сосенко
Опыт предотвращения АСПО в нефтесборных коллекторах
нагревательными кабельными линиями 60

Барышев И.Г.
Мобильные Полевые Склады Горючего — Эластичные Резервуары
Высокоэффективные технологии ТЭК 63

Компания DEHN + SÖHNE открыла дочернее предприятие ООО «ДЕН РУС» в России 67

Е.А. Лоскутов
Повышение эффективности рабочих режимов аппаратов с подвижной насадкой 71

В.И. Трусов, Р.С. Крымская
Новые консервационные составы
с безопасным ингибитором коррозии 76

Д.В. Аптулин, В.Н. Маслов
Метод обоснования плотности сеток скважин
и способов заканчивания скважин в случае совместной разработки
нефтяных оторочек и газовых шапок 79

Н.Н. Кисленко, А.А. Биенко, А.С. Булавинов, С.В. Груздев, Д.Н. Еремеев
Совершенствование системы водоподготовки
Астраханского газохимического комплекса 81

EXPOSITION OIL & GAS

ISSUE:
№ 6 (31) october 2013 г.

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:
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

DESIGNER:
Eldar Abdrakhmanov / design@runeft.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
Oleg Lukianov / lab105@rambler.ru
Elena Kotelnikova / elena@ek7740.spb.edu
Zakir Ishmatov / ishmatov@mail.ru

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

ISSUE DATE:
14.10.2013

CIRCULATION:
10 000 copies

CONTENT:

Vladimir A. Sorokin, Yury E. Lapaev
ICTS-11 — a fast, reliable analyzer of oxygen in the flue gases 15

Sergey S. Saveliev
Pipeline fittings: complexity in the application of standards 17

Petrov I. Vitaly, Nicholas B. Kozyrev
Use of low-frequency transmitters and locators
in pigging and diagnostic of pipelines 19

Vadim A. Ivanov, Daniil A. Serebrennikov, Alexey N. Davydov
Analysis and classification of methods of cleaning the
exterior of the pipeline from defective insulation 25

S.E. Nikulin
Functions between oil properties (surface and base) 37

N.Ya. Shabalin, Eugeny V. Biryal'tsev, Vasiliy A. Ryzhov,
E.V. Mokshin, S.A. Feofilov, I.R. Sharapov, D.A. Ryzhov
Opportunity to study the upper part of section based
on full-wave numerical simulation 40

Oleg V. Filimonov
Turbine and rotary drilling. Possibility of layouts having some misalignment 44

Konstantin V. Meling, Vitaly K. Meling
Calculation of parameters of profile sections multibeam
pipes when designing expandable profile liner 48

Sergey M. Shtin
The use of peat in Western Siberia for energy through
using of technology hydromechanized 50

Il'nur D. Fatkullin, Robert I. Garifullin,
Dmitry S. Grabovetsky, Akhmetov R. Ruslan, Rafis A. Gilyazov
Energy efficiency of oil production processes 55

Eduard Yu. Vdovin, Lev I. Lokshin, A.P. Balabanov, O.O. Sosenko
Experience in the prevention of paraffin oil gathering collectors with heating cable lines 60

Igor G. Baryshev
Mobile Field Fuel Depot — Elastic Tanks. High-performance FEC technologies 63

Egor A. Loskutov
Improving the efficiency of the operating modes
of devices with movable head 71

Valery I. Trusov, Renata S.Crimean, Bach Mi Thi Hien
New conservation structures with safe corrosion inhibitor 76

Denis V. Aptulin, Vladimir N. Maslov
Method of substantiation density grids of wells
and well completion methods in the case of a joint
development of oil and gas caps rims 79

Nataliya N. Kislenko, Andrey A. Bienko,
Aleksandr S. Bulavinov, Sergey V. Gruzdev, Dmitriy N. Eremeev
Improvement of the water treatment system
of the Astrakhan gas and chemical complex 81

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Учет жидкости в системах поддержания пластового давления

Учет жидкости в блоках дозирования реагентов

Оперативный учет нефти

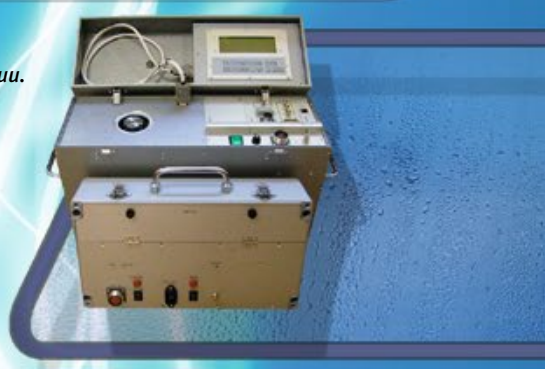
ВЗЛЕТ®

тел.: (812) 714-81-65, факс (812) 714-71-38
mail@vzljot.ru, www.vzljot.ru

Установка вибрационная поверочная ВМВП

Установка ВМВП сертифицирована и занесена в Государственный реестр под № 47483-11

Переносная установка ВМВП является рабочим эталоном 2-го разряда по МИ 2070-90 и предназначена для поверки и калибровки рабочих виброметров (аппаратуры контроля вибрации), пьезоэлектрических и токовихревых вибропреобразователей в условиях эксплуатации.



Основные преимущества:

- Высокая точность воспроизведения и измерения параметров вибрации — ВМВП осуществляет воспроизведение и измерение параметров вибрации с высокой точностью благодаря метрологическим и техническим характеристикам, соответствующим эталону 2-го разряда
- Встроенный преобразователь заряда — наличие встроенного преобразователя заряда позволяет проводить поверку пьезоэлектрических вибропреобразователей с выходом по заряду и с выходом по напряжению (датчики ICP)
- Встроенный мультиметр — наличие встроенного мультиметра позволяет проводить поверочные работы без подключения дополнительных измерительных приборов. Отображение задаваемых и измеренных сигналов осуществляется при помощи дисплея ВМВП.
- Возможность крепления любых типов датчиков — основание вибростола ВМВП позволяет при использовании переходника закрепить любые типы пьезоэлектрических вибропреобразователей, а входящее в комплект поставки универсальное устройство УКД позволяет закрепить любые типы датчиков токовихревых.
- Универсальное питание — ВМВП работает как от сети питания постоянного тока (24 ± 2,4)В, сети переменного тока (187–242)В, так и автономно при подключении модуля питания МП. Благодаря встроенному в модуль питания аккумулятору ВМВП обеспечивает работу с аппаратурой непосредственно на объекте. Время автономной работы без подзарядки — более 4-х часов.
- Компактность — установка ВМВП является переносной благодаря небольшим размерам. ВМВП состоит из вибрационной установки ВУ и модуля питания МП, на корпусах которых закреплены ручки для их переноса
- Эргономичность — удобство работы с установкой ВМВП обеспечивается за счет расположения панели индикации и управления в съемной крышке, гибко соединенной с корпусом ВУ.

Технические характеристики ВМВП

- ***Диапазон воспроизводимых параметров вибрации:***
  - виброускорения 0,4 – 100 м/с²
  - виброскорости 0,8 – 200 мм/с
  - виброперемещения 5 – 250 мкм
- ***Диапазон частот воспроизводимых параметров вибраций:***
  - виброускорения 10 – 5000 Гц
  - виброскорости 10 – 1000 Гц
  - виброперемещения 10 – 500 Гц
- ***Коэффициент гармоник воспроизводимых параметров вибраций*** не более 10 %
- ***Предел основной относительной погрешности воспроизводимых параметров вибраций:***
  - на частоте 80 Гц и 160 Гц ±2%
  - в диапазоне частот от 30 до 5000 Гц ±4%
  - в диапазоне частот от 10 до 5000 Гц ±5%
- ***Максимальная нагрузочная масса*** 0,7 кг
- ***Диапазоны измерения сигналов:***
  - постоянного тока 0,5 – 20 мА
  - напряжения постоянного тока 0,3 – 10 В
  - размаха напряжения переменного тока 14,0 – 2000 мВ
- ***Относительная погрешность измерения электрических сигналов:***
  - постоянного тока и напряжения постоянного тока ±1%
  - размаха напряжения переменного тока ±2%
- ***Относительная погрешность встроенного виброметра:***
  - на частоте 80 Гц и 160 Гц ±1,5%
  - в диапазоне частот от 30 до 5000 Гц ±3%
  - в диапазоне частот от 10 до 5000 Гц ±4%
- ***Характеристики встроенного преобразователя заряда:***
  - Диапазон преобразуемых зарядов 5 – 500 пКл
  - Коэффициент преобразования 1,0 мВ/пКл
  - Относительная погрешность коэффициента преобразования ±1,5%
  - Неравномерность АЧХ в полосе частот от 10 до 5000 Гц ±2,0%
- Электрическое питание:
  - напряжением постоянного тока 21,6 – 26,4
  - напряжением переменного тока частотой (50±1) Гц 187 – 242

Аппаратура контроля абсолютной и относительной вибрации ИВ-Д-ПФ

Аппаратура сертифицирована и занесена в Государственный реестр под № 44044-10

Аппаратура ИВ-Д-ПФ, предназначенная для непрерывного контроля вибрации различных агрегатов, нашла широкое применение в газовой промышленности и электроэнергетике. Одновременный контроль абсолютной и относительной вибрации позволяет обеспечить защиту всего контролируемого агрегата (двигателя, нагнетателя или редуктора). Имеющаяся статистика отказов аппаратуры является свидетельством ее надежности.

В аппаратуре решены следующие задачи:

- непрерывный контроль исправности изделий, входящих в состав каналов измерения аппаратуры: вибропреобразователей, преобразователей перемещений, блока электронного и соединительной проводки. Индикация неисправности отказавшего изделия и формирование по неисправному каналу измерения сигнала 2мА в систему защиты ГПА с целью предотвращения его аварийного останова;
- анализ отказа канала измерения с выдачей соответствующей информации;
- подавление цифровыми фильтрами высокого порядка шумов за пределами частотного диапазона с целью повышения помехоустойчивости;
- непрерывный контроль начального зазора и рабочего положения токовихревых датчиков в линейной зоне контроля при измерении виброперемещения;
- установка по цифровому табло рабочего положения токовихревых датчиков;
- настройка по цифровому табло преобразователей перемещений ВП под используемую марку материала ротора нагнетателя;
- формирование релейных сигналов при превышении вибрацией уровней предупредительных и аварийных значений уставок;
- цифровые выходы передачи полученных данных для подключения аппаратуры к ПК с установленным ПО нашей разработки с возможностью гибкого управления и настройки измеряемых параметров вибрации

Технические характеристики аппаратуры

- ***Максимальное количество каналов измерения абсолютной (корпусной) вибрации: виброускорение, виброскорость, виброперемещение*** не более 8
- ***Максимальное количество каналов измерения относительной вибрации: размах виброперемещения, радиальный зазор, осевой сдвиг*** не более 8
- ***Максимальное количество каналов измерения оборотов частоты вращения ротора*** не более 3
- ***Предельные значения диапазона измерений (диапазон измерений уточняется заказчиком):***
  - виброускорения 2,5 – 500 м/с²
  - виброскорости 0,35 – 141 мм/с
  - виброперемещения 5–300 мкм
  - размаха виброперемещения 10 – 500 мкм
  - осевого сдвига (радиального зазора) 0,25 – 2,5 мм
  - числа оборотов вращения ротора 240 – 9999 об/мин
- ***Предельные значения диапазона частот измеряемых величин (диапазон частот уточняется заказчиком):***
  - виброускорения 10 – 10000 Гц
  - виброскорости 10 – 2000 Гц
  - виброперемещения 10 – 100 Гц
  - размаха виброперемещения 10 – 500 Гц
- ***Выходные сигналы, пропорциональные измеряемым параметрам вибрации:***
  - напряжение постоянного тока 0 – 5000 мВ
  - выходной постоянный ток 4 – 20 мА
- ***Предел основной относительной погрешности измерения параметров абсолютной вибрации и размаха виброперемещения*** ±10%
- ***Предел основной приведенной погрешности измерения осевого сдвига и радиального зазора*** ±7%
- ***Предел основной относительной погрешности измерения числа оборотов вращения ротора*** ±0,1%
- Напряжение питания постоянного тока 18 – 72В

ЗАО «Вибро-прибор», Санкт-Петербург, ул. Варшавская, д.5а, корп.3
Тел.: (812) 369-69-90, 369-00-90 Факс (812) 327-74-02 www.vpribor.spb.ru

Компания Gayesco стала частью подразделения по измерению температуры группы компаний WIKA

В конце 2012 г. компания Gayesko стала частью подразделения по измерению температуры компании WIKA. Компания Gayesco была создана в 1958 году в Пасадене, Техас и является мировым лидером на рынке в области измерения температуры в реакторах и печах. Ассортимент продукции Gayesko включает многодиапазонные датчики температуры, датчики измерения поверхности трубопровода, датчики и сенсоры измерения температуры для различных применений. С приобретением компаниии Gayesco, компания WIKA намерена расширить свое портфолио приборов измерения температуры для химической и нефтеперерабатывающей промышленности.

Предприятия химической и нефтеперерабатывающей промышленности все чаще сталкиваются с жесткими требованиями к контролю технологического процесса в реакторах и колоннах. Измерение температуры внутри реактора (измерение температуры катализатора, стенок реактора и т.д.) позволит повысить эффективность технологического процесса. Повышение производительности технологического процесса напрямую связано со сроком службы катализатора. Традиционные способы измерения температуры процесса в реакторах (горизонтальные и вертикальные трубопроводные галереи) ограничивают возможности точного и эффективного управления. Для решения задач измерения температуры катализатора внутри реактора и повышения эффективности управления технологическим процессом, компания Gayesco разработала специальную многоточечную систему измерения температуры FLEX-R®. Данная технология представляет собой систему, в которой реализован ряд новых, усовершенствованных функций в области измерения температуры. Система FLEX-R® доказала свою успешность и надежность при решении задач управления процессом на многих предприятиях химической и нефтеперерабатывающей промышленности.

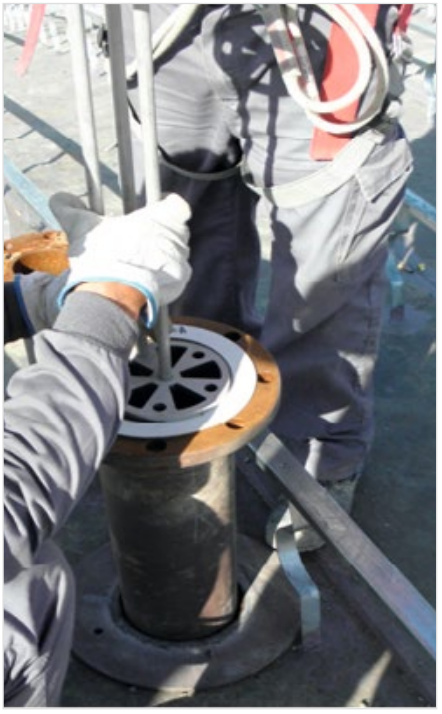
Технология FLEX-R® применяется:

При измерении температуры технологических режимов реакторов, колонного, сепарационного и другого оборудования во всех технологических процессах химической и нефтеперерабатывающей промышленности.

Преимущества применения многоточечной технологии FLEX-R® для измерения температуры внутри реактора или колонны:

- Измерение температуры катализатора на разных уровнях (слоях) гарантирует равномерное распределение катализатора внутри реактора и приводит к ровному течению технологического процесса.
- Точное измерение температуры обеспечивает точное управление процессом конверсии.
- Данная технология применяется в том числе для измерения и сигнализация изменения температуры в реакторах под высоким давлением и высокой температурой.
- Обеспечивается защита целостности реактора путем контроля температуры стенки.
- Оптимальный расход катализатора.

ЗАО «ВИКА МЕРА»
+7 (495) 648-01-80
info@wika.ru
www.wika.ru



ООО Завод «Калининградгазавтоматика» — дочернее предприятие ОАО «Газпром автоматизация».

Разработка, производство и внедрение на объекты нефтяной, газовой, и других отраслей промышленности специальных средств измерений, систем автомеханики, взрывозащищенного и электрораспределительного оборудования.

Общество с ограниченной ответственностью

Завод «Калининградгазавтоматика»

1131

Качество
Гарантия
Авторитет

Производим:

- **Ячейки КРУ класса напряжения 6-10 кВ серии MCset и Nexima с элегазовыми и вакуумными выключателями**
- **Шкафы НКУ до1000 В серии OKKEN и Prisma Plus**
- **Комплектные трансформаторные подстанции внутренней установки (цеховые)**
- **Системы постоянного тока**
- **Шкафы управления двигателями АВО газа**
- **Узлы управления кранами (ЭПУУ)**
- **Взрывозащищенные оболочки (коробки)**
- **Щиты и пульты автоматизации производственных процессов**
- **Шкафную продукцию**
- **Прочие приборы и средства автоматизации**

Завод изготавливает продукцию как по собственным разработкам, так и по лицензионным и партнерским соглашениям с компаниями Schneider Electric (Франция), Cortem group (Италия), Nuova ASP (Италия), Gutor (Швейцария).

Завод является поставщиком оборудования для предприятий ОАО «Газпром», ОАО «Роснефть», НК «ЛУКОЙЛ», ФСК ЕЭС, холдинга МРСК, ОАО «ГМК Норникель», ООО УК «Металлоинвест» и ряда других.

ООО Завод «Калининградгазавтоматика»
236040, РФ, г. Калининград,
Гвардейский пр-т, 15
Отдел продаж: (4012) 576-033,
576-028, 576-097, 576-125.
Факс (4012) 576-024
www.kga.ru,
e-mail: zavod@kga.ru, op@kga.ru

Уполномоченный представитель по реализации продукции ООО «Инвестгазавтоматика»
119435, РФ, г. Москва, а/я 641,
Саввинская наб., 25
тел.: (495) 933-62-30
факс.: (495) 933-62-32
www.invest-gaz.ru, e-mail: info@invest-gaz.ru

ОАО «Газпром автоматизация»
119435, РФ, г. Москва, а/я 641,
Саввинская наб., 25
тел.: (499) 580-41-40
факс.: (499) 580-41-36
www.gazauto.gazprom.ru
e-mail: gazauto@gazauto.gazprom.ru

МАНОМЕТР

413119, Саратовская область, г. Энгельс-19
Тел.:(8453) 75-03-58
lavrenova_ea@eposignal.ru
www.manometr.com

1886

Приборостроительный завод «Манометр» — одно из старейших российских предприятий, вот уже много лет выпускающее разнообразный ассортимент приборов для контроля и управления теплоэнергетическими процессами. Сегодня ООО «Манометр» является одним из лидеров российского приборостроения, сохраняя и приумножая свои лучшие традиции. Поэтому и ныне продукция, выпускаемая на нашем заводе, полностью отвечает современным требованиям качества, точности, надежности, и пользуется стабильным спросом у потребителей.

Приборостроительный завод «Манометр» на протяжении многих лет активно развивает и поддерживает деловые связи с рядом организаций различного профиля не только в России и странах СНГ, но и за рубежом.

Накоплен богатый опыт успешных поставок продукции в более чем 50 стран мира, в том числе:
Иран, Ирак, Китай, Вьетнам, Индию и др.

В настоящий момент ООО «Манометр» располагает всеми необходимыми условиями для производства изделий — лицензиями, сертификатами, производственной базой, испытательным оборудованием, конструкторской и технологической документацией, квалифицированным персоналом и в течение последних лет обеспечивает неукоснительное выполнение заказов по всей номенклатуре изделий с приемкой ПЗ.

Основными направлениями деятельности нашего завода являются:

Разработка и производство средств промышленной автоматизации;
- манометров, мановакуумметров, вакуумметров;
- диафрагм, фланцев, сосудов;
- указателей температуры.

Разработка и производство метрологического оборудования;
- прессов;
- преобразователей измерительных (калибраторов давления);
- задатчиков давления (грузопоршневых манометров).

Области применения:
- атомная энергетика
- газовая промышленность
- нефтяная промышленность
- металлургическая промышленность
- энергетическая промышленность
- химическая промышленность
- авиа- и судостроение
- коммунальное хозяйство и др.

НЕО
ТЕХНОЛОГИЯ

ПРОДУКЦИЯ ВЫПУСКАЕМАЯ ООО НПО «НЕОТЕХНОЛОГИЯ»

- ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ ОБОГРЕВАТЕЛИ ТИПА ОША-Р. ПРЕДНАЗНАЧЕНЫ ДЛЯ ОБОГРЕВА С ЗАДАННОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ ШКАФОВ, БЛОКОВ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОМЕЩЕНИЙ ВО ВЗРЫВООПАСНЫХ ЗОНАХ.
- ОДНИМ ИЗ ПОПУЛЯРНЫХ ВИДОВ ЗАПОРНОЙ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ ЯВЛЯЕТСЯ СТАЛЬНАЯ ЗАДВИЖКА. ГЛАВНОЕ ЕЕ ДОСТОИНСТВО - МАЛОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ ПРИ ПЕРЕМЕЩЕНИИ ЗАПОРНОГО ОРГАНА, ТАК КАК ОН НЕ ПРЕОДОЛЕВАЕТ ДАВЛЕНИЯ СРЕДЫ, А ЭТО ПОЗВОЛЯЕТ УМЕНЬШИТЬ УСИЛИЕ, НЕОБХОДИМОЕ ДЛЯ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ЗАТВОРА. В ОТКРЫТОМ ПОЛОЖЕНИИ, БЛАГОДАРЯ ПОЛНОПРОХОДНОЙ КОНСТРУКЦИИ, МАЛОЙ ДЛИНЕ, КОЭФФИЦИЕНТ МЕСТНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ НЕЗНАЧИТЕЛЕН.
- УТЕПЛЯЮЩИЕ ПОЖАРОБЕЗОПАСНЫЕ ВЛАГОЗАЩИТНЫЕ ЧЕХЛЫ УПВЧ. ПРИМЕНЯЮТСЯ В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСАХ, НЕФТЯНОЙ, ГАЗОВОЙ, ХИМИЧЕСКОЙ И ДРУГОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ПОЗВОЛЯЮТ РЕШИТЬ СЛЕДУЮЩИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ КИПИА:
  - ЗАЩИТИТЬ ОТ ОБМЕРЗАНИЯ (ПОЯВЛЕНИЕ СОСУЛЕК, ЛЕДЯНЫХ НАРОСТОВ И Т.П.);
  - ЗАЩИТИТЬ ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЙ, ОСАДКОВ, МЕХАНИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ;
  - ПОДДЕРЖАТЬ КОМФОРТНУЮ ТЕМПЕРАТУРУ ДЛЯ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОНИКИ;
  - В СПЕЦИАЛЬНОМ ИСПОЛНЕНИИ ЗАЩИТИТЬ ОТ НАВОДОК И ПОМЕХ.

ЧЕХЛЫ ОБЛАДАЮТ ХОРОШЕЙ ШУМО – ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЕЙ, МОГУТ КРАТКОВРЕМЕННО ВЫДЕРЖАТЬ ТЕМПЕРАТУРУ

ООО НПО «Неотехнология» является официальным дилером ЗАО «ДС Контролз», совместного российско-американского предприятия, производящего по лицензии «GE» регулирующую, отсечную, предохранительную трубопроводную арматуру и цифровые датчики уровня с высокими потребительскими характеристиками.

СОТРУДНИЧЕСТВО С НАШЕЙ КОМПАНИЕЙ ОБЕСПЕЧИТ:

- ШИРОКИЙ ВЫБОР ПРЕДЛАГАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ ПО КОНКУРЕНТНЫМ ЦЕНАМ;
- ПОЛУЧЕНИЕ АРМАТУРЫ, РАССЧИТАННОЙ ПОД КОНКРЕТНЫЕ УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ;
- ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО ПРОДУКЦИИ;
- ОПТИМАЛЬНЫЕ СРОКИ ПОСТАВКИ ОБОРУДОВАНИЯ;
- ТЕХНИЧЕСКУЮ ПОДДЕРЖКУ НА ВСЕХ ЭТАПАХ РАБОТЫ;
- ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ «ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ» ПРИБОРОВ УПРАВЛЕНИЯ АРМАТУРОЙ;
- ВЕСЬ КОМПЛЕКС ПОСЛЕПРОДАЖНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ;
- ГИБКИЕ ФОРМЫ И РЕЖИМЫ ОПЛАТЫ.

ПРЕДСТАВЛЯЕМ ПРОДУКЦИЮ МЕЖДУНАРОДНОЙ КОМПАНИИ WEARTECH INTERNATIONAL, INC, СО ШТАБ-КВАРТИРОЙ В ГОРОДЕ АНАХАЙМ, ШТАТ КАЛИФОРНИЯ, США. В 2012 ГОДУ ВОШЛА В СОСТАВ LINCOLN ELECTRIC HOLDINGS, INC.

БЫСТРОЗАПОРНЫЕ КЛАПАНЫ ГРИНВУД ПРИМЕНЯЮТСЯ ПО ВСЕМУ МИРУ НА ТРУБОПРОВОДАХ И В РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ, НА ЗАВОДАХ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ СЖИЖЕННОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА, ХИМИЧЕСКИХ, ЦЕМЕНТНЫХ ЗАВОДАХ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ, СУДОСТРОИТЕЛЬНЫХ ЗАВОДАХ, НАСОСНЫХ СТАНЦИЯХ, НЕФТЕБАЗАХ (РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ), А ТАКЖЕ ПРИ ПОГРУЗКЕ/РАЗГРУЗКЕ ТОВАРА ДЛЯ ПЕРЕВОЗКИ ПО ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГЕ. ОБСЛУЖИВАЕМЫЕ СРЕДЫ ВКЛЮЧАЮТ АММИАК, БУТАН ПРОПАН, ПЕНТАН, ПО-ЛИПРОПИЛЕН, СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ, ГАЗОКОНДЕНСАТНУЮ ЖИДКОСТЬ, СЛА-БЫЕ КИСЛОТЫ, ДИЗЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО И ГОРЯЧИЕ НЕФТЕПРОДУКТЫ.

НЕО ТЕХНОЛОГИЯ

ООО НПО «Неотехнология»

390029, город Рязань, улица Связи, дом 21
www.neotechnology.ru
Телефон/факс:
+7 (4912) 911-502 (многоканальный)
E-mail: info@neotechnology.ru

ОАО Рязанское научно-техническое предприятие
«НЕФТЕХИММАШСИСТЕМЫ»

50 ЛЕТ ТРУДА ВО ИМЯ КАЧЕСТВА

Наша продукция

В арсенале предприятия имеются практически все типы регулирующих и отсечных клапанов, имеющих значительный диапазон основных технических характеристик (условный диаметр до 250 мм, условное давление до 32 МПа, предназначены для работы с продуктами с температурой рабочей среды от -180 до 510°С, при температуре окружающей среды от -60 до +60°С).

Пневмоприводы типа ПЗ и ПЗН предназначены для управления клиновых задвижек, позволяют автоматизировать товарные парки и установки, что значительно повышает удобство и качество работы обслуживающего персонала (выпускаются для задвижек с условным диаметром от 50 до 600 мм, с условным давлением 0,3....6,3 МПа, с пневматическими и электрическим управлением, с выдачей пневматического или электрического информационного сигнала «ОТКРЫТО-ЗАКРЫТО»).

Широкая гамма агрегатов электронасосных мембранных дозировочных позволяет перекачивать любые агрессивные жидкости без опасения их утечки в атмосферу (выпускаются на подачи от 0,63 л/час до 10000 л/час, с предельным давлением на выходе агрегата до 25,0 МПа; материал проточной части агрегата: 12Х18Н10Т, 10Х17Н13М3Т, 06ХН28МДТ, титан, ситалл; исполнение — обыкновенное и взрывозащищенное).

Уровнемеры поплавковые типа УПП, УПТ предназначены для оперативного контроля уровня жидкости, находящейся под атмосферным или избыточным давлением (выпускаются для измерения уровня от 1,6 до 12 м, предельное давление в резервуаре 1,6 МПа, элементы контактирующие с измеряемой средой выполнены из стали 12Х18Н10Т).

Машина трения четырехшариковая ЧМТ-1 предназначена для обеспечения испытаний, в том числе и в лабораторных условиях, жидких и пластичных смазочных материалов (устройство для нагрева испытуемого смазочного материала позволяет за 30 мин. достигнуть макс. температуры 300°С и поддерживать ее с точностью ±5°С; макс. нагрузка 1000 кгс; позволяет определять основные трибологические характеристики: несущую способность, предельную нагрузочную способность, противоизносные и противозадирные свойства).

Системы дистанционного зажигания факела позволяют многие годы эксплуатировать факельное хозяйство предприятий нефтепереработки в безаварийном режиме (имеется 8 исполнений в зависимости от характеристик факельных установок).

Система электрозажигания газов факела обеспечивает автоматическое дистанционное электроискровое зажигание дежурных горелок, а также их повторное автоматическое зажигание (система имеет 2 режима работы: автоматический и ручной).

Блок управления самозапуском Щ23М предназначен для эксплуатации в схемах управления низковольтными асинхронными электродвигателями и осуществления самозапуска асинхронных электродвигателей (автоматического восстановления работы электродвигателей) после кратковременного (не более 5 с) перерыва электроснабжения или срабатывания устройств релейной защиты (номинальное коммутируемое напряжение до 380 В, номинальный ток выходных контактов до 6 А, полная мощность потребления в режиме ожидания не более 5 ВА).

Устройство контроля и взаимосвязанного регулирования электрического режима и уровня раздела сред в технологических аппаратах «ЭЛИТА» обеспечивает: контроль положения границы раздела «вода-нефть» в электрогидраторах, взаимосвязанное регулирование электрического режима и уровня раздела сред «вода-нефть», контроль положения «вода-нефть» в технологических аппаратах, автоматическое регулирование положения границы раздела сред в термохимических отстойниках, рефлюксных емкостях и т. п.

В настоящее время ОАО «РНТП «НХМС» занимает одно из ведущих позиций в разработке и поставке оборудования для различных отраслей промышленности в т.ч. нефтяной, химической, газовой.

Наше предприятие — это производство полного цикла, включающее в себя конструкторские и технологические подразделения, испытательные лаборатории по проверке поступающих материалов и готовой продукции, производственный цех с участками по механообработке, термической обработке, литейным отделением, службу контроля качества и поддержки стандартов ИСО 9001:2000, отдел продаж. Основополагающей линией предприятия стала ориентация на максимально полное удовлетворение запросов потребителей, производство современной, качественной продукции и предоставление полного комплекса услуг по ремонту и обслуживанию оборудования в течение всего периода эксплуатации.

Продукцию нашего предприятия отличает, прежде всего, высокое качество и надежность. Мы оказываем широкий спектр услуг по установке и обслуживанию наших приборов и систем, осуществляем обратную связь, получая от потребителей материалы о работе наших изделий на конкретном производстве. Наши специалисты готовы ответить на все Ваши вопросы и прибыть к Вам для решения Ваших проблем.

Более детально ознакомиться с нашей продукцией Вы можете на нашем интернет сайте: www.nhms.ru

Почтовый адрес:
390046, Россия, г. Рязань, ул. Введенская, 115.
Тел: (4912) 25–36–22 — секретарь
(4912) 25–66–35, (4912) 25-59-78,
(4912) 24–14–43 — отдел продаж
Факс: (4912) 95–40–81 — секретарь, отдел продаж
E-mail: nhms@bk.ru

Тел: (3822) 28-87-32, 44-39-11
Факс: (3822) 44-28-43, 44-29-06
E-mail: marketing@manotom-tmz.ru
www.manotom-tmz.ru

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
МАНОТОМЬ
ТОМСКИЙ МАНОМЕТРОВЫЙ ЗАВОД

ОАО «Манотомь» предлагает приборы контроля давления в различных исполнениях

Создаем историю качества

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРИБОРЫ В КОРПУСАХ ИЗ НЕРЖАВЕЮЩЕЙ СТАЛИ:

МП3-УУХЛ1, ВП3-УУХЛ1, МВП3-УУХЛ1
Диаметр корпуса — 100 мм
Класс точности — 1,5 (по заказу 1.0)
Корпус и обечайка — нержавеющая сталь
Устойчивы к климатическим воздействиям от - 70^{0}С до +50^{0}С
Степень защиты — IP53

МП4-УУХЛ1, ВП4-УУХЛ1, МВП4-УУХЛ1
Диаметр корпуса — 160 мм
Класс точности — 1,5 (по заказу 1.0)
Корпус и обечайка — нержавеющая сталь
Устойчивы к климатическим воздействиям от -70^{0}С до + 50^{0}С
Степень защиты — IP53

КОРРОЗИОННОСТОЙКИЕ:

МП3А-Кс, ВП3А-Кс,
МВП3А-Кс
Диаметр корпуса — 100 мм
Класс точности — 1,5 (по заказу 1.0)
Корпус, держатель, механизм, трубчатая пружина — нерж. сталь
Степень защиты — IP53

МП4А-Кс, ВП4А-Кс,
МВП4А-Кс
Диаметр корпуса — 160 мм
Класс точности — 1,5 (по заказу 1.0)
Корпус — алюминиевый сплав
Держатель, механизм — нержавеющая сталь
Степень защиты — IP53

МАНОМЕТРЫ ДЛЯ ТОЧНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ:

МПТИ, ВПТИ, МВПТИ
Диаметр корпуса — 160 мм
Класс точности — 1; 0,6; 0,4
Приборы оснащены корректором «0»
Степень защиты — IP53

СИГНАЛИЗИРУЮЩИЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ:

ДМ5010Сг0Ех, ДВ5010Сг0Ех,
ДА5010Сг0Ех
Диаметр корпуса — 100 мм
Класс точности — 1,5 (по заказу 1,0)
Степень защиты — IP54
Ток коммутации — 100 мА
Имеют маркировку взрывозащиты — «0ExiaIICT5X»
- две раздельных цепи коммутации, гальванически не связанные друг с другом
- герметичный кабельный ввод
- повышена механическая прочность
- возможность использования в качестве общетехнического и взрывозащищенного варианта

ДМ2005Сг1Ех, ДВ2005Сг1Ех, ДА2005Сг1Ех
- Диаметр корпуса — 160 мм
- Класс точности — 1,5
- Степень защиты — IP40 (вводного отделения приборов IP54)
- Масса приборов — не более 1,6 кг
- Имеют маркировку взрывозащиты — 1ExdIIBT4

ЭЛЕКТРОННЫЕ ПРИБОРЫ:

ДМ5002М
ДМ5002Вн
Диапазон показаний — от -1 до 2500 кгс/см^2
Пределы допускаемой основной погрешности — 0,06, 0,1, 0,15, 0,25
выходной сигнал — (4–20), (0–5) мА
Степень защиты — IP54
Межповерочный интервал — 2 года
Напряжение питания — 24–27В (по заказу 36–42В)
Имеют вид взрывозащиты «Взрывонепроницаемая оболочка» с маркировкой «1EXdIICT5»
- электроконтактный манометр, имеет двухканальное релейное коммутирующее устройство
- обладают высокой точностью измерений
- многопредельны
- имеют повышенную вибростойкость
- возможность коммутации электрических цепей по установленным пределам измерений (уставкам)
- имеют стандартный интерфейс RS-232 или RS-485

АРМ — АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ РАБОЧЕЕ МЕСТО ПОВЕРИТЕЛЯ:

Класс точности поверяемых приборов: 0,4; 0,6; 1,0 и ниже
Диапазон измерений поверяемых приборов: (-0,1–160) МПа
Пределы допускаемой основной погрешности рабочего эталона: ±0,06; 0,1%
Единицы измерения давления: кПа, МПа, кгс/см^2 и др.
Интерфейс: USB/COM
В зависимости от выполняемых задач комплект оборудования может включать в себя:
- устройство для создания давления
- набор цифровых многопредельных приборов ДМ5002М-А
- персональный компьютер с установленным программным обеспечением

Имеет лицензию на разработку, производство и ремонт средств измерений.
Имеет аттестат аккредитации метрологической службы на право поверки средств измерений.

ГАРАНТИЙНЫЙ СРОК НА ВСЕ ПРИБОРЫ — 3 ГОДА

made inTomsk

Система менеджмента качества: ISO 9001:2008

УДК 681.2

ИКТС-11 — быстродействующий, надежный газоанализатор кислорода в дымовых газах

В.А. Сорокин
кандидат физ. мат. наук[1],
заместитель генерального директора[2]
info@ecomer.ru

Ю.Е. Лапаев
главный инженер проектов[2]

[1]Институт автоматики и электрометрии СО РАН, Бердск, Россия
[2]ЗАО «Проманалитприбор», Бердск, Россия

Современные технологии сжигания топлива предполагают непрерывный контроль состава продуктов горения. Одним из важнейших параметров газового состава является остаточный кислород. Измерение концентрации кислорода с высокой точностью, достоверностью и быстродействием — залог корректной работы системы регулирования смесеобразования топливо-воздух, благодаря чему достигается эффект экономии топлива и снижения выбросов вредных веществ в атмосферу. Достаточно высокую точность измерения концентрации кислорода обеспечивают сенсоры с большой крутизной отклика на изменение концентрации O_2. В данной работе кратко описываются характеристики одного из таких датчиков, который используется в газоанализаторе ИКТС-11.

Материалы и методы
Статистическое исследование влияний концентраций основных компонентов дымовых газов на показания датчика O_2 в составе газоанализатора ИКТС-11.

Ключевые слова
газоанализатор кислорода в дымовых газов котлов, печи, ГТУ и других топливо-сжигающих установок, измерение кислорода в отходящих газах

Достаточно высокую точность измерения концентрации кислорода обеспечивают сенсоры с большой крутизной отклика на изменение концентрации O_2. Среди них — электрохимические сенсоры на основе жидких электролитов, электрохимические сенсоры на твердых электролитах, парамагнитные и другие типы сенсоров. Обеспечение хорошего быстродействия измерительного комплекса предполагает отказ от систем пробоотбора и помещение чувствительного элемента сенсора непосредственно в зону измерений. Это требование сразу же сужает выбор и практически единственным решением оказывается применение сенсоров на основе твердых электролитов — циркониевой керамики (ZrO_2) или иттриевой керамики (Y_2O_3). Эти сенсоры работают при высоких температурах — 650÷750°С и могут использоваться непосредственно вблизи зоны горения топлива. Достоверность измерений концентрации кислорода должна обеспечивается или селективностью сенсора или стабильностью определенных параметров газовой смеси, а также долговременной стабильностью параметров электролита.

Для целей непрерывного контроля концентрации кислорода в продуктах сжигания топлива с большей достоверностью измерений в ЗАО «Проманалитприбор» разработан измеритель кислорода ИКТС-11 на основе широкодиапазонного сенсора из циркониевой керамики. ИКТС-11 имеет успешный опыт эксплуатации на ТЭЦ, ГРЭС, НПЗ, ТСУ и ГТУ использующихся в том числе на газо и нефтепроводах.

Датчиком кислорода в ИКТС-11 служит широкодиапазонный сенсор, имеющий дополнительную диффузионную камеру, в которой поддерживается концентрация кислорода близкая к нулевой. Присутствие кислорода на измерительной поверхности сенсора приводит к возникновению потока ионов кислорода, за счет чего формируется ток накачки, измеряемый электронной схемой, такой способ регистрации делает отклик сенсора линейным. На (рис. 1.) приведен график отклика широкодиапазонного сенсора на изменение концентрации кислорода.

Поскольку передаточная характеристика сенсора практически линейна, то явления связанные с его отравлением и изменением химического состава твердого электролита оказались существенно подавлены. Влияние газов-восстановителей (фрагментов несгоревшего топлива) также оказалось более контролируемо. На рис. 2 приведены графики крутизны — $dIp(pCO^{exh})/dn$ отклика широкодиапазонного сенсора на присутствие в смеси CO. В сравнении с откликом на кислород — $dIp(pO_2^{exh})/dn$, воздействие CO имеет противоположный знак. Порядок величин $dIp(pCO^{exh})/dn$ и $dIp(pO_2^{exh})/dn$ сравним друг с другом.

Действие несгоревших фрагментов топлива на результат измерений — занижение измеренной концентрации кислорода на величину от трети до половины от концентрации CO. Таким образом, широкодиапазонный сенсор кислорода реагирует на соотношение между кислородом и топливом в продуктах горения и может применяться для определения химического недожога. При не очень больших концентрациях CO измерения концентрациях кислорода более достоверны. На рис. 3 приведены графики изменения сигнала сенсора ИКТС-11 при изменении концентрации CO в газовой смеси.

Технические характеристики измерителя ИКТС-11 созданного на основе широкодиапазонного сенсора на ZrO_2:

- Диапазон измеряемых концентраций кислорода — 0÷21% об.
- Погрешность измерений:
  ±0,12% (абсолютная для диапазона 0÷5%)
  ±2,5% (относительная для диапазона 5÷21% об.).
- Разрешающая способность (по представлению данных на экране дисплея) — 0.01% об.
- Разрешающая способность (по внутреннему представлению данных) < 0.001% об.
- Время установления выходного сигнала — T_{90}<10 сек.
- Скорость потока газа в газоходе — 2÷15 м/сек (при пассивном отборе пробы). Для меньших скоростей потока газа предусмотрен принудительный отбор пробы.
- Измерительный блок монтируется в шкафу RITTAL со степенью защиты IP 54
- Преобразование сигнала кислородного сенсора в размерную величину концентрации

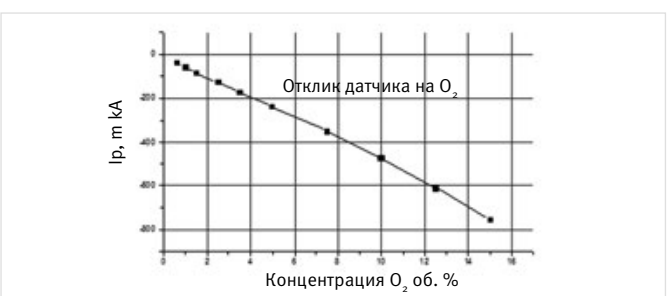


Рис. 1 — Отклик широкодиапазонного сенсора на изменение концентрации кислорода. Сдвиг нуля в Ip введен искусственно для лучшей работы измерительной схемы с однополярным питанием

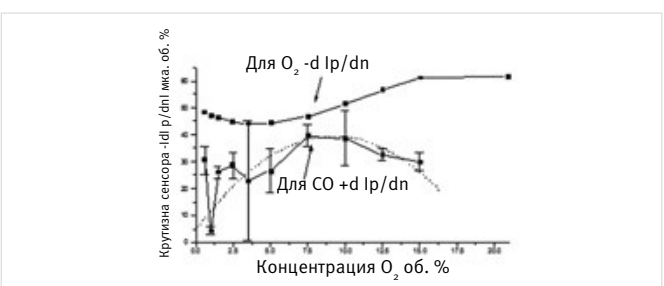


Рис. 2 — Крутизна широкодиапазонного сенсора по отношению к O_2 и CO

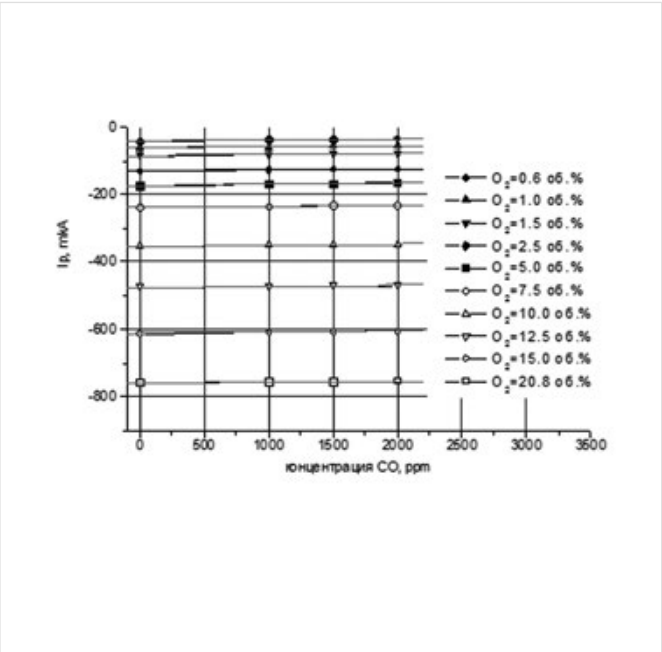


Рис. 3 — Сигналы сенсора при изменении концентрации CO

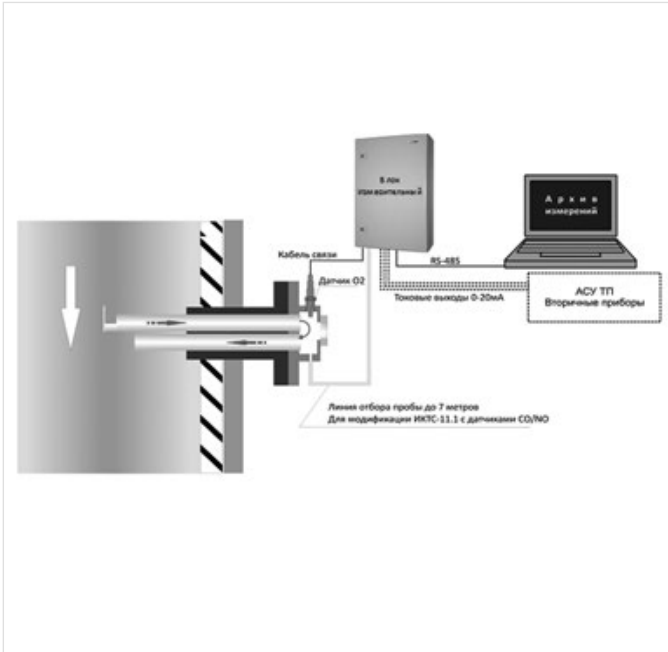


Рис. 4 — Структурная схема газоанализатора ИКТС-11

кислорода в газовой пробе осуществляется измерительной схемой с 16-ти разрядным АЦП под управлением микропроцессора ATMega128.

- Результат обработки сигнала сенсора отображается на дисплее, может быть считан во внешний компьютер по линии связи RS-485, а также посылается в аналоговый гальванически изолированный токовый порт 4–20мА (0–5мА).
- Контроллер способен обнаружить отсутствие или неисправность сенсора и оповестить об этом.

Кислородомер ИКТС-11 комплектуется зондами различных конструкций в зависимости от условий эксплуатации. На (рис 4) изображен один из вариантов установки кислородомера на газоход без побудителя расхода. По желанию клиента газоанализатор кислорода ИКТС-11 может комплектоваться датчиками на CO и NO, а так же может быть выполнен во взрывозащищенном исполнении 1ExdIICT3.

Итоги

Широкодиапазонный сенсор с дополнительной диффузионной камерой, в которой поддерживается концентрация кислорода близкая к нулевой, имеет высокую точность и быстродействие и не требует подачи сравнительного газа (атмосферного воздуха) в процессе эксплуатации.

Выводы

Газоанализатор ИКТС-11 благодаря применению описанного сенсора прост в работе, т.к. не требует линий подачи сравнительного газа и специальной пробоподготовки, может помещаться в измеряемую среду, как следствие он имеет минимальное транспортное запаздывание, что положительным образом сказывается на его быстродействии.

ENGLISH **MEASURING EQUIPMENT**

ICTS-11 — a fast, reliable analyzer of oxygen in the flue gases

UDC 681.2

Authors:
Vladimir A. Sorokin — candidate of physics and mathematics science[1], deputy general director[2]; info@ecomer.ru
Yury E. Lapaev — chief engineer projects[2];

[1]Institute of Automation and Electrometry, Berdsk, Russian Federation
[2]Promanalitpribor JSC , Berdsk, Russian Federation

Abstract

Modern combustion technologies require continuous monitoring of combustion products. One of the most important parameters of the gas composition of a residual oxygen. Measurement of the concentration of oxygen with high accuracy, reliability and speed — the key to proper operation of the system of regulation of fuel-air mixture formation, thus achieving the effect of fuel economy and lower emissions of harmful substances into the atmosphere. Sufficiently high accuracy measurement of oxygen concentration sensors provide a very steep response to changes in the concentration of O_2. This paper briefly describes the characteristics of one such sensor, which is used in the gas analyzer ICTS-11.

Materials and methods

Statistical study of the effects of the concentrations of the main components of flue gas O_2 sensor readings in the gas analyzer ICTS-11.

Results

Wide sensor with additional diffusion chamber in which the oxygen concentration is maintained close to zero, has high accuracy and speed and does not require a reference gas flow (air) during operation

Conclusions

ICTS-11 gas analyzer by the use of the described sensor is simple to operate, unnecessarily requires a reference gas supply lines and special sample preparation, can be placed in the measuring medium, as a result, he has a minimum transport delay, which has a positive effect on its speed.

Keywords

oxygen analyzer in the flue gases of boilers, furnaces, gas turbines and other fuel-fired plants, the measurement of oxygen in the exhaust gases

УДК 621.643.4+006.07

Трубопроводная арматура: сложности в применении стандартов

С.С. Савельев
директор по развитию[1]
ss@tdmarshal.ru

[1]ООО «ТД «Маршал», Москва, Россия

В данной статье была рассмотрена система стандартизации на примере стандарта на фланцы.

Материалы и методы
При подготовке данной статьи использовались результаты анализа применения стандартов, данные ГОСТов.

Ключевые слова
стандарты, фланцы, ГОСТ, стандартизация

В зависимости от класса и условий эксплуатаций к трубопроводной арматуре предъявляются различные требования: показатели надежности, указываются причины возможных отказов арматуры и критерии ее предельных состояний. Общим объединяющим фактором всех документов и процедур стандартизации являются цели, стоящие перед ней: повышение уровня безопасности оборудования, обеспечение качества продукции, унификация.

Несмотря на роль стандартизации, некоторые нормативные документы не успевают переписываться и согласовываться в том же темпе, что и развитие отрасли. Возникают ситуации, когда некоторые стандарты могут противоречить друг другу. Рассмотрим сложности в их применении на примере стран СНГ.

В настоящее время рынки различных государств активно взаимодействуют между собой в экономических, политических, промышленных сферах, но данный процесс осуществляется, основываясь на разных нормативных документах. К тому же, в России, кроме отраслевых стандартов, ряд крупнейших потребителей трубопроводной арматуры применяют собственные требования, направленные на повышение ее безопасности и надежности. Разница в системе стандартизации способна нанести серьезный ущерб всем участникам торговых отношений.

Основным препятствием в этом вопросе является длительность принятия и внедрения межгосударственных и международных стандартов и технических регламентов. Приведем пример — принятие в России нового стандарта на фланцы ГОСТ Р 54432-2011. Не смотря на то, что с момента его введения в действие прошло уже более полутора лет, ГОСТ Р 54432-2011 еще не получил статус межгосударственного. Осуществляется также параллельное применение ГОСТ 12815-80, ГОСТ 12820-80, ГОСТ 12821-80.

Уже сейчас мы получаем от потребителей заказы на продукцию с фланцами, изготовленными по новому стандарту, но полный переход на изготовление продукции по данному ГОСТу пока не завершен. Производство осуществляется по двум стандартам, в зависимости от требований заказчиков и рынков, на которые осуществляется поставка продукции.

К удорожанию продукции приводит еще и то, что для прохождения сертификации в разных инстанциях, предприятия часто вынуждены осуществлять одни и те же действия. Наша компания, пройдя множество процедур сертификации на соответствие международным и отечественным стандартам, обратила внимание на то, насколько схожи многие процессы. Расходуются солидные средства на изготовление образцов, предназначенных для одинаковых испытаний, но для разных органов.

Итоги
Сделаны выводы и приведены возможные пути решения задач в применении стандартов.

Выводы
Оптимальным путем решения задачи по повышению качества продукции и снижению её себестоимости является усиленное взаимодействие в принятии нормативных документов на межгосударственном уровне и создание консолидированных отраслевых стандартов. Это необходимые действия, которые смогут повысить качество продукции, снизить её себестоимость, сделать сотрудничество стран-участников торговых отношений более плодотворным.

	ГОСТ 12820-80 – ГОСТ 12822-80	ГОСТ Р 54432-2011
Фланцы стальные плоские приварные	Фланец x - x - x - x ГОСТ 12820-30 марка материала номинальное давление номинальный размер исполнение уплотнительной поверхности по ГОСТ 12815	Фланец x - x - x - x - x - x - x ГОСТ 54432-2011 группа контроля марка материала исполнение уплотнительной поверхности номер размерного ряда (1 или 2) номер типа фланца номинальное давление номинальный диаметр
Фланцы стальные приварные встык	Фланец x - x - x - x ГОСТ 12821-80 марка материала номинальное давление номинальный размер исполнение уплотнительной поверхности по ГОСТ 12815	
Фланцы стальные свободные на приварном кольце	Фланец x - x - x ГОСТ 12822-80 марка материала номинальное давление номинальный диаметр Фланец x - x - x - x ГОСТ 12822-80 марка материала номинальное давление номинальный диаметр исполнение уплотнительной поверхности по ГОСТ 12815	Фланец x - x - x - x - x - x - x ГОСТ 54432-2011 группа контроля марка материала номер размерного ряда (1 или 2) номер типа фланца номинальное давление номинальный диаметр Фланец x - x - x - x - x - x - x ГОСТ 54432-2011 группа контроля марка материала исполнение уплотнительной поверхности номер размерного ряда (1 или 2) номер типа фланца номинальное давление номинальный диаметр

Таб. 1 — Сравнительная таблица обозначений фланцев и исполнений уплотнительных поверхностей по ГОСТ 12817-80 — ГОСТ 12822-80 и по национальному стандарту ГОСТ Р 54432-2011.

Список используемой литературы
1. ГОСТ 54432-2011
2. ГОСТ 12815-80 – ГОСТ 12822-80
3. Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» утвержденное приказом Ростехнадзора от 27.12.2012 г. № 784.
4. СТ ЦКБА 043-2008 Арматура трубопроводная. Порядок нормирования и контроля надежности и безопасности.
5. Сайт Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии http://protect.gost.ru/
6. ГОСТ 16263-70 ГСИ. Метрология. Термины и определения.
7. Поправка к ГОСТ Р 54432-2011
8. Гуревич Д. Ф. Трубопроводная арматура: Справочное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. Л.: Машиностроение, Ленинградское отделение, 1981. С. 8

Pipeline fittings: complexity in the application of standards

UDC 621.643.412

Authors:
Sergey S. Saveliev — development director[1]; ss@tdmarshal.ru

[1]TH Marshal Ltd., Moscow, Russian Federation

Abstract
This article was reviewed standard for flanges by the example of the standardization system.

Material and methods
In the preparation of this article used the results of the analysis and standards, the data state standards.

Results
In this article were presented possible solutions to problems in the application of standards.

Conclusions
The optimal way to solve the problem to improve product quality and lower its cost is the enhanced interaction in the adoption of regulations at the international level and the establishment of the consolidated industry standards. These are necessary steps that can improve product quality, reduce production costs, making the cooperation of countries-members of trade relations more productive.

Keywords
the standards, flanges, state standards, standardization

References
1. GOST 54432-2011
2. GOST 12815-80 – GOST 12822-80
3. *Rukovodstvo po bezopasnosti "rekomendatsii po ustroystvu i bezopasnoy ekspluatatsii tekhnologicheskikh truboprovodov"* [Safety Guide "recommendations on the device and the safe operation of process piping"]. Approved by Order of RTN on 27 december 2012, issue 784.
4. ST TsKBA 043-2008 *Armatura truboprovodnaya. Poryadok normirovaniya i kontrolya nadezhnosti i bezopasnosti* [Pipe fittings. The order of regulation and control of safety and security].
5. Website of the Federal Agency for Technical Regulation and Metrology http://protect.gost.ru/
6. GOST 16263-70 GSI. *Metrologiya. Terminy i opredeleniya* [Metrology. Terms and definitions].
7. Amendment to the GOST R 54432-2011
8. Gurevich D. F. *Truboprovodnaya armatura: Spravochnoe posobie. 2-e izd., pererab. i dop.* [Pipe fittings: Reference guide. 2nd ed., rev. and add.]. Leningrad: Mashinostroenie, Leningrad Branch, 1981. P. 8

УДК 620.1, 681.2

Использование приборов сопровождения внутритрубных снарядов

В. И. Петров
начальник лаборатории электроники[1]
petrov.vitaliy@aprodit.ru

Н. Б. Козырев
магистрант второго года обучения[2]
kozyrev.nickolay@gmail.com

[1]ООО «Апродит», Коломна, Россия
[2]Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина, факультет проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта (ПСиЭСТТ), кафедра термодинамики и тепловых двигателей, направление Техническая диагностика газотранспортных систем, Москва, Россия

Приборы сопровождения внутритрубных снарядов представляют из себя низкочастотные электромагнитные передатчики и приемники-регистраторы (локаторы), которые работают на частоте 22 Гц и настроены в резонанс друг с другом. Сигнал, который излучается и принимается данными приборами, можно описать как медленно меняющееся (пульсирующее) магнитное поле, которое практически беспрепятственно проходит через стенки трубопроводов, грунт, воду или железобетонные конструкции. В статье описан принцип работы низкочастотных передатчиков и локаторов и их использование при сопровождения и поиске внутритрубных снарядов, двигающихся внутри нефте- и газопроводов. Показаны результаты расчётов распределения магнитного поля низкочастотного передатчика в различных условиях. Приведены практические рекомендации по установке передатчиков на очистные скребки и диагностические снаряды для внутритрубной очистки и диагностики. Описаны основные функции современных низкочастотных передатчиков и низкочастотных локаторов. Приведены основные технические решения, использованные в аппаратуре для адаптации к различным климатическим условиям и к условиям в конкретных трубопроводах.

Практика внутритрубного обследования получила широкое распространение в странах северной Америки и Европы в конце XX века, тогда и были разработаны приборы для сопровождения внутритрубных снарядов.

За последние 20 лет и в России стали широко использоваться внутритрубные снаряды для обследования и очистки трубопроводов. Откликаясь на практические потребности, отечественные производители также разработали и освоили производство необходимого оборудования. В настоящее время по своим техническим характеристикам и надежности российские приборы не уступают зарубежным аналогам, а иногда и превосходят их.

Внутритрубная диагностика и очистка заключается в пропуске внутри трубопровода специального устройства, выполненного в виде поршня, который движется под напором перекачиваемой жидкости или газа (рис. 1). Основным риском при проведении таких работ является потеря информации о текущем местоположении внутритрубного снаряда при его остановке где-либо на многокилометровом прогоне.

В настоящее время чтобы избежать таких рисков и финансовых потерь практически все внутритрубные снаряды оснащаются низкочастотными электромагнитными передатчиками. Особенностью этих автономных устройств является то, что излучаемый ими сигнал является колебаниями магнитного поля с низкой частотой (около 22 Гц), а такое поле способно проникать через металлические стенки достаточно большой толщины [1].

Также такой сигнал проходит почти без потерь через слой грунта или воды над трубопроводом [2]. Это позволяет следить за перемещением внутритрубного снаряда, а также находить место его аварийной остановки практически при любых условиях.

Для выделения слабого сигнала передатчика на фоне различных помех, возникающих от близко расположенных линий электропередач, двигателей и др., в низкочастотном локаторе используется чувствительная антенна, настроенная в резонанс на частоту колебаний магнитного поля передатчика. Кроме того в передатчиках сигнал, воспринимаемый антенной, проходит многоступенчатую аналоговую и цифровую обработку. Всё это происходит автоматически под управлением микроконтроллера. Итоговый результат выводится на панель управления и индикации в понятном для оператора виде.

Результаты компьютерного моделирования, показывают, что магнитное поле передатчика в первом приближении является полем магнитного диполя. На рис. 2 показаны силовые линии такого поля. Согласно расчётам, напряжённость поля от передатчика на воздухе падает пропорционально расстоянию в четвертой степени. Это очень быстрое падение. Поэтому современные передатчики обнаруживаются локаторами на расстоянии не более 20–30 метров по воздуху в отсутствии ослабления сигнала стенками трубы.

Стальные стенки трубопровода замыкают на себя значительную часть магнитного поля передатчика (рис. 3). На практике сигнал от передатчика, находящегося внутри трубопровода с толщиной стенки 20 мм обнаруживается на расстоянии не более 10 м. Это обстоятельство нужно учитывать при проведении внутритрубных диагностических или очистных работ на глубоко расположенных трубопроводах.

Установка передатчика целиком внутри стального корпуса снаряда приводит к ещё большему экранированию магнитного поля (рис. 4). Сигнал от такого передатчика очень сложно обнаружить.

Часто встречается ситуация когда компания, непосредственно проводящая работы по очистке или диагностике трубопровода, устанавливает низкочастотные передатчики ПНТ на внутритрубные снаряды

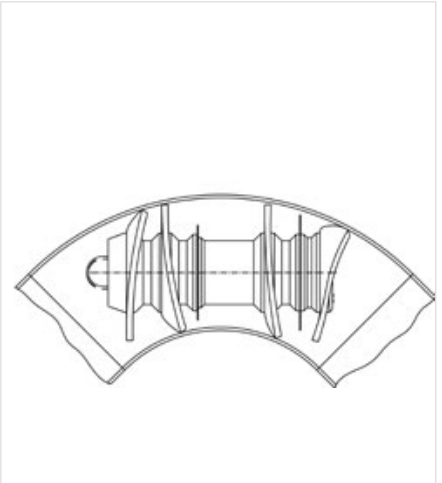


Рис. 1 — Внутритрубный снаряд в повороте трубопровода R=1.5D

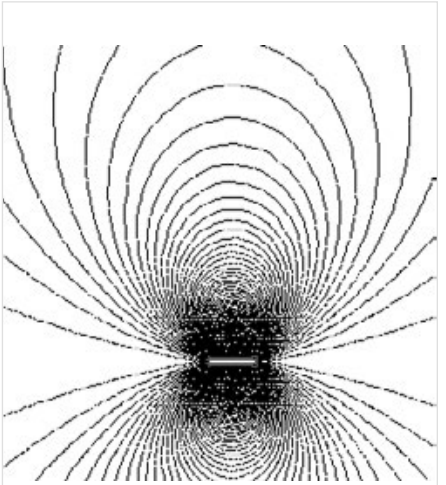


Рис. 2 — Сигнал от передатчика в воздухе

другого производителя. В таких случаях мы рекомендуем обеспечить выступание передатчика из стального корпуса снаряда не менее чем на половину длины передатчика. При такой установке стальной корпус снаряда служит удлинителем магнитного диполя, и не уменьшает дальность обнаружения сигнала передатчика (рис. 5).

Как отследить движение и определить точное положение внутритрубного снаряда, когда он располагается внутри толстостенного металлического трубопровода, да еще и сам трубопровод расположен на некоторой глубине под слоем грунта? Такой вопрос очень актуален при проведении диагностических и очистных работ.

В какой-то степени проблему можно снять, если перед началом работы внутритрубное устройство с установленным передатчиком проверить на уверенный прием низкочастотного сигнала локатором на воздухе.

Для передатчиков ПНТ и локаторов НПР можно, определив максимальную дальность приема сигнала по воздуху, затем по приведенной на рис. 6 номограмме, полученной на основании многочисленных экспериментов, определить максимальную дальность, которая получится при установке внутритрубного устройства с передатчиком в трубопровод с определенной толщиной стенки трубы.

Компании, эксплуатирующие низкочастотные передатчики часто предъявляют к ним достаточно противоречивые требования в зависимости от конкретных условий использования.

Например, при пропуске скребка-калибра с передатчиком по трубопроводу большой протяженности или по трубопроводу, в котором риск остановки скребка велик, очень важна длительность автономной работы передатчика. Это важно для гарантированного обнаружения застрявшего скребка.

А при пропусках очистных скребков по трубопроводам с большой скоростью перекачки, или по трубопроводам расположенным на большой глубине, важно не пропустить сигнал передатчика, когда он проходит через определенную точку трубопровода (например, переход под железной дорогой). В таких случаях на первый план выходит требование по дальности и достоверности обнаружения за короткий интервал времени. Это, в свою очередь, приводит к требованию увеличения мощности излучения передатчика.

Для успешной работы в различных трубопроводах передатчики имеют несколько режимов излучения сигнала (пачками, непрерывный, режим повышенной мощности). Непосредственно перед запуском скребка в трубопровод оператор может переключить передатчик в тот режим, который больше подходит для конкретных условий. Для переключения режимов не нужно снимать передатчик с внутритрубного снаряда. Переключение осуществляется дистанционно по инфракрасному каналу.

Экономичный режим (пачками) позволяет обнаружить сигнал передатчика в течение длительного времени (до 30 суток). Непрерывный режим повышает надёжность регистрации быстро движущихся снарядов.

Режим повышенной мощности может быть полезен при работе в трубопроводах с большой толщиной стенки и когда трубопровод проложен в металлическом кожухе.

При пропуске снарядов по коротким участкам трубопровода, когда время прохождения снаряда невелико, нецелесообразно каждый раз заменять батареи в передатчике. Вместе с тем, оператору важно быть уверенным в том, что передатчик не прекратит работу во время пропуска скребка по трубопроводу из-за разряда батарей.

Так, откликаясь на запрос ООО «РН-Юганскнефтегаз», в передатчики в 2009 году была добавлена функция индикации остаточного ресурса батарей. Эта индикация была реализована с помощью серий вспышек яркого светодиода, расположенного под полупрозрачной крышкой в торце передатчика. По числу вспышек в серии оператор узнаёт, сколько часов передатчик проработает в выбранном режиме излучения на установленных в него в данный момент батареях. Данная функция позволяет оператору, ориентируясь на конкретное производственное задание, принять решение о необходимости замены батарей перед запуском снаряда в трубопровод.

Современные низкочастотные локаторы являются многофункциональными устройствами.

Кроме основной функции — приёма низкочастотного сигнала, с их помощью можно управлять режимами работы передатчиков, так как в локаторы встроена аппаратура дистанционного управления по инфракрасному каналу.

Материалы и методы
Магнитомягкие ферромагнетики, распространение магнитного поля в различных средах, компьютерное моделирование, электромагнитный резонанс, аналоговая и цифровая фильтрация полезного сигнала на фоне помех, поле магнитного диполя, магнитное поле Земли.

Ключевые слова
внутритрубная диагностика, очистка, обследование, газопровод, нефтепровод, магнитные поля, низкочастотный передатчик, внутритрубное устройство, взрывобезопастность, дальность обнаружения

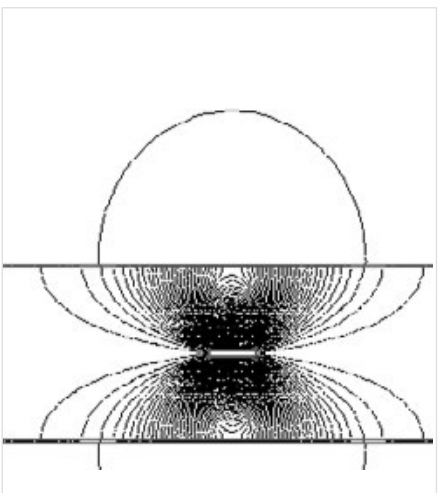


Рис. 3 — Сигнал от передатчика ослабленный стенками трубы

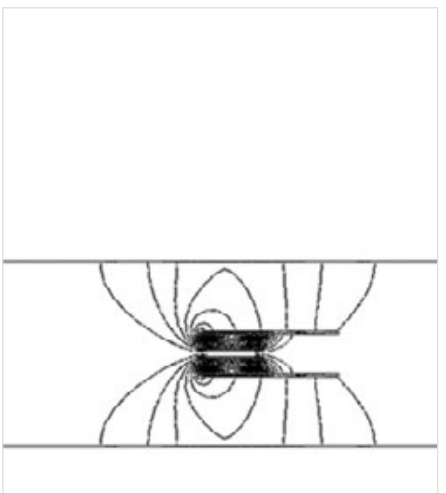


Рис. 4 — Передатчик целиком находится в корпусе снаряда

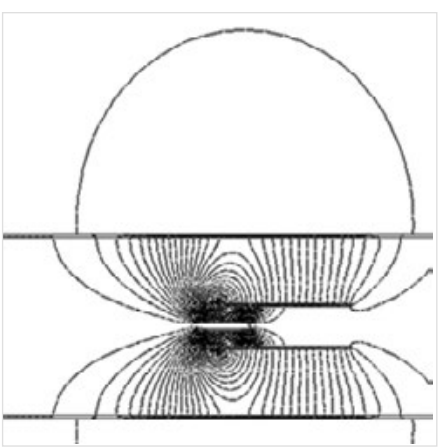


Рис. 5 — Передатчик наполовину выступает из корпуса снаряда

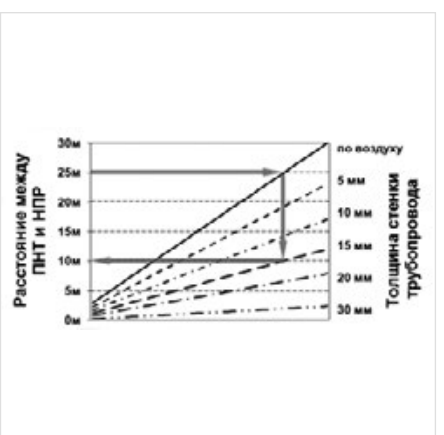


Рис. 6 — Номограмма для определения дальности обнаружения передатчика

Также в локаторах НПР имеется функция регистрации искажений естественного магнитного поля Земли. Такая функция была добавлена по запросам компаний, у которых уже существует большой парк очистных внутритрубных снарядов, для которых оснащение низкочастотными передатчиками не предусматривалось. Как показала практика, функция регистрации изменений магнитного поля Земли позволяет достаточно надежно регистрировать прохождение внутритрубного скребка внутри трубопровода, даже если скребок не был оснащен постоянным магнитом. Достаточно чтобы корпус скребка был изготовлен из стали, а НПР локатор находился на расстоянии не более 1 метра от трубопровода или вплотную к нему.

Высокие требования предъявляются к панели управления и индикации локатора.

Многие зарубежные производители используют для индикации сигнала жидкокристаллические дисплеи. Такие дисплеи, обладая высокой информативностью, имеют один существенный недостаток — они не способны работать в условиях низких температур. Учитывая климатические условия России, в локаторах НПР для индикации используются сверх яркие светодиоды, которые не снижают своей светимости даже на самых сильных морозах. Для той же цели (возможность длительной работы при низких температурах) предусмотрена возможность использования «литиевых» батарей.

В 2012 году по запросу ОАО «ТНК-Нягань» было разработана модификация НПР локатора с подключаемой внешней чувствительной антенной, с помощью которой можно надежно регистрировать сигнал от малого передатчика ПНТ-04, находящегося на глубине до 5 метров в толстостенной трубе малого диаметра (168мм х 16мм). При этом оператор с локатором и антенной может передвигаться пешком по грунту над трубопроводом. По дальности обнаружения в режиме передвижения это на 30% лучше, чем для стандартного НПР локатора со встроенной антенной. Данное низкочастотное оборудование использовалось в 2012 году в ОАО «ТНК-Нягань» в опытно-промысловых испытаниях внутритрубных снарядов для поиска мест образования гидратов в толстостенных глубокорасположенных трубопроводах малого диаметра.

Современные низкочастотные передатчики и локаторы являются приборами, которые при правильной эксплуатации, работают 10 и более лет. Требуется только замена батареек, которые можно купить в любом магазине. Плановое применение таких приборов самым положительным образом сказывается на надежности и предсказуемости диагностических и очистных работ на любых строящихся или эксплуатируемых трубопроводах.

Итоги

Практика внутритрубного обследования и очистки получила широкое распространение во всех странах имеющих разветвленную сеть трубопроводов. Приборы сопровождения и поиска внутритрубных снарядов широко используются на предприятиях эксплуатирующих и сдающих в эксплуатацию трубопроводы различного назначения. Такие приборы разрабатываются, сертифицируются и изготавливаются с учетом требований взрывобезопастности, надежности и удобства эксплуатации.

Выводы

При правильной установке низкочастотного передатчика на внутритрубном снаряде имеется возможность следить за перемещением и осуществлять поиск остановившегося внутритрубного снаряда практически в любых условиях. Современные низкочастотные передатчики и локаторы для поиска и сопровождения внутритрубных снарядов являются многофункциональными устройствами, которые существенно повышают качество и надежность проведения работ по внутритрубной очистке и диагностике.

Список используемой литературы

1. Шапиро Д.Н. Основы теории электромагнитного экранирования // Энергия. 1975.
2. Реутов Ю.Я., Лоскутов В.Е. Проникновение магнитного поля маркера, расположенного внутри газопровода, через стенку стальной трубы // Дефектоскопия. 2007. №11. С. 15–22.

ENGLISH **MEASURING EQUIPMENT**

Use of low-frequency transmitters and locators in pigging and diagnostic of pipelines

UDC 620.1, 681.2

Authors:
Petrov I. Vitaly — head of laboratory of electronics[1]; petrov.vitaliy@aprodit.ru
Nicholay B. Kozyrev — master student of the second year of study[2]; kozyrev.nickolay@gmail.com

[1]Aprodit, Kolomna, Russian Federation
[2]Russian State University of Oil and Gas named after Gubkin, faculty of design, construction and operation of pipeline systems, Department of thermodynamics and heat engines, the direction of technical diagnostics of gas transmission systems, Moscow, Russian Federation

Abstract

Low-frequency electromagnetic transmitters and locators operate at a frequency of 22 Hz. These devices are tuned in resonance with each other. The signal which they emit and receive can be described as a slowly fluctuating magnetic field which pass through pipeline wall , soil , water or concrete structures practically without weakening by these substances. This paper describes low-frequency transmitters and locators principle of work and their use in tracking and searching of in-line smart and utility PIG moving inside oil and gas pipelines. It also shows the results of computer simulation for distribution of magnetic field by low-frequency transmitter in a variety of conditions. Some practical recommendations for installation of the transmitters to the PIG used in pigging and diagnostics of different pipelines. This paper also contains description of main technical solutions used in the low-frequency equipment of Russian company "APRODIT" L.L.C. to adapt this equipment to different climatic conditions and to the specific conditions in the pipelines.

Material and methods

Magnetically soft ferromagnetic materials, distribution of the magnetic field in different environments, computer modeling, electromagnetic resonance, analog and digital filtering of the useful signal from noise magnetic dipole field, Earth magnetic field

Results

In-line diagnostics and pigging are widespread in all countries with extensive network of pipelines. Low-frequency electromagnetic transmitters and locators are widely used in enterprises performing pigging and commissioning of different pipelines. These devices are designed, certified and manufactured to meet the requirements of explosion protection, reliability and serviceability.

Conclusions

Properly installed low-frequency transmitter to Pig can monitor the movement and search stopped Pig almost any conditions. Modern low-frequency transmitters and locators to find and maintenance pigging are multi-functional devices that significantly improve the quality and reliability of the work on in-line clean-up and diagnostics.

Keywords

pigging, diagnostics, inspection, gas pipeline, oil pipeline, magnetic field, low frequency transmitter, in-line PIG, explosion protection, detection range

References

1. Shapiro D.N. *Osnovy teorii elektromagnitnogo ekranirovaniya* [Basics principles of electromagnetic shielding]. Energia, 1975.
2. Reutov Y.Y., Loskutov V.E. *Proniknovenie magnitnogo polya markera, raspolozhennogo vnutri gazoprovoda, cherez stenku stal'noy truby* [Distribution of magnetic field from the marker located inside gas pipeline through steel wall]. Nondestructive Testing, 2007, issue 11, pp. 15–22.

АПРОДИТ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ ТРУБОПРОВОДОВ

Автоматизация
ПРоцессов
Обслуживания и
ДИагностики
Трубопроводов

- Передатчики и локаторы 22Гц
- Акустические локаторы
- Очистные скребки
- Скребки-калибры
- Профилемеры

ООО "Апродит" 140402, Московская обл., г. Коломна, Окский проспект, 40
Тел.: 8(916)33-25-945, факс: 8(4966)15-48-87, mail@aprodit.ru, www.aprodit.ru

ООО «САПОЖОКГАЗ» ПРЕДЛАГАЕТ

- Неразъемные соединения «полиэтилен-сталь»
- Цокольные вводы с неразъемными соединениями «полиэтилен-сталь»

Области применения: газопроводы, водопроводы (в том числе для питьевой воды), канализация

Диапазон диаметров: от 32/25 мм до 630/630 мм
Диапазон SDR: 9; 11; 13,6; 17,6; 21
Возможен выпуск любых типоразмеров по индивидуальному заказу

Адрес: 391940, Рязанская область, р.п. Сапожок, ул. 50 лет Октября, 1А
Телефон/факс: (49152) 2-27-01, 2-15-43

Товар сертифицирован и разрешен к применения на территории РФ
Разрешение Ростехнадзора №РРС 00-33217 от 03.03.2009
Сертификат соответствия № РОСС RU.АЯ12.Н000943 от 02.08.2013
Санитарно-эпидемиологическое заключение № 77.МО.01.224 П.009225.07.09 от 15.07.2009

УДК 621.51

Юбилейная 1000-я компрессорная станция «Челябинского компрессорного завода»

27 сентября 2013 года ЗАО «Челябинский компрессорный завод» отметил памятное событие — выпуск 1000-го блок-контейнера компрессорного (БКК). Юбилейным БКК стала азотно-воздушная компрессорная станция для ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» — крупнейшего недропользователя Северо-Запада России.

Торжественное мероприятие посетили такие официальные лица, как Министр промышленности и природных ресурсов Челябинской области — Ковальчук Е.В., Президент Южно-Уральской Торгово-Промышленной Палаты — Дегтярёв Ф.Л., Заместитель главы администрации города Челябинска по финансам и экономике — Руденко А.Н., Глава Тракторозаводского района г. Челябинска, где расположен завод — Горбунов В.А.

Кроме того, на торжественной церемонии присутствовали представители проектных институтов, сотрудничающих с ОАО «РЖД», поскольку именно на памятную дату выпуска 1000-го БКК выпал IV ежегодный слёт проектных организаций, работающих с железнодорожными службами.

Все гости завода смогли поучаствовать в экскурсии по цеху блочно-модульных конструкций, послушать гимн завода в исполнении заслуженного артиста России — Бочарова Г.В., посмотреть захватывающее силовое шоу, продемонстрированное уральским силачом — Игорем Поповым, и узнать об инновационном проекте блок-контейнера компрессорного для ООО «Лукойл-Коми» из «первых уст», от его главного разработчика — инженера проекта — Савельева П. А..

По его словам, азотно-компрессорная станция, произведённая для ООО «Лукойл-Коми», была сложным, интересным и показательным проектом, в работе над которым в течение полугода были задействованы все службы и подразделения завода.

Блок-контейнер компрессорный — это готовая автономная компрессорная станция, для успешной работы которой необходима всего лишь ровная площадка и возможность подключения энергопитания. Она позволяет отказаться от строительства стационарной компрессорной станции.

Производство такого блочно-комплектного оборудования «Челябинский компрессорный завод» начал в 2004 году, отвечая на современные требования рынка промышленного оборудования, согласно которым потребителю необходима полная заводская готовность устройств и снижение до минимума монтажных работ.

БКК включают в себя всё необходимое оборудование по подготовке и производству сжатого воздуха, современные системы управления процессом, элементы жизнеобеспечения, систему аварийного пожаротушения. В производстве БКК применяются инновационные технологии, которые, вкупе с высоким качеством оборудования, вызывают неизменный спрос на эту продукцию ЗАО «Челябинский компрессорный завод», ставшего сегодня одним из самых динамично развивающихся машиностроительных заводов на территории Российской Федерации.

Изготовление данной блок-контейнерной станции стало новым этапом развития завода. Примечателен тот факт, что именно такой крупный инновационный проект стал 1000-м БКК, выпущенным ЗАО «ЧКЗ», а также то, что данное событие совпало с профессиональным праздником работников завода — Днем машиностроителя.

ЗАО «Челябинский Компрессорный Завод»
454085, Россия, г. Челябинск,
пр. Ленина, 2-б, а/я 8814
Тел.: +7 (351) 775-10-20
E-mail: sales@chkz.ru
www.chkz.ru

Челябинский компрессорный завод предлагает полный спектр услуг по проектированию, производству и внедрению полного комплекса компрессорного оборудования и коммуникаций в технологические процессы клиентов «под ключ» с дальнейшим гарантийным и постгарантийным сервисным обслуживанием. Неоспоримым преимуществом является наличие сервисных центров в каждом регионе Российской Федерации.

ООО Объединение «КОМПРЕССОР»

Проектирование, изготовление, шефмонтаж и пуско – наладка АГНКС и компрессорного оборудования

36 АГНКС на территории Российской федерации и за её пределами
14 ПАГЗ с компрессорными установками нашего производства
Многолетний опыт проектирования и внедрения компрессорного оборудования в химической, нефтеперерабатывающей и газовой отраслях

Широкий спектр оборудования и запасных частей для АГНКС и компрессорных установок в наличии и на заказ

440015, Россия, г.Пенза, ул.Аустрина, 63
Тел.:(8412)67-42-17;
Факс : (8412)59-44-66, 67-42-17
e-mail: oookompressor@narod.ru
www.compressor-pnz.ru

УДК 622.692.4.07

Анализ и классификация способов очистки наружной поверхности трубопровода от дефектной изоляции

В.А. Иванов
доктор технических наук, профессор, заслуженный деятель науки РФ[1]

Д.А. Серебренников
кандидат технических наук[1]

А.Н. Давыдов
аспирант по специальности[2]

[1]Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет», кафедра «Транспорт углеводородных ресурсов», Тюмень, Россия

[2] «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет», Институт Транспорта, кафедра «Транспорт углеводородных ресурсов»

В данной статье предлагается классификация способов очистки наружной поверхности трубопровода по четырём основным критериям: степени очистки, природе механизма снятия изоляционного покрытия, степени механизации процесса очистки, внешним условиям проведения работ. Кроме того, проводится анализ преимуществ и недостатков способов очистки, выявляются общие проблемы механических способов снятия гидроизоляционного покрытия и выносится предложение о создании нового способа очистки, который позволит преодолеть недостатки аналогичных способов, а также о создании методики расчёта режимов работы машин для механической очистки наружной поверхности трубопровода.

Материалы и методы
В статье были использованы аналитические методы.

Ключевые слова
механизмы снятия, классификация способов очистки, анализ способов снятия изоляционного покрытия

При рассмотрении процесса капитального ремонта магистральных трубопроводов с заменой изоляционного покрытия одной из основных операций выступает очистка дефектного изоляционного покрытия. Согласно [1] снятие изоляционного покрытия производится механически при помощи очистных машин типа ОМ, в которых рабочим инструментом выступают стальные резцы и щетки. Преимуществом данного способа является высокая производительность и простота реализации относительно других способов. К недостаткам можно отнести:

1. возможность повреждения тела трубы рабочими инструментами;
2. невозможность очистки изоляционного покрытия на сварных швах;
3. низкое качество очистки, не позволяющее нанести новое покрытие без дополнительной очистки.

Но кроме упомянутого способа, описанного в нормативной документации, существует ещё ряд способов, которые приводятся в различных литературных источниках и патентах. Для анализа в рассмотрении данных способов была разработана классификацию по следующим критериям:

1. Качество очистки наружной поверхности трубопровода.
2. Природа механизма снятия.
3. Степень механизации процесса очистки.
4. Условия работы.

Данная классификация представлена на рис. 1. При этом следует, что классификация по качеству очистки наружной поверхности трубопровода производится по [2] со степенью очистки 1, 2, 3 и 4 соответственно, где:

1. При осмотре трубы с шестикратным увеличением отсутствует ржавчина.
2. При визуальном осмотре не замечена ржавчина и окалина.
3. При осмотре допускается наличие ржавчины и сцепленной окалины, но при перемещении на любом участке пластины размером 25 на 25 мм занято не более 10% площади пластины.
4. Допускается наличие пятен прочно сцепленной окалины и ржавчины, но не более чем на 10% поверхности трубопровода, а при перемещении пластины размером 25 на 25 мм не более 30% площади пластины.

При рассмотрении классификации по степени механизации ручным способом подразумевается способ, при котором используются штучные резцы и щетки. В то время как при использовании полумеханических способов снятие производится вспомогательными машинами, а отличие от механизированных способов заключается лишь в степени автоматизации процесса.

Говоря о преимуществах и недостатках тех или иных методах проще всего рассматривать их классификацию по принципу снятия, при этом рассматривать механизированные способы.

При рассмотрении физических механических способов снятия необходимо отметить, что данные способы являются наиболее производительными [3]. При этом для режущих и щеточных способов недостатками являются:

- возможность повреждения поверхности трубопровода;
- необходимость дополнительной подготовки трубы перед нанесением нового покрытия;
- высокая стоимость машин и расходных материалов для них.

При использовании абразивноструйных способов возникают дополнительные недостатки в сравнении с резцовыми и щеточными, которые заключаются в необходимости предварительной очистки трубопровода от старого покрытия при помощи других способов. Абразивноструйная очистка чаще всего используется как дополнительная мера очистки для придания поверхности трубопровода лучшей степени очистки по [1].

В классификации по природе механизма снятия к температурным способам снятия гидроизоляционного покрытия относятся те способы, где для очистки от изоляции применяются охлаждение или нагрев до требуемой температуры. Данные способы снятия зачастую комбинируют с механическими для увеличения их производительности.

Говоря о волновых способах очистки от дефектного изоляционного покрытия подразумеваются те, которые основаны на явлении каких-либо волновых процессов. Чаше всего данные способы используют для снижения адгезии трубопровода, но непосредственное снятие изоляции требует дополнительных усилий.

К химическим способам относят множество способов, целью которых является снижение адгезии трубопровода и последующее снятие при помощи других способов. Недостатками данного способа являются большая стоимость химических реагентов и высокие требования к очистке трубопровода от грязи и остатков грунта при вскрытии трубопровода.

Подводя итог анализа следует, что чаще всего используют механические способы снятия, но для улучшения их общей производительности применяют дополнительные способы, которые позволяют предварительно снизить адгезию изоляционного покрытия. Но на данный момент времени использование механических способов связано с рядом проблем, которые требуют решения и доработки [4]. Часть этих проблем непосредственно связана с отсутствием методики расчёта режимов работы очистных машин. Это чревато тем, что при снятии, например, изоляционного покрытия, нанесенного в заводских условиях, появляется проблема низкой степени очистки. На данный момент ведется разработка нового способа снятия изоляционного покрытия, который учитывает все проблемы, которые выявлены при использовании других способов. Кроме того, производится разработка методики расчёта режимов работы для машины с

использованием нового способа снятия, что позволит подбирать режим работы машины в зависимости от физических свойств изоляционного покрытия.

Итоги

Таким образом, учитывая недостатки механических способов снятия гидроизоляционного покрытия необходимо разработать методику расчёта режима работы машины для очистки наружного гидроизоляционного покрытия трубопроводов.

Выводы

Разработанная классификация способов снятия изоляционных покрытий может быть использована для классификации различных механизмов снятия и использоваться для упрощения понимания природы технологических процессов.

Анализ механизмов снятия показал, что существующие способы снятия не удовлетворяют всем требованиям, которые предъявляются к ним при применении в производстве, что приводит к необходимости разработки нового способа снятия, а также к необходимости создания методики расчёта режимов работы машин, реализующих тот или иной способ снятия изоляционного покрытия.

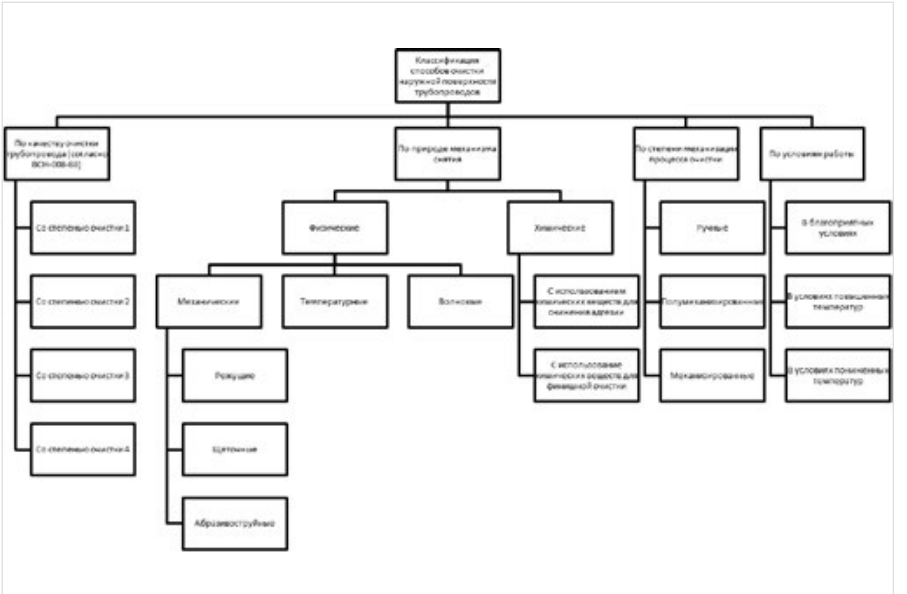


Рис. 1 — Классификация способов очистки наружной поверхности трубопровода

Список используемой литературы

1. СТО Газпром 2-2.3-231-2008 Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром»
2. ВСН-008-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция.
3. Алиев Р.А. Сооружение и ремонт газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз. М.: Недра, 1987. 271 с.
4. Халлыев Н.Х. Комплексная механизация капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов: учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по специальности «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газохранилищ» 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 2010. 166 с.

ENGLISH **PIPELINE**

Analysis and classification of methods of cleaning the exterior of the pipeline from defective insulation

UDC 622.692.4.07

Authors:
Vadim A. Ivanov — doctor of Technical Sciences, Professor[1]
Daniil A. Serebrennikov — candidate of Technical Sciences[1]
Alexey N. Davydov — postgraduate[2]

[1]Place of work: chair «Transport of hydrocarbon resources» Tyumen State Oil and Gas University. Tyumen, Russian Federation
[2]Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, Russian Federation

Abstract

This article consists of the classification of methods of cleaning the exterior surface of the pipe in four main criteria:

- the degree of purification;
- the nature of the mechanism of removal of the insulating coating;
- the degree of mechanization of the cleaning process;
- the external conditions of the work.

In addition, the article includes an analysis of the advantages and disadvantages of the treatment, identifies common problems of mechanical methods of removing the insulation cover. At last offer of construction the new method of cleaning pipelines from defective insulation cover is propose.

Material and methods

Analytical methods.

Results

Because of mechanical methods of removing the insulation cover have a lot of shortcomings. It's necessary to develope a methodology for calculating the mode of the machine for cleaning the outer insulation cover pipelines.

Conclusions

The classification of insulation coatings removal methods can be used to classify the various mechanisms of removal and used to simplify the understanding of the nature of the process .

Analysis of the mechanisms of removal showed that the existing methods do not meet all the requirements that apply to them. Because of it as well as to the need for a methodology of calculation of operating modes of machines that implement one or another way of removing the insulating coating.

Keywords

removal mechanisms, classification purification methods, analysis methods removal of the insulating coating

References

1. STO Gazprom 2-2.3-231-2008 *Pravila proizvodstva rabot pri kapital'nom remonte lineynoy chasti magistral'nykh gazoprovodov Gazprom* [Regulations of works during capital repair of main gas pipelines of Gazprom].
2. VSN-008-88 *Stroitel'stvo magistral'nykh i promyslovykh truboprovodov. Protivokorrozionnaya i teplovaya izolyatsiya* [Construction of main and field pipelines. Anticorrosive insulation and lagging].
3. Aliev R.A. *Sooruzhenie i remont gazonefteprovodov, gazokhranilishch i neftebaz* [Construction and repair of oil and gas pipelines, gas storages and tank farms]. Moscow: *Nedra*, 1987, 271 p.
4. N.Kh. Khallyev. *Kompleksnaya mekhanizatsiya kapital'nogo remonta lineynoy chasti magistral'nykh gazoprovodov* [Complex mechanization of capital repair of the linear part of main gas pipelines]. Tutorial for students studying for a degree "Design, construction and operation of oil and gas pipelines and storage facilities"revised and updated. Moscow: *Nedra*, 2010. 166 p.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГАЗПРОМ»

ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Станции подготовки воды «Водопад» и водонапорные станции

Гарантированная очистка пресной питьевой воды по всем показателям СанПИН 2.1.4.1074-01.

Технические характеристики

- блочное исполнение полной заводской готовности;
- производительность от 5 до 8000 м^3/сут. (с дополнительными модулями – до 25 000 м^3/сут.).

Водонапорные подстанции собственного производства.

Преимущества

- не требуется подогрев исходной воды;
- очищенная вода имеет нулевой индекс токсичности;
- потери питьевой воды сокращаются до 2,5-3 %;
- использование электрокоагуляционных осадков в качестве вторичного коагулянта при очистке сточных вод;
- сокращение расхода топлива на 25-50 %;
- увеличение срока службы котлов в 4-5 раз;
- минимальная численность персонала;
- низкие эксплуатационные расходы.

ООО «ТюменНИИгипрогаз»
625019 г. Тюмень, ул. Воровского, 2
http://www.tngg.ru
http://zavod.tngg.ru

ОТДЕЛ МАРКЕТИНГА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ЗАВОДА
тел.: (3452) 284-315, факс: (3452) 284-392

УДК 681.2

Лабораторное оборудование для нефтегазовой промышленности

А.В. Герасимов
магистр физики, начальник отдела продаж[1]
Gerasimov@rvs-ltd.ru

И.В. Тябина
генеральный директор[1]
Tyabina@rvs-ltd.ru

[1]ООО «РВС», Санкт-Петербург, Россия

Компания ООО «РВС» основана в 1996 году и на сегодняшний момент является высокоэффективной, динамично развивающейся, перспективной компанией, которая зарекомендовала себя в качестве надёжного поставщика продукции высокого качества и широкого спектра назначения, от единичного сита до высокотехнологичных мебельных систем, от сушильного шкафа до лазерного анализатора размеров частиц.

Материалы и методы
Оборудование для нефтегазовой промышленности. Анализатор серы.

Ключевые слова
анализаторы серы,
анализаторы грансостава

ООО «РВС» является официальным авторизированным дилером целого ряда ведущих Европейских компаний — производителей лабораторного оборудования. С нами сотрудничают такие предприятия как ОАО «Уралкалий», ОАО «Беларуськалий», ОАО «ГМК «Норильский никель», ОАО «Северсталь», ОАО «НМЛК», ЗАО ТД «Оргхим», ОАО «Гипроспецгаз» и многие другие.

Компания ООО «РВС» может предложить оборудование для нефтегазовой промышленности от Японской компании HORIBA, которое необходимо как на начальном этапе разведки недр, так и на конечном при анализе полученного сырья.

Лазерный анализатор размеров частиц HORIBA LA-950V2A успешно применяется для гранулометрических исследований при разведывании недр. Благодаря двум лазерным источникам света прибор может анализировать как миллиметровые пески/супеси от 3мм, так и глины субмикронного диапазона до 0,01мкм. Конструкция прибора состоит из измерительной ячейки, лазеров и приёмных детекторов. Частицы породы циркулируют в жидкости по закрытому контуру через измерительную ячейку. Лазерные лучи направлены на ячейку, за которой расположены регистрирующие детекторы, свет, рассеянный пропорционально размеру частиц, фокусируется на них. По распределению рассеянного света, при помощи теории Ми, рассчитываются распределение частиц по размерам.

Данный прибор успешно эксплуатируется в таких компаниях как ТрестГРИИ, ОАО «Гипроспецгаз», ОАО «Энергопроект», Тюменский нефтяной научный центр, компаниях специализирующихся на инженерных изысканиях!

Для анализа серы в нефти и нефтепродуктах компания HORIBA разработала линейку анализаторов серы SLFA включающую в себя: SLFA-20, SLFA-2100/2800, SLFA — UV21ANS.

SLFA-20 разработан специально для удовлетворения современных требований измерения низких концентраций серы в топливе, нефти и нефтепродуктах. Благодаря использованию технологии рентгеновской флюоресценции стало возможным проводить точные и быстрые измерения в соответствии со стандартом ASTM D4294 (USA) как в лаборатории, так в полевых условиях.

Этот компактный анализатор имеет диапазон от 0 до 5% общей серы, с наименьшим пределом детектирования в 20ppm и повторяемости в 15ppm. Точность обеспечивается запоминанием до 5 калибровочных кривых, буквенно-цифровая клавиатура позволяет идентифицировать образцы.

SLFA-2100/2800 конструировался специально под сегодняшние нужды измерения низких концентраций серы в бензине, дизеле и реактивном топливе.

Используя рентгеновскую флуоресцентную технику анализа, могут быть получены быстрые и точные результаты в соответствии со стандартным методом определения содержания серы в нефти и нефтепродуктах с помощью энергодисперсионной рентгеновской люминесцентной спектрометрии ASTM D4294-10.

Предел определения в 5ppm серы приводят Вас в новую область чувствительности измерения. Высокочувствительные анализаторы HORIBA делают быстрые и точные анализы образцов топлива от самых низких концентрациях серы до высоких, а также образцов любых производных, начиная с бензина и заканчивая нефтью. Большой, для лёгкого чтения, LCD дисплей, простые кнопки управления, буквенно-цифровая клавиатура и другие отличительные характеристики делают серию анализаторов серы SLFA-2100/2800 простыми в использовании.

SLFA-2800 имеет автоматическую поворотную площадку для измерения до восьми образцов в автоматическом режиме, SLFA-2100 имеет возможность измерять только один образец.

Анализатор серы HORIBA SLFA-UV21A является последней модификацией, которая удовлетворяет потребностям измерения

Рис. 1 — SLFA 20

Рис. 2 — SLFA-UV21 ANS с PC

сверхмалых концентраций серы в различных видах топлива, дизеля и кровельных материалах.

Комбинация многолетних исследований компании HORIBA в анализе серы и проверенная технология атмосферного детектора серы создали революционную технологию анализа с высокой точностью и чувствительностью. SLFA-UV21A отвечает стандарту ASTM D5453 (USA) — стандартному методу определения содержания общей серы в легких гидрокарбонатах, топливе двигателя искрового зажигания, дизельного топлива и моторного масла с помощью ультрафиолетовой флуоресценции.

Используя метод ультрафиолетовой флюоресценции удалось достигнуть низкого уровня детектирования около 30ppb и большого диапазона измерений от 30ppm до 1wt%.

Предел детектирования серы в 30ppb открывает новые реалии в чувствительности измерений. Высокочувствительный анализатор HORIBA делает быстрый и точный анализ лёгкого топлива, начиная от бензина и до лёгкой нефти. Программное обеспечение, работающее в среде Windows позволяет легко производить измерения и варьировать различные функции.

Итоги

Анализ низкого уровня азота теперь возможен благодаря признанной технологии хемилюминесцентного детектора азота HORIBA.

Выводы

Таким образом, большой выбор анализаторов серы и анализаторов размеров частиц в нефтепродуктах японской компании HORIBA позволяет быстро и качественно осуществлять контроль качества различных нефтепродуктов.

Рис. 3 — LA950 V2 with DryUnit

Laboratory equipment for the oil and gas industry

UDC 681.2

Authors:
Andrey V. Gerasimov — Master of Physics, Head of Sales[1]; Gerasimov@rvs-ltd.ru
Irina V. Tyabina — General manager; Tyabina@rvs-ltd.ru[1]

[1]RVS, Saint-Petersburg, Russian Federation

Abstract

RVS company was founded in 1996 and today it is a highly efficient, dynamic, forward-looking company that has established itself as a reliable supplier of high quality products and a wide range of purposes, from a single screen to high-tech furniture systems, from the oven to the laser particle size analyzer.

Materials and methods

Equipment for the oil and gas industry. Sulfur Analyzer.

Results

Analysis of low levels of nitrogen is now possible due to an appreciation of the chemiluminescent nitrogen detector HORIBA.

Conclusions

Thus, a wide range of sulfur analyzers and particle size analyzer for petroleum products HORIBA Japanese company to quickly and accurately monitor the quality of various petroleum products.

Keywords

sulfur analyzers, analyzers granule composition

Специалисты ОАО «Зеленодольского завода имени А. М. Горького»

А.Е. Сигуленков
конструктор 2 категории[1]

В.Ш. Трутнев
начальник лаборатории сварки[1]

В.В. Куфелкин
ведущий инженер[1]

Д.В. Лещев
ведущий инженер-технолог[1]

[1]ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького», Зеленодольск, Россия

ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» одно из ведущих судостроительных предприятий Российской Федерации. Предприятие ведет свою деятельность с 1895 года, и является одним из крупнейших и динамично развивающихся предприятий своего региона — Республики Татарстан, входит в состав предприятий Холдинговой компании «Ак Барс».

На ОАО «Зеленодольский завод им. А.М. Горького» с 2005 года значительно увеличился объем заказов машиностроительной продукции и судостроения. На предприятие начала возвращаться молодежь с надеждой на стабильное, материальное и социально-защищенное положение.

В этой статье мы и расскажем о них, а в продолжении расскажем о работе бюро ЧПУ отдела главного технолога по машиностроению за относительно небольшой отрезок времени (2 года и 3 месяца), а также ознакомим читателей с планами и видением развития информационных технологий в производстве.

Данное бюро занимается комплексом работ по разработке и внедрению управляющих программ для изготовления деталей на металлообрабатывающем оборудовании с ЧПУ в ц. 3, 8, 9, 13, 47. Кроме этого они занимаются внедрением в производство новых токарно-фрезерных центров в ц. 8 и 47, принимают участие в разработке планов техперевооружения машиностроительного производства.

Впереди еще много перспективных проектов и нереализованных пока еще планов, что несомненно направлено на развитие благосостояние завода, а в условиях проходящего на заводе техперевооружения — новые идеи просто необходимы.

1895

АК БАРС ХОЛДИНГ

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

Образование:
Казанский государственный технический институт им. А.Н. Туполева

Карьера:
Поступил на завод в отдел главного конструктора по машиностроению в 2011 году конструктором 2 категории.

СИГУЛЕНКОВ Александр Евгеньевич

1. Не секрет, что за более 117-летнюю историю завода огромная номенклатура выпускаемой продукции, большие объемы учетной документации на бумажном носителе создают немало трудностей при техническом сопровождении, согласовании внесенных изменений. Молодой специалист активно включился в перевод документации основной серийной продукции в электронный вид, взял в свои руки проектирование, согласование в надзорных органах — Российском морском Регистре судоходства и Российском речном Регистре якорей Холла, Матросова и якорей повышенной держащей силы всех типоразмеров. Согласование чертежей при этом впервые на заводе осуществлялось по электронной почте с получением согласованной электронной копии чертежей. Отпала необходимость в командировках, затратах, сократились сроки рассмотрения, появился полезный диалог с опытными экспертами.
2. Наряду с развитыми навыками профессионального владения компьютерными программами отличительной чертой молодых специалистов в конструкторском отделе является внимательное и вдумчивое изучение опыта предыдущих поколений инженеров.

Под руководством опытных коллег — Чигарова Ю.К., Галякбаровой Г.Ф., Александром Евгеньевичем спроектирован типоразмерный ряд задвижек клиновых для нефтедобывающей промышленности. Среди позитивных примеров высокой оценки труда инженеров, рабочих ОАО «Зеленодольского завода им. А.М. Горького» участие и победа отдельных видов продукции в различных конкурсах России и Республики Татарстан.

Разработанный в конструкторском отделе Чигаровым Ю.К. при постоянном активном высококвалифицированном техническом сопровождении, (в том числе при активном участии и Сигуленковым А.Е.) редуктор РЦТ 280-49-21 У1 с трехступенчатыми шевронными передачами для использования в приводах станков-качалок штанговых скважинных насосов для добычи нефти стал лауреатом конкурса «Лучшие товары и услуги Республики Татарстан 2013».

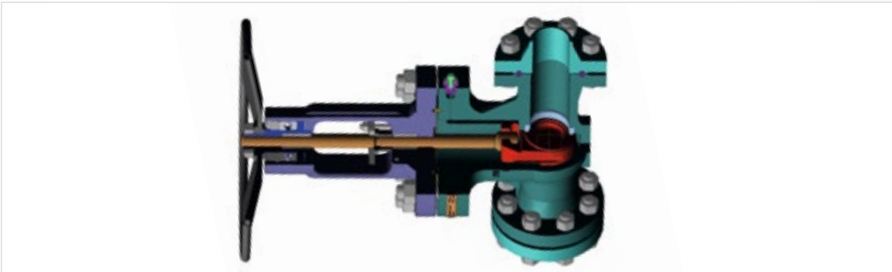
Конструктора — это глубокое знание своей и многих смежных профессий, так как техническое оборудование должно быть технологичным, простым, эргономичным, и удобным в обслуживании, в то же время конструктор должен обладать универсальными общеинженерными навыками, знаниями, чтобы разобраться в новой неординарной сложной технической задаче, одним словом быть настоящим профессионалом.

Александр Сигуленков за 2 с небольшим года уже проявил себя как очень грамотный, ин-женер, участвуя как в проектировании, так и в разработке схем раскрепления, тары, согласовании при отправке продукции машиностроения и судостроения железной дорогой и автомобильным транспортом.

В 2012 году он прошел обучение по правилам Российского морского Регистра судоходства и имеет сертификат.

Сигуленков А.Е. аттестован по правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, имеет удостоверение.

В 2013 году выдвигается кандидатом на участие в XIV Всероссийском конкурсе «Инженер года 2013» в номинации «Инженерное искусство молодых».



Образование:
Казанский государственный технический институт им. А.Н. Туполева

Карьера:
В 2003 году после окончания школы №1 подал документы на поступление в КГТУ им. А.Н. Туполева по специальности «Оборудование и технологии сварочного производства». Пройдя собеседование на заводе им. А.М. Горького и сдав, вступительные экзамены, поступил учиться от предприятия, в надежде прийти сюда работать после окончания института. Ещё во время учебы устроился работать технологом в ОГС на завод им. А.М. Горького для набора опыта и ознакомления с работой предприятия. После окончания института пришел работать в ОГС в должности инженера. В 2009 году для выполнения своего воинского долга отправился служить в город Кронштадт на корабль МПК «Зеленодольск». По возвращении из армии вернулся на родной завод в ОГС в качестве начальника лаборатории сварки, где и работает по настоящее время.

ТРУТНЕВ
Виталий Шамилевич

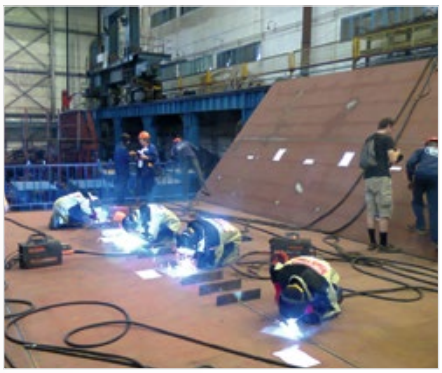


Рис. 1 — Конкурс сварщиков 2013 года, сварка ведется в нижнем положении на керамической подкладке

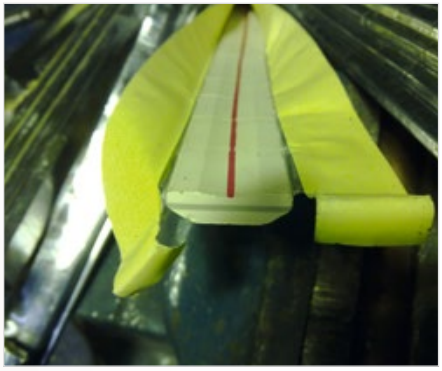


Рис. 2 — Керамическая подкладка вид спереди

Рис. 3 —Стыковка блоков на керамической подкладке

1. Виталий Шамилевич принял своё участие во внедрении комбинированного способа сварки на керамической пластине с применением проволок сплошного и порошкового сечения.

Керамические подкладки — предназначены для получения высококачественных сварных швов при односторонней сварке. Использование подкладок защищает металл корня от окисления, исключает необходимость вырубки, подварки корня шва с обратной стороны, зачистки обратной стороны шва после сварки. Большое разнообразие форм и размеров подкладок обеспечивает сварку в различных положениях.

При односторонней сварке с обратной стороны шва могут возникнуть такие дефекты, как шлаковые включения, поры, непровары, прожоги. Поэтому обратную часть сварочного шва должны выполнять сварщики с высокой квалификацией или необходима вырубка обратной стороны сварочного шва, а затем подварка корня шва с обратной стороны.

Вырубка и подварка шва ведется в очень трудной потолочной позиции или выполняется после поворота конструкции, что требует ряда дополнительных действий. От этих проблем можно полностью избавиться при применении керамических подкладок, которые форми-руют обратный валик сварочного шва.

Керамические подкладки изготовлены из непористого, не впитывающего влагу керамического материала, имеющего высокую температуру плавления и представляет собой полосу длиной 0,6 м, состоящую из сегментов, закреплённых на самоклеящейся алюминиевой ленте. Подкладка прикрепляется к свариваемой поверхности и отклеивается после сварки. Применение подкладок позволяет обеспечить качественную сварку V-образных, X-образных, T-образных стыков в труднодоступных местах.

В результате сварки получается качественный шов, выдерживающий проверку рентгеновским контролем. Активно поддерживается расплавленный металл шва и формируется качественный обратный валик при сварке корневого прохода. За счёт гарантированного проплавления места соединения возможна и достаточна односторонняя сварка. Увеличивается производительность труда в связи с возможностью применения форсированных режимов сварки.

Возможна сварка в переменный зазор, в том числе превышающий допустимый.

Сварка комбинированным способом сварки позволяет сократить затраты на приобретение дорогостоящей проволоки сплошного сечения, применяемой для сварки поверхностей контактирующих с забортной водой. Позволяет улучшить качество сварного соединения за счет применения порошковой проволоки как облицовочного шва.

По сравнению со сплошной сварочной проволокой порошковая сварочная проволока имеет целый ряд преимуществ, которые обуславливаются тем, что наполнитель в процессе сварки расплавляется. В основном здесь протекают процессы, сравнимые с процессами, протекающими при электродуговой сварке, на которые оказывает влияние тип обмазки электродов. При сварке с применением сварочной порошковой проволоки тип наполнителя благотворно влияет, как на характеристики сварки, так и на микро металлургические процессы. Особые характеристики сварки с применением порошковой сварочной проволоки не в последнюю очередь обуславливают высокую экономичность этого способа сварки по сравнению со сваркой с применением сплошной сварочной проволоки.

Данная технология уже давно применяется на многих предприятиях не только Российской Федерации, но и за границей.

На нашем предприятии, по согласованию с проектными организациями, только начинается ее внедрение на проектах 22100, 22570, 11661.

2. Также хотелось бы отметить участие Трутнева Виталия в техперевооружении цехов завода сварочным оборудованием. В частности осуществляется подборка оборудования, не только для полуавтоматической сварки в среде углекислого газа, но и для ручной аргонодуговой сварки неплавящимся электродом в среде аргона. Завод приобретает такое сварочное оборудование как Miller Dynasty 350/700 — американского производства и Kemppi WeldForce — финского производства.

Образование:
Казанский государственный технический институт им. А.Н. Туполева

Карьера:
Пришел на завод в 1998 году и сейчас работает ведущим инженером-конструктором ОГТм. Занимается внедрением IT-технологий в машиностроительном производстве. В данное время является администратором по внедрению системы автоматизированного проектирования технологических процессов «СПРУТ-ТП» в машиностроительных цехах.

КУФЁЛКИН Валерий Владимирович

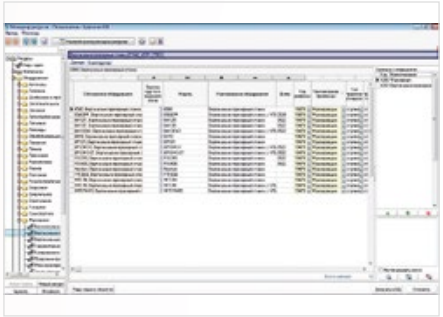


Рис. 1 — Менеджер ресурсов

Обучил несколько групп технологов и конструкторов работе в различных системах САПР.

Программа «СПРУТ-ТП» предназначена для автоматизации разработки технологических процессов, включая формирование технической документации от конструкторской спецификации до производственных документов.

Назначение системы СПРУТ-ТП:

- автоматизация разработки и нормирования технологических процессов;
- управление процессом технологического проектирования;
- подготовка данных для систем управления ресурсами предприятия ERP и планирования производства MES.

Отличительные особенности системы СПРУТ-ТП:

Работа непосредственно с комплектом активных документов, т.е. проектирование ведется в бланке документа, «Что вижу, то и получу». Система СПРУТ-ТП является единственной технологической системой из представленных на рынке, работающей по этому принципу. Подобная организация работы максимально приближена к привычной работе технолога, что позволяет снизить трудоемкость разработки ТП и максимально сократить время освоения (дает возможность получать результат сразу после установки системы).

А также:

Наиболее полный расчет технически обоснованных норм времени. Позволяет получить технически обоснованные нормы труда по:

- механообработке
- заготовительным работам
- зубообработке, газовой резке
- сварке
- сборочным работам
- термообработке
- упаковке и консервации
- холодной штамповке и т.д.

Самая полная комплектность документов по ЕСТД:

- около 200 форм бланков ЕСТД
- простота формирования и подключения собственных бланков.

В области материального нормирования проводится расчет массы заготовки, коэффициента использования материала (КИМ), нормы расхода материала с учетом длины проката или размеров листа, ширины реза, учет минимальной длины на зажим, подсчет числа заготовок из проката.

Внедрение программы позволило в разы уменьшить время на технологическую подготовку производства, позволило увеличить точность и надежность расчетов нормирования работ по различным переделам.

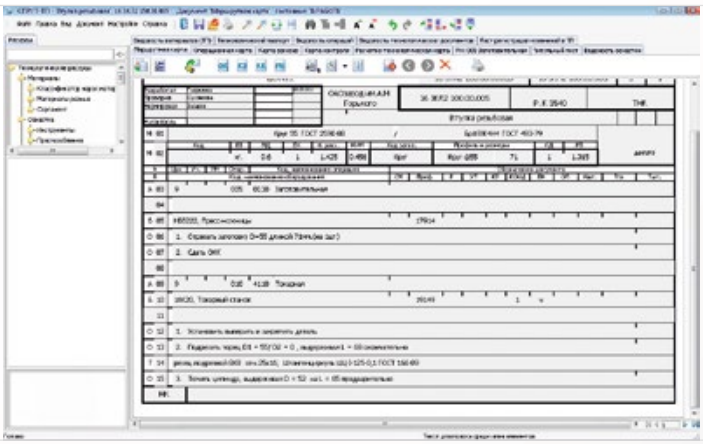


Рис. 2 — СПРУТ1

Образование:
Казанский государственный технический институт им. А.Н. Туполева

Карьера:
Начал свою деятельность на заводе в июле 2011 года ведущим инженером-технологом бюро станков с ЧПУ отдела главного технолога по машиностроению.
Основное направление деятельности — разработка моделей и создание управляющих программ повышенной сложности — штампы, гребные винты, винты водометных движителей, трудоемкие корпуса (рис. 1–8) на все виды оборудования с программным управлением — от фрезерных станков модели 6Р13Ф3 с системой ЧПУ Н33 до обрабатывающего центра HAAS EC-1600 и 5-ти координатного специального фрезерного станка для обработки гребных винтов КУ-350.

ЛЕЩЁВ Дмитрий Владимирович

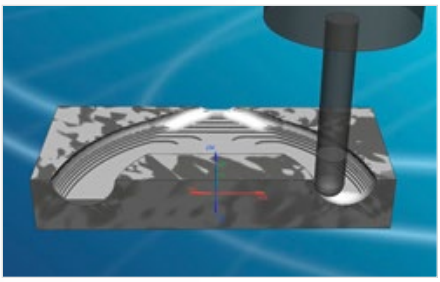


Рис. 1 — Модель и обработка, выполненная в NX 8

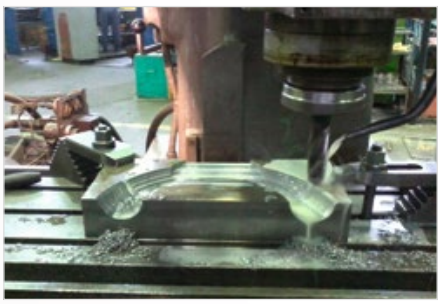


Рис. 2 — Реальная отработка на станке 6Н13Ф3 в цехе 13

Полный отказ от старого программного обеспечения (MODAPT, VINT), используемого на заводе при разработке управляющих программ для оборудования с программным управлением в пользу современного программного комплекса Siemens NX 8 (Unigraphics), лицензию на который ОАО «Завод имени А.М. Горького» приобрел чуть более года назад.

Группой специалистов бюро станков с ЧПУ ОГТм, в частности Лещевым Д.В. и Черемных Е.В., возглавляемой начальником бюро Шамгуновым И.К., был обоснован экономический эффект и доказана целесообразность использования данного программного продукта.

С использованием Siemens NX 8 стало возможным создание полноценной трехмерной твердотельной модели любой сложности, полностью соответствующей размерам чертежа, что порой может существенно облегчить и упростить процесс разметки сложных и габаритных деталей. Также стало возможным создание сборки различных механизмов и узлов в определяемой пользователем последовательности.

Основным модулем данной программы, используемым в бюро является так называемый CAM-модуль, который позволяет создавать интерактивную обработку изделий любой сложности со съемом материала в режиме реального времени с последующей генерацией управляющей программы для станка. Данный модуль позволяет также пользователю распределять равномерный припуск на нужных поверхностях, контролировать возможные зарезы детали, а также помогает избежать столкновения инструмента с деталью либо оснасткой, используемой при обработке. Силами специалистов бюро были разработаны, либо доработаны постпроцессоры на все виды имеющегося на заводе оборудования с программным управлением. На сегодняшний день Siemens NX 8 активно используется в повседневной деятельности бюро станков с ЧПУ и приносит все новые положительные результаты, а вместе с нестандартным мышлением сотрудников раскрываются все новые возможности оборудования, ускоряющие процесс обработки.

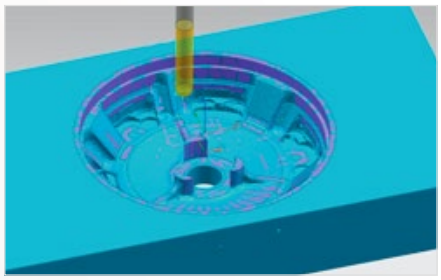


Рис. 3 — Обработка детали «Фланец» в NX 8

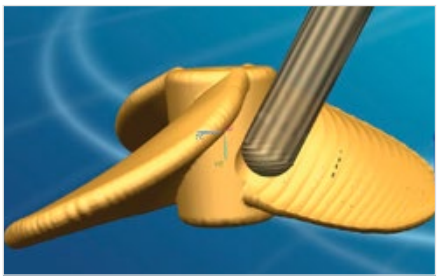
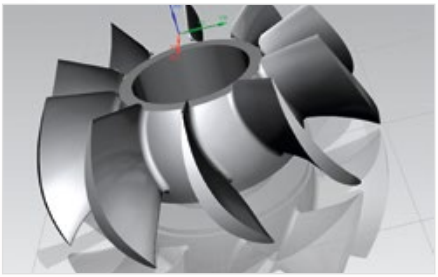


Рис. 5 — Первая модель винта, построенная и обработанная в NX 8 (2011 год)

Рис. 6 — Обработка на КУ-350Ф3 в цехе 47

Рис. 4 — Деталь после обработки на станке HAAS EC-1600 в цехе 9



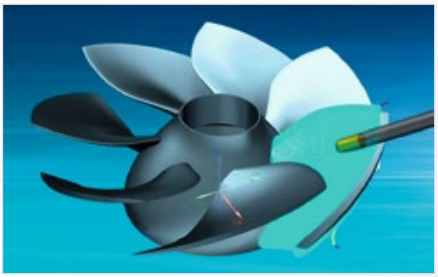


Рис. 7, 8 — Модели винтов водометного движителя с обработкой, выполненные в NX 8

ОАО «НЕФТЕМАШ» - САПКОН

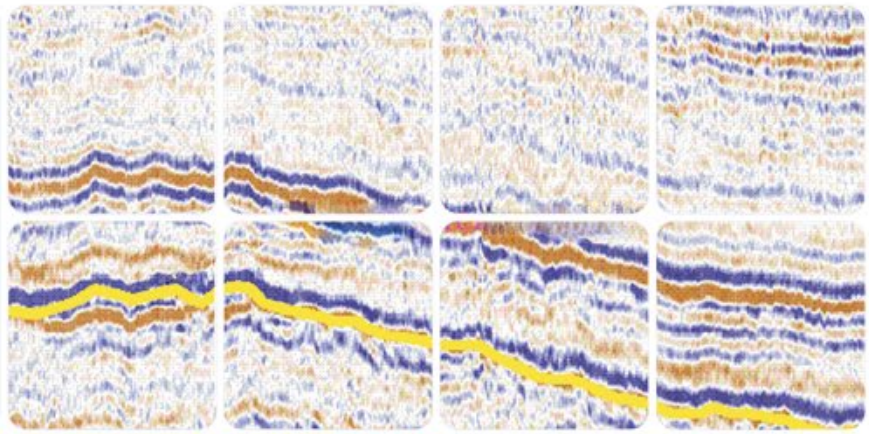
Проектирует, производит, поставляет и осуществляет сервисное обслуживание технологического оборудования для объектов нефтехимии, топливно-энергетического комплекса, черной и цветной металлургии,
коммунального хозяйства:
- агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;
- комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электрообессолевания нефти;
- технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- нестандартное оборудование на заказ.

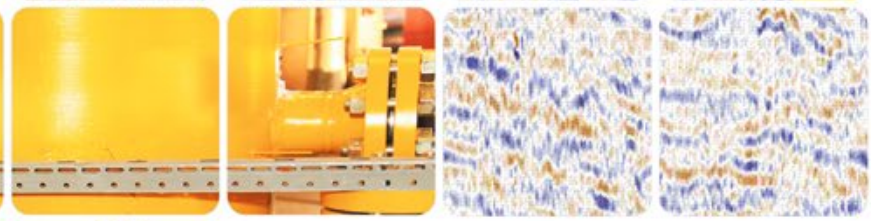
Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:
- проверка дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А так же их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);
- проверка огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;
- ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

Одна из лабораторий предприятия аттестована в системе неразрушающего контроля, выполняет услуги по неразрушающему контролю металлов и сварных соединений.

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

ОАО «НЕФТЕМАШ» - САПКОН
Россия, г. Саратов, ул. Б.Казачья, 113
Тел.: (8452) 26-16-59, 50-59-82, 50-59-83, 50-79-87
Факс: (8452) 50-60-30, 524-888
E-mail: neftemash@sapcon.ru
Сайт: www.sapcon.ru





ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ

НАУЧНО-ПРОЕКТНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ КОМПЛЕКС

ООО «ТюменНИИгипрогаз»
дочернее общество со 100% участием ОАО «Газпром»

основано в 1966 году

- **научные исследования** в области геологии, геофизики, разработки и эксплуатации газовых месторождений;
- **проектирование разработки** и обустройства газовых месторождений;
- **производство оборудования** для газовой отрасли и водоподготовки.

625019, г. Тюмень, ул. Воровского, 2
тел.: (3452) 286-481, факс: (3452) 274-045
www.tngg.ru

УДК 551

Зависимости свойств пластовой нефти от поверхностной нефти

С.Е. Никулин
геолог[1]
SNikulin@usvc.pnsh.ru

[1]ООО «Универсал-Сервис», Пермь, Россия

Знание свойств пластовой нефти необходимо при подсчете запасов, при создании проектов разработки, при создании гидродинамических моделей объектов разработки. Свойства пластовой нефти определяются по глубинным пробам отбираемым, как правило, с разведочных и добывающих скважин.
В некоторых случаях условия для отбора качественных глубинных проб на разведочных и добывающих скважинах невозможно создать.

Материалы и методы
В данной работе использованы данные по 386 залежам, 97 месторождений, эксплуатируемых в ООО «Лукойл-Пермь». Все материалы утверждены в ГКЗ.

Ключевые слова
пластовая нефть, поверхностная нефть, зависимость, плотность нефти, свойства нефти, отбор глубинных проб

Чаще всего это относится к скважинам, давшим не фонтанные притоки. В этом случае свойства пластовой нефти по некоторым залежам остаются неизученными и принимаются по аналогии.

Нефть в поверхностных условиях отличается от пластовой только тем, что из нее выделился газ. Поэтому между свойствами пластовой нефти и этой же нефти в поверхностных условиях должна быть связь.

Нами проведен анализ на предмет возможности определения всех свойств пластовой нефти только по известной поверхностной плотности нефти. Для этого использованы принятые свойства пластовой нефти, приведенные в проектах разработки в таблицах «Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения», для примера приведена часть такой таблицы по Абрамовскому месторождению. Все материалы утверждены в ГКЗ.

Ниже рассмотрены зависимости вязкости и объемного коэффициента от плотности нефти в поверхностных условиях. Их необходимо знать при проектировании, анализе разработки нефтяных залежей, а также при подсчете запасов нефти.

Вязкость нефти играет большую роль при движении ее по пласту. От величины вязкости нефти и от ее соотношения с вязкостью воды зависят динамика обводнения залежи и условия эффективной добычи нефти.

В данном случае, прослеживается четкая зависимость вязкости в пластовых условиях от плотности нефти в поверхностных условиях (рис. 1.)

Зависимость объемного коэффициента пластовой нефти от плотности поверхностной нефти

Наличие растворенного газа резко влияет на ее свойства: увеличивается ее объем (иногда на 50–60%), снижается плотность, значительно уменьшается вязкость, изменяется также поверхностное натяжение на различных границах раздела.

В случае с объемным коэффициентом также наблюдается четкая зависимость от плотности нефти в поверхностных условиях. С уменьшением плотности объемный коэффициент увеличивается (рис. 2.)

Итоги
Данные зависимости стали применятся на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» для определения свойств пластовой нефти на скважинах, в которых условия не позволяют отобрать глубинные пробы, а также на разведочных скважинах для оперативной оценки свойств.

Выводы
В результате анализа накопленных данных были получены зависимости, с высокой степенью корреляции, позволяющие оперативно оценивать ожидаемые параметры пластовой нефти, имея лишь плотность поверхностной нефти.
Полученные зависимости предлагается использовать только в случаях, когда глубинные пробы с объекта разработки не отобраны. Это позволяет избежать субъективизма присущего традиционному методу «выбора свойств пластовой нефти по аналогии». На время отсутствия глубинных проб по объектам разработки использование данных зависимостей гораздо точней позволяет оценить свойства пластовых нефтей, чем, если бы параметры брались по аналогии.
Предлагаемый метод можно использовать только до получения данных по глубинным пробам, так как прямые замеры всегда более точны и надежны. Поэтому отбор глубинных проб нефти следует производить во всех случаях, позволяющих получить достоверную информацию по свойствам пластовой нефти.

Параметры	Ед. измер.	Объекты		
		$Т_1$	$Бб_2$	$Тл_{2-б}$
2	3	4	5	6
Начальная пластовая температура	°С	29,1	27,4	26,7
Начальное пластовое давление	МПа	18,2	17,5	16,4
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	1,72	4,18	15,5
Плотность нефти в пластовых условиях	т/м³	0,791	0,816	0,876
Плотность нефти в поверхностных условиях	т/м³	0,850	0,876	0,908
Абсолютная отметка ВНК	м	-1511,5	-1486,9	-1450,3
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,213	1,157	1,076
Содержание серы в нефти	%	1,31	2,13	2,77
Содержание парафина в нефти	%	4,49	3,41	4,45
Давление насыщения нефти газом	МПа	12,7	13,24	11,72
Газосодержание	м³/т	97	64,2	44,3
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	1,53	1,49	1,49
Плотность воды в пластовых условиях	т/м³	1,171	1,164	1,164

Таб. 1 — Геолого-физическая характеристика пласта

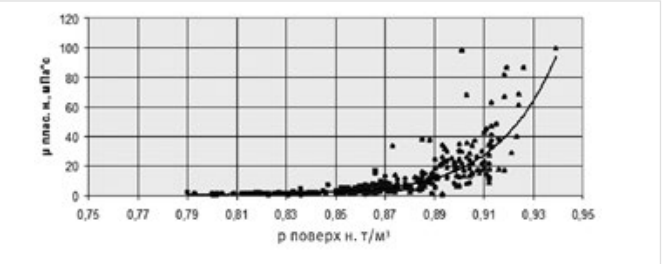


Рис. 1 — Зависимость вязкости пластовой нефти от плотности поверхности нефти

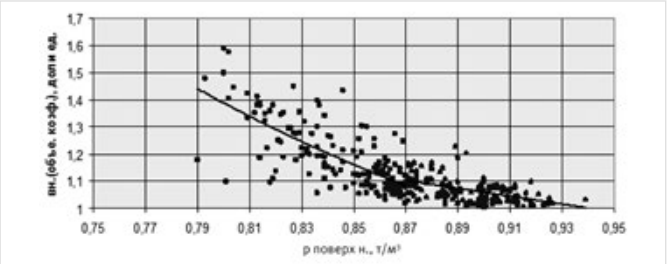


Рис. 2 — Зависимость объемного коэффициента пластовой нефти от плотности поверхностной нефти

ENGLISH **GEOPHYSICS**

Functions between oil properties (surface and base)

UDC 551

Authors:
S.E. Nikulin — geologist[1]; SNikulin@usvc.pnsh.ru

[1]LLC "Universal Service", Perm, Russian Federation

Abstract
Information about the properties of the base oil is necessary for the reserves calculation, for the formation of the development plan, creating hydrodynamic models of production target. Base oil properties usually are determined by the downhole samples, which are collected from the exploration and production wells. In some cases, the conditions for the high-quality downhole samples collection can not be provided at all.

Materials and methods
We used data on 386 oil reservoirs on 97 deposits operated by "LUKOIL-PERM", LLC. All materials are approved by the SRC (State Committee on Reserves).

Results
This technique is used on the deposits operated by "LUKOIL-PERM" LLC for determination of the base oil properties in wells, where conditions are not suitable for downhole samples collection, as well as in exploration wells.

Conclusions
As a result of data analysis there were received different properties with a high correlative value that allow evaluate effectively the expected base oil characteristics, having only the information about the oil density. The obtained dependences is suggested to use only in cases where the underlying sample from the facility design is not selected. It avoids subjectivity inherent in the traditional method of "choice of properties of reservoir oil by analogy." During the absence of the underlying trial on development targets using data dependencies is much more accurate to evaluate the properties reservoir oil than if the parameters were taken by analogy. The proposed method can only be used to obtain data on the deep samplesas direct measurements are always more accurate and reliable. Therefore, downhole oil samples should be done in all cases, allowing to obtain reliable information on the properties of reservoir oil.

Keywords
surface oil, base oil, function, oil density, properties of oil, downhole sampling

ООО «Универсал-Сервис» исполнилось 12 лет!

За 12-летнюю историю компании было произведено огромное количество работ для ведущих нефтяных и газовых предприятий, зарегистрировано 3 патента на технологии, не имеющие аналогов в мире, осуществлен выход не только за территорию Пермского края, но и за территорию РФ.

13 июня 2001 года на базе научно-исследовательских цехов было организовано предприятие ООО «Универсал-Сервис». С этой даты началась история нефтесервисной компании, которая за 12 лет стала одной из ведущих компаний в области исследования скважин и скважинной продукции. Именно ООО «Универсал-Сервис» поразил всех своим качеством обслуживания и инновационными технологиями. В 2003 году предприятие стало частью ООО «Нефтьсервисхолдинг», в котором продолжает успешно работать по сей день.

В течение всех этих лет «Универсал» неизменно следовал своей миссии — оказывать услуги по исследованиям скважин на высоком уровне, с максимальным удовлетворением потребностей Заказчиков.

Сегодня ООО «Универсал-Сервис» — это компания, которая качественно выполняет гидродинамические, промыслово-геофизические, технологические, химико-аналитические исследования, а также осуществляет работы по очистке лифта НКТ от асфальто-смолисто-парафиновых отложениях, отбору глубинных проб и интерпретации данных. Предприятие динамично развивается, наращивая производственный и научно-технический потенциал. Высококвалифицированные специалисты, которые работают в компании, постоянно находятся в творческом поиске – разрабатывают и внедряют новые и уникальные технологии.

В состав предприятия кроме аппарата управления входят 34 химико-аналитических лаборатории, 1 лаборатория инструментального контроля, 8 производственных участков, 3 территориально-обособленных подразделения и 1 постоянно действующее учреждение за границей РФ. Компания оснащена современной исследовательской аппаратурой, компьютерами, мобильной и спутниковой связью, комфортабельными лабораториями. Автомобильный парк насчитывает более 100 единиц спецтехники, функционирование которой обеспечивает транспортный участок. Участок ремонта аппаратуры и оборудования проводит ремонт и калибровку всего аппаратурного парка. Геологическая служба оснащена современными обрабатывающими интерпретационными комплексами типа «Saphir», «PanSystem», «ПРАЙМ».

В планах компании ООО «Универсал-Сервис» — продолжать активно развиваться, постоянно удивляя заказчиков блестящей работой и инновационными подходами.

ООО «Универсал-Сервис»
РФ, 614990,
г. Пермь, ул. Петропавловская, д. 16а
Тел: + 7 (342) 212-01-01
Факс: +7 (342) 212-30-27
e-mail: office@usvc.pnsh.ru

ООО «НПО «ХИМБУРНЕФТЬ»

ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНЫЕ ХИМРЕАГЕНТЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ И РЕМОНТА СКВАЖИН

Смазочные добавки — ПАВ для буровых растворов, жидкостей освоения и ремонта скважин на основе растительного сырья марок серии ФК-2000, ФК-2000 Плюс, ФК-2000 Плюс М, ФК-2000 Плюс А; Ингибирующие противоприхватные лубриканты ФК-М, ФК-Н на основе эфиров жирных кислот для всех типов технологических жидкостей , загустители и депрессоры растворов на углеводородной основе (РУО);
Жидкий органический ингибитор глин марки ХБН – противосальниковый реагент, интенсификатор бурения; Биополимерный химреагент АСГ – регулятор структурно-реологических параметров и показателя фильтрации;
Термостойкие (до 210 ^{o}C) полимерлигнитные понизители фильтрации буровых растворов марок ХБН 01, ХБН 02, ХБН 03.

НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ И СЕРВИСНЫЕ ИНЖИНИРИНГОВЫЕ РАБОТЫ

Физико-химический анализ химреагентов, буровых растворов, технологических жидкостей по стандартам РФ и США, керновые испытания качества вскрытия коллекторов на УИПК-1М, инжиниринг буровых растворов, технологических жидкостей для глушения и ремонта скважин, включая предупреждение поглощений и ликвидацию прихватов
ООО «НПО «ХИМБУРНЕФТЬ» СЕРТИФИЦИРОВАНА ПО СТАНДАРТУ ISO 9001

350063, Россия, Краснодар, ул.Кубанонабережная, 7, оф. 502,
+7 (861) 268-54-57, 268-48-81
e-mail: hbn2005@yandex.ru, www.himburneft.ru

ООО "МЭЛЗ ФЭУ"

фотоэлектронные умножители
электронно-оптические преобразователи

124460, Москва, Зеленоград
4922 проезд, д. 4/5
Тел./ Факс +7 499 995-02-02/33
info@melz-feu.ru,
comelz@melz-evp.ru
www.melz.com.ru

ФЭУ – для различных применений
- Фото-, радио-, спектрометрия
- Ядерные исследования, сцинтилляторы
- Радиоактивный каротаж скважин
- Солнечнослепые, широкий спектр
- Счета фотонов
  и др.

Дополнительные опции
- Адаптеры, панели
- Источники питания, усилители
- Магнитные экраны

Новые и нестандартные ФЭУ
- Многоканальные ФЭУ для специальных применений
- Компактные ФЭУ (4 динода)
- Мелкосерийное производство по индивидуальным проектам

ЭОП для приборов ночного видения
- ЭОП поколения 2 (диаметр фотокатода 25 мм.), используемые в прицелах типа AN/PVS-4, AN/TVS-5, а также перископических системах AN/VVS-2
- ЭОП поколения 2+ (диаметр фотокатода 18 мм.)
- ЭОП ультрафиолетового спектра чувствительности
- ЭОП с черно-белым спектром свечения (поколений 2 и 2+)
- Цветные ЭОП красного и синего спектров свечения, используемые в биноклях, для создания псевдоцветного 3D-изображения
- ЭОП совмещенный с фоточувствительной матрицей (ПЗС), позволяющий получить цифровой сигнал на выходе

УДК 550.8.014, 550.8.013, 550.8.04, 550.34.063

Мониторинг многостадийного ГРП с дневной поверхности. Теоретические подходы и практические результаты

Н.Я. Шабалин
генеральный директор[1]

Е.В. Биряльцев
к.т.н., зам. ген. директора
по науке и новым технологиям[1]
igenbir@yandex.ru

В.А. Рыжов
к.ф.-м.н., руководитель ИАЦ[1]
vrizhov@mail.ru

Е.В. Мокшин
инженер[1]

С.А. Феофилов
директор по производству[1]

И.Р. Шарапов
главный геолог[1]

Д.А. Рыжов
к.ф.-м.н., ведущий инженер[1]

[1]ЗАО «Градиент», Казань, Россия

Рассматривается подход к мониторингу распространения трещины ГРП при наблюдении микросейсм, порожденных трещиной гидроразрыва, с дневной поверхности. Анализируется требуемая аппаратура, методика наблюдений и методика обработки. Приводятся результаты опытного применения данного подхода при мониторинге многостадийного гидроразрыва в горизонтальном стволе. Делаются оценки точности локализации трещины ГРП данным методом в плане и в разрезе.

Ключевые слова
гидроразрыв пласта, микросейсмический мониторинг, наблюдения с поверхности

Введение

Гидроразрыв пласта (ГРП) является одной из технологий интенсификации добычи нефти, представляя собой механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором за счет поднятия давления жидкости гидроразрыва выше горного давления образуется искусственная трещина большой протяженности. В процессе образования трещины происходит высвобождение энергии упругих деформаций, сопровождающееся излучением сейсмических волн, что может служить геофизической основой для контроля (мониторинга) реальной геометрии трещины. Данное излучение может быть зафиксировано сейсмическими датчиками и использовано для локализации местоположения источников сейсмических событий, вызванных вследствие проведения ГРП и позволяет оценить пространственно-временной характер развития трещин [1, 2, 3].

Хорошо известен метод мониторинга ГРП при наблюдениях из соседних скважин. Данный метод позволяет локализовать трещину ГРП как в плане, так и по вертикали. Наблюдения в скважинах свободны от поверхностных помех, что позволяет достигать удовлетворительных результатов с применением относительно простых аппаратных средств и методов обработки микросейсмических сигналов.

Вместе с тем скважинный мониторинг ГРП может быть невозможен в силу отсутствия соседних скважин, а при их наличии требует остановки добычи или нагнетания, что приводит к существенным экономическим потерям. Таким образом, скважинный мониторинг ГРП обладает некоторыми ограничениями по применимости.

Альтернативный метод наблюдения при расположении датчиков на дневной поверхности не требует использования скважин, что делает этот метод потенциально более универсальным, чем скважинный мониторинг. Вместе с тем расположение датчиков на поверхности приводит к необходимости регистрировать ослабленные сигналы за счет большей длины пробега микросейсм и повышенным поглощением в ЗМС. Кроме того, датчики подвержены сильным шумовым воздействиям волн Релея, в первую очередь от флота ГРП.

Данные факторы требуют повышенного внимания к используемой аппаратуре, схеме регистрации и методам обработки сигналов при наземном мониторинге ГРП.

Аппаратура

Первостепенной задачей для осуществления мониторинга ГРП является выбор регистрирующей аппаратуры. Особенность работ по локализации источников микросейсм от трещины ГРП заключается в необходимости локализации очень слабых сигналов, значительно слабее тех, которые порождаются вибраторами и взрывами в активной сейсморазведке. Возникает вопрос, достаточна ли чувствительность сейсмических сенсоров для регистрации данных сигналов или требуется более чувствительное сейсмологическое оборудование.

Сопоставим стандартные сейсморазведочные геофоны на примере GS-20DX и сейсмологические велосиметры на примере CME-4111-LT. Был проведен сопоставительный анализ данного оборудования в полевых условиях. Для этого в условиях с низким уровнем природных шумов в ночное время были отписаны часовые записи сейсмологического и сейсмического датчиков с регистратором Байкал-8.

На рис. 1. представлены спектрограммы данных записей, записанных разными датчиками в одно и то же время. Хорошо видно, что сейсмический датчик отписывает только самые высокоэнергетические импульсы. Из опыта работ нам известно, что в данном случае это шумы от движущегося транспорта и локальных техногенных источников, представленные поверхностными волнами Релея и не характеризуют микросейсмическую обстановку на глубине. Остальная

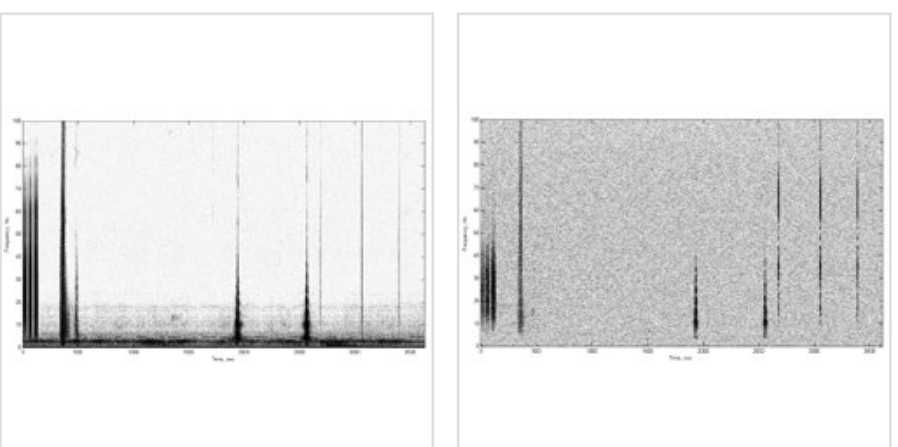


Рис. 1 — Спектрограмма сигнала с сейсмологического датчика CME-4111-LT (слева) и сейсмического датчика GS-20DX (справа)

часть спектрограммы представляет собой собственные шумы системы — датчик, аналоговая линия связи, усилитель, регистратор. На записях сейсмологического датчика хорошо видна структура природных шумов (диапазон от 0 до 15 Гц). Из сопоставления числовых записей регистрируемых сигналов следует, что мощность собственных шумов сейсмического геофона в его рабочем диапазоне (выше 10 Гц) превышает мощность собственных шумов сейсмологического датчика не менее чем на порядок по амплитуде.

При необходимости компенсации недостатка чувствительности количеством сенсоров, их количество необходимо увеличить квадратично относительно падения чувствительности. Так, при падении чувствительности в 2 раза, это падение может быть скомпенсировано увеличением количества датчиков в 4 раза. При отличии чувствительности в 10 раз, количество датчиков должно быть больше в 100 раз. Учитывая, что сейсмометр CME-4111-LT трехканальный, а геофоны одноканальные, мы получаем, что 1000 геофонов с чувствительностью в 10 раз меньшей, чем у CME-4111-LT, эквивалентны 1000/100/3 =3.3 датчикам. Результат, конечно, может несколько количественно меняться при использовании других геофонов и цифровых регистраторов.

Таким образом, для наземного мониторинга ГРП предпочтительнее использовать сейсмологическое оборудование.

Методика проведения мониторинга ГРП

Важным методическим вопросом является способ расстановки датчиков. Необходимо оптимизировать расстановку таким образом, чтобы максимизировать полезный сигнал. При этом необходимо учитывать следующие факторы.

Расстановка, совместно с параметрами фокусировки образует антенну с пространственной диаграммой направленности, главный лепесток которой имеет максимум в исследуемой точке. Однако расстановка, как любая антенна, имеет и боковые лепестки диаграммы направленности. При попадании в боковой лепесток мощного источника шума мы будем иметь в главном фокусе паразитный сигнал. При мониторинге ГРП такой источник всегда имеется в виде флота ГРП. Также значительными источниками шума могут являться работающие в непосредственной близости добывающее оборудование скважины, производственные объекты и другие техногенные источники.

Наиболее мощным источником шума обычно является флот ГРП. Как поверхностный источник он порождает шум в виде волны Релея, энергия которых падает с расстоянием как 1/R. Искомые же сигналы от трещины ГРП являются объемными волнами, энергия которых падает с расстоянием как $1/R^2$. Учитывая, что флот ГРП располагается приблизительно над забоем скважины и, соответственно, над местом образования трещины, можно выделить область, в которой отношение сигнал/шум будет максимальным. Эта область имеет форму кольца, охватывающего забой и флот ГРП. Расстановка датчиков внутри кольца максимума сигнал/шум необходимо провести таким образом, чтобы в пространственной диаграмме направленности в точке расположения флота ГРП не образовывалось значительного бокового лепестка.

Обработка данных методом максимального правдоподобия

Задача локализации микросейсмических источников является хорошо известной в радиотехнике задачей обнаружения сигналов при многоканальном приеме и решается разными методами. Применительно к задаче локализации источника микросейсм они обладают различной точностью локализации, устойчивостью к шумам и вычислительной сложностью [4, 5]. Известно также, что одним из наиболее информативных методов является метод обнаружения сигналов на основе максимума правдоподобия (МП). В отличие от более простых методов, например, дифракционного суммирования, метод МП требует знания формы сигнала, а не только времени первого вступления. С использованием современных средств полноволнового моделирования и суперкомпьютерных комплексов [6] такой расчет вполне возможен за практически приемлемое время, что делает наиболее мощный метод МП доступным инструментом для локализации слабых микросейсм.

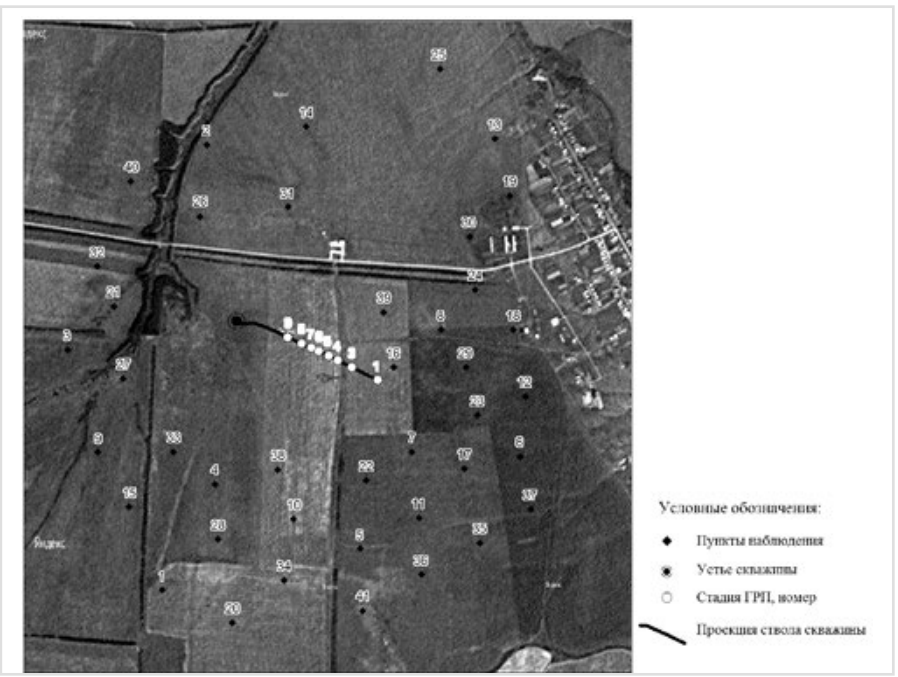


Рис. 2 — Схема расстановки датчиков при мониторинге многоступенчатого ГРП

Рис. 3 — Внешний вид сейсмометра «CME-4111-LT» (а), LE-3Dlite (б) и регистратора «Байкал-АСН88» (в)

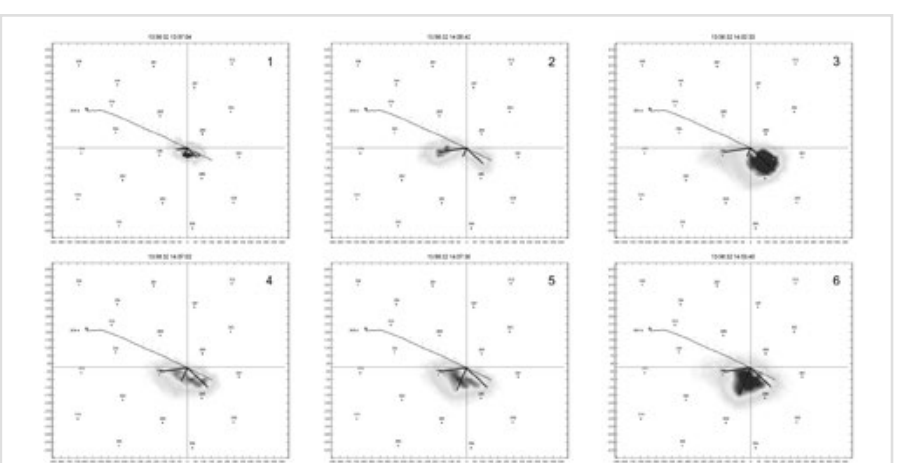


Рис. 4 — Стадия 3. Динамика развития зон микросейсмической активности при проведении ГРП

Опытные работы

Для апробации рассматриваемого метода микросейсмического мониторинга многоступенчатого ГРП была выбрана скважина с горизонтальным стволом в толще турнейских отложений, расположенная в южной части западного склона Южно-Татарского свода. Фактическая схема наблюдения при мониторинге ГРП (рис. 3) проектировалась с учетом расположения датчиков в зоне максимального отношения сигнал/шум.

Наблюдения производились регистрирующими комплексами из трехкомпонентных широкополосных сейсмометров («CME-4111-LT» (рис. 3. а) или «LE-3DLite» (рис. 3. б)) и регистратора «Байкал-АСН88» (рис. 3. в), предназначенные для регистрации вертикальной и двух горизонтальных компонент сейсмических колебаний и преобразования их в цифровой вид с привязкой к единому времени. Количество регистрирующих комплексов составило – 41 шт.

На основе скоростной модели по данным ВСП была построена плоскопараллельная скоростная 3D модель и выполнено численное моделирование распространения волнового процесса от импульса в области возможного распространения трещин ГРП на глубине залегания целевого пласта. Расчет численной модели выполнялся на суперкомпьютере, построенном на основе графических процессоров. Результатом численного моделирования были формы сигналов волнового процесса по трем компонентам для каждого датчика на поверхности от всех точек визуализации.

Заключительным этапом всего комплекса проведенных работ по обработке и интерпретации материалов мониторинга многоступенчатого ГРП стали повременные карты накопленной микросейсмической активности по каждой из стадий ГРП, по которым можно проследить динамику развития данных зон.

На рис. 4 и 5 приведена динамика развития зон по стадии № 3 и 5, соответственно. Черными линиями на картах накопленной микросейсмической активности нанесены прогнозные осевые линии распространения зон трещинообразования в процессе ГРП.

Проведенные работы позволили проследить динамику развития зон микросейсмической активности, связанную с развитием трещин. Начиная с 3 стадии, от стадии к стадии в ряде случаев происходят значительные прорывы вдоль горизонтального ствола скважины. Вероятно, они связаны с: 1) плохим контактом изолирующих пакеров; 2) вторичными нарушениями сплошности пород вдоль горизонтального ствола скважины, произошедшими в процессе бурения.

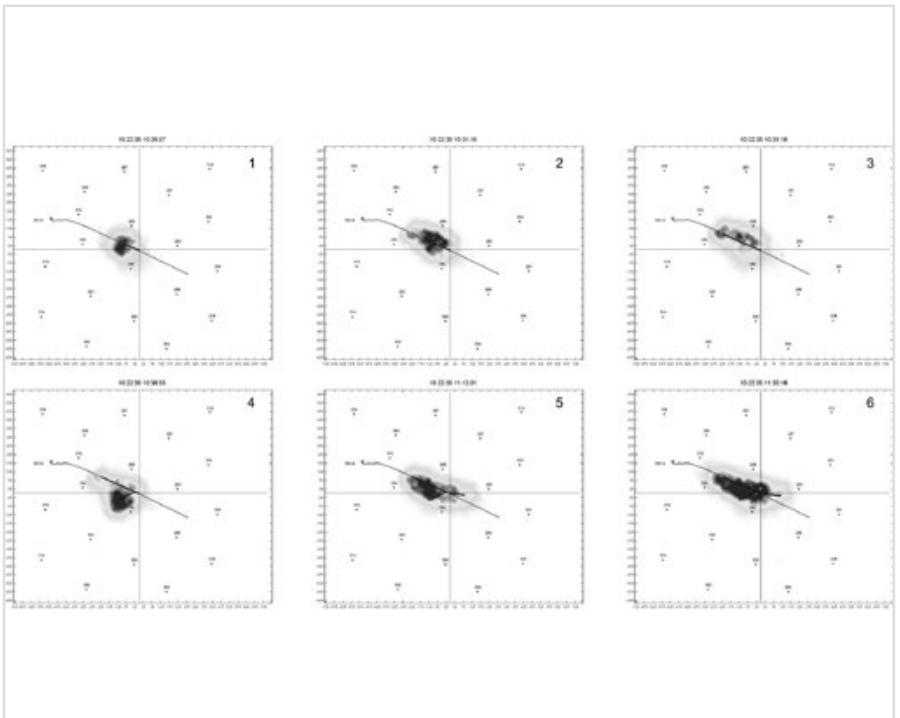


Рис. 5 — Стадия 5. Динамика развития зон микросейсмической активности при проведении ГРП

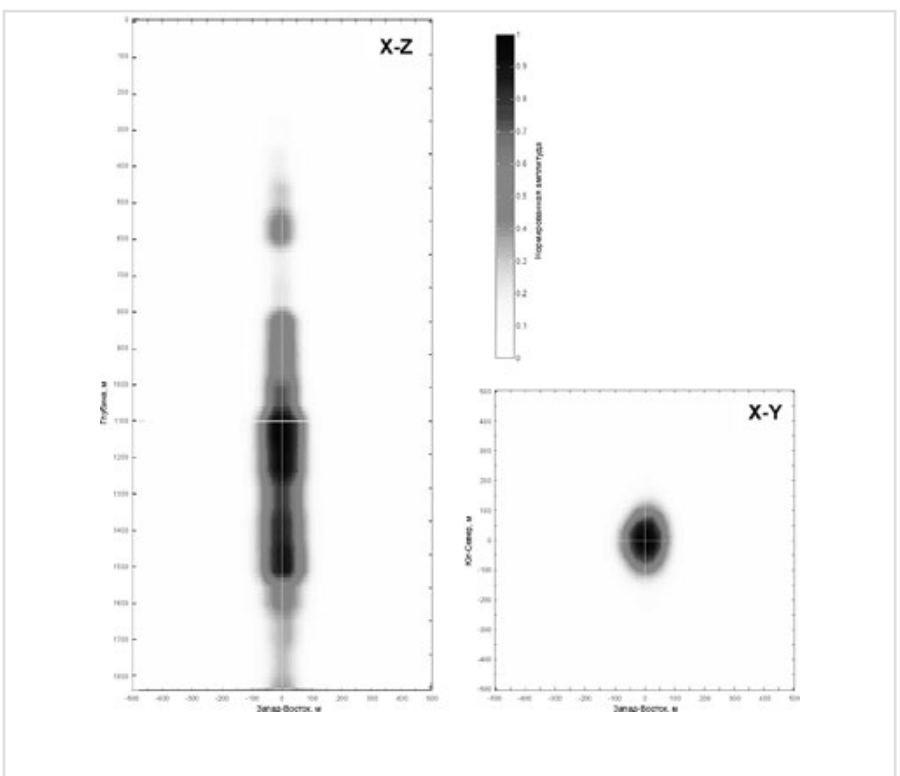


Рис. 6 — Оценка точности локализации трещины ГРП по вертикали и горизонтали

Точность локализации

Точность локализации во многом зависит как от скоростной модели среды, так и от точности совпадения скоростной модели среды с реальностью. Обычно для калибровки модели используют яркий импульс от перфорации колонны. При данных работах ГРП проводился в открытом стволе, без перфорации (без калибровочного импульса), что могло привести к невозможности получить адекватные результаты.

В связи с отсутствием калибровочных данных было решено анализировать достаточно низкочастотный рабочий диапазон от 10 до 14 Гц. При скорости продольных волн порядка 1200 м/с в верхней части разреза на частоте 12 Гц длина волны достигает 100 м. Волны можно приближенно считать синфазными, если разность их хода меньше ¼ длины волны. Поэтому условно можно констатировать, что неточности знания модели менее чем 25 м не должны существенно исказить результаты восстановления.

Подав на вход метода локализации вместо реальных сигналов модельные, полученные из конкретной точки визуализации, например, из точки порта (муфты) ГРП, можно оценить минимальные размеры зоны размытия по горизонтали и вертикали с применением конкретной расстановки датчиков, данного метода локализации, при условии идеального описания скоростной модели в рабочем частотном диапазоне.

Данная процедура была проведена на модели участка работ, что проиллюстрировано на рис. 6. Для данной скоростной модели точность локализации по уровню 0.7

по горизонтали составляет около 50 м, а по вертикали около 500 м.

Выводы

Таким образом, проведенные исследования показали принципиальную возможность мониторинга процесса многоступенчатого ГРП в горизонтальном стволе скважины исключительно с дневной поверхности при использовании сейсмологической аппаратуры, оптимальной схемы наблюдения и метода максимального правдоподобия, как метода локализации микросейсм. Оценка точности локализации по горизонтали при этом приемлема для практического применения, точность локализации по вертикали недостаточна для выводов о развитии трещины в вертикальном направлении.

Полученные в процессе мониторинга ГРП данные позволили проследить весь процесс образования трещиноватых зон для каждой его стадии.

Благодарность

Авторы статьи выражают благодарность руководству ОАО «Татнефть» за предоставленную возможность в проведении мониторинга ГРП на экспериментальной скважине в открытом горизонтальном стволе, а также за разрешение на публикацию материалов.

Список используемой литературы

1. Александров С.И., Гогоненков Г.Н., Мишин В.А. Применение пассивных сейсмических наблюдений для контроля параметров гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2005. № 5. С. 64–66.
2. Geiser P., Vermilye J., Scammell R., Roecker S. The Use of Seismic Emission Tomography (SET) for Imaging Hydraulically Linked Fracture/fault Networks of Hydro-carbon Reservoirs. Amer. Geophys. Union, Fall Meeting 2006. Abstract N H42B-03.
3. Чеботарева И.Я., Кушнир А.Ф., Рожков М.В. Устранение интенсивной помехи при пассивном мониторинге месторождений углеводородов методом эмиссионной томографии // Физика Земли. 2008. № 12. С. 65–82.
4. Мокшин Е.В., Бережной Д.В., Биряльцев Е.В. Сопоставление метода "Time reverse modeling" и метода дифракционного суммирования // Экспозиция Нефть Газ. 2012. Т.2. С. 26-28.
5. Steiner B., Saenger E.H., Schmalholz S.M. Time reverse modeling of low-frequency microtremors: A potential method for hydrocarbon reservoir localization. Geophys. Res. Lett. 2008. Vol. 35. L03307.
6. Галимов М.Р., Биряльцев Е.В. Некоторые технологические аспекты применения высокопроизводительных вычислений на графических процессорах в прикладных программных системах // Вычислительные методы и программирование. 2010. Т. 11. С. 77-93.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

Opportunity to study the upper part of section based on full-wave numerical simulation

UDC 550.8.014, 550.8.013, 550.8.04, 550.34.063

Authors:
N.Ya. Shabalin — general director[1]
Eugeny V. Biryal'tsev — Ph.D., deputy director on science and new technologies[1]; igenbir@yandex.ru
Vasiliy A. Ryzhov — ph.d., head of IAC[1]; vrizhov@mail.ru
E.V. Mokshin — engineer[1]
S.A. Feofilov — production director[1]
I.R. Sharapov —chief geologist[1]
D.A. Ryzhov — ph.d., senior engineer[1]

[1]Gradient JSC, Kazan, Russian Federation

Abstract

There is considers an approach to the microseismic monitoring from the surface of hydraulic fracture propagation. There is analyzed the required equipment, methods of observation and data processing. Results of pilot application of this approach to monitoring multistage fracturing in horizontal wellbore are presented. The estimations of accuracy of localization the fracture by this method in plan and in section are calculated.

Conclusions

Thus, our studies have shown the fundamental possibility of monitoring the process of multi-stage fracturing in horizontal wellbore exclusively from the surface using seismological equipment, the optimal scheme of observation and the maximum likelihood method as a method of localization microseisms.

The horizontal localization accuracy is acceptable for practical use, the accuracy of localization insufficient for vertical findings of crack development in the vertical direction.

The results obtained in the monitoring of process of hydraulic fracturing allowed us to trace the entire process of fractured zones for each stage.

Keywords

hydraulic fracturing, microseismic monitoring, surveillance from the surface

References

1. Aleksandrov S.I., Gogonenkov G.N., Mishin V.A. *Primenenie passivnykh seysmicheskikh nablyudeniy dlya kontrolya parametrov gidrorazryva plasta* [Application of passive seismic monitoring parameters hydraulic fracturing]. *Oil industry*, 2005, issue 5, pp. 64–66.
2. Geiser P., Vermilye J., Scammell R., Roecker S. The Use of Seismic Emission Tomography (SET) for Imaging Hydraulically Linked Fracture/fault Networks of Hydro-carbon Reservoirs. Amer. Geophys. Union, Fall Meeting 2006. Abstract N H42B-03.
3. Chebotareva I.Ya., Kushnir A.F., Rozhkov M.V. *Ustranenie intensivnoy pomekhi pri passivnom monitoringe mestorozhdeniy uglevodorodov metodom emissionnoy tomografii* [Eliminating intensive interference in passive monitoring of hydrocarbon deposits by emission tomography]. Physics of the Earth, 2008, issue 12, P. 65–82.
4. Mokshin E.V., Berezhnoy D.V., Biryal'tsev E.V. *Sopostavlenie metoda "Time reverse modeling" i metoda difraktsionnogo summirovaniya* [A comparison method "Time reverse modeling" and the method of summation of the diffraction]. *Exposition Oil Gas*, 2012, vol. 2, P. 26-28.
5. Steiner B., Saenger E.H., Schmalholz S.M. Time reverse modeling of low-frequency microtremors: A potential method for hydrocarbon reservoir localization. Geophys. Res. Lett. 2008. Vol. 35. L03307.
6. Galimov M.R., Biryal'tsev E.V. *Nekotorye tekhnologicheskie aspekty primeneniya vysokoproizvoditel'nykh vychisleniy na graficheskikh protsessorakh v prikladnykh programmnykh sistemakh* [Some technological aspects of high performance computing on graphics processors in application software systems]. *Vychislitel'nye metody i programmirovanie*, 2010, vol. 11, pp. 77-93.

УДК 622.24

Турбинно-роторный способ бурения. Возможность применения компоновок, имеющих некоторый угол перекоса

О.В. Филимонов
к.т.н., заведующий группой сертификации, стандартизации и метрологии[1]
oleg1543@mail.ru

[1]ООО НПФ «Горизонт», РБ, Октябрьский, Россия

Рассматриваются некоторые положительные и отрицательные аспекты применения турбинно-роторного способа бурения скважин, обосновывается необходимость ограничения угла перекоса применяемых при этом компоновок, предложена технология бурения наиболее опасных участков.

Материалы и методы

1. Анализ вписываемости в скважину применяемых гидравлических винтовых забойных двигателей (ВЗД) имеющих некоторый угол перекоса;
2. Расчет статических и динамических напряжений, возникающих в корпусе ВЗД, имеющего некоторый угол перекоса при бурении с вращением бурильной колонны;
3. Расчет допустимой наработки корпуса ВЗД при циклической нагрузке.

Ключевые слова
турбинно-роторный способ бурения, величина угла перекоса КНБК, интенсивность искривления скважины, динамические напряжения изгиба и кручения, допустимое количество циклов, циклическая нагрузка

При строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин, в России традиционно применяется турбинный способ бурения (без вращения бурильной колонны), где в отклоняющих компоновках, как известно, используются гидравлические забойные двигатели — турбобуры и винтовые забойные двигатели с возможностью установки некоторого угла перекоса своей продольной оси. Роторный способ бурения с вращением бурильной колонны сегодня менее распространен, в первую очередь из-за резкого ограничения его применения для направленной проводки скважин.

Основной задачей при бурении скважины является ее проводка в соответствии с заданным профилем в наиболее короткие сроки. При этом, исходя из текущих геологических условий, проектных данных и инклинометрических параметров, определяется необходимость использования отклоняющей компоновки с применением забойного двигателя, имеющего определенный угол перекоса или т.н. «гладкую» компоновку без угла перекоса.

После набора необходимых угловых параметров профиля скважины, как правило, бурится прямолинейный участок в заданном направлении без изменения текущего зенитного угла и азимута. До сих пор такая стабилизация ствола скважины по зенитному углу и по азимуту (при бурении забойными двигателями) достигалась сменой компоновки, имеющей угол перекоса, на «гладкую», без него. Если же протяженность прямолинейного участка незначительна или к началу такого участка ресурс забойного двигателя или долота не выработан, то подъем инструмента для смены компоновки приводит к непроизводительным затратам. В этом случае применяется бурение с периодическим проворотом бурильной колонны, которое позволяет сохранить текущее направление скважины.

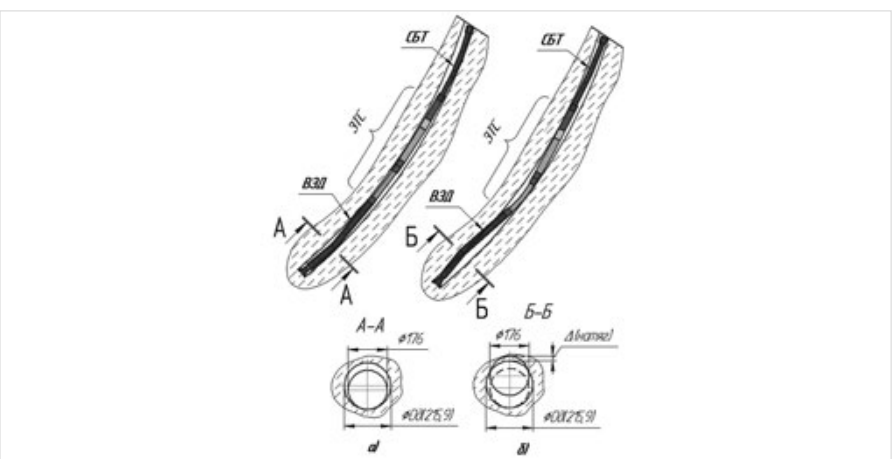


Рис. 1 — Компоновка с углом перекоса альфа в искривленной скважине: а) при бурении со скольжением, б) при бурении с вращением; ВЗД — винтовой забойный двигатель; ЗТС — забойная телеметрическая система; СБТ — стальные бурильные трубы

Можно производить бурение и с вращением бурильной колонны, имея компоновку с некоторым углом перекоса и учитывая некоторые ограничения. Факторами, ограничивающими бурение с вращением бурильной колонны, имеющей в составе КНБК забойный двигатель с углом перекоса, являются величина угла перекоса забойного двигателя, имеющаяся интенсивность искривления скважины, нагрузка на долото, а также прочностные свойства горной породы стенки скважины, которая может препятствовать вращению компоновки с углом перекоса [1].

Расположение компоновки, имеющей угол перекоса, при бурении со скольжением, показано на (рис. 1а), при бурении с вращением — на (рис. 1б).

При бурении с вращением без нагрузки на долото участок изгиба забойного двигателя, в зависимости от угла перекоса, может находиться в контакте со стенками скважины и иметь положительный или, чаще всего, отрицательный зазор (натяг). Такой натяг создает дополнительный крутящий момент и в месте скольжения корпуса забойного двигателя со стенками скважины возникает т.н. «скользящая опора». Нагрузка на долото при бурении увеличивает радиальную нагрузку на стенку скважины и, соответственно, момент от трения скользящей опоры о стенку скважины [2]. Имеющаяся интенсивность искривления ствола скважины увеличивает натяг между корпусом забойного двигателя и стенкой скважины. Особенно опасным является положение искривленной части забойного двигателя, обратное искривлению скважины (рис. 1б), при этом корпус двигателя при вращении максимально деформируется в момент положения наибольшего натяга, а долото расширяет стенки скважины на эту величину. Причем преодоление вращающейся КНБК искривленного участка скважины происходит скачкообразно, с ударом, от первоначального набора величины момента, необходимого на преодоление имеющегося натяга, с последующим резким «освобождением» корпуса забойного двигателя.

Были рассмотрены шесть наиболее распространенных винтовых забойных двигателей (ВЗД) с диаметрами по корпусу 172...178 мм, имеющих некоторый угол перекоса, по условию их вписываемости при вращении в искривленной скважине расчетной интенсивности. Диаметр долота взят равным Dд =215,9 мм. Длина долота условно принята равной 300 мм. При этом, коэффициент кавернозности, учитывающий увеличение диаметра скважины, не рассматривался, т.е. считалось, что диаметр скважины равен диаметру долота.

Расчетную интенсивность искривления ствола на 10м i_{10} рассчитываем по формуле [3]:

$$i_{10} = 20 \cdot \frac{\sin(\delta - \beta)}{L_1 + L_2} \cdot \frac{180}{\pi}$$

где
L_1, м — длина нижней части ВЗД от торца долота до места искривления;
L_2, м — длина верхней части ВЗД от места искривления до верхнего торца;
δ, град — угол перекоса компоновки;
β, град — угол наклона нижнего плеча ВЗД с углом перекоса к оси скважины;

$$\beta = arctg\frac{D\partial - d}{L_1}$$

где
Dд и d, м — диаметры долота и корпуса ВЗД соответственно.

Исходя из полученных расчетных данных (см. таб. 1) видно, что при угле перекоса забойного двигателя 1,25 град (1°15') и соответствующей для каждого забойного двигателя расчетной интенсивности искривления скважины имеем значительный переходный натяг. Вращение при таком натяге будет способствовать возникновению дополнительных деформаций корпуса забойного двигателя и крутящих моментов, а также выработке дополнительного объема горной породы за счет увеличения диаметра скважины, доходящего до ~20%.

На рисунке 2 показаны величины отрицательных зазоров (натягов) для исследуемых забойных двигателей с различными углами перекоса.

Из рисунка видно, что уже с углом перекоса 1,0 град корпусы забойных двигателей имеют натяг, а для забойных двигателей ДГР-178 и ДВРЗ-176М даже угол перекоса 0,75 град является причиной появления дополнительных деформаций корпуса и крутящих моментов. Силы, возникающие при этом, отрицательно влияют на работоспособность всех элементов КНБК. Особого внимания в этом смысле заслуживает применение в компоновке забойной телеметрической системы (ЗТС), которая имеет определенные ограничения по ударным и вибрационным нагрузкам, циклически создаваемым моментам и деформациям. Поэтому рекомендуется ограничивать угол перекоса гидравлических забойных двигателей, применяемых при бурении с вращением бурильной колонны. На выбор угла перекоса ВЗД, как видно из результатов расчета по табл. 1, влияет диаметр скважины, который по ряду причин может превышать диаметр долота. Величину этого увеличения учитывают коэффициентом кавернозности.

Таким образом, исходя из условий вписываемости ВЗД в сечение бурящейся скважины, для указанной группы забойных двигателей с углом перекоса 1,25 град, можно рекомендовать их применение при бурении с вращением для скважин с коэффициентом кавернозности, соответствующим (или более) указанному в таблице 1 проценту увеличения диаметра скважины. Для скважин, имеющих коэффициент кавернозности близкий к единице, угол перекоса должен быть не более 1град, а для ДГР-178 и ДВРЗ-176М — не более 0,75 град (см. рис.2).

При вращении в искривленной скважине КНБК, имеющей в своем составе забойный винтовой двигатель с углом перекоса, корпус двигателя испытывает динамические напряжения изгиба и кручения. Создаваемые нагрузки и

Тип забойного двигателя	Длина ВЗД, м	Длина нижнего плеча до искривления, м	Угол перекоса, град	Интенсивность скважины град/10м	Зазор между вращающимся ВЗД и стенкой скважины, мм	Увеличение диаметра, %
ДГ-176М	5,315	1,815	1,25	2,21	-42,37	6,34
Д5-172	5,65	2,9	1,25	2,74	-43,01	9,71
ДР-178	6,034	2,186	1,25	2,30	-65,38	10,45
ДРУ-172РС	6,542	2,706	1,25	2,42	-79,58	14,58
ДГР-178	7,245	2,18	1,25	2,27	-126,60	16,94
ДВРЗ-176М	7	2,385	1,25	2,57	-129,17	19,55

Таб. 1 — Значения зазоров для некоторых ВЗД при вращении в искривленной скважине. Диаметр долота 215,9мм.

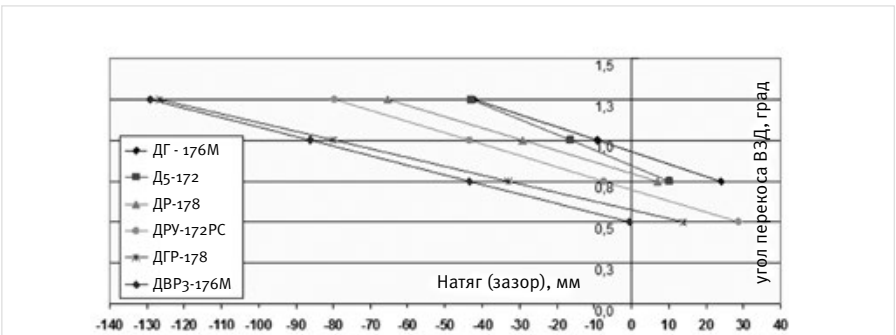


Рис. 2 — Зависимость величины зазора (натяга) от угла перекоса для некоторых ВЗД

Тип ВЗД	Угол перекоса, град	Момент изгиба $M_{изг}$, кН*м	Динамическое эквивалентное напряжение $\sigma_{экв}$, н/мм$_2$	Запас прочности, n
ДГ–176М	1,25	86,01	813,70	1,11
	1	18,70	176,90	5,09
	0,75	–	–	–
Д5–172	1,25	77,75	718,81	1,25
	1	29,64	274,01	3,28
	0,75	–	–	–
ДР–178	1,25	104,29	986,65	0,91
	1	46,55	440,41	2,04
	0,75	–	–	–
ДРУ–172РС	1,25	108,79	1029,22	0,87
	1	59,45	562,46	1,60
	0,75	10,11	95,67	9,41
ДГР–178	1,25	142,33	1361,80	0,66
	1	89,70	858,25	1,05
	0,75	37,07	354,67	2,54
ДВРЗ–176М	1,25	155,13	1484,29	0,61
	1	103,63	991,51	0,91
	0,75	52,12	498,69	1,80

Таб. 2 — Напряжения корпуса ВЗД с заданным углом перекоса в искривленной скважине

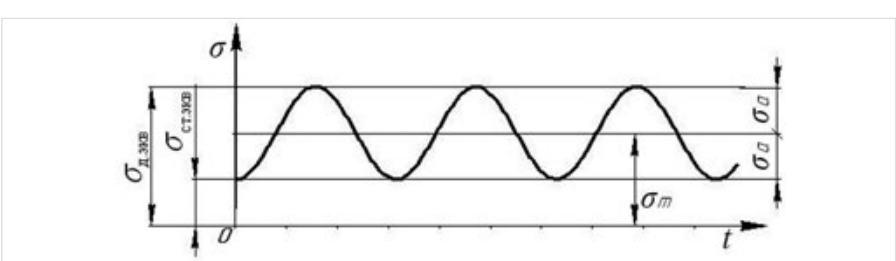


Рис. 3 — Напряжения при циклической нагрузке

возникающие при этом напряжения цикличны в соответствии с частотой вращения бурильной колонны [4].

Максимальный изгибающий момент, действующий на корпус ВЗД, равен:

$$M_{изг} = \frac{f \cdot 16 \cdot EJ}{L^2}$$

где

f, м — перемещение корпуса, вызванное деформацией;

EJ, кН*м² — жесткость забойного двигателя.

EJ=4000 кН*м²

E, Н/м² — модуль упругости легированной стали. E=2*10¹¹ Н/м²;

J, м⁴ — полярный момент инерции;

L, м — длина забойного двигателя с долотом.

Динамическое напряжение изгиба находим по формуле:

$$\sigma_{д.изг} = \sigma_{ст.изг} \cdot k_д$$

где

$\sigma_{ст.изг}$, н/мм² — статическое напряжение изгиба,

$k_{д.изг}$ — коэффициент динамичности при изгибе.

Статическое напряжение при изгибе находим по формуле:

$$\sigma_{ст.изг} = \frac{M_{изг}}{Wp}$$

где

$M_{изг}$, Н*м – момент при изгибе;

Wp, м³ – полярный момент сопротивления.

Коэффициент динамичности при изгибе находим по формуле:

$$K_д = 1 + \sqrt{1 + \frac{To}{P \cdot f}}$$

где

To, — кинетическая энергия вращения ВЗД;

P, Н — сила, действующая при изгибе;

Кинетическая энергия вращения ВЗД равна:

$$To = \frac{Jp \cdot \omega^2}{2}$$

где

ω,с⁻¹ — частота вращения бурильной колонны.

Динамические напряжения при кручении определяем по формуле:

$$\tau_{д.кр} = \tau_{ст.кр} \cdot k_{д.кр}$$

где

$\tau_{ст.кр}$, Н/мм² — статическое напряжение при кручении;

$k_{д.кр}$ — коэффициент динамичности при кручении.

Статическое напряжение при кручении определяем по формуле:

$$\tau_{ст.кр} = \frac{Mтр \cdot 2}{Dд}$$

где

Mтр, Н*м — момент трения, создаваемый силой прижатия корпуса ВЗД к стенке скважины;

Dд, м — диаметр применяемого долота.

Момент трения определяем по формуле:

$$Mтр = P \cdot \mu$$

где

μ, коэффициент трения стали о породу, μ = 0,35.

Коэффициент динамичности при кручении

$$k_{д.кр} = 1 + \sqrt{1 + \frac{2 \cdot To}{P \cdot \delta_{ст}}}$$

где

$\delta_{ст}$ — деформация корпуса ВЗД при кручении.

$$\delta_{ст} = \frac{P \cdot Dд^2 \cdot l}{4 \cdot G \cdot Jp}$$

где

G, Н/мм² — модуль упругости при сдвиге, G=0,4*E.

Эквивалентное статическое и динамическое напряжение, действующее на корпус двигателя при изгибе и кручении, определяем по формуле:

$$\sigma_{ст.экв} = \sqrt{\sigma_{ст.изг}^2 + 3 \cdot \tau_{ст.кр}^2}$$

$$\sigma_{д.экв} = \sqrt{\sigma_{д.изг}^2 + 3 \cdot \tau_{д.кр}^2}$$

При этом показателями циклического напряжения являются σ_a и σ_m (рис. 3), где

σ_a, Н/мм² — амплитудное циклическое напряжение,

$$\sigma_a = \frac{\sigma_{д.экв} - \sigma_{ст.экв}}{2}$$

σ_m, Н/мм² — среднее циклическое напряжение,

$$\sigma_m = \frac{\sigma_{д.экв} + \sigma_{ст.экв}}{2}$$

Запас прочности определяем по формуле:

$$n = \frac{\sigma_т}{\sigma_{д.экв}}$$

где

$\sigma_т$ — предел текучести материала корпуса ВЗД.

Для термообработанных хромоникелевых сплавов сталей принимаем. $\sigma_т$= 900 Н/мм².

Результаты расчетов возникающих напряжений для выбранных типов ВЗД приведены в таблице 2.

Из таблицы видно, что лишь у двух типов ВЗД (ДГ-176М, Д5-172) с углом перекоса 1,25 град (1º15') эквивалентное динамическое напряжение σэкв меньше σт применяемого материала и лишь у Д5-172 запас прочности более 20% (n=1,25). А для двух типов ВЗД из исследуемых (ДГР-178, ДВРЗ-176М) даже угол перекоса 1 град является критическим, так как возникающие при этом напряжения превышают предел текучести применяемого материала.

Допускаемое количество циклов при циклической нагрузке определяем по формуле [5]:

$$[N] = \left[\frac{A \cdot C_t}{\sigma_a - \frac{B}{n_v}}\right]^2$$

где

A, МПа — характеристика материала, A=0,6*10⁵ для аустенитной стали;

B – характеристика материала, B=0,4*$\sigma_{в/t}$;

$\sigma_{в/t}$, МПа — временное сопротивление материала при заданной температуре, для стали 40ХНМА при средней температуре эксплуатации 60°С $\sigma_{в/t}$ =1600 МПа;

C_t — поправочный коэффициент, учитывающий температуру эксплуатации t. Температуру эксплуатации принимаем равной средней температуре эксплуатации забойного оборудования t =50°С.

Для сталей

$$C_t = \frac{2300 - t}{2300} = \frac{2300 - 60}{2300} = 0{,}974$$

$$\bar{\sigma}_a = \max\left\{\sigma_a; \frac{B}{n_v}\right\}$$

В таб. 3 приведены расчетные допустимые значения количества циклов [N] создаваемой переменной нагрузки, на корпусы исследуемых ВЗД.

Из таб. 2 и 3 видно, что самым неблагоприятным условием работы является бурение с вращением ВЗД, имеющим угол перекоса 1,25 град. При этом допустимое количество циклов [N] ≤ 10⁵, а запас прочности лишь у одного из представленных типов ВЗД больше 1,2 (Д5-172). Угол перекоса 1 град. является более приемлемым для заявленных условий (диаметр и интенсивность искривления скважины), однако для забойных двигателей ДГР-178 и ДВРЗ-176М, имеющих запас прочности менее 1,2, недопустим и такой угол. Для этих типов ВЗД бурение с вращением бурильной колонны возможно, если их угол перекоса не будет превышать 0,75град.

Как правило, при сочетании турбинного и роторного способов бурения, последний составляет не более 10% от общего времени наработки, применяемого при этом ВЗД. Таким образом, если межремонтный период ВЗД составляет не более 250 часов, то бурение с вращением бурильной колонны, имеющей ВЗД с некоторым углом перекоса, занимает около 25 часов.

При вращении компоновки с частотой n=60 об/мин, допустимая наработка [N]60 в часах определится как

$$[N]_{60} = \frac{[N]}{n \cdot 60}$$

В таб. 3 и на рис. 4 представлена допустимая наработка [N]60 ВЗД при вращении с бурильной колонной в изогнутой скважине с частотой вращения n=60 об/мин.

Из таб. 3 и рис. 4 видно, что лишь забойный двигатель Д5–172 с углом перекоса 1,25 град имеет допустимую наработку [N]60>25 часов. А для забойных двигателей ДГР–178 и ДВРЗ–176М можно рекомендовать работу с углом перекоса не более 0,75 град.

Для уменьшения влияния натяга при вращении забойного двигателя с перекосом в искривленной скважине рекомендуется применять некоторые технологические ограничения:

- перед началом вращения необходимо пробурить интервал скважины на длину КНБК с проворотом бурильной колонны на 90 градусов через каждый метр проходки.
- начинать бурение с проработки ствола скважины с вращением бурильного инструмента на высоту бурильной трубы (10...12м).
- после окончания проработки ствола скважины, дойдя до забоя, начать бурение с плавным увеличением нагрузки до 20...30 кН.
- продолжать бурение с минимальной нагрузкой не более 20...30 кН на глубину, равную длине КНБК (долото+забойный двигатель с отклоняющим переводником+забойная телеметрическая система) плюс длина не менее одной бурильной трубы (10...12м).
- дальнейший процесс бурения с вращением бурильного инструмента разрешается производить с нагрузкой на долото согласно плану бурения.

Угол перекоса	ДГ-176М		Д5-172		ДР-178		ДРУ-172РС		ДГР-178		ДВРЗ-176М	
	[N] *10^5	$[N]_{60}$, ч	[N] *10^5	$[N]_{60}$, ч	[N] *10^5	$[N]_{60}$, ч	[N] *10^5	$[N]_{60}$, ч	[N] *10^5	$[N]_{60}$, ч	[N] *10^5	$[N]_{60}$, ч
1,25	0,8	22,5	1,0	28,9	0, 6	15,3	0,5	14,1	0,3	8,0	0,2	6,77
1	17	476,3	7,2	198,5	2,8	76,9	1,7	47,1	0,7	20,2	0,5	15,16
0,75	-	-	-	-	-	-	58,6	1628	4,3	118,5	2,2	59,94

Таб. 3 — Допустимое количество циклов и допустимая наработка при циклической нагрузке ВЗД

Бурение турбинно-роторным способом необходимо производить с контролем крутящего момента на роторе.

Итоги

Результаты анализа и расчетов рекомендованы к применению технологической службе предприятия при определении допустимого угла перекоса применяемых компоновок для турбинно-роторного способа бурения скважин.

Рис. 4 — Допустимая наработка ВЗД с заданным углом перекоса в искривленной скважине при вращении бурильной колонны

Выводы

1. Для применения турбинно-роторного способа бурения с вращением бурильной колонны необходимо ограничивать угол перекоса из условия вписываемости компоновки в профиль скважины с учетом твердости разбуриваемых пород и коэффициента кавернозности.
2. При вращении бурильной колонны, имеющей компоновку с углом перекоса, в искривленном участке скважины необходимо ограничивать частоту вращения и нагрузку на долото до выхода КНБК из этого участка.
3. Турбинно-роторный способ бурения, в зависимости от величины создаваемого натяга компоновкой с углом перекоса, способствует увеличению циклической нагрузки с ударами и вибрацией, влечет за собой дополнительный износ и сокращение срока службы элементов КНБК.

Список используемой литературы

1. Попов А.Н., Спивак А.И., Акбулатов Т.О. и др.; 2007. – 508с, Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр».
2. Калинин А.Г., Кульчицкий В.В. Естественное и искусственное искривление скважин: Учебное пособие для вузов. Москва-Ижевск: НИЦ Регулярная и хаотическая динамика. Институт компьютерных исследований, 2006. 640 с.
3. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие под ред. Калинина А.Г. М.: Недра- Бизнесцентр. 2001. 450 с.
4. Писаренко Г.С., Яковлев А.П., Матвеев В.В. Справочник по сопротивлению материалов. Киев: Наукова думка, 1975. 704 с.
5. ГОСТ Р 52857.6-2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность при малоцикловых нагрузках. Москва: Стандартинформ, 2008.

ENGLISH **DRILLING**

Turbine and rotary drilling. Possibility of layouts having some misalignment

UDC 622.24

Authors:
Oleg V. Filimonov — ph.d., head of group certification, standardization and metrology[1]; oleg1543@mail.ru

[1]Horizon NPF Ltd., October, Russian Federation

Abstract

We consider some of the positive and negative aspects of using a turbo-rotor method of drilling wells, the necessity of limiting the angle of tilt used in this layout, the technology of drilling the most dangerous areas.

Materials and methods

1. Analysis of the well vpisyvaemosti used hydraulic screw downhole motors (PDM) with some skew angle;
2. Calculation of statistical and dynamic stresses in the housing PDM having some misalignment when drilling with the drill string rotation;
3. Calculation of allowable housing developments PDM under cyclic loading.

Results

The results of the analysis and calculations are recommended for use technology service company in determining the allowable skew angle configurations used for the turbine and rotary method of drilling wells.

Conclusions

1. To use a turbo-rotor method of drilling with the drill string rotation is necessary to limit the skew angle of the layout in terms vpisyvaemosti well profile with the rock hardness and coefficient of cavernous.
2. By rotating the drill string having a skew angle from the arrangement in the curved section of the well is necessary to limit speed and WOB to exit this portion of the BHA.
3. Turbine and rotary drilling method, depending on the size of the layout created tension with the angle of tilt, increases cyclic loading with shock and vibration, entails additional wear and shorten the life of BHA.

Keywords

turbine and rotary drilling method, the amount of skew angle BHA intensity deviated wells, dynamic bending and torsional stress, the maximum number of cycles, the cyclic load

References

1. Kalinin A.G., Levitsky, A.Z., Messer A.G., Soloviev N.V., *Prakticheskoe rukovodstvo po tekhnologii bureniya skvazhin na zhidkie i gazoobraznye poleznye iskopaemye. Spravochnoe posobie* [A Practical Guide to drilling technology for liquid and gaseous minerals. A Reference Guide]. *Nedra-Biznestsentr*, 2001, 450 p.
2. Kalinin A.G., Kulchitskiy V.V. *Estestvennoe i iskusstvennoe iskrivlenie skvazhin. Uchebnoe posobie dlya vuzov* [Natural and artificial distortion wells. Textbook for high schools]. Moscow-Izhevsk: *NITs "Regular and Chaotic Dynamics"*, Institute of Computer Studies, 2006, 640 p.
3. Popov A.N., Spivak A.I., Akbulatov T.O. etc. *Tekhnologiya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin. Uchebnik dlya vuzov* [The technology of drilling oil and gas wells. Textbook for high schools]. *Nedra-Biznestsentr*, 2007. 508.
4. Pisarenko G.S., Yakovlev A.P., Matveev V.V. *Spravochnik po soprotivleniyu materialov* [Reference materials strength]. Kiev: *Dumka*, 1975. 704.
5. GOST R 52857.6-2007 *Sosudy i apparaty. Normy i metody rascheta na prochnost'. Raschet na prochnost' pri malotsiklovykh nagruzkakh* [Vessels and vehicles. Limits and methods of strength calculation. Calculation of the strength in low-cycle loading]. Moscow: *Standartinform*, 2008.

УДК 622.245.1

Расчет параметров профильного сечения многолучевых труб при проектировании перекрывателей

К.В. Мелинг
к.т.н., зав. сектором
восстановления крепи скважин[1]
vks@tatnipi.ru

В.К. Мелинг
инженер 2 категории[1]
melingvk@tatnipi.ru

[1]институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

В институте «ТатНИПИнефть» разработана методика расчета параметров профильного сечения многолучевых труб при проектировании профильных перекрывателей для изоляции зон осложнений скважин различных диаметров.
По результатам расчёта построены четырёх и шести лучевые профили.

Материалы и методы
Методы расчета многолучевых профилей.

Ключевые слова
профильный перекрыватель, профильная труба, многолучевой профиль, трубная заготовка, выступ профиля, впадина профиля

Для проектирования профильных перекрывателей для изоляции зон осложнений скважин различных диаметров в институте «ТатНИПИнефть» разработана методика расчета параметров профильного сечения многолучевых труб, которая включает следующие этапы:

- выбор типа профиля;
- задание исходных данных;
- вычисление основных диаметральных размеров перекрывателя;
- расчет параметров, соответствующих конкретному типу профиля;
- вычисление минимального допустимого радиуса изгиба;
- вывод расчетных данных для построения профиля.

На расчетной схеме, рис. 1, представлены основные параметры профиля и трубной заготовки.

Радиусы заготовки (рис. 1) по наружной поверхности Rз и по нейтральному слою ρз определяются по формулам:

$$R_з=D_з/2 \quad (1)$$

$$\rho_з=R_з-S/2 \quad (2)$$

На основании равенства суммы длин дуг профиля и длины окружности заготовки по нейтральным слоям составлено уравнение:

$$r = \rho_з/n \quad (3)$$

Углы φ и α (рис. 1) зависят от количества лучей профиля и определяются по формулам:

$$\varphi=360/n \quad (4)$$

$$\alpha=\varphi/4 \quad (5)$$

Решением треугольника (рис. 1), согласно теоремы синусов, получено новое уравнение:

$$R=r(1+\sin\alpha)/\sin\alpha \quad (6)$$

$D_з$ — диаметр трубной заготовки перекрывателя; $\rho_з$ — радиус нейтрального слоя трубы заготовки; r — радиус нейтрального слоя в выступах и во впадинах профиля; r_1 — радиус выступов профиля; r_2 — радиус впадин профиля; Dy — условный диаметр профильной трубы; Ry — условный радиус профильной трубы; R — расчетный радиус профиля до нейтрального слоя выступа; φ — центральный угол, соответствующий сектору выступа и впадины профиля; α — центральный угол, соответствующий сектору половины выступа или впадины профиля; Dв – внутренний диаметр профиля; L — глубина вдавливания роликов; l — глубина впадин профиля, S — толщина стенки профильной трубы.

Радиусы наружных поверхностей выступов r_1 и впадин r_2 определяются по формулам:

$$r_1=r+S/2 \quad (7)$$

$$r_2=r-S/2 \quad (8)$$

Условный радиус Ry и диаметр Dy профиля вычисляются по формулам:

$$Ry=R+S/2 \quad (9)$$

$$Dy=2Ry \quad (10)$$

Внутренний диаметр профиля Dв определяется по формуле:

$$Dв=Dy-4r \quad (11)$$

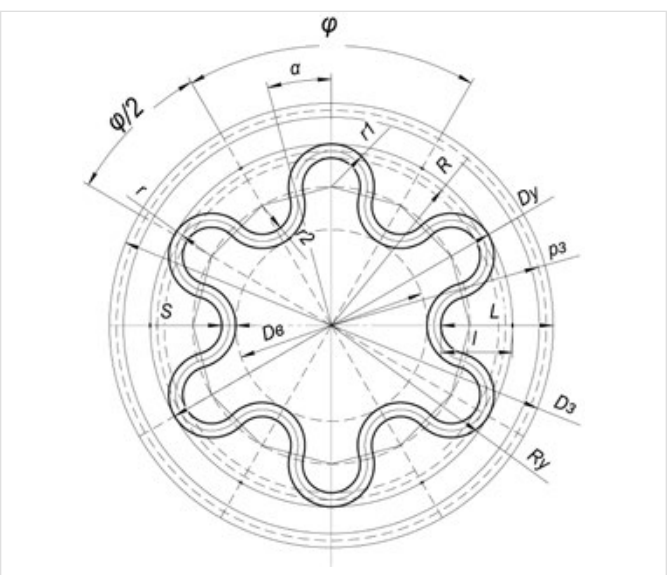
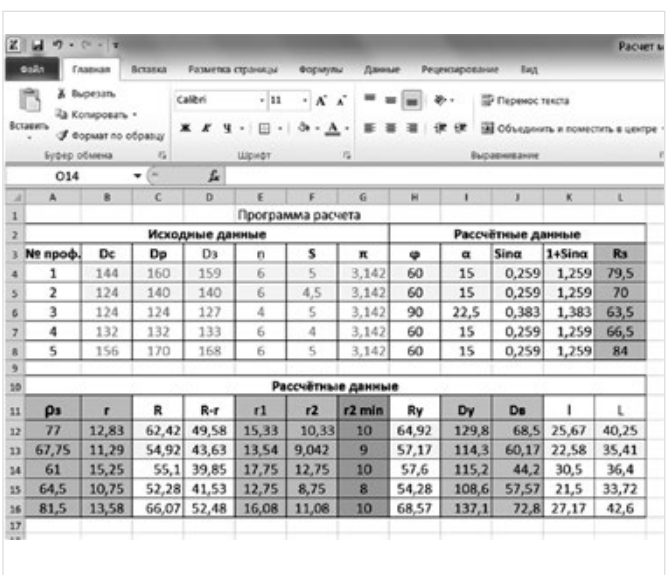


Рис. 1 — Расчетная схема профиля



Программа расчета

	Исходные данные							Рассчётные данные				
№ проф.	Dc	Dp	Dз	n	S	π		φ	α	Sinα	1+Sinα	Rз
1	144	160	159	6	5	3,142		60	15	0,259	1,259	79,5
2	124	140	140	6	4,5	3,142		60	15	0,259	1,259	70
3	124	124	127	4	5	3,142		90	22,5	0,383	1,383	63,5
4	132	132	133	6	4	3,142		60	15	0,259	1,259	66,5
5	156	170	168	6	5	3,142		60	15	0,259	1,259	84

Рассчётные данные

ρз	r	R	R-r	r1	r2	r2 min	Ry	Dy	Dв	l	L
77	12,83	62,42	49,58	15,33	10,33	10	64,92	129,8	68,5	25,67	40,25
67,75	11,29	54,92	43,63	13,54	9,042	9	57,17	114,3	60,17	22,58	35,41
61	15,25	55,1	39,85	17,75	12,75	10	57,6	115,2	44,2	30,5	36,4
64,5	10,75	52,28	41,53	12,75	8,75	8	54,28	108,6	57,57	21,5	33,72
81,5	13,58	66,07	52,48	16,08	11,08	10	68,57	137,1	72,8	27,17	42,6

Рис. 2 — Программа расчета многолучевых профилей перекрывателей

Критический минимальный радиус, соответствующий впадинам профиля, при котором может произойти разрушение трубы, не должен быть меньше двойной толщины стенки:

$$r_{2min} \geq 2S \quad (12)$$

Глубины впадин l и вдавливания роликов L определяется по формулам:

$$l=R_y-Dв/2-S \quad (13)$$

$$L=R_з-R_y+l \quad (14)$$

Используя формулы 1–14 и Microsoft Excel 2010 составлена программа расчета многолучевых профилей перекрывателей, представленная на рис. 2.

Задавая исходные данные, характеризующие условия скважины (рис. 2) и конструктивные элементы перекрывателей (толщину стенки профильной трубы S; количество лучей профиля n) рассчитываются диаметры перекрывателя Dy, Dв и параметры профилей α, φ, R, Ry, r, r1, r2, r2min, L, l (рис. 2) для любых типоразмеров перекрывателей.

Примеры профилей, построенных по расчетным данным, вычисленных при помощи программы, приведены на рис. 3 и 4.

Итоги

Построение многолучевых профилей по результатам расчетов.

Выводы

1. Определена закономерность построения многолучевых профилей с одинаковой кривизной выступов и впадин.
2. Выведены формулы расчёта многолучевых профилей.
3. Разработана программа расчёта многолучевых профилей для проектирования профильных перекрывателей.
4. Построены многолучевые профили в программе «KOMPAS-13».

Рис. 3 — Шестилучевой профиль №1

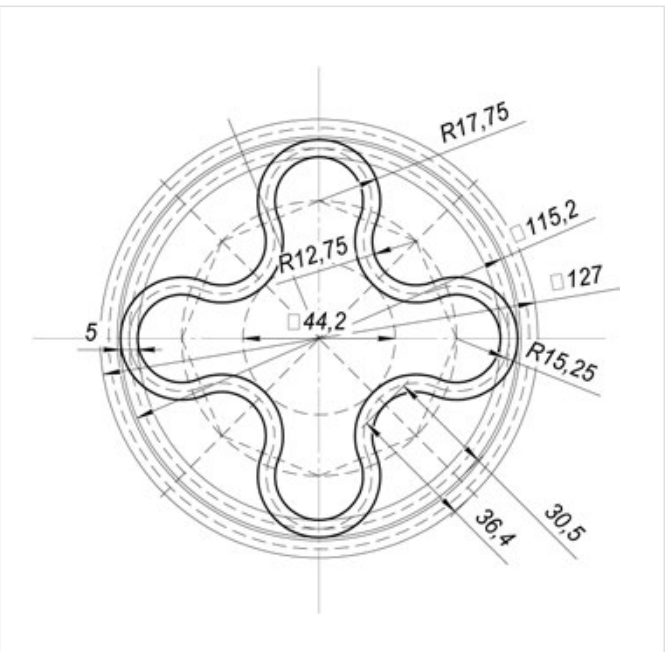


Рис. 4 — Четырёхлучевой профиль №3

ENGLISH **DRILLING**

Calculation of parameters of profile sections multibeam pipes when designing expandable profile liner

UDC 622.245.1

Authors:
Konstantin V. Meling — ph.D., head of recovery lining wells sector[1]; vks@tatnipi.ru
Vitaly K. Meling — engineer 2 categories[1]; melingvk@tatnipi.ru

[1]Institute "TatNIPIneft", Bugulma, Russian Federation

Abstract

TatNIPIneft developed a methodology for calculating the parameters of the profile section of pipe when designing of multipath core liners to isolate trouble zones wells of different diameters.
According to the calculation built four-and six-beam profiles.

Material and methods

Methods of calculation of multibeam profiles.

Results

Building multibeam profiles according to the results of calculations.

Conclusions

1. Defined the regularities of the construction of multibeam profiles with the same curvature of the ledges and hollows.
2. Obtained calculation formula of multipath profiles.
3. The program of calculation profiles for the design of multipath core liners is developed.
4. Built multi-beam profiles in the program «KOMPAS-13».

Keywords

expandable profile liner,
profile pipe,
multibeam profile,
pipe billet,
ledge profile,
the depression of the profile

УДК 622.276

Использование торфов Западной Сибири в энергетических целях на основе применения гидромеханизированных технологий

С.М. Штин
кандидат технических наук, доцент, заслуженный работник[1], руководитель[2]
shtin@hydromec.ru

[1]Минтопэнерго СССР
[2]научно-технический центр ЗАО «Завод Гидромеханизации», Рыбинск, Россия

Технология производства фрезерованного торфа, наиболее распространенная на сегодняшний день, всецело зависит от условий осушения и погодных условий, определяющих процесс естественной сушки, а фотодеструкция углеводного комплекса оказывают значительное влияние на трансформацию органического вещества торфа. Торф, высушенный в естественных условиях, термически неустойчив и имеет пониженное содержание углеводов. Значительные потери углеводов, а также трансформация их в залежи торфа после осушения, в период сушки, уборки и хранения требует последующую переоценку качества получаемого сырья. Существующие технологии добычи торфа морально устарели. Сегодня требуется внедрение новых ресурсосберегающих технологий добычи и переработки торфа, которые бы значительно снизили качественные потери торфяного сырья и обеспечили получение высококачественной торфяной продукции энергетического назначения.

Ключевые слова
гидромеханизация, гранулирование, диспергирование, осушение, технология, торф, прессование, пеллеты, торфяная тепловая электростанция, экология

Введение

Сибирский федеральный округ по запасамторфа находится на втором месте в России (34,4 млрд. тонн или 21,8% прогнозных ресурсовРоссии), при этом ежегодный приростторфа только в Западной Сибири оценивается специалистами в 1.2 млн. т в год. 90% этих ресурсов пригодно на топливо.

Наличие запасов энергетического торфа определяет возможность строительства объектов собственной генерации на базе торфяных электростанций (ТТЭС) мощностью 5–30 МВт для покрытия дефицита мощности и снижения покрытия роста электропотребления за счет внешней энергосистемы [5].

2. Механическое преобразование наноструктуры торфяных систем

Создание нанотехнологии для получения торфяной продукции энергетического назначения представляет определенный физико-технологический процесс, определяющий получение продукции для коммунально-бытовых и энергетических целей, с новыми физико-химическими свойствами [2].

Технологический процесс должен начинаться с механического диспергирования (разрушения) макроструктуры торфа для получения частиц меньших размеров: от нескольких миллиметров до одного микрона, что оказывает значительное влияние на уменьшение возникновения дефектов внутри прессованной торфяной структуры. Численность дефектов прессованной продукции уменьшается с повышением однородности элементов структуры, т.е. при понижении рейтинга материала в связи с переходом к наноструктурам. Причем наименьшие затраты энергии, связанные с диспергированием торфа, происходят тогда, когда торф находится в своем естественном обводненном состоянии.

После разрушения торфа на наночастицы, при последующей механической сушке удаляется влага различных форм и энергии связи (П.А. Ребиндер, М.П. Воларович, Н.В. Чураев), которая при производстве торфяных пеллет должна достигать: $\omega_н$=8–12%, W=0,09–0,14 кг/кг, т.е. в готовой торфо-пеллетной продукции остается только физико-химическая форма связи влаги с энергией E=2,1–63 кДж/моль, определяемая молекулярными (связи Ван-дер-Ваальса) и водородными Н-связями.

При механическом прессовании молекулы моносорбционной влаги взаимодействуют с активными центрами (СООН, ОН, СОН, OCH_3) и сшивают отдельные наночастицы в агрегаты, изменяя парамагнетизм и структуру материала. Причём, рост парамагнитных центров связан с удалением моносорбированной влаги, связанной с функциональными центрами гуминовых веществ, углеводного комплекса и лигнина, целлюлозы, а так же при разрушении структуры по молекулярным водородным и химическим связям.

В процессах механического структурообразования новых торфяных систем происходит склеивание растений торфообразователей (В.Е. Раковский) гуминовыми и легкогидролизуемыми веществами в единую макросистему, в которой относительная доля грубодисперсных и высокодисперсных наноразмерных фракций определяет устойчивость и целостность формованной продукции. С ростом дисперсности S_o повышается прочность R_i не только за счёт увеличения числа контактов между частицами, но и вследствие создания, равномерной однородной структуры с уменьшением количества и интенсивности дефектов. При этом влага служит фазой, передающей структуре перепады капиллярно-осмотических давлений через цепочку взаимодействий функциональных групп с молекулами воды, которые выступают в роли «залечивающего» фактора дефектов наноразмерной структуры. Уменьшение других неоднородностей: влагосодержания, температуры тела, внутреннего давления, решается за счёт уменьшения размеров продукции и регулирования режима сушки.

Таким образом, за счет изменения искусственным путем структуры торфяной массы можно повысить прочность готовой торфяной продукции, у которой резко возрастает температура горения. Температура горения торфяной продукции зависит от влагосодержания, ботанического состава, плотности и зольности торфа. Энергия зажигания торфа определяется его ботаническим составом. Скорость горения зависит от плотности γ_i и влагосодержания W.

Область Западной Сибири	Количество торфяных месторождений, шт.	Средняя глубина торфяной залежи, м	Объем торфяной залежи, млн. м³
Новосибирская	637	2.3	87712.0
Омская	393	1.4	12846.0
Томская	127	2.5	150789.0
Тюменская	3740	2.1	478896.0
Всего:	4897	2/07	730243.0

Таб. 1 — Распределение торфяных месторождений по Западной Сибири

Уменьшение влагосодержания повышает скорость горения, за счет роста эффективного коэффициента теплопроводности (уменьшение затрат тепла на испарение влаги, увеличение скорости горения из-за уменьшения скорости подвода окислителя (воздуха), т.к. в нейтральной среде, заполненной инертным газом, процесс возгорания не происходит).

В этой связи выбор технологии сжигания торфа сводится к выбору продукции (гранулированная) и ее подготовки по размеру частиц, влагосодержанию, способу подвода окислителя и др. общеизвестных требований (тип и вид торфа, γ_i, ботанический состав, зольность), определяющих элементный состав торфа и его теплоту сгорания [4].

3. Гидромеханизированные технологии производства торфо-пеллетного топлива

Процессы гидромеханизированной добычи торфа, осуществляются в естественных природных условиях, без основного водопонижения, и при постепенном антропогенном воздействии на торфоболотную систему, обеспечиваетсяее переход из одного устойчивого состояния в другое. Добыча и переработка торфяного сырья проходит в естественных условиях переувлажнения, доступность органического вещества торфа к окислительно-деструктивным процессам в период добычи и гидротранспорта к месту переработки отсутствуют, торфяное месторождение сохраняет основные функции торфоболотных экосистем. Лучшим сырьем для гидромеханизированной добычи является торф верховых, сфагновых болот, более высоких степеней разложения, который представляет собой темно-коричневую массу, с минимальной пнистостостью.

Гидромеханизированный способ разработки торфяных месторождений можно представить в виде распределительного во времени и пространстве дезинтегратора, т.е. устройства для механического разрушения и последующего диспергирования, связанных между составных частей торфа. Процесс происходит в водной среде.

Основным рабочим органом землесосного снаряда является его специальное грунтозаборное устройство (рис. 2) [6], которое отделяет торф от массива, разрушает и перемещает принудительным порядком во всасывающее устройство. При этом оптимальная скорость всасывания на входе во всасывающий наконечник 3–4 м/с. Скорость папильонирования 4–5 м/мин. Мощность привода папильонажных лебедок 0,8-1,0 кВт. Скорость вращения режущих фрез 20–30 об/мин, глубина фрезерования 50 мм, скорость перемещения землесосного снаряда в забое 0.03–0.05 м/с. Разработка торфяного карьерапроизводится путемпоследовательной выработки отдельных проходок на всю мощность торфяной залежи [7].

Оптимальная продолжительность добычного сезона с учетом сезонного промерзания торфяных грунтов (рис. 3): 15 марта — 15 декабря. Январь — февраль — ремонт технологического оборудования.

В условиях отрицательных температур (при необходимости) вокруг землесосного снаряда и плавучего пульпопровода поддерживается незамерзающая майна потокообразователями.

Торфяная пульпа от землесосного снаряда подается по магистральному трубопроводу на технологический комплекс по производству торфяной продукции энергетического назначения.

Технологическая схема переработки торфяной гидросмеси (рис. 4) на входе оснащается инерционным грохотом для отделения неразрушенных органических включений (корни, щепа от фрезерования пней, волокна неразложившихся растений пушицы, осоки, тростника и др.), удаляются за пределы цеха) [7].

После процесса грохочения торфяная

Рис.1 — Обводненное месторождение торфа

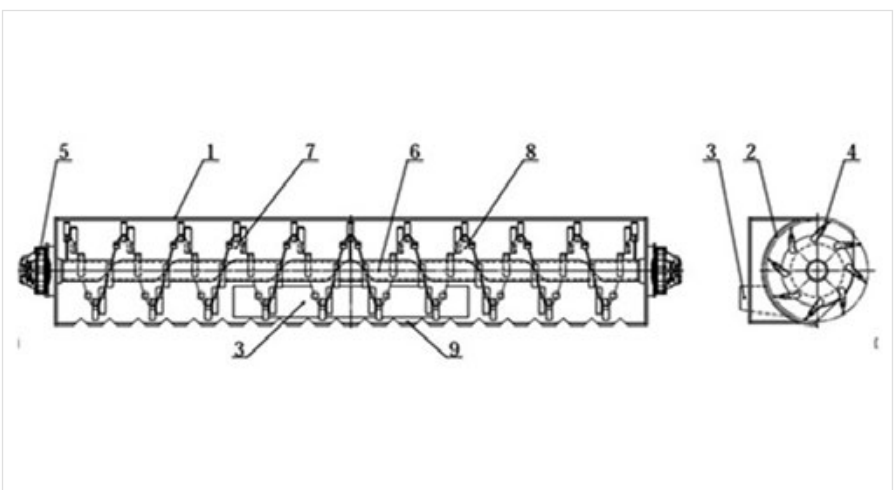


Рис. 2 — Грунтозаборное устройство фрезерно-шнекового типа со сменными режущими ножами
1 — жесткий кожух-каркас; 2 — потоконаправляющий экран; 3 — щелевидный всас; 4 — сменный режущий ротационный нож; 5 — гидравлический привод; 6 — валовая линия; 7, 8 — шнек левого и правого вращения; 9 — торфоподборщик

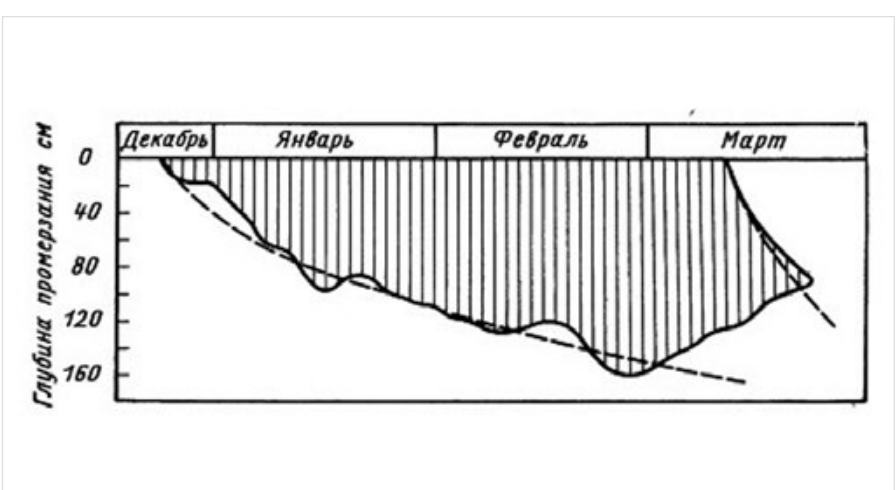


Рис. 3 — Сезонное промерзание торфов в условиях Западной Сибири

пульпа поступает в накопительную генерирующую емкость, представляющую собой специальный вертикальный отстойник. В отстойнике начинается процесс первичного обезвоживания торфа за счет его осаждения. Совместно с технологическим комплексом устраивается каскадный горизонтальный отстойник. Наличие каскадного горизонтального отстойника обеспечивает сбор торфяной массы, которая может всплывать из вертикального отстойника и при сливе фугата из горизонтальной центрифуги. Из горизонтального отстойника осевший торф возвращается в генерирующую емкость, а осветленная естественным путем технологическая вода возвращается по водосбросной системе в выработанное пространство торфяного карьера.

Перелившийся и осевший естественным путем в горизонтальном отстойнике торф собирается и подается снова в вертикальный отстойник в качестве активного ила и выполняет функцию флокулянта для ускорения процесса осаждения торфа в вертикальном отстойнике. На выходе из вертикального отстойника торф имеет влажность ~95%. Вертикальные отстойники через распределительный насос соединяются по трубопроводу с горизонтальной центрифугой, вращающуюся со скоростью (V). После центрифуги образуется два направления: торф влажностью 60–70%; фугат, поступающий в горизонтальный отстойник и после осаждения в вертикальный. После центрифуги торф поступает на систему “KDS Micronics” (Канада), работа которой основана на использовании кинетической энергии доизмельчения и сушки торфа за одну операцию. При использовании системы “KDS Micronics” нет необходимости в использовании дополнительного теплоносителя для сушки и две операции — доизмельчение и сушка объединены в одну. Технология доизмельчения торфа и его сушки кинетической энергией за одну операцию позволяет высушивать торф с 70% до 10÷5% влажности и измельчать частицы торфа до 0,05 мм, что отвечает требованиям по диспергированию торфа. Система имеет низкие затраты электроэнергии при сушке, не требует охлаждающего оборудования, добавления в сырье связующего материала исмазки. «KDS Micronics» создает из загружаемого торфа с влажностью 70% вращающийся вихрь с окружной скоростью частиц до 620 км/час, при этом частицы сырья, проходят сквозь ударники и отбойные пластины, измельчаются и высушиваются за счет выделяющейся внутренней энергии частиц и передаваемой кинетической энергии.

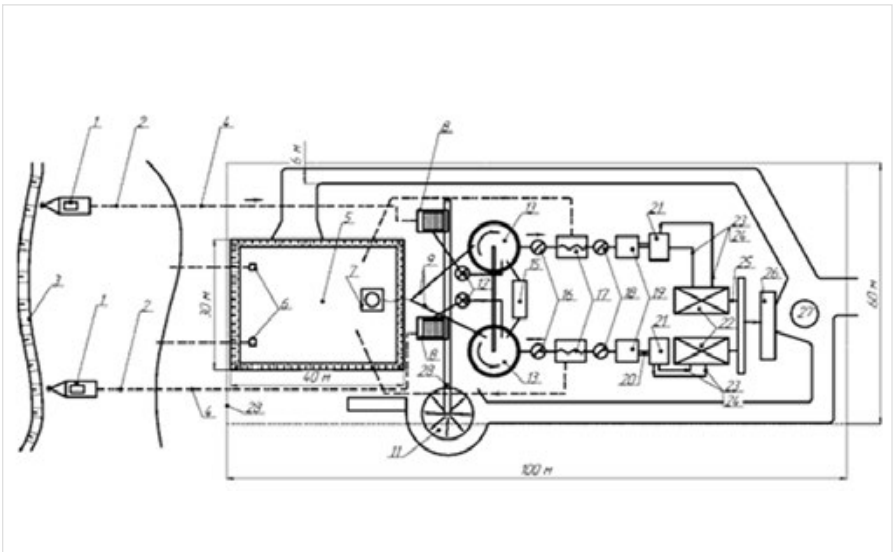


Рис. 4 — Технологическая схема гидромеханизированной добычи торфа и производства торфяного топлива
1 — землесосный снаряд; 2 — плавучий пульпопровод; 3 — добычной забой; 4 — магистральный пульпопровод; 5 — горизонтальный отстойник для сбора перелива из генерирующей емкости и фугата из центрифуги; 6 — водосбросная система для возврата осветленной воды в выработанное пространство (карьер); 7 — шламовый плавучий насос для подачи активного ила в генерирующую емкость; 8 — грохот легкий инерционный для отбора органических негабаритных включений;9 — цеховой трубопровод; 10 — конвейеер; 11 — склад органических включений; 12 — шламовые насосы; 13 — генерирующая емкость (вертикальный отстойник); 15 — приготовление и подача флокулянта в генерирующую емкость; 16-шнековы насосы; 17 — горизонтальные центрифуги; 18 — дозатор-питатель; 19 — уловитель металла; 20 — транспортеры; 21 — измельчитель и сушка кинетической энергией; 22 — гранулятор; 23, 24 — прямая подача и возврат некондиции; 25 — вибрационное сито для гранул; 26 — склад готовой продукции и фасовка; 27 — автомобильная дорога; 28 — ленточный конвейер

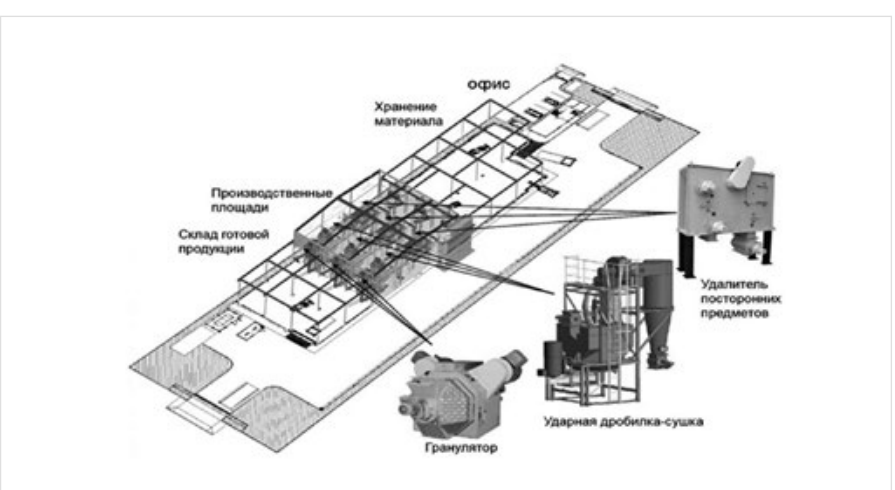


Рис. 5 — Фабрика торфяных пеллет

Весь процесс происходит при большой подаче воздуха. Устранение с помощью кинетической энергии потребления дополнительного энергоносителя (топлива) для сушки торфа, в отличие от барабанных сушилок, работающих на биомассе, натуральном газе или другом топливе для сушки многих материалов, существенно снижаются энергетические затраты на тонну готовой продукции.

Высушеннаяи доизмельченная торфяная масса поступает на гранулятор «PSI». Принцип работы гранулятора «PSI» основан в объединении двух матриц. Обе матрицы работают одновременно и являются офсетными.

Каждая камера гранулирования оснащена толкателем противоположного пресса. Такое устройство уменьшает зоны непродуктивной компрессии между отверстиями в матрице. Технология двойного сжатия использует все зоны давления для производства гранул. В результате такой конфигурации потребление электроэнергии сводится приблизительно к 80 кВт на тонну гранул (обычные прессы имеют расход электроэнергии 100–120 кВт на тонну).

Матрицы и толкатель сконструированы таким образом, что материал сжимается в предкомпрессионной камере, выполненной в виде вентиляционной трубы. В этой камере материал нагревается до температуры 150°С прежде чем попасть в камеру гранулирования. Такое сжатие в результате дает сильный нагрев и выпаривание жидкости из материала. В этом процессе материал гранулы сжимается, лигнин размягчается и жидкость высвобождается. При продолжении вращения жидкость продолжает выпариваться из предварительно сжатого материала. Затем накладывается новый слой влажного торфа, и валики предварительного сжатия выводят воздух. Так как материал двигается сквозь матрицу, жидкость продолжает отделяться от торфяного волокна и испаряться, до тех пор, пока гранула не достигает выхода из матрицы. Еще закрепленная на матрице гранула по достижении заданной длины обрезается, в то время как жидкость продолжает выпариваться. На

этой стадии гранула достигает температуры примерно 50°С. Сразу после срезки гранула подхватывается вакуумной системой и подвергается проверке качества. В ходе обработки в поворотном барабане и благодаря контролю качества удаляются все мелкие частицы и острые концы гранулы. Выведенные мелкие частицы снова направляются на гранулирование. Все эти шаги в результате обеспечивают влажность гранулы 10–15% и особенную плотностью до 1500 кг/м³ и представляют собой цилиндры диаметром 6–8 мм, длина от 20 до 50 мм. После того, как гранулы изготовлены их вынимают из устройства вакуумом. Гранулы выгружаются в центрифугу и далее подаются на вибрационное сито, где из гранул будет удалена вся пыль, а из торцов незакрепленные частицы. Торфо-пеллеты на выходе соответствуют стандартам Института Гранулированного Топлива (ИГТ). Одна тонна гранул эквивалентна 485 м³ газа, 500 л дизельного топлива или 775 л мазута.

4. Строительство торфяных тепловых электростанций

Примером проектирования торфяной тепловой электростанции (ТТЭС) может служить ТЭО на строительство новой ТТЭС «Западная Двина» мощностью 33 МВт на торфо-пеллетном топливе (торфяное месторождение«Выровское»), разработанное ОАО «Компания ЭМК-Инжиниринг».

Строительство ТТЭС предусматривается одним энергоблоком мощностью 33 МВт и осуществляется двумя этапами [8].

1 этап — обустройство торфяного месторождения, главный корпус пеллетной фабрики с системой выдачи торфо-пеллет на склад, складские помещения, система подачи торфо-пеллет на электростанцию, дизель — генераторы, сооружения и системы, необходимые для полного функционирования пеллетной фабрики; система оборотной воды с пеллетной фабрики совмещенной с системой золоудаления с ТТЭС.

2 этап — главный корпус электростанции, основное и вспомогательной оборудование энергоблока №1 со всеми вспомогательными зданиями, сооружениями и системами, необходимыми для ее полного функционирования.

В работе технологического комплекса предусматривается следующая схема:

- разработка торфяного месторождения способом гидромеханизации сподачей торфяной массы по торфопроводу на торфопеллетную фабрику.
- получение топливных гранул — пеллет (влажность 15%, зольность 2–15%, теплотворная способность 4–5 кВт/ч, 4000–4500 ккал/ч, 1750 кДж/кг).
- подача пеллет на четыре емкости по 2000 м³ каждая, что составляет месячную потребность электростанции в топливе, для последующей подачи по пневмопроводу в котельное отделение тепловой электрической станции. На ТПФ предусматривается установка 4 технологических линий, производительность одной линии 60 000 т торфяных пеллет в год.
- электрическая мощность, на выводах генераторов — 33 МВт, при работе в конденсационном режиме при температуре наружного воздуха +15°С;
- тепловая — 89 МВт, при работе в теплофикационном режиме с максимальным отпуском тепла при температуре наружного воздуха -1.8°С.

5. Экологосовместимость гидромеханизированной технологии

К принятию решения о целесообразности освоению торфяных месторождений на основе использования средств гидромеханизации склоняют не только экономические выгоды, запасы, полнота выемки, глубина залежи и качественные характеристики торфяного сырья, но и предсказуемость экологических последствий техногенного воздействия на торфяную залежь, окружающую средуи значительное снижение пожаробезопасности на всех этапах работ [1].

При добыче торфа способом гидромеханизации предусматривается минимальное осушение залежи на период выполнения вскрышных работ. Водновоздушный, и тепловой режимы разрабатываемого слоя залежи практически не изменяются. Период переработки (диспергирования) исходного сырья минимален и проходит в естественных условиях переувлажнения, доступность органического вещества к окислительно-деструктивным процессам в период добычи минимальная.

Технология не зависит от метеорологических условий сезона, апродолжительность добычного сезона может составлять до 10 месяцев в году.Способ полностью механизирован на всех операциях технологического процесса и частично автоматизирован. Максимально снижается возможность торфа саморазогреваться.

Обеспечивается возможность подводного сплошного фрезерования торфа землесосным снарядом с пнистостьюдо 2%. В выработанном пространстве торфяной залежи образуется водоем. При этом торфоболотная система плавно переходит из одного устойчивого состояния в другое.

С прилегающейводосборной площади с поверхностным стоком в образованный водоем попадают минеральные частицы почвенного слоя, илистого материала, взвешенные и растворенные продукты выветривания, дающие начало новому процессу болотного минералообразования.

6. Рекультивация торфяных месторождений, разрабатываемых способом гидромеханизации

По окончании добычных работ на отработанном участке торфяного карьера образуется

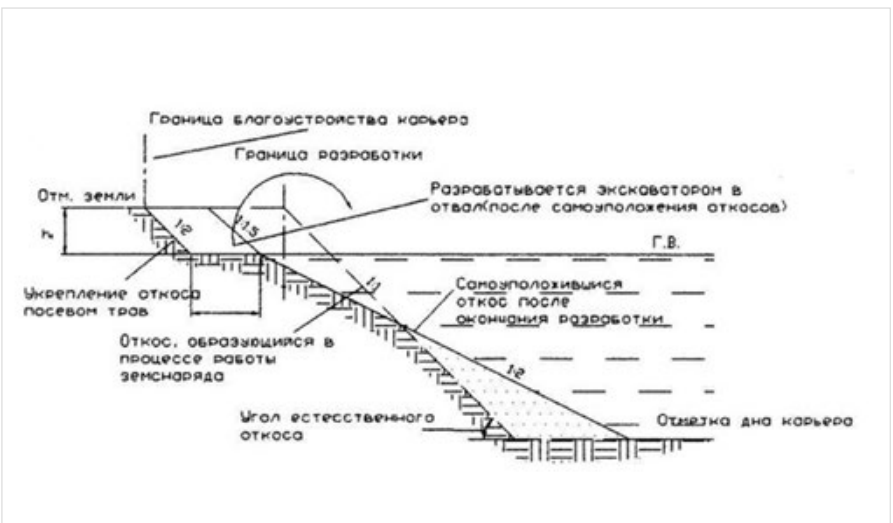


Рис. 6 — Схема рекультивации обводненного месторождения торфа

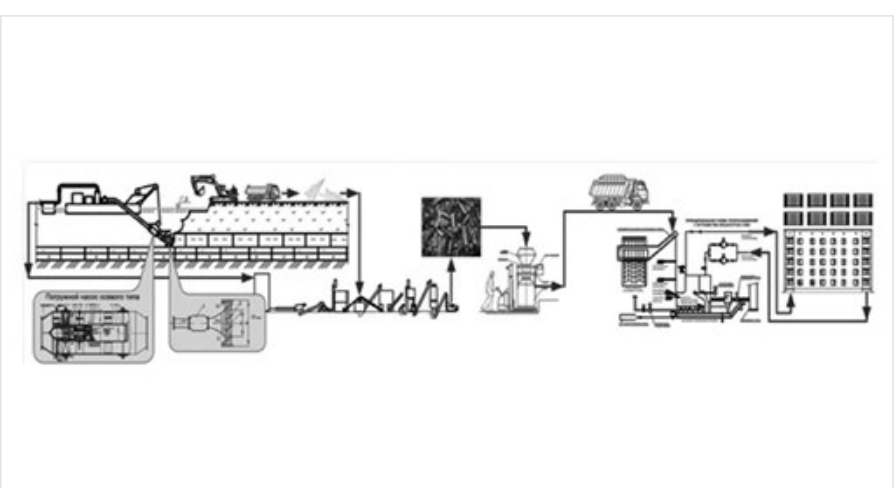


Рис. 7 — Гидромеханизированный технологический комплекс по обеспечению населенного пункта тепловой и электрической энергией

естественныйглубоководный водоем, приобретающий рыбохозяйственное значение.

Такой водоем либо вовсе не нуждается в проведении рекультивационных работ, либо рекультивация может быть сведена к простому выполнению работ по выполаживания берегов (рис. 7).

Итоги

На третий-четвертый годы в карьере наблюдается сформировавшийся, биоценоз, дающий возможность использовать его в хозяйственных целях, например, для получения товарной рыбопродукции.

Выводы

При всей технологической сложности разработки обводненных месторождений торфа способом гидромеханизации — это технология, которая при минимальном экологическом вмешательстве максимально сохраняет положительные биогеосферные функции болот как естественных экологических ниш для сохранения и развития биоразнообразия. Технология, которая создает объективные возможности для процесса аккумуляции воды и ее опреснения. А также обеспечивает получение высококачественной торфяной продукции энергетического назначения.

Список используемой литературы

1. ППБО-135-80. Правила пожарной безопасности для предприятий торфяной промышленности. Согласованы ГУПО МВД СССР, 1980.
2. Афанасьев А.Е. Наноструктура и ее влияние на физико-технологические свойства торфяных систем // Торф и Бизнес. 2007. № 4 (10).
3. Афанасьев А.Е. Структурообразование коллоидных и капиллярно-пористых тел при сушке. Тверь: ТГТУ, 2003.
4. Солопов С.Г. Влияние дисперсности на структуру и физико-механические свойства торфа в связи с задачей получения качественного кускового топлива из залежей с пониженной влажностью // Труды Инсторфа. 1958. №1 (54). В VIII. С. 140–166.
5. Тухватулин Р.Т., Хлестунова Е.Ю. Состояние и перспективы использования торфа в Западной Сибири и Томской области. Томск: Томский политехнический университет, 2007.
6. Штин А.М., Штин С.М. Патент Российской федерации на полезную модель № 103819 от 27 апреля 2011. Широкозахватное фрезерно-шнековое грунтозаборное устройство землесосного снаряда для разработки торфяных грунтов. 2011.
7. Штин С.М. Гидромеханизированная технология добычи торфа. LAP LAMBERT Academic Publishing. 2012. 225 с.
8. Ходатайство о намерения инвестирования в строительство новой ТТЭС «Западная Двина» мощностью 33 МВт на торфо-пеллетах (гидромеханизированная технология добычи торфа) в Западнодвинском районе, Тверской области. ТКП-003.061-01-00-000. ОАО «Компания ЭМК-Инжиниринг». Москва, 2011.

The use of peat in Western Siberia for energy through using of technology hydromechanized

UDC 622.276

Authors:

Sergey M. Shtin — ph.D., associate professor, honored worker[1], head[2]; shtin@hydromec.ru

[1]Ministry of Energy of the USSR

[2]Research and Development Center JSC "Plant jetting", Rybinsk, Russian Federation;

Abstract

Technology of production of milled peat, the most common by far, is entirely dependent on the drying conditions and the weather conditions that determine the natural drying process, and photodestruction carbohydrate complex has a significant impact on the transformation of organic matter peat. Peat dried in vivo thermally unstable and has a reduced carbohydrate content. Significant losses of carbohydrates, as well as their transformation into deposits of peat after drainage during drying, cleaning and storage require subsequent re-evaluation of the quality of produced raw materials. Existing technologies peat obsolete. Today calls for the introduction of new resource-saving technologies of extraction and processing of peat, which would have significantly reduced the loss of peat quality of raw materials and provided high quality peat products for power generation.

Results

On the third or fourth years, there is formed in the quarry, biocenosis, which gives the opportunity to use it for commercial purposes, for example to obtain marketable fish.

Conclusions

With all the technological complexity of the development of flooded peat deposits jetting method - a technology that is at the minimum environmental interventions remains the most positive features biogeosfernye wetlands as natural ecological niches for the conservation and development of biodiversity. The technology, which create opportunities for the process of accumulation of water and its desalination. And also provides a high-quality peat products for power generation.

Keywords

hydromechanization, granulating and dispersing, dewatering, technology, peat, pressing, pellets, peat thermal power plant, ecology

References

1. PPBO-135-80. *Pravila pozharnoy bezopasnosti dlya predpriyatiy torfyanoy promyshlennosti* [Fire safety regulations for the peat industry]. *Agreed SUPEN Soviet Interior Ministry* in 1980.
2. Afanasiev A.E. *Nanostruktura i ee vliyanie na fiziko-tekhnologicheskie svoystva torfyanykh sistem* [The nanostructure and its effect on physical and technological properties of peat systems]. *Peat and Business,* 2007, issue 4 (10).
3. Afanasiev A.E. *Strukturoobrazovanie kolloidnykh i kapillyarno-poristykh tel pri sushke* [Structure formation of colloid and capillary-porous bodies during drying]. Tver: *TGTU*, 2003.
4. Solopov S.G. *Vliyanie dispersnosti na strukturu i fiziko-mekhanicheskie svoystva torfa v svyazi s zadachey polucheniya kachestvennogo kuskovogo topliva iz zalezhey s ponizhennoy vlazhnost'yu* [The influence of dispersion on the structure and mechanical properties of peat in connection with the receipt of lump-quality fuel from pools with low humidity]. *Proceedings Instorfa*, 1958, issue 1 (54), Vol. VIII, pp. 140–166.
5. Tukhvatulin R.T., Hlestunova E.J. *Sostoyanie i perspektivy ispol'zovaniya torfa v Zapadnoy Sibiri i Tomskoy oblasti* [Status and prospects for the use of peat in Western Siberia Tomsk region]. Tomsk: *Tomsk Polytechnic University*, 2007.
6. Shtin A.M., Shtin S.M. Patent of the Russian Federation for a utility model number 103819 on April 27, 2011. Wide-milling and soil intake auger dredge device for the development of peat soils, 2011.
7. Shtin S.M. *Gidromekhanizirovannaya tekhnologiya dobychi torfa* [Hydromechanized technology peat. LAP LAMBERT Academic Publishing]. 2012, 225 p.
8. The petition of intent to invest in the construction of a new TTES "Western Dvina" power of 33 MW peat pellets (hydromechanized technology peat) in Zapadnodvinskom area, Tver region. TAP-003,061-01-00-000. OJSC "Company EMK Engineering". Moscow, 2011.

УДК 622.276.53:622.276.43:621.311.003

Энергетическая эффективность технологических процессов добычи нефти

И.Д. Фаткуллин
начальник отдела техники
и технологии добычи нефти[1]
Fatkullin_ID@tatneft.ru

Р.И. Гарифуллин
начальник отдела оптимизации
потребления энергоресурсов и сырья[1]
garifullin_ec@tatneft.ru

Д.С. Грабовецкий
ведущий инженер отдела оптимизации
потребления энергоресурсов и сырья[1]
graboveckiy_DS@tatneft.ru

Р.Р. Ахметов
начальник отдела
эксплуатации оборудования по ППД[1]
ahmetovrr@tatneft.ru

Р.А. Гилязов
ведущий инженер
отдела эксплуатации оборудования по ППД[1]
gilyazov@tatneft.ru

[1]Инженерный центр ОАО «Татнефть»,
Альметьевск, Россия

В настоящее время снижение затрат на электропотребление является одним из стратегических направлений в ОАО «Татнефть» и во всех крупных нефтегазодобывающих компаниях России. Механизированные скважины и система поддержания пластового давления являются основными потребителями электроэнергии. Снижение непроизводительной работы оборудования и потерь энергии в этой области должны принести максимальный эффект. Политика энергосбережения должна быть направлена в первую очередь на повышение уровня технологической работы как специалистов НГДУ, так и сервисных компаний. В статье проведена оценка эффективности потребления электроэнергии в технологических процессах добычи, проанализирована работа промыслового оборудования с точки зрения оптимальности режимов эксплуатации, определены основные направления по снижению энергозатрат.

Ключевые слова
электроэнергия, энергоэффективность, добыча нефти

Ежегодный объём электропотребления в ОАО «Татнефть» на добычу нефти составляет более 3 млрд кВтч. В последние два года наблюдается его снижение при росте объёмов добычи. При этом 50,8% составляет расход электроэнергии на механизированную добычу нефти, 34,4% — на поддержание пластового давления, на общепромысловые расходы и подготовку нефти 9,7 и 5,1% соответственно.

Несмотря на казалось бы значительные суммы, затрачиваемые ОАО «Татнефть» на электроэнергию, их доля в структуре себестоимости нефти составляет менее 4%. Следовательно, при выполнении мероприятий по энергосбережению недопустимо даже незначительное снижение уровня добычи, так как даже недоборы нефти по скважине в 0,05 т/сут. могут кратно перекрыть эффект от энергосбережения, а это значит, что политика энергосбережения должна строиться на взвешенном подходе к данному вопросу, на основе чётких требований к технологиям и просчитанных экономических эффектов. Необходимо также отметить, что потребление электроэнергии на подъём продукции находится в зависимости от потребления электроэнергии в системе поддержания пластового давления (ППД). Следовательно, мероприятия по энергосбережению должны разрабатываться комплексно, с учётом жёсткой связи между добычей и системой ППД.

С 2005 года в компании достигнуто снижение удельного электропотребления на добычу одной тонны жидкости на 2,6% (0,52 кВтч/т). Наибольшее снижение достигнуто в подготовке нефти на 13,9% (0,16 кВтч/т), в системе ППД на 3,3% (0,23 кВтч/т), в механизированной добыче жидкости на 1,9% (0,19 кВтч/т).

Рассмотрим более детально процессы добычи и закачки, как наиболее энергозатратные.

В настоящее время скважинами с УШГН потребляется более 500 млн кВтч/год или 33% от всей электроэнергии на механизированную добычу нефти. УЭЦН, несмотря на их долю в 16% от добывающего фонда скважин, добывается 63% жидкости и потребляется 67% всей электроэнергии на механизированную добычу.

Рассмотрев энергетику процесса добычи, можно отметить, что от общего электропо-требления только 27% электроэнергии расходуется на полезную работу (рис. 1), около 58% — потери, связанные с КПД применяемого оборудования (в т.ч. 10% из-за применения не самого современного оборудования), и 15% — потери, связанные с организационно-техническими причинами.

Необходимо отметить, что в последние годы увеличилась доля полезной работы из-за снижения динамического уровня, повышения линейного давления и т.д., что должно было привести к росту общего удельного электропотребления. Однако проводимые в компании мероприятия, направленные на снижение расхода электроэнергии, скомпенсировали данное увеличение и привели к стабилизации удельного энергопотребления на механизированную добычу нефти на уровне 10 кВтч/т.

В общей структуре потребления электроэнергии при механизированной добыче, можно выделить потери, связанные как с «проблемами технологий», так и с «организационными проблемами».

Решение «проблем технологий» наиболее легкий путь к сокращению энергопотребления, но вместе с тем и наиболее затратный, так как в большинстве случаев связано со значительными финансовыми вложениями. Так, например, наиболее значимыми (до 46% от всей энергии потребляемой УЭЦН) являются потери из-за невысокого КПД погружных установок. Применение дорогого, но более энергоэффективного оборудования позволит снизить энергопотребление на фонде УЭЦН на 9,1%, а на фонде УШГН на 2,1%.

Решение «организационных проблем» проблем наиболее предпочтительно, так как в большинстве случаев для их решения

Рис. 1 — Энергетика процесса добычи нефти

достаточно повышения ответственности и компетентности исполнителей. Вместе с тем данное направление не только требует повышения качества работы с имеющимся оборудованием, но и создание достаточного оборотного его фонда, а также проведения дополнительных ПРС.

Приведём пример влияния «организационной проблемы». Некачественный подбор УЭЦН приводит к эксплуатации установки вне рабочей зоны напорно-расходной характеристики ЭЦН, либо эксплуатация с пониженными коэффициентами подачи. В результате потери электроэнергии по компании составляют более 70 млн кВтч/год (до 150 млн руб./год), и это без учёта снижения ресурса УЭЦН из-за работы вне рабочей зоны. В настоящее время в нашей компании только 64% скважин с УЭЦН эксплуатируются в рабочей зоне (в РФ, по данным профессора РГУ нефти и газа Ивановского В.Н., данная доля составляет 45%).

Другой пример. Повышенный уровень напряжения приводит к необоснованному по-вышению энергопотребления. Причём зависимость — прямо пропорциональна. Если в 2009 году на 58% скважин уровень напряжения был выше нормально допустимых пределов, то в 2012 — на 15% скважин. Для асинхронных электродвигателей с загрузкой менее 50%, которых на фонде УШГН составляет более 40%, достаточно поддерживать уровень напряжения на уровне 0,95 от номинального. Потери электроэнергии по компании составляют более 4 млн кВтч/год или 8 млн руб./год. А оптимизация уровня напряжения является мероприятием практически беззатратным.

Соотношение величин потерь от «проблем технологий» и «организационных проблем» указывает на то, что основным направлением в политике энергосбережения должно являться решение «организационных проблем», что в первую очередь осуществляется через повышение уровня технологической работы как специалистов НГДУ, так и сервисных компаний. При этом нельзя оставлять без внимания разработку и внедрение новых энергоэффективных технологий.

В последние годы начата интенсивная работа по решению «проблем технологий», которые уже дают результаты. Это внедрение как собственных разработок (делители фаз, цепные привода, периодическая эксплуатация скважин), так и предлагаемых на рынке готовых решений (низковольтные конденсаторы, вентильные ПЭД для ЭЦН и ЭВН).

Для решения «организационных проблем» в компании разработаны руководящие документы, в которых рекомендованы величины основных параметров, режимов работы оборудования и др., способствующие энергосбережению.

Организован мониторинг выполнения мероприятий и исполнения руководящих документов через оценку в процессе рейтингования НГДУ (оптимизация параметров СК, повышение коэффициента подачи, уровень напряжения, коэффициент мощности и т.д.).

Если предположить, что условия разработки с 2005 года не изменялись, то удельный расход электроэнергии на механизированную добычу нефти так же остался бы на том же уровне. Но изменение динамических уровней, устьевых давлений и других факторов должно было привести к росту удельного расхода электроэнергии. Сегодня эта величина составляла бы 10,54 кВтч/т (рис. 2). Однако проводимые в компании мероприятия, направленные на снижение расхода электроэнергии, скомпенсировали данное увеличение и привели к стабилизации удельного энергопотребления на механизированную добычу нефти на уровне 9,9 кВтч/т.

Наибольший эффект внесли организационно-технические мероприятия, а не внедрение энергоэффективного оборудования. На долю мероприятий по оптимизации параметров СК и мероприятий по повышению коэффициентов подачи насосов приходится более 60% от полученного эффекта. Данный факт позволяет сделать вывод о необходимости в первую очередь начать оптимально применять существующее оборудование и повысить технологическую дисциплину на местах.

Вторым по энергоёмкости в технологическом процессе разработки месторождений является система поддержания пластового давления. Расход электроэнергии на закачку воды в пласт в среднем составляет 34% от общего потребления на добычу нефти, и в 2012 г. он составил 1,04 млрд кВтч.

С целью оценки эффективности эксплуатации системы ППД были проанализированы все этапы расхода электроэнергии, начиная от насосных агрегатов очистных сооружений УКПН, до призабойной зоны пласта нагнетательной скважины. По результатам анализа было выявлено, что на полезную работу приходится всего 20% от общего потребления электроэнергии на закачку воды в пласт или 213 млн кВтч. Основными составляющими потерь электроэнергии в системе ППД являются (рис. 3):

- износ и конструктивные особенности насосов динамического действия;
- гидравлические потери в водоводах;
- дросселирование штуцерами, установленными на скважинах;
- дросселирование выкидными задвижками;
- потери в призабойной зоне пласта.

С целью снижения данных потерь, по каждому НГДУ разработаны и утверждены мероприятия:

- капитальный ремонт и оптимизация насосных агрегатов;
- оптимизация системы ППД путём группирования (расшивки) скважин по устьевым давлениям;
- внедрение частотно-регулируемых электроприводов (ЧРЭП);
- внедрение модернизированных станций управления возбуждения синхронных электродвигателей.

В начале 2011 года были начаты экспериментальные работы по снижению энергозатрат в системе ППД, проведены необходимые расчёты по группированию нагнетательных скважин по устьевым давлениям, подбору и оптимизации насосных агрегатов на КНС 40-40м и 7-7а. Реконструкция данных объектов завершилась в июне 2011 года. С момента внедрения мероприятий годовое потребление электроэнергии на данных объектах снизилось в среднем на 385,4 тыс. кВтч. В ходе разработки и выполнения данных мероприятий были определены требования к исходным данным и последовательность проведения работ, которые впоследствии были заложены в новый РД «Инструкция по выбору и расчёту экономически обоснованного комплекса мероприятий по оптимизации потребления электроэнергии в системе ППД ОАО «Татнефть».

По состоянию на 01.05.2012 снижение энергозатрат от внедрения мероприятий в це-лом по компании составило 2,2 млн кВтч.

Следующее перспективное направление снижения энергозатрат — внедрение

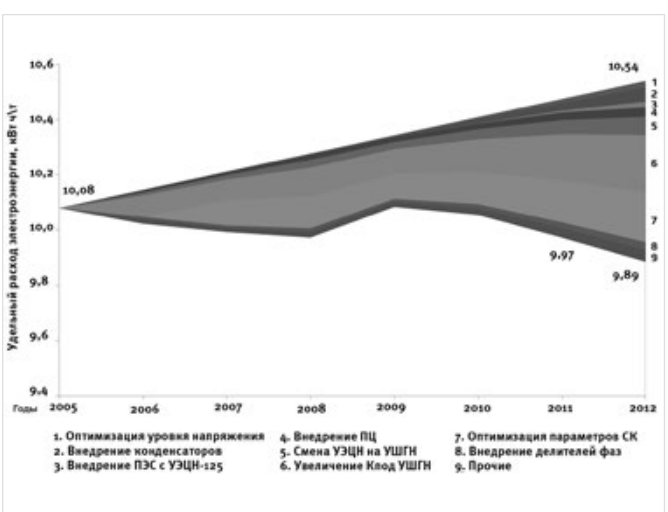


Рис. 2 — Удельный расход электроэнергии на механизированную добычу нефти

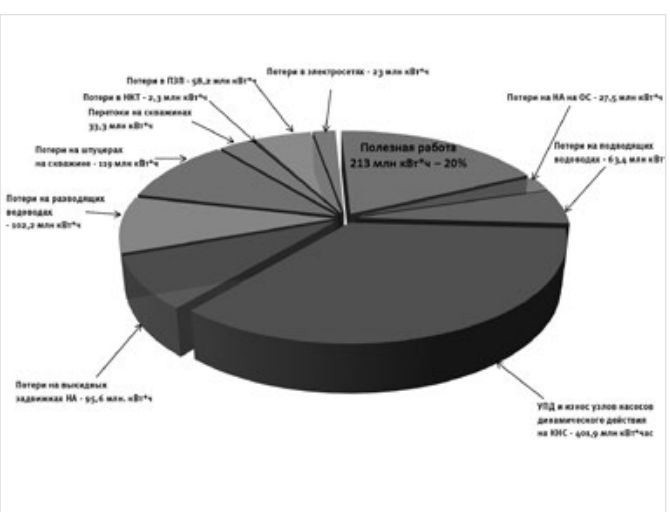


Рис. 3 — Основные составляющие потерь электроэнергии в системе ППД

насосных агрегатов объёмного действия. В 2011 году на 2-х КНС НГДУ «Альметьевнефть» и «Елховнефть» были внедрены два плунжерных насоса фирм «КАМАТ» и «WEPUKO». За период эксплуатации КПД насосов «КАМАТ» и «WEPUKO» составил 84 и 82% соответственно, что говорит об их высокой энергоэффективности.

При этом удельное потребление электроэнергии в среднем в 2 раза ниже, чем у ЦНС-63 и ЦНС-40, которые ранее эксплуатировались на данных объектах (рис. 4 и 5).

Для оценки потенциального фонда внедрения плунжерных насосов и дальнейшего снижения потерь были проанализированы все КНС нашей компании. Из-за высокой стоимости плунжерных насосов, а вследствие этого большого срока окупаемости, был определён диапазон внедрения производительностью от 750 до 1200 м^3/сут. Результаты расчётов показали целесообразность внедрения насосов объёмного действия на 30-ти КНС. Экономия электроэнергии в целом составит — 20,6 млн кВтч в год, при сроке окупаемости от 6,1 до 12 лет.

Таким образом, в общем по направлениям добычи и ППД можно говорить о потенци-альной возможности сокращения потребления электроэнергии в 846 млн кВтч/год (27,7% от всего потребления компании на добычу нефти).

При этом сокращение в 559 млн кВтч/год (18,3%) можно обеспечить за счёт решения «организационных проблем» и 287 млн кВтч/год (9,4%) за счёт «технологических проблем».

Вместе с тем, даже в случае проведения всех мероприятий, направленных на решение проблем, как «технологических», так и «организационных» возможное снижение годовых затрат на электроэнергию на 1,62 млрд руб. (1% от затрат на добычу нефти).

Кроме того, на величину затрат на электроэнергию оказывает обводнённость продукции скважины (при условии поддержания уровня добычи нефти).

Так, например, рост обводнённости на 1% в сравнении с текущей, приведёт к увеличению затрат на электроэнергию на 400 млн руб. (+6,3%), а снижение обводнённости на 1% — к их сокращению на 360 млн руб.(-5,6%), при условии сохранения объёмов добычи нефти, что говорит о важности «геологических проблем».

Итоги

Следовательно, необходимо разрабатывать стратегию снижения затрат на электроэнергию с учётом стоимости на её выполнение в первую очередь с упором на решение «организационных», «геологических», а также «технологических» проблем через рейтинг мероприятий по соотношению цена-результат.

Выводы

Необходимо разрабатывать стратегию снижения затрат на электроэнергию с учётом стоимости на её выполнение, акцентируя в первую очередь на решение «организационных», «геологических», а также «технологических» проблем через рейтинг мероприятий по соотношению цена-результат.

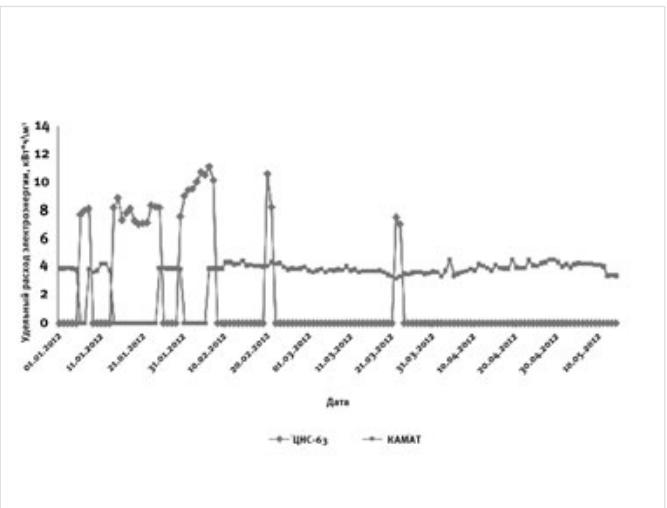


Рис. 4 — Удельное потребление электроэнергии после внедрения насосных агрегатов объёмного действия КАМАТ

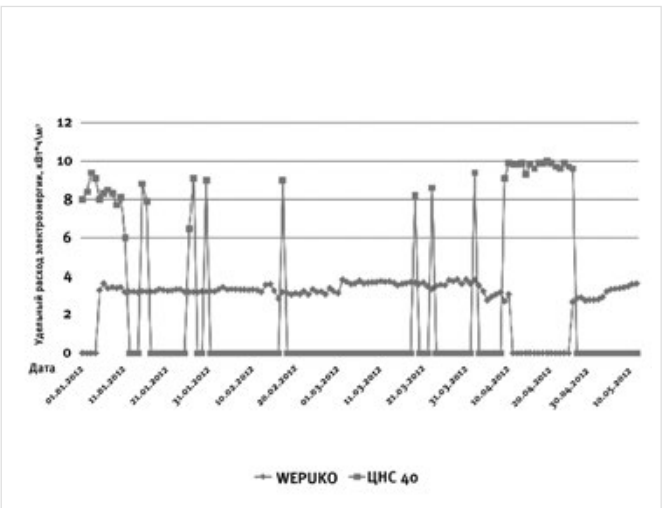


Рис. 5 — Удельное потребление электроэнергии после внедрения насосных агрегатов объёмного действия WEPUKO

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Energy efficiency of oil production processes

UDC 622.276.53:622.276.43:621.311.003

Authors:
Il'nur D. Fatkullin — head of engineering and petroleum engineering[1]; Fatkullin_ID@tatneft.ru
Robert I. Garifullin — head of the optimization of energy consumption and raw materials[1]; garifullin_ec@tatneft.ru
Dmitry S. Grabovetsky — leading engineer in the optimization of energy consumption and raw materials[1]; graboveckiy_DS@tatneft.ru
Akhmetov R. Ruslan — head of the operation of the equipment for maintenance of reservoir pressure[1]; ahmetovrr@tatneft.ru
Rafis A. Gilyazov — leading engineer in the operation of the equipment for maintenance of reservoir pressure[1]; gilyazov@tatneft.ru

[1]Engineering Center of OJSC "Tatneft", Almetyevsk, Russian Federation

Abstract

Currently, reduce the cost of power consumption is one of the strategic directions of "Tatneft" and all major oil and gas companies in Russia. Mechanized wells and reservoir pressure maintenance system are the major consumers of electricity. Reducing unproductive work equipment and energy losses in this area should bring maximum effect. Energy conservation policy should be aimed primarily at improving the technological work as professionals of OGPD and service companies. The paper assessed the effectiveness of energy consumption in production processes, analyzed the work of fishing gear from the point of view of optimal operating conditions, the main directions to reduce energy consumption.

Results

It is therefore necessary to develop a strategy to reduce energy costs to the cost of its execution in the first place, with a focus on solving "organizational", "geological" and "technological" problems by rating measures the ratio of price-result.

Conclusions

It is necessary to develop a strategy of reducing the energy consumption cost taking into account the cost of its execution, focusing primarily on solving "organizational nature", "geological" and "technological" challenges through the implementation activities rating based on the price-result ratio index.

Keywords

energy, energy efficiency, oil

Эффективные технологии на службе нефтяной отрасли

И. Ф. Калачев
д.т.н., первый заместитель директора по научно-производственному обеспечению[1]
ttd@tatneft.ru

[1]ООО «ТТД «Татнефть», Лениногорск, Россия

В ОАО «Татнефть» разработано и организовано внедрение эффективных технологий добычи, сбора и подготовки нефти, которые позволяют сократить затраты при добыче нефти и газа. Для эффективных технологий организовано изготовление и реализация через ООО «Торгово-технический дом Татнефть» оборудования не только для условий Татарстана, но и для других нефтяных регионов России и ближнего зарубежья.

Наибольший эффект получен в ОАО «Татнефть» при внедрении следующих технологий:

1. Совершенствование системы поддержания пластового давления (ППД) за счет высокоэффективных мероприятий, таких как:
   - внедрение насосов малой производительности
   - перераспределение потоков ППД
   - применение полимеров и т. д.
2. Также ведущими высокоэффективными направлениями остаются:
   - совершенствование системы разработки месторождений
   - совершенствование технологии добычи нефти
   - совершенствование системы учета и модернизации энергетических ресурсов.
3. Значительный эффект в сокращении затрат принесло применение труб нефтяного сортамента диаметром от 50 мм до 1420 мм повышенной надёжности, изготавливаемых на предприятиях для трубопроводов различного назначения. Внедрение этих труб позволило снизить все эксплуатационные затраты:
   - уменьшить потери на трение транспортируемой среды
   - уменьшить отложение парафинов и солей в трубопроводах
   - облегчить процесс очистки промысловых трубопроводов, тем самым снизить износ трубопроводов
   - продлить средний срок эксплуатации трубопроводов с 4,4 года до 20 лет при транспортировании по ним агрессивных сред.

Внедрение труб повышенной надёжности (рис. 1) окупило все затраты в условиях ОАО «Татнефть» менее чем за три года. Внедрение различных полимерных покрытий НКТ позволяет увеличить срок их эксплуатации в 2,5–3 раза за счет высоких антикоррозионных свойств и уменьшить гидравлические потери более 20%. Ежегодный объем внедрения НКТ — более 1000 скважин.

Анализ применения НКТ с полимерным покрытием показывает, что такие трубы имеют высокие защитные свойства при эксплуатации, как в нагнетательных, так и в добывающих скважинах. НКТ комплектуются высокогерметичными муфтами (рис. 2) с применением полиуретановых уплотнительных колец, значительно повышающих надежность резьбовых соединений в агрессивных средах.

4. Внедрение длинноходовых цепных приводов (ПЦ) штанговых насосов (рис. 3), общий объём внедрения которых приближается к 2000 шт, окупаемость этой технологии менее 2,5 лет.

Внедрение длинноходовых цепных приводов (ПЦ) штанговых насосов для добычи нефти даёт значительный экономический эффект за счет кратного сокращения металлоемкости по сравнению с длинноходовыми балансирными аналогами, увеличения МРП скважин за счет более совершенной кинематики работы привода, снижения потребления электроэнергии. Снижение потребления электроэнергии при применении цепных приводов с длиной хода 6 м вместо УЭЦН составляет в среднем 63% на одну тонну добываемой нефти. Цепные приводы производства БМЗ сегодня эксплуатируются в ОАО «Башнефть», ОАО «Самаранефтегаз», ОАО «Саратовнефтегаз», ОАО «ТНК-Нижневартовск», ООО «Бугурусланнефть», в Казахстане. Развитие конструкции ПЦ и совершенствование технологии применения длинноходового привода штангового насоса, ведется БМЗ совместно с ОАО Татнефть и ООО «Торгово-технический дом Татнефть» непрерывно. Это позволяет получить более надёжный привод, приспособленный для эксплуатации в регионах, как с холодными, так и с жаркими климатическими зонами. Межремонтный период скважин оборудованных ПЦ на 01.08.2013 года составляет более 1300 суток.

5. Технология одновременно-раздельной эксплуатации 2-х и более пластов одной скважины (ОРЭ) (рис. 4) предполагает раздельную добычу продукции скважин из пластов с различными характеристиками с использованием соответствующей технологической установки.

Экономический эффект достигается за счет добычи нефти из приобщенных к разработке пластов, эксплуатировать которые совместно с другими пластами невозможно или

Рис. 1 — Трубы с внутренним и наружним полимерным покрытием

Рис. 2 — Муфта

нецелесообразно, а также за счет отсутствия необходимости бурения новой скважины. Потребление энергоресурсов в данном случае снижается за счет сокращения бурения скважины. Дополнительная добыча нефти из скважин, эксплуатирующихся с установками ОРЭ, в среднем составляет более 3,5 тонн в сутки. Эта технология работает в 40 нефтяных компаний России и зарубежом. Суммарная дополнительная добыча нефти за годы внедрения этой технологии в ОАО «Татнефть» составила более 5 млн. тонн. Объёмы внедрения составляет более 720 скважин оборудованных однолифтовыми установками и более 110 скважин с двухлифтовыми установками (рис. 3, 4).

6. Технология внедрения пакеров различной конструкции, таких как «М1-Х», пакер–гильза, используется в эксплуатационных и нагнетательных скважинах для разобщения затрубного пространства с целью предохранения обсадной колонны от действия высоких давлений и агрессивных сред.

Эффективность от внедрения данного оборудования обеспечивается за счет снижения затрат на проведение исследований скважин, а также снижения затрат на ремонт и восстановление обсадных колонн скважины. По ОАО «Татнефть» МРП на скважинах растёт в среднем на 10% в год, являясь одним из самых высоких по России. Специалисты компании нацелены на достижение среднего МРП по всем скважинам до 1200 суток и более, в том числе, благодаря применению новых технологий.

7. Ощутимый вклад в обеспечение стабилизации объема добываемой нефти на поздней стадии разработки нефтяных месторождений юго-востока Татарстана внесли скважинные технологии по интенсификации и увеличению нефтеотдачи пластов.

К таким технологиям относятся:

- применение коллоидно-дисперсных систем
- применение сшитых эфиров целлюлозы
- применение щелочно-полимерных композиций
- применение микробиологических методов.

Вышеперечисленные технологии отличаются экологической безопасностью и предусматривают использование рабочих составов приготовленных на своих производственных мощностях из доступных материалов отечественного производства и с применением оборудования разработанного и изготовленного на наших предприятиях.

Представленные технологии являются объектами интеллектуальной собственности ОАО «Татнефть» и защищены патентами Российской Федерации.

Рис. 3 — Длинноходовой цепной привод штанговых насосов

Рис. 4 — Одновременно-раздельная эксплуатация пластов одной скважины (ОРЭ)

ОАО «Татнефть»
ООО «Торгово-технический дом Татнефть»
423250, Россия, Республика Татарстан, Лениногорск, Чайковского, 33
(85595) 2-62-91, 9-28-90
ttd@tatneft.ru
www.ttd.tatneft.ru

Уважаемые коллеги, компания ОАО «Татнефть» в лице ООО «ТТД Татнефть» стремится к взаимовыгодному и тесному сотрудничеству на основе долгосрочных отношений и готово рассмотреть все Ваши вопросы и предложения по внедрению технологий.

Мы готовы поставлять оборудование с наших заводов под разработанные нашими специалистами технологии необходимого для Вас сортамента, и в необходимом количестве, но с обязательным обучением Ваших специалистов для более эффективного внедрения технологии на нефтепромысловых объектах.

УДК 622.276

Опыт предотвращения АСПО в нефтесборных коллекторах нагревательными кабельными линиями

Э.Ю. Вдовин
директор[1]
center.perm@mail.ru

Л.И. Локшин
гл.инженер[1]
Lokshin36@yandex.ru

А.П. Балабанов
менеджер отдела технологий и инноваций[2]
apbalabanov@rosneft.ru

О.О. Сосенко
начальник отдела технологий и инноваций[2]
oososenko@tnk-bp.com

[1]ООО «Центр ИТ», Пермь, Россия
[2]ОАО «ТНК-Нягань», Нягань, Россия

Разработан способ доставки греющего кабеля внутрь протяженного нефтесборного коллектора. Проведены успешные испытания предотвращения АСПО в нефтесборных коллекторах нагревательной кабельной линией.

Ключевые слова
АСПО, нагревательная кабельная линия (НКЛ), гибкая насоснокомпрессорная труба (ГНКТ)

Как известно, процесс добычи и перекачки нефти и газа сопровождается выпадением и образованием АСПО и гидратов как на внутрискважинном оборудовании, так и на стенках нефтесборных и магистральных коллекторов, зачастую вплоть до полного закупоривания их внутреннего сечения. Причиной образования таких отложений в первую очередь является нарушение термобарических условий и фазовых состояний перекачиваемых флюидов. Одним из способов снижения негативного воздействия отложений на стенках трубопровода и контроля развития этого процесса является поддержание температуры перекачиваемой среды выше критической точки начала образования АСПО и гидратов. С этой целью специалистами ООО «Центр ИТ» и ООО «ТНК-Нягань» предложена идея прогрева нефтесборного коллектора посредством кабеля греющего, расположенного внутри коллектора. Данная идея основывалась на том, что к настоящему времени накоплен большой опыт эффективного применения нагревательных кабельных линий (НКЛ) для предотвращения АСПО и гидратов в насоснокомпрессорных трубах нефтяных скважин (1, 2).

Внутритрубный монтаж НКЛ в скважинах осуществляется через лубрикатор с использованием известного навесного оборудования и, при отсутствии избыточного давления, не представляет технических трудностей.

Внутритрубный монтаж НКЛ в протяжённые трубопроводы имеет существенные особенностии реализация проекта потребовало разработки новой технологии доставки греющего кабеля внутрь нефтесборного коллектора.

Разработка способа доставки греющего кабеля внутрь нефтесборного коллектора осуществляласьна основании существующей схемы профиля нефтесборного коллектора и осмотра его конструкции в предполагаемых точках входа и выхода греющего кабеля.

Технология доставки греющего кабеля внутрь нефтесборного коллектора разработана на основе возможностей использования гибкой насоснокомпрессорной трубы (ГНКТ) колтюбинговой установки.

Для решения поставленной задачи была разработана и осуществлена программа, включавшая ряд последовательных этапов.

1. Расчёт нагревательной кабельной линии (НКЛ), комплектация и поставка оборудования установки прогрева.
   Расчёт нагревательной кабельной линии (НКЛ) по электрическим параметрам выполнен для её длины 800 м. и греющего кабеля марки АКГТн 6х4,0-34-90-0-900. Наземные комплектующие установки соответствовали комплектующим установки прогрева скважин, оснащённых УЭЦН (рис.1).
   После подготовки оборудования была проведена его поставка на объект со всеми разрешительными документами.
2. Определение точки врезки байпасного отвода под ГНКТ
   На данном этапе произведены работы по вскрытию нефтесборного коллектора в предполагаемом месте врезки начального участка для ввода ГНКТ (рис.2).
   После вскрытия нефтесборного коллектора определенаконструкциябайпасного отвода для ГНКТ (рис.3), необходимый материал и оборудование, а также, место и площадь участка для расстановки спецтехники и установки ГНКТ.
3. Врезка байпасного отвода под ГНКТ

Рис. 1 — Установка прогрева скважин, оснащенных УЭЦН

в нефтесборный коллектор

Врезка байпасного отвода под ГНКТ (рис.4) произведена в соответствии с разработанными и утвержденными мероприятиями после оформления необходимых наряд-допусков и обеспечения безопасного выполнения работ.

4. Проверка проходного сечения и промывка нефтесборного коллектора

Произведены работы по определению прохода в нефтесборном коллекторе до точки предполагаемого выреза операционного«окна» с целью последующей стыковки ГНКТ и греющего кабеля (рис. 3).

Проход ГНКТ на всю длину участка нефтесборного коллектора, произведена его промывка, для чего ГНКТ был оборудован промывочным наконечником.

Дополнительно для обеспечения работ по данному этапу потребовались ёмкость, промывочная жидкость, спецтехника для её нагрева, а также автокран для монтажа и удержания инжектора установки ГНКТ.

5. Ввод греющего кабеля внутрь нефтесборного коллектора

Ввод греющего кабеля и дальнейшая его прокладка по всей длине участка нефтесборного коллектора осуществлялся послеобеспечения всех необходимых мер безопасного ведения работ: наличие соответствующих наряд-допусков, привлечение квалифицированного и обученного персонала, исправность техники и применяемого инструмента, установка предупредительных плакатов и обозначений.

Ввод греющего кабеля внутрь нефтесборного коллектора осуществлялся через предварительно вырезанное в нем операционное «окно». Перед проведением работ по вырезу операционного «окна», нефтесборный коллектор был стравлен до атмосферного давления.

После проходки ГНКТ с промывочным наконечником до его выхода из операционного «окна» для стыковки с греющим кабелембыла выполнена его стыковка с греющем кабелем на автовымотке (рис. 5)

Монтаж греющего кабеля в нефтесборный коллектор произведена обратной намоткой ГНКТ на колтюбинговую установку с одновременной синхронной вымоткой греющего кабеля. В процессе монтажа вёлся постоянный контроль синхронизации скоростей вымоток установки ГНКТ и греющего кабеля. Вымотку кабеля вели с некоторым запасом.

Для постоянного контроля синхронизации и оперативного реагирования, связь обеспечивалась переговорными устройствами (рации).

После выхода греющего кабеля в точке врезки байпасного отвода, производилась его разъединение с ГНКТ и последующий монтаж сальникового устройства для герметизации и удерживающих замков греющего кабеля на поверхности.

6. Монтаж и подключение наземной части оборудования

Монтаж станции управления «Энергия-1» производилась на расстоянии 20 м от точки врезки байпасного отвода, станция управления «Энергия-1» подключалась питающим кабелем к контактам РУ 0,4 кВ. Затем контрольный кабель укладывался от терминального контроллера до станции управления «Энергия-1» и греющий ка-

Рис. 2 — Схема подготовки нефтепровода к монтажу койлтюбинговой установки

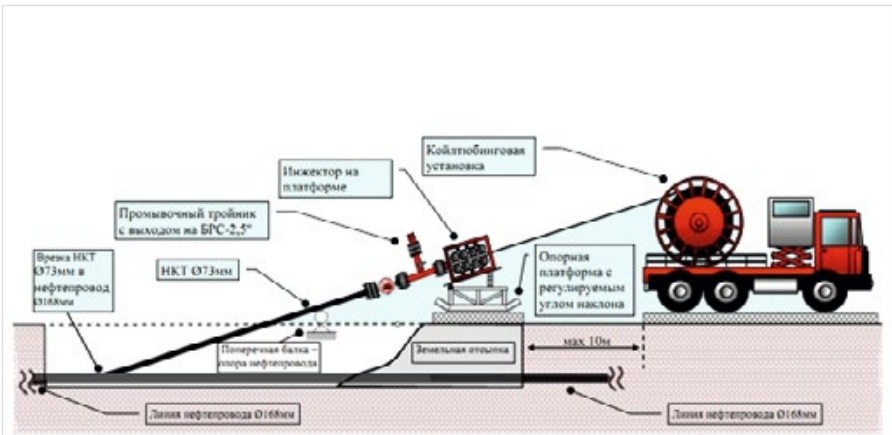


Рис. 3 — Схема монтажа инжектора на выходной участок нефтепровода

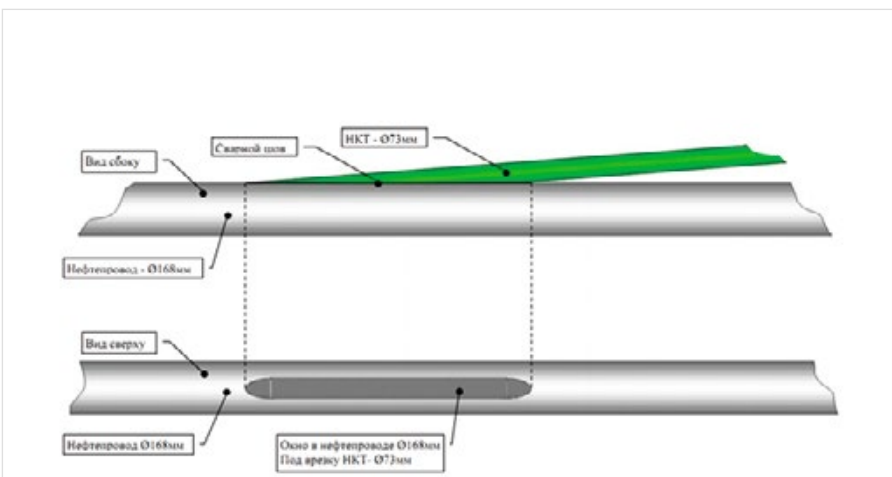


Рис. 4 — Схема врезки НКТ — Ø73 мм в нефтепровод — Ø168 мм

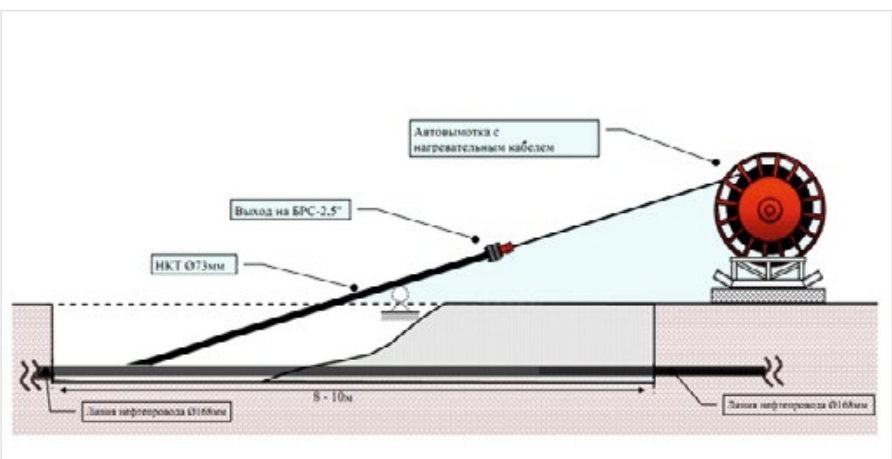


Рис. 5 — Выходной участок нефтепровода

бель подключался к станции управления «Энергия-1».

Итоги

- Достигнуто предотвращение образования АСПО и гидратов в нефтесборном коллекторе;
- Обеспечена надёжная работа устройства в течение наблюдаемого срока эксплуатации (более 90 суток);
- Разработана и успешно испытана универсальная технология предотвращения АСПО и гидратов в трубопроводах с использованием нагревательных кабельных линий.

Список используемой литературы

1. Вдовин Э.Ю., Локшин Л.И., Казаков А.В. Компенсация тепловых потерь — эффективный способ предотвращения АСПО и ВВЭ в скважинах // Экспозиция Нефть и Газ. 2013. №7. С. 35–37.
2. Вдовин Э.Ю., Локшин Л.И., Казаков А.В. Установки «НКЛС-ЭНЕРГИЯ» для предотвращения АСПО в скважинах, эксплуатируемых УЭЦН и питания ПЭД одним кабелем // Экспозиция Нефть и Газ. 2013. №3. С. 54–55.

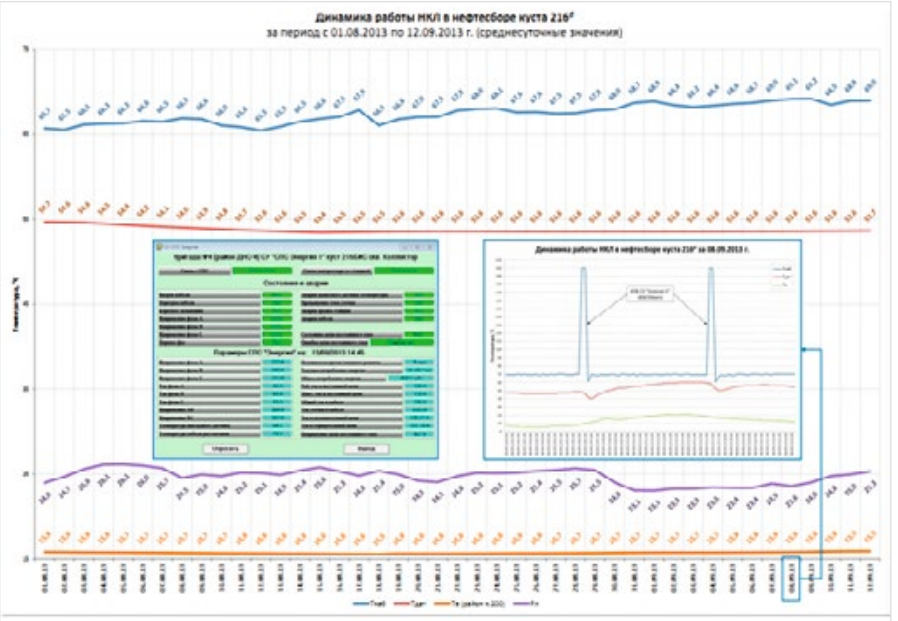


Рис. 6 — Динамика работы НКЛ в нефтесборе куста 216б. за период с 01.08.2013 по 12.09.2013 г. (среднесуточные значения)

ООО «Центр ИТ» – специализированное предприятие, основным направлением деятельности которого является разработка, изготовление и внедрение в производство технических средств и технологий, направленных на предотвращение АСПО и борьбы с сероводородной коррозией для обеспечения бесперебойного процесса нефтедобычи.

Компания располагает достаточными производственными и материальными ресурсами, квалифицированным инженерно-техническим персоналом, обладающим значительным практическим опытом, что позволяет в кратчайшее время решать технологические задачи любой сложности. Предприятие образовано после реструктуризации Отдела техники и технологии добычи нефти института «ПермНИПИнефть» в соответствии с концепцией развития научно-технического комплекса ОАО «ЛУКОЙЛ» в области технологии добычи нефти и газа.

ООО «Центр ИТ»
614016, г. Пермь
ул. Краснофлотская, 28
+7 (342) 206-31-95
+7 (342) 206-31-96

+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

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Experience in the prevention of paraffin oil gathering collectors with heating cable lines

UDC 622.276

Authors:
Eduard Yu. Vdovin — director[1]; center.perm@mail.ru
Lev I. Lokshin — chief engineer[1]; Lokshin36@yandex.ru
A.P. Balabanov — manager of technology and innovation[2]; apbalabanov@rosneft.ru
O.O. Sosenko — head of technology and innovation[2]; oososenko@tnk-bp.com

[1]"Center of IT", Perm, Russian Federation
[2]"TNK-Nyagan" JSC, Nyagan, Russian Federation

Abstract
Provided the heating cable delivering method inside the extended oil skimmer collector.
Successfully tested in the prevention of paraffin oil gathering collectors heating cable line.

Results
- Achieved preventing the formation of hydrates and AFS in the oil-gathering collector;
- Provided reliable operation during the observed lifetime (over 90 days);
- Developed and successfully tested the universal technology of preventing paraffin and hydrates in pipelines using heating cable lines.

Keywords
AFS, heating cable line, flexible NCPs tube

References
1. Vdovin Yu.E., Lokshin L.I., Kazakov A.V. *Kompensatsiya teplovykh poter' — effektivnyy sposob predotvrashcheniya ASPO i VVE v skvazhinakh* [Compensation of heat loss — an effective way to prevent the AFS and the VVE in wells]. Exposition Oil Gas, 2013, issue 7, pp. 35–37.
2. Vdovin Yu.E., Lokshin, L.I., Kazakov A.V. *Ustanovki "NKLS-ENERGIYa" dlya predotvrashcheniya ASPO v skvazhinakh, ekspluatiruemykh UETsN i pitaniya PED odnim kabelem* [Settings "NKLS-ENERGY" to prevent paraffin in wells operated by the power of ESP and SEM one cable]. Exposition Oil Gas, 2013, issue 3, pp. 54–55.

УДК 621.64

Мобильные Полевые Склады Горючего — Эластичные Резервуары Высокоэффективные технологии ТЭК

Барышев И.Г.
магистр, научный руководитель[1]
ibaryshev@mail.ru

[1]ООО Научно-производственная фирма «Политехника», Москва, Россия

В статье рассмотрена проблематика обеспечения топливом отдаленных объектов освоения Сибири, Крайнего Севера и Дальнего Востока. Дан краткий обзор истории создания и применения эластичных мягких резервуаров, современных термопластичных эластомеров и эластичных резервуаров для ликвидации аварийных разливов и длительного хранения ГСМ в экстремальных климатических условиях.

Материалы и методы

Материал, лежащий в основе данной статьи, получен в результате НИОКР, которые были проведены в период с 1998 по 2013 годы компанией ООО НПФ «Политехника» в соавторстве с ВНИИГАЗПРОМ, ГОС НИИ №25 МО РФ, НИИРП, НИИ «Подземгазпром», TOTAL, SA (Fr), Cooley Group, Inc. (USA), ClearTechOil, Ltd. (UK).

В работе использованы результаты работы полевых складов горючего и эластичных резервуаров поставленных ООО НПФ «Политехника» в период 2004–2013 гг. по заказам ведущих российских нефтегазовых, нефтесервисных, строительных и горнорудных компаний.

Был проведен анализ результатов опыта работы западных исследовательский и производственных компаний.

Для проверки свойств материалов были использованы методики проверки свойств эластичных материалов в соответствии с методиками испытаний предусмотренными стандартами МО РФ, ГОСТ-Р, ИСО и НАТО.

Ключевые слова

передвижные эластичные резервуары, мягкие резервуары, эластичные оболочки, термопластичные эластомеры, термопластичный полиуретан, ТПУ, поливинилхлорид, ПВХ, ПВХ+ТПУ, ликвидация аварийных разливов нефтепродуктов, ЛАРН, полевые склады горючего, мобильные нефтебазы, мобильные АЗС, полевые магистральные трубопроводы

Освоение ресурсной базы Сибири, Крайнего Севера и Дальнего Востока России, безусловно, требует повсеместного применения современных технологий и нестандартных подходов.

Новые материалы, техника и технологии сегодня широко внедряются и успешно применяются на всех стадиях работ, от обустройства вахтовых поселков, до строительства и эксплуатации объектов добычи, транспортировки и переработки, как углеводородов, так и других полезных ископаемых.

Снабжение отдаленных площадок топливом, является одной из базовых логистических составляющих практически каждого выхода на объект. Транспорт, строительная, специальная и вспомогательная техника, а также генераторы и насосы работают на дизельном топливе. Сезонная потребность одного объекта в топливе, как правило, составляет от 500 до 5–15 тыс. м^3. Узловые базы принимают топливо танкерами и по зимникам, а также отгружают на свои площадки до 50 и более тыс. м^3 ДТ в год.

Вопрос выбора поставщика топлива и ГСМ для обеспечения работ на объектах, как правило, достаточно хорошо проработан отделами снабжения предприятий. Однако, вопрос надежного и удобного хранения топлива на отдаленных объектах еще совсем недавно решался или «по ситуации», или старыми советскими методами (монтаж дорогих и громоздких РВС и РГС, завоз бочкотары).

Сегодня еще можно встретить в тундре и тайге покосившиеся резервуары и заваленные ржавыми бочками тарные площадки ГСМ, наследство советских первопроходцев, которое до настоящего времени течет в тундру радужными пленками мазута и разрушает хрупкую природу Российского Севера.

К счастью, теперь высокотехнологичные быстровозводимые мобильные полевые склады горючего (ПСГ), на базе передвижных эластичных резервуаров последнего поколения ПЭР-Н успешно вошли на российский нефтегазовый и промышленный рынок.

Уже более 10-ти лет с высочайшей эффективностью и надежностью ПСГ на базе резервуаров ПЭР-Н, производства ООО НПФ «Политехника» работают на отдаленных объектах ведущих Российских нефтегазовых, нефтесервисных, строительных, рудных, разведывательных и других компаний и предприятий.

Основная технологическая единица ПСГ — это передвижной эластичный резервуар (ПЭР). Конструктивно, эластичный резервуар ПЭР представляет собой герметичную замкнутую оболочку «подушечной» формы, выполненную из непроницаемого и стойкого к действию углеводородов термопластичного композитного материала, которая снабжена сливо-наливным отводом, а также воздушным и дренажными патрубками для приема и выдачи топлива. Для удобства развертывания, укладки и складывания оболочка по периметру снабжена ручками. Резервуары ПЭР-Н производятся вместимостью от 1 до 250 м^3 и поставляются в чехлах и (или) деревянных ящиках.

Начиная с 30-х годов прошлого века эластичные (мягкие) резервуары широко применялись и применяются в военных целях. Однако, первые поколения мягких резервуаров (МР) производилось из нитрильной, маслобензостойкой резины. Для обеспечения герметичности оболочка делалась толщиной 5–7 мм. Минимальная температура эксплуатации составляла всего не менее -25–-30°С (нитрил поднимает стойкость к углеводородам, но резко снижает пластичность резины при низких температурах). Резервуары были громоздкие и требовали применения специализированной

Рис. 1 — Полимерный эластичный резервуар

грузоподъемной техники для разворачивания. Нормативная диффузия углеводородов через нитрильную резину составляла до 150 гр./м²/сутки.

Сегодня, новые композитные оболочки при толщине всего около одного миллиметра имеют на два порядка меньшую проницаемость (диффузию). Минимальная температура эксплуатации теперь составляет до -60°С. Современные резервуары стали легкими, компактными и, значительно, более надежными.

Основными преимуществами эластичных резервуаров ПЭР-Н в сравнении со стальными резервуарами является их небольшой вес, исключительно малый объем в сложенном (транспортном) положении, а также возможность легкой установки на любой ровной площадке.

Так например, резервуар ПЭР-250Н вместимостью 250 м³, который может легко принять четыре ж/д цистерны (!) в сложенном виде размещается в небольшом ящике с габаритами 1,9х1,4х1,1м., вес изделия всего 450–500 кг. Такие параметры обеспечивают доставку в одном 20-ти футовом контейнере комплектной нефтебазы вместимостью до 3-х тыс. м³ дизельного топлива в любую точку России. В то время, как для доставки склада горючего равной вместимости на базе стальных рулонов РВС или цистерн РГС потребуется 30–45 ж/д платформ.

В качестве силовой основы материала оболочки резервуара ПЭР-Н применяется полиэфирная ткань баллистического плетения, которая обеспечивает механическую прочность изделия сравнимую по прочности с грузовой стропой. Полимерное непроницаемое покрытие с двух сторон инкапсулируется в ткань основы и выполняется из 100% полиуретана специального топливного качества.

Двухстороннее полиуретановое покрытие обеспечивает следующие критические тактико-технические характеристики материала оболочки: стойкость (инертность) к нефтепродуктам, низкую диффузию, стойкость к действию внешней среды и УФ радиации, морозоустойчивость до -60°С, высокую прочность сварных соединений полотен, высокую абразивную устойчивость, а также ремонтопригодность изделия в полевых условиях в случае механического повреждения.

Сливо-наливной отвод, воздушный и дренажный патрубки выполняются из искробезопасного метала — латунь или сплавы Д16Т, АМГ. Прокладки выполняются из фторкаучуковой техпластины.

Эластичные резервуары предназначены для работы в составе резервуарных парков ПСГ, АЗС, а также в качестве отдельных технологических единиц. Резервуары ПЭР-Н рассчитаны на многократное применение в течение 15 лет, при соблюдении требований инструкций по эксплуатации.

Необходимо отметить, что эластичные (мягкие) резервуары производятся не только для длительного хранения топлива, но также и для краткосрочного хранения нефти и нефтепродуктов при ликвидации аварийных разливов и при выполнении аварийных работ на магистральных трубопроводах.

Данный вид резервуаров, также производится из термопластичных композитов, однако вместо исключительно стойкого к нефти полиуретана в качестве полимерного покрытия для их производства используют более дешевый поливинилхлорид (ПВХ) или ПВХ с добавлением полиуретана.

Использование недорогих одноразовых мягких резервуаров типа МР-НТ выполненных из непредусмотренных для этих целей полимеров при длительном хранении нефтепродуктов приводит к серьезным последствиям — тотальной диффузии через оболочку, деградации топлива, а также к разрывам и аварийным разливам. Дело в том, что из тканей с ПВХ покрытием нефтепродукты понемногу, но постоянно вымывают пластификатор, оболочка становятся хрупкой, растрескивается и теряет герметичность. Такие резервуары предназначены исключительно для краткосрочного хранения нефтепродуктов при ликвидации аварийных разливов (в составе комплекта ЛАРН) на период от нескольких дней до нескольких недель и недопустимы для длительного хранения топлива.

В стандартной комплектации ПСГ включает в себя дополнительное оборудование для обеспечения безопасной и надежной работы хранилища.

В соответствии с требованиями норм ПБ все резервуары, как на стационарных, так и на полевых складах ГСМ и нефтебазах должны располагаться в непроницаемом для нефтепродуктов каре обвалования. Необходимость организации защитного каре резервуарных парков уравнивает по площади размещения такие разные типы оборудования, как стальные вертикальные резервуары РВС и подушечные ПЭР-Н. Землеотводы для размещения резервуарных парков при этом имеют практически одинаковую площадь.

ПСГ комплектуются противофильтрационными экранами (пологами) ПФП, выполненными из тканей с ПВХ покрытием. Полога обеспечивают защиту от фильтрации в грунт нефтесодержащих эмульсий. Полога могут устанавливаться в грунтовое обвалование или в бастросборное каркасное каре, выполненное из стальных труб. Стальное каре, по сравнению с грунтовым обвалованием позволяет сократить площадь размещения склада и исключить масштабные подготовительные земляные работы на объекте.

Отдельные резервуары парка ПСГ через напорно-всасывающие рукава и краны соединяются между собой и с насосно-перекачивающим модулем с помощью трубопровода — коллектора, который выполняется из сборно-разборных стальных или полиэтиленовых труб. Коллектор позволяет производить заполнение всех резервуаров ПСГ из одной точки приемки, а также осуществлять выдачу топлива и внутрискладскую перекачку.

Насосно-перекачивающий модуль размещается в том же транспортном контейнере, в котором был доставлен склад на площадку размещения. Предустановленное оборудование модуля легко приводится в рабочее положение и подключается к коллектору резервуарного парка. Насосно-перекачивающий узел включает в себя насосы для приемки/выдачи топлива и внутрискладской перекачки, а также топливные фильтры и счетчики — расходомеры. К насосно-перекачивающему модулю подключаются ТРК для выдачи топлива подвижной технике, и (или) через устройства верхнего налива в автоцистерны.

Требования правил безопасности предусматривают наличие на складе горючего молниезащиты, освещения, противопожарного оборудования и защитного ограждения. Молниезащита выполняется на базе активных

Рис. 2 — Полимерный эластичный резервуар

Рис. 3 — Полевой склад горючего 500 м³

молниеприемников, которые устанавливаются на составных мачтах по периметру ПСГ. Также, по периметру ПСГ размещаются прожектора основного освещения во взрывобезопасном исполнении.

Комплект противопожарного оборудования включает в себя передвижные порошковые огнетушители, располагаемые у каждой отдельной ячейки обвалования, а также штатные пожарные щиты и порошковые огнетушители, расположенные в зоне насосно-перекачивающего модуля и на площадке заправки подвижной техники.

Для обеспечения экологической безопасности объекта предусматривается система дренирования дождевой и талой воды из непроницаемого каре обвалования резервуарного парка. Дренирование производится при помощи переносных насосов и плоскосворачиваемых рукавов, по которым вода подается в отстойники очистного оборудования или фильтры очистки воды от следов нефтепродуктов.

Монтаж и пуско-наладка склада горючего вместимостью 1–5 тыс. м³ производится расчетом из 4–8 человек без применения специализированной техники в течение 3–7 дней.

Залив топлива в резервуары ПЭР производится автоцистернами по зимникам, танкерами и наливными баржами по рекам и с моря, а также по плоскосварачивемым магистральным полевым трубопроводам.

После завершения работ на объекте зачистка резервуаров от мертвого остатка топлива (5–10 л.) производится через угловые дренажные отводы. После слива резервуары отсоединяются от коллектора ПСГ, складываются и упаковываются для хранения и транспортирования к новому месту монтажа. После сворачивания ПСГ рекультивация и очистка земли не требуется.

Получить более подробную информацию об эластичных резервуарах, полевых складах горючего, а также о других видах оборудования на базе эластичных оболочек (газгольдеры-рекуператоры ЛФУ и газов, противопаводковые рукавные водоналивные дамбы, противопожарные мобильные комплекты,

Рис. 4 — Склад около г. Печора для компании Стройтрансгаз

Рис. 5 — Склад в пос. Тадебяяха Ямало-Ненецкого АО для компании «ТНГ-Групп»

Рис. 6 — Сварка полимерного материала линией ТВЧ

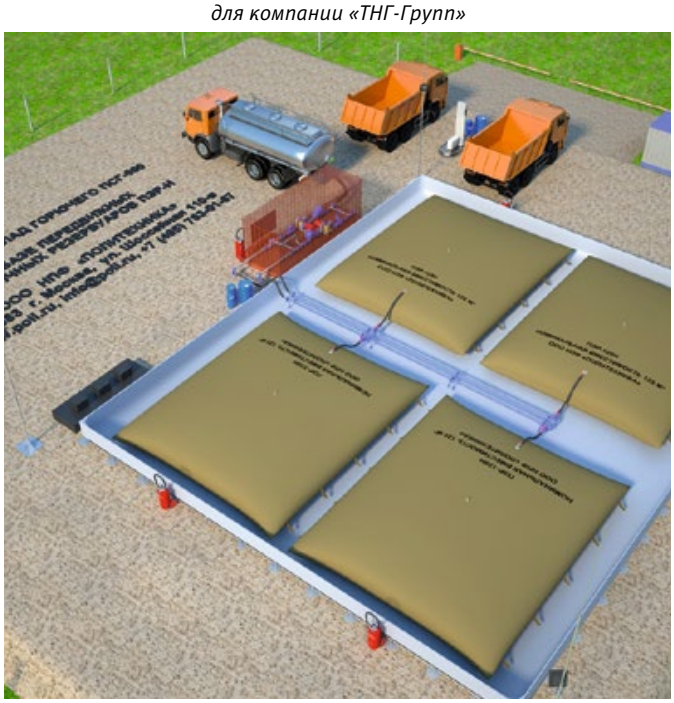


Рис. 7 — 3D макет полевого склада горючего

Рис. 8 — Полевой склад горючего на учениях МО «Кавказ-2012»

надувные понтоны, водяные мешки для тестирования грузоподъемной техники, резервуар ЛАРН, резервуары для хранения технической и питьевой воды, а также для хранения различных химикатов) Вы можете на сайте ведущего российского разработчика и производителя эластичных оболочек

Итоги

Показана и обоснована высокаяэкономическая и экологическая эффективность применения эластичных резервуаров и полевых складов горючего на их основе для обеспечения ГСМ отдаленных объектов строительства. Обоснованы преимущества применения эластичных резервуаров изготовленных из тканей со 100% двусторонним покрытием из термопластичного полиуретана в сравнении с резинотканевыми мягкими резервуарами и эластичными резервуарами из тканей с ПВХ и ПВХ+ТПУ покрытием.

Выводы

Применение полевых складов горючего на базе эластичных резервуаров ПЭР-Н для длительного хранения ГСМ на отдаленных объектах значительно сокращает стоимость доставки оборудования и монтажных работ и радикально (более чем на 6–12 месяцев) сокращает срок введения объекта в эксплуатацию.

Полевые склады горючего на базе резервуаров ПЭР-Н позволяют исключить работы по очистке и рекультивации земли после сворачивания склада по завершении работ на объекте. На месте отработавшего полевого склада горючего не остается емкостного оборудования. Экологические риски исключаются.

Список используемой литературы

1. Министерство Обороны СССР. Резинотканевые резервуары. Инструкция по эксплуатации и техническое описание. М.: Воениздат, 1972.
2. Магула В.Э. и др. Судовые мягкие емкости. Л.: Судостроение, 1979. С. 162–163.
3. Магула В.Э. Мягкие резервуар для хранения и транспортирования нефтепродуктов. Тематический обзор // ЦНИИТЭНЕФТЕХИМ. 1993.
4. ФГУП «25 ГосНИИ МО РФ (по применению топлив, масел, смазок и специальных жидкостей — ГосНИИ по химотологии)», ООО РПФ «Политехника». Мобильный эластичный резервуар для нефтепродуктов // Патент РФ № 2304553, 2006.
5. TANKS, FABRIC, COLLAPSIBLE: 3,000, 10,000, 20,000, AND 50,000 GALLON, FUEL. Standard NATO MIL-T-52983G, NOTICE 1. 25 September 1998.

Москва, ул.Шоссейная, д.110В
тел. (495) 783-01-67
info@poli.ru
info@flexico.ru
www.flexico.ru
www.poli.ru

ENGLISH **STORAGE**

Mobile Field Fuel Depot — Elastic Tanks High-performance FEC technologies

UDC 621.64

Authors:
Igor G. Baryshev — magister, supervisor[1]; ibaryshev@mail.ru

[1]Politehnica LLC, Moscow, Russian Federation

Abstract

The article considers problems of fuel supply for distant objects development of Siberia, the Far North and the Far East. A short review history of creation and application of elastic soft tanks, advanced thermoplastic elastomers and elastic tanks for spill response and long-term storage of petroleum products in extreme climatic conditions.

Materials and methods

The material underlying this article was obtained from R & D, which were held in the period from 1998 to 2013, the "Politehnica" co-authored with VNIIGAZPROM, GOS NII № 25, the Defense Ministry, NIIRP, RI "Podzemgazprom», TOTAL, SA (Fr), Cooley Group, Inc. (USA), ClearTechOil, Ltd. (UK). We used the results of field fuel depots and elastic reservoirs supplied "Politehnica" in the period 2004–2013 on the orders of the leading Russian oil and gas, oilfield services, construction and mining companies.

Has been analyzed the results of experience of Western research and manufacturing companies.

To check the properties of the materials were used test procedures of elastic properties of materials in accordance with test procedures prescribed standards of the Defense Ministry, GOST-R, ISO and NATO.

Results

Shown and proved the high economic and environmental efficiency of elastic reservoirs and field fuel depots on their basis to ensure that petroleum remote construction sites. The advantages of application of elastic tanks made of fabric with 100% double-sided coating of thermoplastic polyurethane compared to rubber-soft tanks and reservoirs of elastic fabric with PVC and PVC + thermoplastic polyurethane coating.

Conclusions

Application of field-based fuel depots on the base of elastic reservoirs PER-N for long-term fuel storage on distant objects significantly reduces the cost of delivery and assembly jobs and drastically (by more than 6–12 months) shortens the asset is commissioned. Dumps fuel tanks on the basis of PER-N allow to exclude of the clean-up and reclamation of land after the rolling stock on completion of work on the project. On-site spent fuel storage field does not remain containers. Environmental risks are excluded.

Keywords

portable elastic tanks, soft tanks, elastic shells, thermoplastic polyurethanes, PVC, eliminating accidental oil spills, spill response, fuel dumps, mobile depot, mobile stations, field pipelines

References

1. *Ministerstvo Oborony SSSR. Rezinotkanevye rezervuary. Instruktsiya po ekspluatatsii i tekhnicheskoe opisanie* [The Ministry of Defense of the USSR. Rubber-tanks. Instruction manuals and technical specifications]. Moscow: *Voenizdat*, 1972.
2. Magula V.E. and others. *Sudovye myagkie emkosti* [Marine soft container]. Leningrad: Sudostroenie, 1979, pp. 162–163.
3. Magula V.E. *Myagkie rezervuar dlya khraneniya i transportirovaniya nefteproduktov. Tematicheskiy obzor* [Soft tank for storage and transportation of petroleum products. Topical overview]. *TsNIITENEFTEKhIM*, 1993.
4. Federal State Unitary Enterprise "State Research Institute of the Defense Ministry 25 (for use of fuels, oils, lubricants and special liquids - Research Institute of chemmotology)", Politehnica LLC. Mobile elastic reservoir for oil // Patent № 2304553, 2006.
5. TANKS, FABRIC, COLLAPSIBLE: 3,000, 10,000, 20,000, AND 50,000 GALLON, FUEL. Standard NATO MIL-T-52983G, NOTICE 1. 25 September 1998.

Компания DEHN + SÖHNE открыла дочернее предприятие ООО «ДЕН РУС» в России

Компания DEHN + SÖHNE — один из мировых лидеров на рынке молниезащиты, защиты от импульсных перенапряжений и оборудования для защиты персонала, расширяя свои границы, открывает дочернюю компанию в России ООО «ДЕН РУС» г. Москва. В честь этого события 11 июля 2013 года было организованно торжественное празднование, которое посетил топ менеджмент компании, а так же многочисленные гости и партнеры, среди которых Управляющий директор Ден+ЗёнеГмБХ+Ко. КГ Доктор Ден Филипп, Управляющий директор по техническому развитию и производству Доктор Цальманн Петер, Директор по международным продажам Хельмут Пуш, Директор по продажам и маркетингу в странах Восточной Европы и России Томас Сматлох (Германия), Генеральный Директор ООО «ДЕН РУС» Тикунов С.С., представители компаний ОАО «РЖД», ОАО Газпром, Эдуард Меерович Базелян (автор многочисленных книг, доктор технических наук, профессор, руководитель лаборатории моделирования электрофизических процессов Энергетического института им. Г. М. Кржижановского) и другие. Завершил программу — торжественный банкет.

По случаю торжественного события топ менеджеры компании и почетный гость, профессор Эдуард Меерович Базелян ответили на несколько вопросов ведущих отраслевых изданий.

Управляющий директор Ден+Зёне ГмБХ+Ко.КГ Томас Ден

Компания ДЕН является лидером в области молниезащиты на рынке. Каким Вы видите дальнейшее развитие этого сегмента в Европе и как это выглядит в России, в частности?

С определенного времени как в Европе, так и за рубежом существует объективная ситуация, которая способствует развитию рынка. В России с каждым годом мы видим все большее понимание необходимости молниезащиты для обеспечения безопасности ключевых отраслей промышленности, а также в строительстве престижного жилья. В результате многолетней созидательной работы в России мы наблюдаем твердое и успешное развитие торговой марки DEHN. Создание новой организационной формы — ООО «ДЕН РУС» и открытие склада несомненно поспособствуют укреплению наших позиций на этом важном рынке. Мы консультируем, оказываем помощь техническим специалистам, а так же ведем проекты в сфере промышленности и торговли.

ДЕН продолжает строительство нового логистического центра вблизи головного предприятия в городе Ноймаркт. Какие долгосрочные цели ставит перед собой компания?

Непрерывный рост компании нуждается в последовательном дальнейшем её развитии. С открытием второго предприятия вблизи города Ноймаркт, мы получим достаточное пространство для дальнейшего развития компании. Наша 104-летняя история существования семейного предприятия вступила в 4 поколение и у нас еще много амбициозных целей. К ним относится дальнейшее расширение и

интернационализация рынка сбыта нашей продукции, который представлен в настоящее время 17 дочерними компаниями иболее чем 70 представительствами за рубежом. В России, например, наша дочерняя компания должна ориентироваться на особенности местного рынка и расширять там наши возможности. Страны с развивающейся экономикой являются приоритетным направлением нашей деятельности, ибо молния проявляется повсюду — а мы можем повсюду защищать от неё.

Генеральный директор ООО «ДЕН РУС» Тикунов С.С.

Ваша компания некоторое время работала в России, располагая представительством. Что послужило причиной для принятия решения об открытии дочернего предприятия в России?

Принятие решения об открытии дочернего предприятия пришло не сразу, но сформировалось в результате стабильного успешного развития компании на Российском рынке в последние годы. Для нашего дальнейшего роста и укрепления наших позиций на Российском рынке данная мера стала необходима. Мы уже располагаем достаточной базой для роста на Российском рынке, и основываясь на локальном и мировом опыте компании, возможностях устойчиво возглавить топ-список компаний, лидирующих на рынке производителей молниезащиты и защиты от импульсных перенапряжений, мы пришли к решению более интенсивной коммерциализации нашей деятельности в России, тем самым укрепив наши позиции для будущего развития. Все необходимые для этого предпосылки налицо: прежде всего это зарекомендовавший себя во всём мире брэнд; немецкое качество продукции, основанное на новаторских разработках и клиентоориентированных решениях; более, чем вековой опыт в этом секторе электротехники; ну и конечно же компетентные и подготовленные сотрудники и командный дух теперь уже российского филиала.

Немецкое качество всегда высоко ценилось в России, но в силу глобализации многие предприятия локализуют своё производство в странах Юго-Восточной Азии и это по-разному сказывается на имидже продукции компании в России. Что Вы можете сказать по поводу происхождения продукции Вашей компании?

Мы честны по отношению к своим клиентам, и предлагая европейское качество в России, мы продаём продукцию, разработанную и произведённую в Германии, что выгодно отличает нас от конкурентов из восточной, реже из центральной Европы, по какой-то причине умалчивающих или скрывающих то, что продукция производится в Юго-Восточной Азии. Для нас смысл, внесённый в лозунг «Made in Germany» означает именно то, что в этом лозунге написано и предполагает безупречное качество продукции, ориентированной на потребности наших клиентов.

Эдуард Меерович Базелян

Э.М., Вы несколько раз были на заводе фирмы. Не могли бы сказать, что вас поразило больше всего?

Судя по вопросу, от меня ждут рассказа о высоком качестве организации производства. Но как раз именно это не было для меня неожиданностью. О совершенстве технологического процесса можно уверенно судить по качеству выпускаемой продукции. Я увидел то, что предполагал. Восхитился – да, но не удивился.

Удивила меня интеллектуальная реклама. Я даже не предполагал, какие убедительные формы может она принять. Реклама рассчитана на специалистов и потому в ней нет места ярмарочным трюкам. Ничем не похожа она и на приемы рыночных зазывал. На фирме реклама очень удачно совмещена с научной демонстрацией методических основ современной молниезащиты и с техникой экспериментальных испытаний готовой продукции. О молниезащите крыши цеха с установленными там машинами климат-контроля я часто рассказываю на лекциях для отечественных проектировщиков и всегда встречаю неподдельный интерес со стороны своих слушателей. Приходится отвечать на массу вопросов. Они касаются всех деталей монтажа молниеприемников и токоотводов в Баварии.

Не могу удержаться от второго примера. Конечно, специалист может расшифровать осциллограмму и определить по ней время гашения разрядником дуги сопровождающего тока. Но куда интереснее разглядывать стандартный плавкий предохранитель на 20 А, не успевший сработать от тока в сотни ампер, потому что дугогасящая камера оказалась намного быстрее. Когда вы присутствуете при подобном эксперимента сомнения в качестве продукции исчезают полностью даже у скептически настроенного профессионала.

УДК 665.62

Обеспечение экологической безопасности на ЗАО «Антипинский НПЗ»

А.И. Тихомиров
корреспондент
tihomirov_a@mail.ru

ЗАО «Антипинский нефтеперерабатывающий завод» – одно из крупнейших предприятий в Уральском федеральном округе, которое осуществляет эффективную работу в области промышленной и экологической безопасности, охраны труда. Предприятие стремится соответствовать международным стандартам качества и выполняет требования законодательства Российской Федерации, а также собственных нормативных документов и стандартов, в основе которых лежит предупреждение аварий, происшествий и инцидентов на опасном производственном объекте.

Ключевые слова
переработка, нефть, нефтепродукты, бензин, мазут, дизельное топливо, экология

1. Решение экологических вопросов.

Ранее мы рассказывали о работе 2-х технологических очередей завода и о планах ввода в эксплуатацию 3 очереди «Антипинского НПЗ». Сейчас хочется сделать акцент на мерах, принимаемых руководством предприятия для максимального снижения отрицательного влияния деятельности завода на экологию и окружающую среду.

В последнее время на фоне растущих объемов добычи и переработки нефти вопросы охраны окружающей среды и промышленной безопасности являются одними из наиболее приоритетных как для государственных структур, так и для нефтеперерабатывающих компаний. Прослеживается острая необходимость внедрения на современных НПЗ именно комплексных мероприятий, которые направлены на минимизацию вредного воздействия промышленной эксплуатации нефтеперерабатывающих объектов на экологию.

В связи с этим при строительстве и техническом перевооружении Антипинского нефтеперерабатывающего завода особое внимание уделяется выбору современного технологического оборудования с применением высоких экологических и других стандартов, что позволит достичь поставленных целей в области промышленной и экологической безопасности.

Сегодня ЗАО «Антипинский нефтеперерабатывающий завод» занимается проектированием и строительством третьей технологической очереди завода, которая позволит с вводом новых установок обеспечить область автомобильным бензином и дизельным топливом стандарта Евро-5, и, как следствие, уменьшить экологические нагрузки автотранспорта на окружающую среду юга Тюменской области. Так как для переработки нефти и нефтепродуктов на установках необходима вода, то к строительству третей очереди завода приступили с возведения объектов водозабора, водоподготовки и очистных сооружений.

В рамках строительства 3 очереди завершено строительство очистных сооружений, занимающих 10,73 гектара, которые и обеспечат очистку производственно-ливниевых и хозяйственно-бытовых сточных вод до требуемого уровня, позволяющего использовать очищенные сточные воды повторно или сбрасывать их в водоем рыбохозяйственного назначения.

Очистка сточных вод состоит из следующих этапов:

I этап. Блок предварительной очистки в составе (пиковая производительность не более 2670 м^3/ час):

- насосная станция исходных стоков;
- осадитель, совмещенный с песколовкой;
- подземные бетонные аварийно-регулирующие резервуары (V=10 000 м^3);
- насосная станция осветленных стоков.

Отстаивание, с непрерывным удалением уловленных загрязнений с помощью скребковых механизмов (производитель — Zickert, Швеция).

В блоке предварительной очистки предусматриваются бетонные подземные аварийно-регулирующие резервуары (2 х 10 000 м^3) для обеспечения стабильного расхода на последующих этапах не более 400 м^3/час.

Для удаления крупного мусора перед осадителем предусматривается механическая грабельная решетка (поставщик Эко-Умвельт, Россия).

II этап. Блок физико-химической очистки в составе (производительность не более 400 м^3/час):

- сепараторы;
- импеллерные флотаторы;
- узел приготовления и дозирования реагента, размещенный в производственном здании блока обезвоживания.

Тонкослойное отстаивание в сепараторах тонкой очистки (производитель — Тамбовский завод Комсомолец, Россия) и реагентная импеллерная флотация (производитель — Separation Specialists, USA)

III этап. Блок биологической очистки в составе (производительность не более 400 м^3/ час):

- аэротенк-вытеснитель с анаэробной и аэробной зонами, насосной станции подачи стоков из аэротенка;
- на ультрафильтрацию и насосной станции циркуляции активного ила;
- узел ультрафильтрации (мембранный биореактор);
- производственное здание, в котором расположены насосная станция откачки пермеата (фильтрата), воздуходувки, узел приготовления и дозирования реагентов.

Биологическая очистка осуществляется в аэротенках - вытеснителях с зонами нитрификации, денитрификации с последующей фильтрацией в мембранных биореакторах (поставщик оборудования и технологии мембранного биореактора – компания GE Water & Process Technologies).

Общее описание технологии мембранного биореактора (МБР)

Технология состоит из биологического реактора, содержащего активный ил и блок ультрафильтрационных мембран. Ключом технологии является мембранная система, которая содействует образованию биомассы с увели-

Рис. 1 — Антипинский нефтеперерабатывающий завод

ченной концентрацией активного ила, что повышает скорость разложения растворенных органических загрязняющих веществ из потока сточной воды. Применение мембран обеспечивает то, что активный ил не попадает в очищенную воду. За счет большей концентрации активного ила, размеры биореактора, используемого в технологии, в 4–7 раз меньше, чем размеры первичных и вторичных иловых отстойников, используемых в традиционной технологии биологической очистки.

Составным элементом мембранной системы является мембранный модуль. Мембранный модуль состоит из пучков полых волокон, у которых номинальный размер пор составляет 0,04 микрона, а их абсолютный размер — 0,1 микрона. Мембранные модули монтируются на рамах, погружаются в биореактор и находятся в непосредственном соприкосновении со сточной водой и илом. Полые боковые опоры рамы служат для подачи воздуха и отвода пермеата из нижнего коллектора.

Описание принципиальной технологической схемы

При помощи насоса пермеата (фильтрата) создается вакуум внутри полых мембранных волокон, под действием которого фильтруемая вода проходит через мембрану, поступает в полые волокна, а из волокон - в коллекторы фильтрата. Полученный фильтрат заполняет резервуар обратной промывки, откуда очищенная сточная вода поступает на блок глубокой доочистки и обеззараживания стоков.

В нижней части мембранного модуля встроен аэрационный узел. Воздух, подаваемый воздуходувкой, воздействует на поверхность мембранных волокон и предотвращает отложение загрязняющих веществ на их наружной поверхности.

IV этап. Блок глубокой доочистки и обеззараживания в составе (производительность не более 400 м³/час):

- производственное здание, в котором расположены сорбционные фильтры,
- узел ультрафиолетового обеззараживания.

Глубокая доочистка необходима для доведения качества очищенных сточных вод до требований, предъявляемых к качеству сточных вод, сбрасываемых в водоемы рыбохозяйственного назначения. Доочистка осуществляется на сорбционных угольных фильтрах ФСУ (ТЭКО-Фильтр, Россия). Обеззараживание очищенных сточных вод производится станции ультрафиолетового обеззараживания (НПО «ЛИТ», Россия).

V этап. Блок обезвоживания уловленных нефтепродуктов, осадков и избыточного ила в составе (производительность не более 7м³/час):

- отстойники пены;
- узел гомогенизации осадка (4 РВС — 100 м³)
- узел выгрузки кекса;
- производственное здание, в котором расположены центрифуги, узел приготовления и дозирования реагентов для блока обезвоживания, узел приготовления и дозирования реагентов блока физико-химической очистки.

Рис. 2 — Строящиеся очистные сооружения Антипинского НПЗ

Уловленные загрязнения поступают на блок обезвоживания нефтепродуктов, осадков и избыточного активного ила, собираются в аппаратах гомогенизации осадка (4 РВС объемом 100 м³ каждый), перемешиваются для усреднения по количеству и качеству, а затем подвергаются трехфазному разделению на горизонтальной центрифуге (производитель – компания Andritz Separation AG, Германия).

После центрифугирования обезвоженные нефтепродукты направляются на повторное использование. Обезвоженные осадки направляются на площадку биодеструкции и обрабатываются биопрепаратами, которые окисляют оставшиеся в осадке углеводороды. После процесса биоокисления обезвоженный осадок переходит в 4 класс опасности отходов и может использоваться в промышленной зоне для засыпки траншей и ям.

2. Создание благоприятных условий труда

Также хотелось обратить внимание на аттестацию рабочих мест и на социальную политику в ЗАО «Антипинский НПЗ». По итогам третьего этапа аттестации, стационарные рабочие места выведены из помещений с шумным оборудованием, мониторы ПЭВМ с электронно-лучевыми трубками заменены жидкокристаллическими. Кроме того, были установлены системы кондиционирования воздуха на рабочих местах, введены в эксплуатацию новые здания с помещениями для сотрудников, работающих в стесненных условиях, а также автоматизированные системы управления производством с дистанционным управлением с целью уменьшения времени нахождения работников в условиях вредных производственных факторов.

На заводе созданы все необходимые условия для комфортного пребывания на рабочем месте:

- медицинское обслуживание, предусматривающее профилактику и предупреждение заболеваний, связанных с вредными и (или) опасными условиями труда. Все работники предприятия проходят обязательный и периодический медицинский осмотры за счёт предприятия. На территории завода действует здравпункт;
- трансфер работников транспортом предприятия до места работы и обратно;
- оснащение современным оборудованием рабочих мест и их приведение в соответствие с санитарно-гигиеническими нормами и требованиями;
- бесплатная (за счёт предприятия) система обучения и дополнительная профессиональная подготовка персонала (при наличии такой потребности у предприятия);
- бесплатное (за счет предприятия) обеспечение работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты;

Социальная политика «Антипинского НПЗ» предприятия включает в себя программы и мероприятия, направленные на обеспечение социальной защиты работников, создание здоровых и безопасных условий труда, в частности, созданы раздевалки с душевыми, организовано питание персонала в столовой завода с частичной дотацией за счёт собственников предприятия.

АНТИПИНСКИЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ ЗАВОД

625047, Тюмень,
6 км Старого Тобольского тракта, 20
тел.: +7 (3452) 28-43-01
факс: +7 (3452) 28-41-80
e-mail: info@annpz.ru
www.annpz.ru

ENGLISH **OIL REFINING**

Ensuring environmental safety at "Antipinsky Oil Refinery"

UDC 665.62

Authors:
Andrey Tikhomirov — correspondent; tihomirov_a@mail.ru

Abstract
Antipinsky Oil Refinery CJSC is one of the largest companies in the Ural Federal District, which performs efficient work in the field of industrial and environmental safety and labor protection. The company strives to meet the international quality standards and meets the requirements of the legislation of the Russian Federation, as well as its own regulations and standards, which are based on the prevention of accidents, incidents and accidents at hazardous production facilities.

Keywords
processing, oil,petroleum products, gasoline, fuel oil, diesel fuel, ecology

INJGEO

КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Объектов транспорта и хранения газа, нефти и нефтепродуктов;
Объектов промышленного и гражданского строительства;
Обустройства нефтегазовых месторождений, промыслов и скважин;
Морских терминалов;
Перевалочных нефтебаз и т.д.
Техническая экспертиза проектов.
Авторский надзор при строительстве.
Консалтинговые услуги в области проектирования и инженерных изысканий.
Экологические обоснования и инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям.
Обоснование инвестиций в строительство.

КОМПЛЕКСНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

Геодезические, геологические, гидрологические, геофизические, экологические;
Создание топографических тематических электронных схем различных территорий и объектов на основе разрабатываемых цифровых моделей данных в формате ГИС;
Аэросъемка, лазерное сканирование;
Сейсмическое районирование, тектоника.

Авторский надзор при строительстве.
Техническая экспертиза проектов.

INJGEO ИнжГео

350038, г. Краснодар, ул. Головатого, 585
тел./факс: +7 (861) 279-23-06, +7 (861) 275-47-59

e-mail: injgeo@injgeo.ru
www.injgeo.ru

Повышение эффективности рабочих режимов аппаратов с подвижной насадкой

Е.А. Лоскутов
заместитель директора по производству[1]
info@gas-cleaning.ru

[1]ООО НПО ЦЕНТР ШВ, Ижевск, Россия

В приведенной ниже статье описаны преимущества АПН серии ШВ соответствующего конструктивного оформлении перед аналогичными аппаратами других производителей.

Материалы и методы
Для проведения исследовательской работы использовалась лабораторная модель из органического стекла.

Ключевые слова
механические примеси, очистка, пылеуловитель, абсорбер

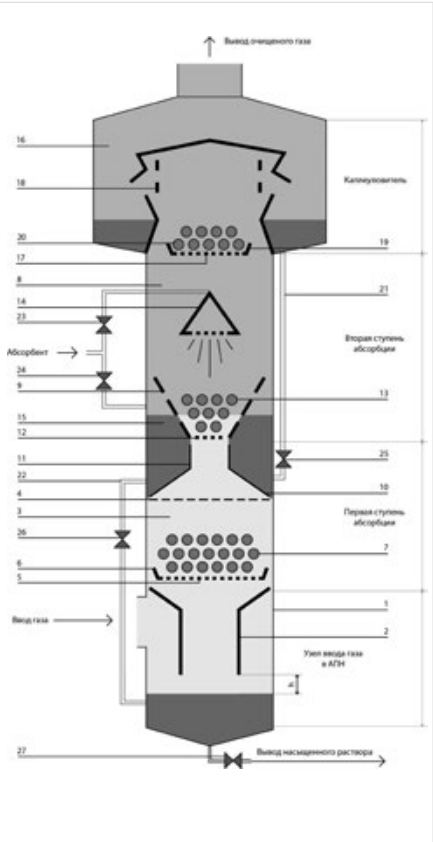


Рис. 1 — Аппарат для обработки газожидкостных систем Ш.В.

Существует множество типов пылегазоочистных установок (ПГУ): поверхностные, пленочные, насадочные, барботажные и др.

Одним из основных их недостатков является то, что эффективность их работы с газожидкостными системами, загрязненными механическими примесями и асфальто-смоло-парафиновыми соединениями (АСПС), а так же газами, в результате абсорбции которых образуются отложения солей, низка.

Причиной низкой эффективности обработки систем является то, что при контакте с поверхностями технологического оборудования образуются так называемые асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО).

Устранение недостатков в работе известных ПГУ возможно применением ПГУ (аппаратов) с подвижной насадкой (АПН).

В настоящее время АПН широко используются в химической, металлургической, строительной, автодорожной и других промышленностях для осуществления процессов массообмена (абсорбции, десорбции, ректификации), контактного теплообмена, очистки газов от жидких и твердых неоднородных примесей.

Оптимизация работы АПН достигается в аппарате, разработанном Заслуженным изобретателем Российской Федерации, доктором технических наук, академиком УрО РАЕН Шаймардановым В.Х. под наименованием «Аппарат для обработки газожидкостных систем Ш.В.». АПН ШВ показан на (рис. 1.)

Работа аппарата заключается в следующем:

Жидкость (абсорбент) поступает в АПН через ороситель 14 или циркуляционную емкость 15. Затем она стекает в камеру приема газа, контактируя с элементами ПН 13 и 7 и идущим ей навстречу газом. В камере приема газа жидкость накапливается до образования расчетного зазора «b» между уровнем ее взлива и нижним торцом эрлифтной трубы 2.

Газ поступает в камеру его приема тангенциально. При этом он, совершая вращательное движение, приводит во вращательное движение и накопленную жидкость в камере приема, часть которой совместно с газом поступает в эрлифтную трубу 2. Затем, следуя навстречу потоку свежей жидкости, газожидкостная эмульсия последовательно проходит через прозоры решетки 5 и кольцевой зазор между конусом 6 и стенкой корпуса 1 АПН, слой подвижной насадки 7, решетку 12, слой подвижной насадки 13. В последующем смесь газа с жидкостью поступают в объем перфорированного диффузора 9, где отделяются друг от друга. При этом жидкая фаза перетекает в циркуляционную емкость 15, а очищенный газ совместно с уносимыми каплями жидкости — в каплеотделитель 16. При движении газа и воды они попадают в условия интенсивного перемешивания ПН 7 и 13, находящихся в псевдоожиженном состоянии.

Кроме того, газ в зоне ПН 7 начинает входить в контакт и с жидкостью, стекающей из циркуляционной емкости 15. Поэтому в слое ПН 7 достигается достаточно большая плотность орошения, что является одним из необходимых условий устойчивого псевдоожижения ПН и эффективной очистки газа.

Перфорация диффузора 9 позволяет создать внутреннюю циркуляцию жидкости по циклу: уровень расположения решетки 12 — верхняя часть камеры 8 — перфорация диффузора 9 — циркуляционная емкость — уровень расположения решетки 12. Эта циркуляция достигается за счет уменьшения скорости потока газа от центра к периферии. В процессе работы АПН векторы скоростей газа распределяются по сечению корпуса АПН, образуя параболоид вращения. Поэтому скорости в центре корпуса АПН оказываются максимальной величины, которые постепенно затухают в направлении к стенке, и жидкость, оказавшаяся в контакте с перфорацией диффузора 9, стекает в циркуляционную емкость. При этом жидкость из циркуляционной емкости эжектируется на уровне решетки 12 в основной поток газа, идущий из горловины 11 с высокой скоростью — порядка 10 м/с и более. Такая высокая скорость газа позволяет не только эжектировать жидкость из циркуляционной емкости, но и интенсивно псевдоожижать ПН 13 повышая эффективность процесса обработки газа жидкостью до максимально допустимой величины.

В виду «параболоидного» распределения скоростей газа в колонне аппарата элементы ПН отбрасываются к стенке АПН и «футеруют» ее. Поэтому эффективность работы АПН резко снижается.

Этот эффект был обнаружен при промышленной очистке генераторного газа в производстве синтетического аммиака и подтвержден в последующем на лабораторной модели из прозрачного органического стекла.

С целью устранения указанного недостатка абсорбер Ш.В. снабжен распределительными конусами 6 и 19, которые распределяют основной поток газа на центральный и периферийный. При этом последний отдувает элементы ПН от стенки предотвращая процесс «футерования» .

Так как ПН 13 размещена в перфорированном диффузоре 9, расширяющемся по ходу движения газового потока, интервал работы его со скоростями начала псевдоожижения ($W_{кр}$) за счет изменения сечения диффузора 9 по его высоте возрастает, что ведет к сохранению высокоэффективной стабильности работы АПН при переменных нагрузках.

Расположение оросителя 14 без использования подпорной решетки или ниже ее повышает безаварийную работу абсорбера ШВ, так как в этом случае при зависании ПН 13 прижатием к решетке 17 уноса жидкости не будет наблюдаться, она вся стечет на ниже лежащие слои ПН.

АПН ШВ снабжен каплеуловителем (осушителем газа) 16.

Принцип его работы заключается в следующем:

Очищенный газ с каплями жидкости на

Наименование предприятия, его адрес	Фактическая производительность по газу, тыс. нм³/час	Предназначен для очистки газа от:	Содержание вредных веществ в газе, мг/нм³		Степень очистки, %	Удельный расход орошающей жидкости, м³/1000 нм³ газа	Гидравлическое сопротивление, Па
			до очистки	после очистки			
ОАО «Ижсталь», мартеновский цех, г. Ижевск	1,6	пыли	4390	59	98,7	0,05	3900
Целлюлозно-бумажный комбинат, г. Соликамск	30	SO2	1,5 % об.	следы	100,0	0,5	5000
Трест «Дормостстрой», АБЗ, г. Ижевск	20	пыли	9000	100	98,9	0,05	2800
Комбинат строительных материалов, г. Альметьевск	60	пыли, керамзита	12000	35	99,7	0,08	2800
АО «ИжММ», цех покраски, г. Ижевск	20	газов, аэрозолей	3351	0,2	99,9	0,02	2660
ОАО «Среднеуральский металлургический завод», г. Среднеуральск	30	пыли	2900	23	99,2	0,2	3900

Таб. 1 — Технологические параметры внедренных аппаратов

уровне решетки 17 разделяется конусом 19 на центральный и периферийный потоки, которые псевдоожижают элементы ПН, предотвращая процесс «футерования». При этом газ, многократно сталкиваясь с элементами ПН изменяет свое направление движения, а мелкораспыленная капельная жидкость сливается в более крупные (коагулирует) и под действием инерционных сил отделяется от газовой фазы. Затем осушенный газ выводится из каплеотделителя, а одна часть укрупненных капель жидкости стекает обратно навстречу обрабатываемого газового потока, а другая – улавливаясь в корпусе 16 по трубе 21, стекает в циркуляционную емкость 15 или в сборник жидкости камеры приема газа 1.

Для полной осушки газа скорость его в каплеуловителе должна быть равна 0,1 м/с, а время пребывания — не менее 2 с.

Еще в 1972 г. было показано, что подвижная насадка АПН не забивается даже битумными фракциями. Позднее исследованиями было доказано достижение в АПН полного перемешивания газожидкостных фаз за счет искусственного создания режима интенсивной турбулизации потоков при псевдоожижении элементов подвижной насадки (ПН).

Особые требования предъявляются к ПН.

При применении жидкостей по вязкости близкой к вязкости воды:

- статическая высота ПН должна быть в пределах 150–300 мм;
- элементы ПН следует применять с плотностью несколько меньшей, чем плотность обрабатываемой жидкостной фазы (200–1000 кг/м³);
- диаметр элемента должен быть меньше 0,1 диаметра колонны;
- материал ПН подбирается таким, чтобы обладал стойкими свойствами против коррозионного и эрозионного износов и, в необходимых случаях, термостойким.

Скорость газа в АПН (в зоне расположения ПН) в период псевдоожижения элементов ПН составляет 2,5–5 м/с, и с газом выносятся капли жидкости. Поэтому АПН, с целью осушки газа от унесенных капель комплектуется каплеуловителем 6 соответствующей конструкции.

Ранее в качестве ПН использовались тела кубической или шарообразной формы, обработанные эпоксидной смолой. Их существенным недостатком являлось создание высокого гидравлического сопротивления в аппарате, отсутствие достаточной развитой поверхности для осуществления процессов абсорбции и аспирации, а так же малая износоустойчивость.

Для обеспечения в АПН высокотурбулентных потоков и лучшего массообмена, нами была применена ПН, изготовленная из полипропилена, диаметром 50 мм, со следующими свойствами: плотность 900 кг/м³, работа при температурах от 60 до 150°С, предел прочности на сжатие › 6,5 МПа, удельная площадь поверхности 1 м³ ПН развита за счет своей конструкции и составляет около 250 м², насыпная плотность 105 кг/м³. Кроме того, для ПН характерны такие свойства, как химическая стойкость, абразивная износоустойчивость

Четко и точно структурированная решетчатая форма придает насадке высокую пористость и одновременно высокую механическую прочность. Малый вес и высокая прочность позволяют получать достаточно большую насыпную высоту без промежуточных несущих решёток.

Отличия этой насадки — высокие допустимые нагрузки при больших потоках газа и жидкостей и очень низкая потеря давления, кроме того насадка нечувствительна к загрязнениям и зарастанием АСПО.

Итоги

Благодаря данной ПН и конструктивным особенностям аппарата в колонне может быть значительно увеличена производительность и значительно уменьшены затраты на энергию.

Выводы

Исходя из вышеизложенного видно, что ПГУ в классическом исполнении не всегда справляются с поставленными перед ними задачами. Внесение в их конструкцию некоторых инженерных решений, основанных на теоретических знаниях и опыте практического применения ПГУ, позволяет значительно повысить их эффективность.

ENGLISH **OIL REFINING**

Improving the efficiency of the operating modes of devices with movable head

UDC 665.62

Authors:
Egor A. Loskutov – deputy director for operations[1]; info@gas-cleaning.ru

[1]NPO Center BC, Izhevsk, Russian Federation

Abstract

The following article describes the advantages of APS series PIM appropriate structural design over similar devices from other manufacturers.

Materials and methods

To conduct research used laboratory model of organic glass.

Results

With this MH and structural features in the column unit can be greatly increased performance and significantly reduced energy costs.

Conclusions

Based on the above it is clear that the dust and gas cleaning plant (DGCP) in classical performance is not always cope with their tasks. Adding to the design of some of their engineering solutions based on theoretical knowledge and practical experience of the application of DGCP, can significantly improve their performance.

Keywords

contamination, cleaning, dust collector absorber

УДК 331.45

Новые разработки FENSYS для объектов группы ГАЗПРОМ

М.С. Ковалев
технический директор[1]
kovalev@fensys.ru

[1]ООО «Системы ограждений», Москва, Россия

ООО «Системы ограждений» получило сертификат соответствия требованиям ГАЗПРОМ.

Ключевые слова
ограждение периметра, насадка на столб с боковым креплением, комплексная безопасность, сварная панель ограждения, откатные ворота, защита периметра

Инженерами и конструкторами компании была проделана большая работа по разработке новой и доработке существующей продукции FENSYS, в соответствие с действующими «Требованиями к основному ограждению из сварных металлических решетчатых панелей, к просматриваемым воротам (калиткам), устанавливаемым на объектах группы ГАЗПРОМ».

Приведены некоторые новые разработки ООО «Системы ограждений» (торговая марка FENSYS):

1. Насадка на столб с боковым креплением.

Выпускающаяся до 2013 года насадка имела ряд недостатков и не соответствовала требованиям ГАЗПРОМ. Новая универсальная насадка разработана для крепления СББ любого диаметра (от 500 до 950 мм) поверху основного ограждения. Длина насадки 530 мм. Крепление к столбу осуществляется сбоку с помощью двух скоб болтами через сквозные отверстия в столбе. Отверстия выполняются в процессе производства столба на заводе-изготовителе. Насадка имеет 6 отверстий по всей длине для крепления СББ различного диаметра, что делает ее универсальной. За счет бокового крепления насадки, столб ограждения сверху закрывается пластиковой крышкой, что предотвращает попадание осадков внутрь столба.

2. Панель с ячейкой 50х150 мм.

Согласно требованиям ГАЗПРОМ, ячейка решетчатой панели должна быть размером не более 50х150 мм. Для крепления новой насадки была разработана специальная панель, у которой верхняя часть начинается с ячейки 50х150 мм, а затем выполняется 3D-изгиб. Это позволяет крепить насадку на столбе сбоку.

3. Откатные ворота с I-образными насадками.

Для увеличения степени безопасности объекта, ограждаемого продукцией FENSYS, были разработаны специальные ворота. В специальные откатные ворота теперь входят I-образные насадки для крепления ПББ, что позволяет устанавливать дополнительный барьер безопасности непосредственно на створке ворот.

УДК 620.193

Оборудование для нанесения покрытий при строительстве и ремонте трубопроводов и объектов ТЭК

С.Н. Некрасов
генеральный директор[1]
wiwa-olimp@mail.ru

[1]ООО «ВИВА - РУС», Санкт-Петербург, Россия

Требования, предъявляемые сервисными компаниями к покрытиям резервуаров, арматуры, труб газонефтепроводов, постоянно ужесточаются. При этом качество покрытий в немалой степени определяется не только свойствами материалов, но и тем, как именно покрытие было нанесено. К примеру, широко применяемые в настоящее время Scotchkote, Amercoat, Copon Hycote, Protegol и их аналоги относятся к числу двухкомпонентных покрытий, для нанесения которых требуется специальное оборудование — такое, как установки WIWA для горячего распыления от немецкого производителя WIWA Wilhelm Wagner GmbH & Co. KG.

Ключевые слова
WIWA, полиурея, полимочевина, пена, изоляция, антикоррозионной износостойкой защиты

Компания WIWA Wilhelm Wagner GmbH & Co. KG занимает лидирующие позиции на рынке по производству 2К-установок для нанесения двухкомпонентных материалов с коротким периодом жизни (pot-life) вот уже более 60 лет. За это время компанией накоплен значительный опыт в области разработки и совершенствования оборудования, неизменной характеристикой которого является знаменитое немецкое качество. Сочетание этих факторов и обусловливает стабильный рост популярности — а следовательно, и продаж продукции под брендом WIWA в России и странах СНГ.

УСТАНОВКИ WIWA DUOMIX

Сравнительно недавно компания вывела на рынок модернизированные установки серии DUOMIX, предназначенные для нанесения двухкомпонентных материалов с коротким периодом жизни. Специалисты, уже использующие установки в работе, сходятся в своих оценках. По их мнению, модернизированные установки серии DUOMIX отличает надежность в эксплуатации и простота в обслуживании, качество нанесения соответствует европейским стандартам. Кроме того, применение установок DUOMIX позволяет значительно сократить эксплуатационные издержки.

Для покрытия резервуаров, арматуры, труб газонефтепроводов WIWA предлагает три модели установок DUOMIX с фиксируемыми соотношениями смешивания (от 1:1 до 10:1 по объему). Каждая модель защищена системой слежения за соотношением смешивания, позволяющей избежать перерасхода материала в случае сбоя установки.

По желанию заказчика забор компонентов может выполняться как из оригинальных 200-литровых бочек либо из воронок насосами подачи, так и напрямую дозирующей установкой через шланги забора материала. Каждая установка оснащена трехступенчатой системой нагрева и комплектуется обогреваемыми шлангами раздельной подачи компонентов с циркуляцией, выносным смесительным блоком пневматического управления, системой промывки (очистки).

Что же касается областей применения, то WIWA DUOMIX 230 зарекомендовала себя как оптимальное решение при проведении ремонтных работ газопроводных магистралей в сложных климатических условиях, в агрессивной внешней среде. В то же время установки WIWA DUOMIX 300 и 333 предпочтительно использовать на промышленных линиях нанесения покрытий, там, где есть необходимость работы сразу нескольких сопел. Благодаря особенностям конструкции установки WIWA DUOMIX 300 и 333 являются совершенным решением для всех областей применения, в т.ч. могут использоваться и как 3К-установки.

ПЕНООБРАЗУЮЩИЙ АППАРАТ WIWA

Одним из ключевых направлений разработок WIWA является создание двухкомпонентных установок для нанесения полимочевины (полиуреи) и PU-пены, которые все шире применяются в нефтегазовой отрасли для гидро-тепло-шумоизоляции трубопроводов, резервуаров, кровли и антикоррозионной защиты силовых конструкций.

Двухкомпонентная установка WIWA DUOMIX PU 460 позволяет наносить полиурею и PU-пену с высокоскоростным разогревом материала. Установка оборудована системой слежения за соотношением смешивания компонентов, давлением нанесения PU 460.

Двухкомпонентная установка WIWA DUOMIX PU 280 была специально разработана для нанесения PU-пены на основе рекомендаций специалистов, работающих с WIWA DUOMIX PU 460. Отличительной чертой этой установки является ее компактность, что позволяет мобильно использовать WIWA DUOMIX PU 280 в труднодоступных местах.

Области применения:

Резервуары, трубы и трубопроводы, внутренние покрытия ж/д платформ и грузовозов, объекты добычи, транспортировки, хранения и переработки углеводородов, химзащита, очистные сооружения.

Конкурентные преимущества установки:

Высокая скорость нагрева компонентов, защита от перегрева материала, комплексное отслеживание заданных параметров, учет переработанного материала, возможность забора компонентов из различных емкостей, подходит и для пены, и для нанесения двухкомпонентных материалов, устойчивый к растворителям цветной дисплей, малые габариты (проходит в проем для стандартной двери), рама имеет крепления для транспортировки краном, погрузчиком, простота в эксплуатации и ремонте.

WIWA®

ООО «ВИВА-РУС»
198152, Санкт - Петербург,
ул. Краснопутиловская, д.69, офис 215
тел. +7 (812) 703-36-94, +7 (911) 972-74-81,
тел./факс: +7 (812) 703-73-56
e-mail: wiwa-olimp@mail.ru
www.wiwa-spb.ru

НАМ 78 ЛЕТ!

ОАО "РЕДУКТОР"

ПРОИЗВОДИТ И РЕАЛИЗУЕТ РЕДУКТОРЫ И МОТОР-РЕДУКТОРЫ
ЧЕРВЯЧНЫЕ, ЦИЛИНДРИЧЕСКО-ЧЕРВЯЧНЫЕ ОДНО- И ДВУХСТУПЕНЧАТЫЕ
С МЕЖОСЕВЫМ РАССТОЯНИЕМ ОТ 40 ДО 250 ММ

Предназначены для уменьшения частоты вращения и увеличения крутящего момента в приводах машин, оборудования и механизмов

тел\факс: (84253) 2-13-53
(84253) 2-13-54

433750, Россия, Ульяновская обл., г. Барыш, ул. Пионерская, 9 e-mail: oao-reduktor@mail.ru www.jsc-reduktor.ru

НОТЕХ®

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО ПРОТИВОКОРРОЗИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Ингибитор «Н-М-1» предназначен для защиты изделий от атмосферной и микробиологической коррозии при эксплуатации, хранении, консервации и транспортировке в различных климатических условиях (континентальных, морских, тропических, арктических). Используется также для защиты от стояночной коррозии и межоперационной консервации теплоэнергетического оборудования.

Ингибитор коррозии «ФМТ» предназначен для «временной» защиты от атмосферной коррозии изделий и конструкций из стали на период складского хранения, транспортировки и межоперационный период. Защищает изделия от биоповреждений благодаря подавлению роста наиболее распространенных видов плесневых грибов.

Самоочищающееся техническое моющее средство нового поколения «О-БИСМ» предназначено для отмывания от углеводородных загрязнений (нефть, нефтепродукты, различные масла и жиры) любых поверхностей

Химический преобразователь ржавчины НОТЕХ-К применяется для химической очистки и обработки металлических поверхностей и сварных швов перед нанесением покрытий, самостоятельно или в комбинациях с другими методами очистки. Не требует смывания водой и увеличивает долговечность лакокрасочного покрытия в 1,5-2 раза.

Герметизирующая жидкость АГ-4, АГ-4И предназначены для защиты гидрофильных химрастворов и деаэрированной воды от насыщения кислородом, углекислым газом, механических загрязнений атмосферы воздуха, испарения, охлаждения, а также для защиты внутренней металлической поверхности резервуарного оборудования и коммуникаций систем теплофикации от коррозионного разрушения.

Тел. /Факс: (812) 274-91-69, (812) 274-80-01
Адрес: 191015, г. Санкт-Петербург, ул. Кирочная, д. 51-Б
Отдел продаж: noteh@bk.ru
http://www.notehspb.ru/

УДК 620.193.7

Новые консервационные составы с безопасным ингибитором коррозии

В.И. Трусов
доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой химии[1];
Vtrui2008@mail.ru

Р.С. Крымская
соискатель[1]
rysionok@mail.ru

Бать Тхи Ми Хьен
кандидат технических наук, преподаватель[2]
vietnam2009@mail.ru

[1]Санкт-Петербургский государственный морской технический университет, Санкт-Петербург, Россия
[2]Университет промышленности им. Хошимина, Хошимин, Вьетнам

Противокоррозионная защита актуальна при разработке методов проектирования, сооружения и эксплуатации сухопутных и морских нефтегазопроводов, нефтебаз и газонефтехранилищ и направлена на минимизацию рисков отказа. Задачи временной защиты от коррозии (консервации) наиболее успешно решаются с помощью контактных и летучих ингибиторов атмосферной коррозии. К сожалению, большинство ингибиторов являются производными аминов и нитритов, а это чрезвычайно опасные химические вещества, как для человека, так и окружающей среды. Они не удовлетворяют современным требованиям промышленной экологии. Поэтому необходимо вести разработку менее опасных средств консервации.

В ингибиторе коррозии «ФМТ» нами использованы в качестве основы жирные кислоты таллового масла (ЖКТМ), а взамен высокотоксичных аминов — также азотсодержащие, но нетоксичные производные хлорофилла. ЖКТМ обладают защитными свойствами и применяются в различных ингибирующих композициях. Для усиления защиты их нейтрализуют, этерифицируют и т.д. В нашем случае эту роль выполняют медные производные хлорофилла (МПХ) в составе веществ хвои. Центральный атом молекулы хлорофилла магний замещён на медь (II) [1]. Групповой состав ингибитора приведён в табл. 1.

О механизме действия ингибитора — прежде всего о его способности сорбироваться на стали, позволяет судить «барьерный» эффект. В молекуле МПХ четыре атома азота, образующих прочные донорно-акцепторные связи с железом (торможение анодного процесса коррозии), а плоская структура молекулы эффективно тормозит доступ атмосферного кислорода (торможение катодного процесса). Данные по барьерному эффекту на рисунке косвенно подтверждают предложенный механизм, в котором важная роль отведена эффекту хелатирования при адсорбции МПХ на стали.

Для подтверждения защитных свойств «ФМТ» проведены ускоренные коррозионные испытания консерванта на основе индустриального масла. Результаты приведены в табл. 2.

В условиях полного погружения защищаемой конструкции в раствор ингибитора, например, в дизельное топливо, срок защитного действия не ограничен, на поверхности металла постоянно находится защитный адсорбционный слой. Раствор «ФМТ» в дизельном топливе с концентрацией 1% рекомендован для защиты линз двойного дна нефтехранилищ [2].

Далее нами была изучена возможность использования нового состава с «ФМТ» для защиты от коррозии внутренних поверхностей оборудования заполнением консервантом с последующим его сливом. О возможности реализации такого метода защиты свидетельствуют результаты сравнительных испытаний, приведенные в табл. 3.

Ингибитор атмосферной коррозии должен также проявлять фунгистатическую активность по отношению к плесневым грибам. В табл. 4 представлены полученные нами результаты микробиологического исследования. Они подтверждают высокую активность «ФМТ» по отношению к основным видам плесневых грибов [3].

Наконец, в табл. 5 представлены результаты испытаний «ФМТ» в составе защитного водовытесняющего состава. Сравнивались различные составы на основе дизельного топлива с добавлением минеральных и растительных масел, ингибиторов коррозии (сульфонат кальция, Н-М-1, ФМТ и др.), оценивалось также вытеснение агрессивного электролита – 3% NaCl и пропитывающие свойства на Fe_2O_3, то есть способность защищать «ржавые» поверхности. Лучшие результаты достигнуты с «ФМТ». Состав с его участием не уступает американскому аналогу Eazy 40 (табл. 5).

Итоги

Ингибитор коррозии «ФМТ» совместим с различными основами консервационных составов и может в невысоких концентрациях эффективно работать в маслах и топливах, а также в воде, где он образует стойкую эмульсию.

Ингибитор «ФМТ» является практически безопасным веществом IV класса токсичности для человека и при этом активно подавляет жизнедеятельность плесневых грибов. Такое необычное свойство связано с особенностями его химического состава: он содержит комплексы меди и смоляные кислоты (канифоль).

Выводы

Ингибитор атмосферной коррозии «ФМТ» эффективно защищает сталь от электрохимической и микробиологической «грибной» коррозии и может использоваться в качестве безопасной для человека и окружающей среды универсальной присадки ко всем типам основ консервантов.

Компонент 1 (основа) — ЖКТМ	**Мас.% в компоненте**
Насыщенные жирные кислоты C_{12}–C_{26}	6–19
Олеиновая кислота	28–51
Линолевая кислота и др.	37–64
Компонент 2 — концентрат хвойный натуральный (КХН)*	
Производные хлорофилла	0,4–4,5
Фитостерины, полипренолы, сквален	2–4,3
Макро- и микроэлементы	5–7
Натриевые соли жирных, смоляных, двухосновных, оксо- и оксикислот	44–60
Воскообразные вещества	5–8
Эфирные масла	1–1,2

* — данные для омыленного продукта

Таб. 1 — Химический (групповой) состав «ФМТ»

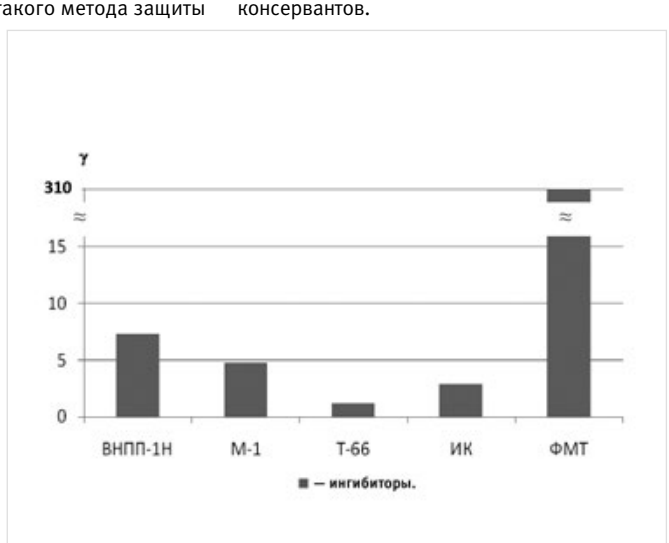


Рис. 1 — «Барьерный» эффект (γ) при адсорбции на стали ингибиторов коррозии в дизтопливе (ДТ), 1%

По результатам экспериментальных исследований «ФМТ» рекомендован для решения целого ряда практических задач консервации оборудования хранения, транспорта нефти и газа, а также оборудования машиностроения, теплоэнергетики, нефтепереработки и других металлоемких отраслей современной техники.

Список используемой литературы

1. Трусов В.И., Безродных Е.А., Назаров Е.А., Лебедева С.А. Ингибитор коррозии с медными производными хлорофилла // Коррозия: материалы, защита. 2004. №10. С. 29–30.
2. Крымская Р.С., Крымская Р.С., Трусов В.И. Консервационный состав для оборудования хранения и переработки нефти // Естественные и технические науки. 2012. №1 (57). С. 229–233.
3. Крымская Р.С., Крымская Р.С., Гармашова И.В., Ананьева Е.Н., Трусов В.И. Особенности фунгистатической активности ингибиторов атмосферной коррозии по отношению к плесневым грибам // Естественные и технические науки. 2011. № 6 (56). С. 323–328.

Концентрация «ФМТ» в масле, % масс.	Оценка коррозионного состояния металлических образцов через цикл, % коррозионного поражения		
	6	11	15
1	1,4	2,85	7,22
3	0,00	0,91	4,63

Таб. 2 — Коррозионные испытания растворов ингибитора «ФМТ» в масле И-20А по ГОСТ 9.054 (метод 1) на стали Ст3 в камере тепла и влаги

Ингибитор	Концентрация ингибитора в ДТ, %масс.	Площадь коррозионных поражений, %, через циклы		Скорость коррозии, мм/год
		6	14	
ВНПП-1Н	1,0	63	87	0,161
М-1	1,0	25	86	0,105
ФМТ	0,5	3,1	12	0,055
ФМТ	1,0	0,6	10	0,028
ДТ без ингибитора (контроль)	-	100	100	0,274

Таб. 3 — Коррозионные испытания ингибитированного ДТ. Время контакта образцов стали Ст3 с раствором и время сушки на воздухе — 60 мин

Исследуемый состав	Грибы				
	Clostridium resinae	Aspergillus oryzae	Trihoderma viridae	Penicillium expansum	Aspergillus niger
Индустриальное масло И-20А	+	+	+	+	+
Дизельное топливо ДТ	+	—	+	+	+
1% ФМТ в ДТ	—	—	—	+	—

Таб. 4 — Активность консерванта на основе дизельного топлива с ФМТ. « + » — типичный рост культуры, « — » — отсутствие роста

Концентрация ингибитора коррозии, % мас. в дизельном топливе	Пропитка Fe_2O_3, мм	Защитные свойства на пластинках Ст.10 по ГОСТ 9.054, цикл		Площадь поверхности, поврежденной коррозией в камере СТ., %	Вытеснение NaCl, мм	
		Гигростат Г — 4	Камера солевого тумана СТ		d	% повреждения
5% ФМТ, 10% базовое масло SN150, 5% хлопковое масло, 80% дизтопливо DO	22	27	2	25	32	0
Состав сравнения – Eazy 40 (США)	23	24	2	25	38	0
Защитный водовытесняющий состав «ЗВВС-комплекс»	14	25	2	100	34	0

Таб. 5 — Свойства защитного водовытесняющего состава с ФМТ

Предложен ингибитор коррозии «ФМТ» четвёртого класса опасности, основным действующим веществом которого являются медные комплексы хлорофилла хвои. Приведены результаты исследований противокоррозионных и фунгистатических свойств новых консервационных составов с «ФМТ» для защиты стали от атмосферной и микробиологической «грибной» коррозии.

Материалы и методы

1. Для предварительной оценки защитных свойств использовался метод осаждения на стали ионов меди из растворов ее солей, так называемый «барьерный» эффект. Защитная способность оценивалась по формуле
   $\gamma = \tau/\tau`$,
   где γ — коэффициент торможения процесса выпадения меди на стали; τ — время до выпадения меди на поверхности ингибитированной стали; τ` — то же для неингибитированной поверхности.
2. Для изучения защитных возможностей консервантов использованы методы ускоренных коррозионных испытаний по ГОСТ 9.054 в гигростате Г-4 и камере соляного тумана.
3. Для исследования фунгистатических свойств ингибитора «ФМТ» по отношению к плесневым грибам выбран дискодиффузионный метод.

Ключевые слова

безопасный ингибитор атмосферной коррозии для масел, топлив, воды, консервационные составы

New conservation structures with safe corrosion inhibitor

UDC 620.193.7

Authors:
Valery I. Cowards — doctor of technical sciences, professor, head of department of chemistry[1]; vtrui2008@mail.ru
Renata S.Crimean — competitor[1]; rysionok@mail.ru
Bach Mi Thi Hien — ph.d., professor[2]; vietnam2009@mail.ru

[1]St. Petersburg State Marine Technical University, St. Petersburg, Russian Federation
[2] Ho Chi Minh University of Industry, Ho Chi Minh City, Vietnam

Abstract
Corrosion protection is relevant in developing methods for the design, construction and operation of onshore and offshore oil and gas pipelines, tank farms and oil pipelines and aimed at minimizing the risk of failure.
Temporary corrosion protection tasks (conservation) successfully solved with the help of contact and volatile atmospheric corrosion inhibitors.
Unfortunately, most inhibitors are derivatives of amines and nitrites, which are extremely dangerous chemicals for humans and the environment.
It does not meet the modern requirements of the industrial environment. Therefore it is necessary to lead the development of less hazardous means of preservation.
We propose a corrosion inhibitor "FMT" fourth class of danger, the main active ingredient of which is copper complexes of chlorophyll needles.
The results of studies of anti-corrosion and fungistatic properties of new compounds with conservation "FMT" to protect the steel from atmospheric and microbiological "mushroom" corrosion.

Material and methods
1. For preliminary evaluation of the protective properties of the method used for the deposition of copper ions have its salts from solutions, so-called "barrier" effect. The protective ability was evaluated by the formula
$\gamma = \tau/\tau`$,
where γ - braking rate of the process of deposition of copper on steel; τ — time to loss of copper on the surface of the steel ingibitirovannoy; τ` — the same for neingibitirovannoy surface.
2. To study the protective capabilities of preservatives used methods of accelerated corrosion tests in accordance with GOST 9.054 humidistat in G-4 and salt fog chamber.
3. To study the properties of the fungistatic inhibitor "FMT" in relation to molds selected disk diffusion method.

Results
FMT corrosion inhibitor is compatible with various bases conservation compositions and may low concentrations to work efficiently in oils and fuels, as well as in water, where it forms a stable emulsion.
FMT inhibitor is practically safe substance of class IV toxicity to humans and thus suppresses the ability of vital activity of fungi. This unusual property is connected with the peculiarities of its chemical composition: it contains complexes of copper and resin acids (rosin).

Conclusions
FMT atmospheric corrosion inhibitor effectively protects the steel from electrochemical and microbiological "mushroom" corrosion and can be used as safe for humans and the environment of the universal additive for all types of foundations preservatives.
In an experimental investigation, "FMT" is recommended for a wide range of practical problems of conservation storage equipment, transportation of oil and gas, as well as equipment engineering, power engineering, oil refining and other metal-intensive industries of modern technology.

Keywords
safe atmospheric corrosion inhibitor for oil, fuel and water. Preservative compositions.

References
1. Cowards V.I., Bezrodnykh E.A., Nazarov E.A., Lebedev S.A. *Ingibitor korrozii s mednymi proizvodnymi khlorofilla* [The corrosion inhibitor of copper chlorophyll derivatives]. Corrosion: Materials, protection, 2004, issue 10, pp. 29–30.
2. Crimean R.S., Crimean R.S., Cowards V.I. *Konservatsionnyy sostav dlya oborudovaniya khraneniya i pererabotki nefti* [Preservative composition for equipment storage and processing of oil]. Natural and Technical Sciences, 2012, issue 1 (57), pp. 229–233.
3. Crimean R.S., Crimean R.S., Garmashova I.V., Anan E.N., Cowards V.I. *Osobennosti fungistaticheskoy aktivnosti ingibitorov atmosfernoy korrozii po otnosheniyu k plesnevym gribam* [Features fungistatic activity of inhibitors of atmospheric corrosion in relation to molds]. Natural and Technical Sciences, 2011, issue 6 (56), pp. 323–328.

УДК 622.245.7

Метод обоснования плотности сеток скважин и способов заканчивания скважин в случае совместной разработки нефтяных оторочек и газовых шапок

Д.В. Аптулин
мл. науч. сотр. лаборатории анализа и проектирования разработки нефтяных залежей[1]
AptulinDV@gmail.com

В.Н. Маслов
доктор техн. наук,
первый зам. генерального директора по науке[1]

[1]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

В статье изложена методология выбора оптимальной плотности сетки газоконденсатных и нефтяных скважин и способа их заканчивания с учетом послойной неоднородности – ухудшение коллекторских свойств, а именно снижение проницаемости от кровли к подошве.

Материалы и методы
метод совместной разработки нефтяной оторочки и газовой шапки

Ключевые слова
внутриконтурное заводнение,
газо-нефтяной контакт,
поддержание давления, сетка скважин,
коэффициент извлечения нефти

Рис. 1 — Выбор системы разработки и плотности сетки скважин при разработке нефтяной оторочки скважинами с вертикальным заканчиванием и ГРП

Технико-экономические расчеты выполнены на примере одного из пластов Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения, к которому приурочена газоконденсатная залежь с тонкой нефтяной оторочкой, с использованием трехмерной гидродинамической модели.

Последовательность выбора оптимальной системы разработки залежи состояла из трёх этапов:

1. Обоснование системы разработки нефтяной оторочки при консервации газовой шапки;
2. Обоснование системы разработки газовой шапки при консервации нефтяной оторочки;
3. Уточнение системы разработки нефтяной оторочки, при совместной разработке нефтяной оторочки и газовой шапки;

Обоснование системы разработки нефтяной оторочки при консервации газовой шапки включало два подэтапа:

Подэтап 1.1 — Обоснование системы разработки и плотности сетки нефтяных скважин. Расчёты проведены для различных сеток наклонно-направленных скважин с вертикальным вскрытием пласта и моделированием гидроразрыва пласта (ГРП). Рассмотрены режимы истощения пластовой энергии, поддержание пластового давления (ППД) по пяти- и семиточечной схемам, а также варианты с расстоянием между забоями скважин 400 м, 600 м, 800 м, 1000 м. По результатам технико-экономических расчётов установлено, что разработка нефтяной оторочки нерентабельна по всем вариантам, что объясняется недостаточной продуктивностью вертикальных скважин и продвижением воды только по высокопроницаемым коллекторам верхней части разреза в случае реализации вариантов с поддержанием пластового давления. Разработка оторочки в режиме истощения с расстоянием между забоями скважин 800 м наименее убыточна (рис. 1).

Подэтап 1.2 — Обоснование ориентации и протяженности горизонтального участка. Сетка для вертикальных скважин 800 м трансформирована в эквивалентные сетки 1200–1400 м в зависимости от длины горизонтального окончания 300 м, 600 м, 900 м и 1200 м. Рассмотрены две вариации проводки горизонтального окончания скважин с различным азимутальным углом — перпендикулярно и параллельно контурам нефтегазоносности. По результатам технико-экономических расчётов установлено, что разработка нефтяной оторочки скважинами с горизонтальным окончанием до 1200 м (с учетом удорожания скважин) позволяет существенно повысить коэффициент извлечения нефти (КИН) и обеспечить положительную рентабельность при консервации газовой шапки (рис. 2).

Обоснование системы разработки газовой шапки при консервации нефтяной оторочки включало два подэтапа:

Подэтап 2.1 — Выбор границ эксплуатационного поля и темпа отбора газа от начальных геологических запасов. Моделирование разработки газовой шапки проводилась одинаковым количеством скважин во всех вариантах. Скважины наклонно-направленные с вертикальным вскрытием пласта и моделированием ГРП. Рассмотрены три схемы размещения скважин в пределах эффективной газонасыщенной толщины 20 м, 15 м и 10 м. Для каждой сетки рассмотрены три годовых темпа отбора газа от начальных запасов 3%, 5% и 7%. По результатам расчетов установлено, что при высоких темпах отбора газа предпочтительнее разместить скважины в зоне с максимальным охватом запасов (рис. 3).

Подэтап 2.2 — Обоснование плотности сетки газовых скважин при вертикальном и горизонтальном заканчивании, выбор оптимальной протяжённости горизонтального участка. Дальнейшие расчеты были направлены на оптимизацию числа добывающих газовых скважин. По результатам расчётов установлено, что оптимальное расстояние между забоями скважин с вертикальным заканчиванием и ГРП составляет 2000 м; оптимальное расстояние для скважин с горизонтальными окончаниями — 3000 м при длине горизонтального участка 600 м (рис. 4). При этом очевидны преимущества использования горизонтальных окончаний, поскольку за счёт сокращения количества

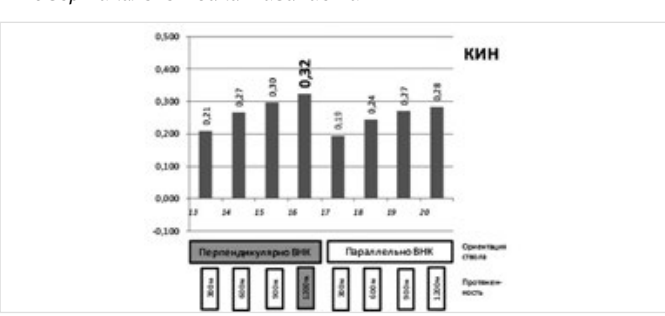


Рис. 2 — Результаты технологических расчетов при выборе ориентации и протяженности горизонтального участка для нефтяных скважин

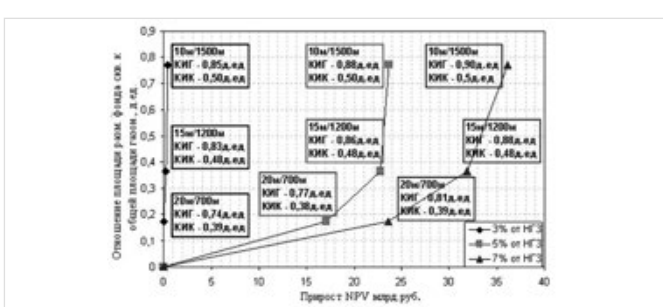


Рис. 3 — Показатели экономической эффективности при отношениипощади размещения фонда скважин к общей площади газоносности при расширении эксплуатационного поля и при увеличении темпа отбора газа

скважин экономическая эффективность выше более чем в два раза.

На следующем этапе выполнены расчеты, при совместной разработке нефтяной оторочки и газовой шапки.

Анализ результатов показал, что для скважин с длиной горизонтального участка 400 м, двукратное сокращение фонда скважин, за счет разряжения сетки и увеличения расстояния между забоями до 1400 м, способствовало более интенсивной отработке запасов в ограниченной области дренирования. Это привело к опережающему прорыву свободного газа и воды к забоям добывающих скважин, а также более раннему выбытию скважин. При этом КИН составил 0,196 д. ед. Для скважин с длиной горизонтального участка 800 м, такое разряжение не повлияло на стабильную разработку нефтяной оторочки. Расчетный КИН составил 0,215 д. ед. (рис. 5). При вскрытии пласта вертикальными скважинами с ГРП, уже в начальный период наблюдалась агрессивная динамика прорыва газа.

Расчетами установлено, что утвержденный КИН достигается только в двух случаях: при расстоянии между скважинами 1000 м и длиной горизонтального ствола (ГС) 400 м и при расстоянии между скважинами 1400 м и длиной ГС 800 м. Последний вариант несколько проигрывает по КИН и накопленному дисконтированному потоку денежной наличности, однако в нем существенно ниже капитальные затраты за счёт меньшего числа скважин. Поэтому разработку нефтяной оторочки, при совместной разработке нефтяной оторочки и газовой шапки, лучше осуществлять скважинами с протяженностью горизонтального окончания 800 м и расстоянием между забоями 1400 м.

Итоги

По результатам расчетов выявлено, что разработка нефтяной оторочки без ввода в разработку газовой шапки характеризуется отрицательными экономическими показателями в случае разработки вертикальными скважинами с ГРП и на грани рентабельности в случае разработки горизонтальными скважинами.

Выводы

Предложена усовершенствованная методология выбора наиболее оптимального варианта совместной разработки нефтяной оторочки и газовой шапки, позволяющая повысить экономическую эффективность разработки газоконденсатных залежей с тонкими нефтяными оторочками с учётом достижения утверждённого КИН.

Список используемой литературы

1. Афанасьева А.В., Зиновьева Л.А. Анализ разработки нефтегазовых залежей. М.: Недра, 1980. 225 с.
2. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. М., 2004. 520 с.
3. Батурин Ю.Е., Ефремов Е.П., Вахитов Г.Г. и др. Способ разработки нефтегазовой залежи с широкой подгазовой частью. Авторское свидетельство № ЮО 1716, М. кл. Е 21 В 43/00, СибНИИНП, 1979.

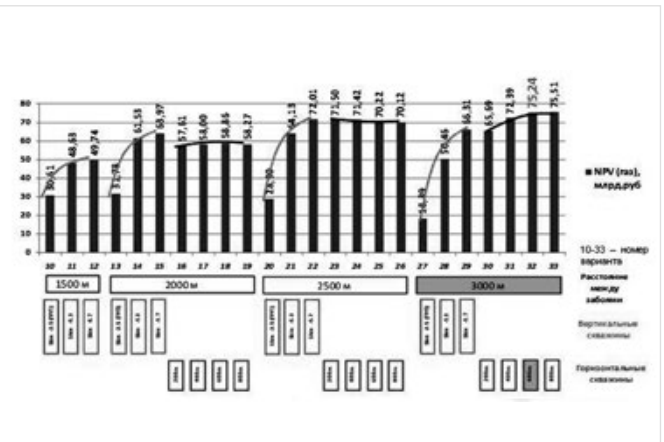


Рис. 4 — Обоснование плотности сетки газовых скважин и протяженности горизонтальных окончаний

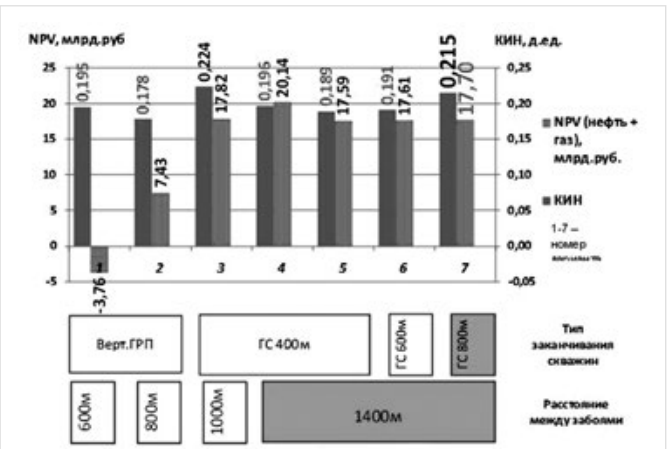


Рис. 5 — Уточнение системы разработки нефтяной оторочки в условиях разработки газовой шапки

ENGLISH **GAS INDUSTRY**

Method of substantiation density grids of wells and well completion methods in the case of a joint development of oil and gas caps rims

UDC 622.245.7

Authors:

Denis V. Aptulin — junior laboratory researcher of analysis and design of oil pools[1]; AptulinDV@gmail.com

Vladimir N. Maslov — dr. sci. science, deputy director on science[1]

[1]TyumenNIIgiprogaz, Tyumen, Russian Federation

Abstract

The paper sets out the methodology of choosing the optimal mesh density gas condensate and oil wells, and the method of their completion with the layering of heterogeneity — the deterioration of reservoir properties, namely the reduction in permeability of the roof to the sole.

Material and methods

Method of joint development the oil rim and gas cap.

Results

Development of the oil rim without entering into the development of the gas cap is characterized by negative economic indicators in the case of development of vertical wells with hydraulic fracturing and on the verge of profitability in the case of development of horizontal wells.

Conclusions

Proposed the improved methodology for selecting the most optimal variant of the joint development of oil rim and gas cap, allowing to increase the economic efficiency of gas condensate pools with thin oil banks with a view to securing an approved oil recovery factor.

Keywords

contour flooding,
gas-oil interface,
pressure maintenance grid chink,
oil recovery factorstandardization

References

1. Afanaseva A.V, Zinoviva L.A. *Analiz of working out oil and gas* [Analysis of the development of oil and gas deposits]. Moscow: *Nedra*, 1980, 225 p.
2. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Zakirov I.S., etc. *Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza* [New principles and technologies of working out of oil fields and gas]. Moscow, 2004, 520 p.
3. Baturin Ю.E., Efremov E.P, Vahitov G.G., etc. *Sposob razrabotki neftegazovoy zalezhi s shirokoy podgazovoy chast'yu* [Way of working out of an oil and gas deposit with wide gas]. The Copyright certificate № Yu 1716, M kl. E 21 in 43/00, 1979.

УДК 628.1

Совершенствование системы водоподготовки Астраханского газохимического комплекса

Н.Н. Кисленко
к.т.н., начальник управления[1]

А.А. Биенко
к.т.н., главный специалист[1]

А.С. Булавинов
специалист[1]
info@gpr.gazprom.ru

С.В. Груздев
коммерческий директор[2]

Д.Н. Еремеев
к.т.н., главный специалист по водоподготовке[2]
info@rmnanotech.ru

[1]ООО «Газпром развитие», Москва, Россия
[2]ЗАО «РМ Нанотех», Владимир, Россия

В настоящее время в промышленности широко внедряются мембранные способы водоподготовки, что особенно актуально для эксплуатации теплоэнергетического оборудования. В предлагаемой статье кратко изложены основные проблемы традиционно применяемой технологии водоподготовки и преимущества бурно развивающегося направления систем водоподготовки с применением технологий мембранного разделения. Дается информация о работе проводимой ООО «Газпром развитие» (совместно с ЗАО «РМ Нанотех» — проектной компанией ОАО «РОСНАНО») по организации опытно-промышленных испытаний мембранной технологии водоподготовки в Южном филиале ООО «Газпром энерго», обеспечивающим водоснабжение объектов Астраханского газохимического комплекса.

Ключевые слова
мембранные технологии, водоподготовка, обратный осмос, ионный обмен

Разработка эффективных методов очистки и подготовки воды для промышленных и хозяйственных нужд представляет собой одну из важнейших и актуальных проблем. Наиболее универсальным и эффективным методом является мембранная технология водоподготовки.

Вода — важнейший элемент среды обитания человека, без которой само существование жизни невозможно. Изменение структуры использования пресной воды и увеличение ее затрат на нужды промышленности породило самую острую проблему современности — повсеместное загрязнение источников пресных вод, как поверхностных, так и подземных.

Существующие в настоящий момент системы водоподготовки, действующие на большинстве ТЭЦ, АЭС и предприятиях различных отраслей промышленности используют научно-технические решения почти полувековой давности и не отвечают современным требованиям экологии и безопасности.

Водоподготовку и водоснабжение объектов Астраханского газохимического комплекса (АГХК), расположенного в природоохранной зоне (дельте реки Волги), осуществляет Южный филиал ООО «Газпром энерго».

Используемые в ООО «Газпром энерго» методы предварительной подготовки с применением контактных осветлителей, коагуляции и фильтрации на механических фильтрах хорошо отработаны, но требуют больших производственных площадей и сложны в отношении механизации и автоматизации. Они не всегда могут обеспечить необходимые требования по качеству воды.

Действующая на сегодняшний день система химводоочистки Южного филиала ООО «Газпром энерго» выполнена по традиционной схеме, представленной на рис. 1.

Основным методом, используемым в настоящее время для обессоливания, является ионный обмен. Это простой и надежный метод, обеспечивающий заданное качество очищенной воды, но имеющий существенный недостаток, связанный с необходимостью применения кислот и щелочей для регенерации смол. Катионообменные смолы регенерируются кислотой (либо концентрированным раствором NaCl), а анионообменные смолы — щелочью. Это приводит к необходимости организации довольно сложного реагентного хозяйства, системы нейтрализации стоков и к образованию высокоминерализованных отходов, сброс которых ограничен. Причем расход реагентов, как правило, в 2...3 раза превышает стехиометрический, и во столько же раз увеличивается количество сбрасываемых солей. Процессы регенерации, как правило, слабо автоматизированы, велика роль человеческого фактора и, соответственно, рисков. Для обеспечения необходимой надежности параметров процесса водоподготовки используется многократное дублирование, а также большое количество обслуживающего персонала.

Кроме того, в соответствии с растущими требованиями к качеству подпиточной воды (по общему солесодержанию, натрию, кремнекислоте, содержанию кислорода) ионообменные методы не всегда могут обеспечить заданное качество, или его достижение оказывается весьма затратным. Таким образом, совершенствование систем водоподготовки промышленных объектов АГХК является актуальной задачей.

Для её решения требуется модернизация и реконструкция существующей аппаратурно-технологической схемы с использованием современных, экономичных и ресурсосберегающих технологий химводоочистки:

- ультрафильтрация;
- обратный осмос;
- электродеионизация;
- мембранная дегазация;
- противоточный ионный обмен.

Особый интерес представляют мембранные методы разделения — ультрафильтрация и обратный осмос, позволяющие получать обессоленную воду очищенную также от органических веществ, коллоидов и взвесей, полностью соответствующую по качеству жёстким требованиям. Данные методы имеют улучшенные экономические показатели по сравнению с традиционными технологиями, так как они снижают издержки и себестоимость водоподготовки.

Имеется положительный опыт внедрения мембранной технологии водоподготовки на Новочеркасской ГРЭС, Ростовской ТЭЦ-2, Ставропольской ГРЭС и других объектах, который позволил:

- получать обессоленную воду стабильного качества;
- сократить потребление минеральных кислот и щелочей в 80 раз;

Рис. 1 — Схема химводоочистки Южного филиала ООО «Газпром энерго»

- практически исключить образование высокоминерализованных сточных вод от регенерации ионообменных фильтров;
- значительно повысить уровень автоматизации технологических процессов и уменьшить риск возникновения аварийных ситуаций, связанных с человеческим фактором;
- снизить себестоимость 1 м^3 воды практически в 3 раза.

В рамках совместной работы ОАО «Газпром» и ОАО «РОСНАНО» по изучению возможности внедрения на предприятиях ОАО «Газпром» инновационной, в том числе нанотехнологической продукции, в настоящее время ООО «Газпром развитие» проводит работу по технико-экономической оценке внедрения мембранной технологии водоподготовки ЗАО «РМ Нанотех» (проектная компания ОАО «РОСНАНО») на предприятиях ОАО «Газпром».

В России в городе Владимире завершается строительство современного завода попроизводству мембранного полотна и рулонных элементов на его основе (для ультрафильтрации, нанофильтрации и обратного осмоса). Данное предприятие станет крупнейшим в Европе, полностью автоматизированным производством композитных мембран для разделения жидких сред, соответствующих по качеству лучшим мировым стандартам. Ввод в эксплуатацию 1-й очереди этого производства планируется в 2013 году.

ООО «Газпром развитие» совместно с ЗАО «РМ Нанотех» разработали «Программу проведения опытно-промышленных испытаний мембранной технологии водоподготовки в Южном филиале ООО «Газпром энерго» (г. Астрахань)», предусматривающую поставку экспериментальной установки обратного осмоса на производственную площадку АГХК, монтаж установки и проведение натурных испытаний. Цель испытаний — определить техническую эффективность мембранных модулей отечественного производства. В 2013 году планируется испытать 4 различных типа мембранных элементов:

- НаноНФ 4040 (нанофильтрационные мембранные элементы для умягчения слабоминерализованных вод до 1 г/л);
- НаноРО КСН 4040 (обратноосмотические сверхнизконапорные мембранные элементы для обессоливания слабоминерализованных вод до 1 г/л);
- НаноРО КН 4040 (обратноосмотические низконапорные мембранные элементы для обессоливания солоноватых вод до 2 г/л);
- НаноРО К 4040 (обратноосмотические мембранные элементы для обессоливания солоноватых вод до 5 г/л).

В состав экспериментальной установки входит следующее основное технологическое оборудование:

1. Блок предварительной очистки установки обратного осмоса (см. рис. 2):

- удалитель хлора (1);
- фильтр с зернистой загрузкой (2);
- фильтр угольный (3);
- умягчитель (Na-катионирование) (4);
- установка ультрафильтрации (5);
- антискалант (6).

2. Установка обратного осмоса (рис. 3):

- картриджный фильтр;
- питательный насос;
- мембранный блок, состоящий из 3-х мембранных элементов (одного типа);
- система трубопроводов в том числе соединительных;
- контрольно-измерительные приборы (по замеру расхода, давления и температуры потоков), система автоматического отключения (при аварийных случаях);
- запорная и регулирующая арматура (краны, вентили, обратные клапана);
- система пробоотборных точек по питательной, очищенной (пермеат), сточной (концентрат) воде;
- датчики электропроводности воды.

В установке реализована одноступенчатая двухстадийная схема размещения мембранных элементов (2:1) — концентрат после 1-й стадии обратного осмоса поступает на 2-ю стадию, а пермеат с обоих стадий объединяется и является готовым продуктом (очищенной водой). Установка укомплектована автоматическими анализаторами качества входящей, очищенной и сточной вод. В ходе испытаний планируется контролировать потоки по следующим показателям: электропроводность, общее солесодержание, мутность, pH, железо,

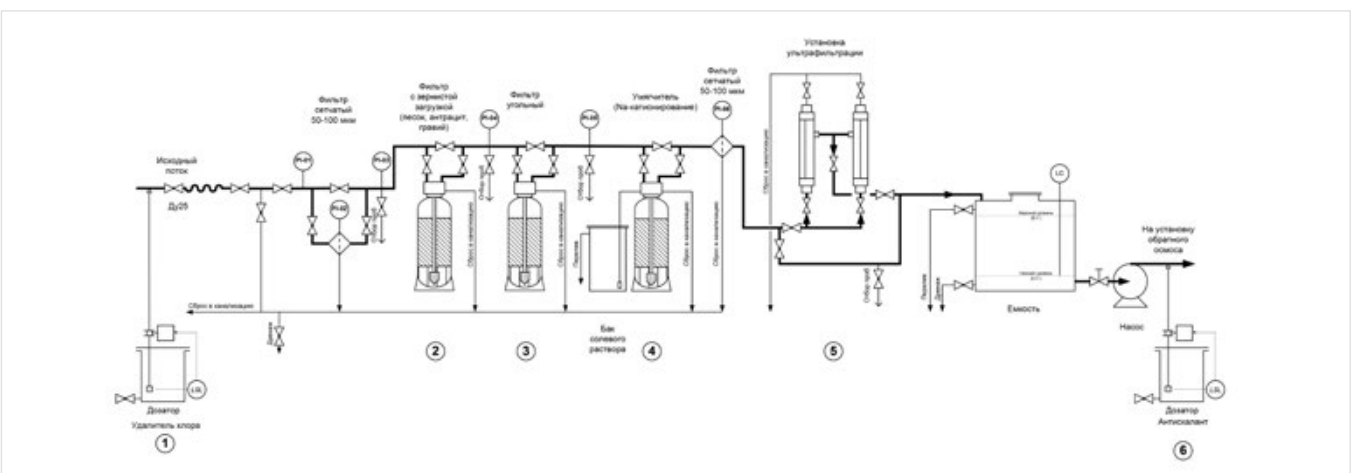


Рис. 2 – Блок предварительной очистки обратного осмоса

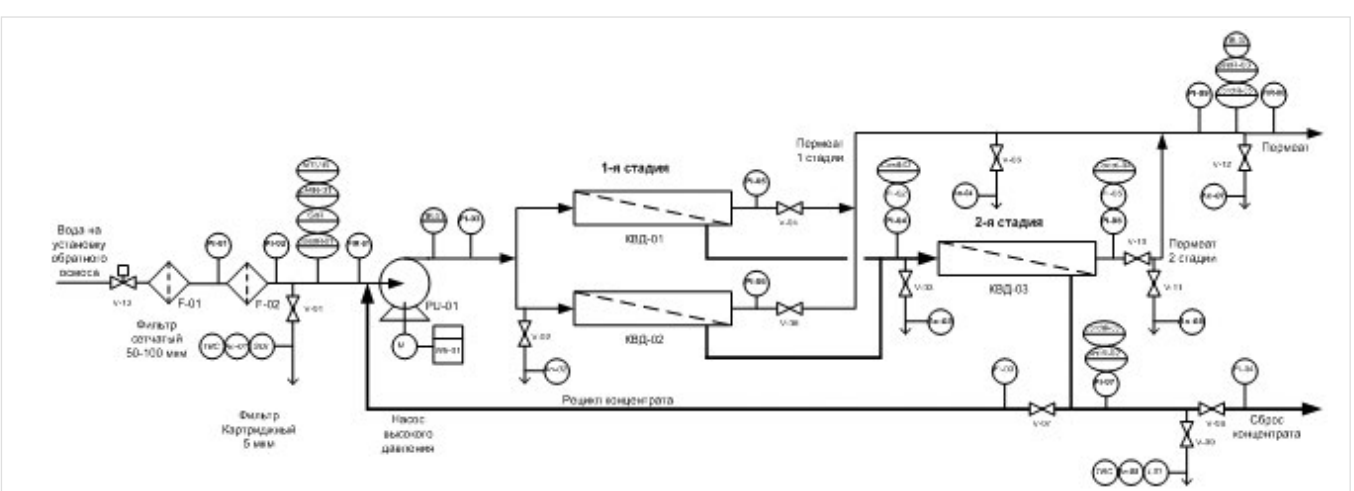


Рис. 3 – Установка обратного осмоса

алюминий, общий хлор, свободный остаточный хлор, жесткость общая, сульфаты, силикаты, взвешенные вещества, марганец.

Итоги

В настоящее время опытная установка смонтирована на производственной площадке цеха химводоочистки Южного филиала ООО «Газпром энерго» параллельно существующей технологической схемы ионообменной водоподготовки.

В июле 2013 года начаты испытания. Получены предварительные положительные результаты – селективность процесса по солесодержанию — не менее 97,5%.

Выводы

По результатам оценки предлагаемого ЗАО «РМ Нанотех» мембранного способа водоподготовки, будут выработаны рекомендации по его применению на других объектах ОАО «Газпром».

Improvement of the water treatment system of the Astrakhan gas and chemical complex

UDC 628.1

Authors:
Nataliya N. Kislenko — phD, head of department[1]
Andrey A. Bienko — phD, chief specialist[1]
Aleksandr S. Bulavinov — specialist[1]; info@gpr.gazprom.ru
Sergey V. Gruzdev — business manager[2]
Dmitriy N. Eremeev — phD, chief specialist on water treatment[2]; info@rmnanotech.ru

[1]Gazprom razvitie, Moscow, Russian Federation
[2]RM Nanotech, Vladimir, Russian Federation

Abstract

Currently, the industry widely introduced water treatment membrane processes, which is especially important for the operation of power equipment. This article summarizes the main challenges traditionally used for water purification technology and the benefits of rapidly developing water treatment systems with the use of membrane separation technologies. Provides information on the work carried out by LLC "Gazprom development" (jointly with CJSC "RM Nanotech" — the project company JSC "ROSNANO") concerning pilot testing of membrane technologies for water in the Southern branch of LLC "Gazprom energy", providing water supply facilities of the Astrakhan gas and chemical complex .

Results

Currently, a pilot plant installed at the production site water treatment plant of the South Branch of OOO "Gazprom energy" parallel to the existing flowsheet ion exchange water treatment.

In July 2013 started the test. Preliminary positive results — the selectivity of the process for salt content — not less than 97,5%.

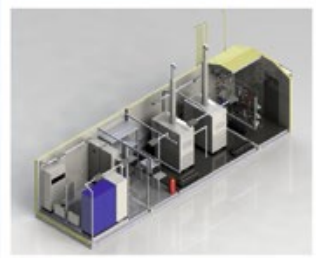
Conclusions

Subsequently the results of the evaluation of JSC "RM Nanotech" membrane process water treatment, will make recommendations on its use on other sites OAO "Gazprom".

Keywords

membrane technology, water treatment, reverse osmosis, ion exchange

ТЕХНОАВТОМАТ
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ



- контроль и учет нефти и газа на основе современных ультразвуковых технологий
- создание источников автономного энергоснабжения линейных потребителей нефтегазопроводов
- техническое обслуживание оборудования магистральных газопроводов

ООО "НПП-Техноавтомат", www.tehnoavtomat.ru
413100, Саратовская область, г. Энгельс, пл. Свободы 14а
тел/факс: +7(8453)55-80-74, +7(8453)55-69-49, info@tehnoavtomat.ru

УДК 621.3

Inmesol S.L. — продукция высочайшего качества

История компании Inmesol начинается в минувшем 20 веке. В 1989 году, была зарегистрирована торговая марка Inmesol S.L., на то время Inmesol S.L. производила только открытые дизельные электростанции, но уже с 1993 года, отвечая на возросшие требования клиентов, запущены мощности по выпуску дизель-генераторов в шумозащитах капотах, что менее чем за 10 лет приводит к достижению объема производства более 10 000 электростанций закрытого типа.

Ключевые слова
дизельные электростанции, генераторы, шумозащитные капоты, электростанции закрытого типа, Инмесол, гибридные энергетические осветительные мачты, контейнеры

Производственная и коммерческая администрация компании Inmesol располагается в г.Корвера, в 20 километрах от г.Мурсия на юго-западе Испании. В настоящее время электростанции выпускаются на современном роботизированном оборудовании, размещенном на производственных площадях более 30 000 кв.м. Роботизированные производственные линии металлообработки, сварки, окраски, окончательной сборки, строгий контроль качества электростанций на каждом этапе производства и сборки, позволяет Inmesol S.L. конкурировать на мировом уровне с другими производителями, и предлагать клиентам продукцию высочайшего качества. Сохранение уровня производительности, качества выпускаемой продукции на мировом уровне, позволяет менеджменту компании гибко подходить к представлению и поддержанию бренда Inmesol на мировых рынках.

Наши клиенты подтверждают способность электростанций Inmesol одинаково хорошо работать, как в пустыне, так и в условиях вечной мерзлоты. Оборудование Inmesol оптимизируется для работы как для регионов тропической Африки, Океании, сверх жарких условиях пустыни Саудовской Аравии, резко-континентального климата Казахстана и России, так и для полярных широт таких стран как Норвегия, Финляндия, и конечно Россия.

Электростанции Inmesol производятся на базе различных типов двигателей ведущих мировых производителей: LOMBARDINI (Италия), FPT (IVECO) (Италия), MTU (Германия), DEUTZ (Германия), VOLVO (Швеция), MITSUBISHI (Япония), PERKINS (Великобритания). В настоящее время для промышленного потребителя предлагается линейка дизель — генераторных установок (ДГУ) в диапазоне мощности 5 ... 2000 кВа, открытого, контейнерного, закрытого (в капоте) исполнения (рис. 1–5).

Особым вниманием наших клиентов пользуются альтернаторы MeccAlte (Италия). Применяемые при производстве промышленных электрогенераторов системы управления производства Deep Sea Electronics (Великобритания) позволяют обеспечить надежное и устойчивое управление электрогенератором. Автоматические панели управления DSE7320 (DSE7420) позволяют выполнить интеграцию генераторов в энергосистему большинства объектов, кроме того при применении блока управления DSE8610 возможно построение синхронизированной системы из 2–32 электростанций.

Производственная линейка компании не ограничена производством электростанций, Inmesol S.L. предлагает как гибридные энергетические, так и сварочные установки, осветительные мачты, которые пользуются заслуженным спросом на ответственных объектах нефте-газо добычи, позволяя превратить даже долгую полярную арктическую ночь в день (рис. 6).

Inmesol S.L. сохраняет свое присутствие в более чем в 50 странах мира с сохранением положительной динамики роста продаж. Это стало возможным благодаря формированию профессиональной команды, состоящей из коммерческих и технических специалистов, созданием новых инструментов по управлению продажами мирового уровня, наличием резервных производственных мощностей, позволяющих при необходимости быстро нарастить объем производства и обеспечить требования самого взыскательного

Рис. 1

Рис. 2

Рис. 3

Рис. 4

клиента, а также постоянным коммерческим, техническим контактом с дилерами представительствами компании по всему миру. Такой подход позволяет учесть требования самых взыскательных клиентов.

Inmesol S.L. в России

В 2009 году в России создается представительство Inmesol S.L. — ООО «Инмесол». В настоящее время на базе технопарка ООО «Инмесол» имеются складские и производственные мощности по производству контейнеров и доработки электрогенераторов под требования клиентов, что позволяет в кратчайшие сроки с максимальным качеством удовлетворить самые взыскательные потребности.

Установилось устойчивое сотрудничество ООО «Инмесол» с лидерами телекоммуникационного рынка России компаниями Ростелеком, Мегафон, МТС, Билайн. Кроме того, с нашей продукцией знакомы такие компании как: Сбербанк, Леруа Мерлен Восток, Росавтодор; государственные структуры России: Федеральное Казначейство, МЧС.

В сфере Нефть и Газ, ООО «Инмесол» поставляет свое оборудование на объекты Роснефти. Выполнены поставки, монтажные и пуско-наладочные работы электрогенераторов для АЗС и нефтебаз компании Лукойл. Прошедшая в июне 2013г. в ЭкспоЦентре выставка Нефть и газ 2013 подтвердила заинтересованность наших клиентов в продукции компании.

Наряду с поставкой ООО «Инмесол» осуществляет техническую поддержку поставляемого оборудования. Специалисты сервисного центра ООО «Инмесол» регулярно проходят обучение и сертификацию на заводе-изготовителе в Испании, а также на базе существующего научно-технического центра ООО «Инмесол».

Долговременные партнерские отношения ООО «Инмесол» с компанией производителем САУ ДГУ Deep Sea Electronics (Великобритания) позволили получить ООО «Инмесол» статус официального дистрибьютора, данной компании, на территории России, что позволяет нашим клиентам получать непосредственную техническую поддержку производителя САУ ДГУ Deep Sea Electronics здесь в России (рис. 7).

Мы понимаем, что совокупная ценность всей интегрированной системы автономного/аварийного электроснабжения на базе ДГУ определяется качеством узлов и компонентов электрогенераторов. Налаженные ООО «Инмесол» контакты с производителями комплектующих позволяют проводить в России ежегодные технические семинары, посвященные особенностям работы узлов и компонентов электрогенераторов. Так 9–10 сентября 2013 года ООО «Инмесол» провело ежегодный технический семинар, ставший уже традиционным для наших партнеров. В текущем году семинар был посвящен САУ Deep Sea Electronics — удаленный мониторинг и специальные опции модулей управления, первый день. На второй день семинара рассматривался модельный ряд и новые решения в производстве дизельных двигателей DEUTZ , специальные решения для эксплуатации двигателей в тяжелых условиях. Практическая часть семинара включала в себя работу на открытой площадке с оборудованием Inmesol: ДГУ открытого исполнения, ДГУ в шумозащитного исполнения, ДГУ в контейнерном исполнении. Предоставляя нашим партнерам данную площадку для общения ООО «Инмесол» уверено в том, что все вопросы, поднятые перед производителями оборудования — найдут свое отражение в дальнейшем совершенствовании систем аварийного/автономного электроснабжения на базе ДГУ.

Наша компания располагает собственными сервисными центрами в г. Краснодар, г. Сочи, г. Москва, г. Санкт-Петербург, г. Казань сервисные центры наших представителей в других регионах позволяют нам оперативно решать вопросы технической поддержки оборудования в г. Екатеринбург, г. Красноярск, г. Якутск, г. Хабаровск, г. Владивосток. Особо можем отметить наши возможности по технической поддержке альтернаторов MeccAlte, и конечно систем управления Deep Sea Electronics. Мы готовы предлагать расходные материалы, запасные части, выполнять качественное обслуживание, техническую поддержку и ремонт оборудования.

Планы по работе на ближайшее время

Динамичный подход менеджмента Inmesol S.L. к влияниям рынка и наличие обратной связи с представительствами по всему миру позволяет поддерживать уровень конкурентоспособности оборудования Inmesol на мировом уровне. На основе анализа сложившегося в России рынка, с учетом наличия у ООО «Инмесол» научно-технического центра, способного обеспечить техническую поддержку проектов любого уровня, реализации таких проектов на всей территории России. Inmesol S.L. принято решение в 2014 г. все поставки оборудования Inmesol в Россию осуществлять через представительство Inmesol S.L. в России — ООО «Инмесол». Данное решение положительным образом скажется на: возможности Inmesol S.L. отслеживать пожелания и мнения конечных пользователей продукции; консолидации потоков продукции на территорию России и стран Таможенного союза, путем создания оперативных складов (планируются площадки в г. Краснодар, г. Москва, г. Казань), что в свою очередь обеспечит еще большие конкурентные преимущества продукции Inmesol на Российском рынке за счет улучшения логистики и оптимизации сроков поставки.

ООО «Инмесол»
Россия, г. Москва, ул. Люблинская, 151
info@inmesol.su
www.inmesol.su
Тел.: +7 (495)641-25-60
+7 (495)287-03-02
Факс: +7 (495)287-03-02

Рис. 5

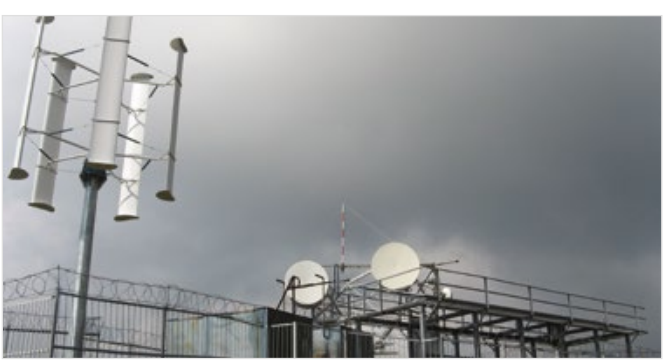


Рис. 6

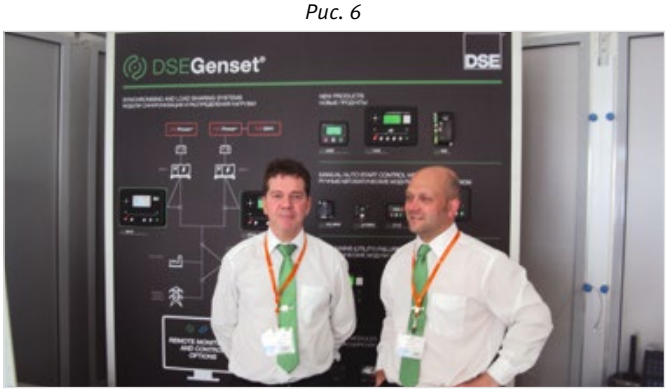


Рис. 7

Конференц НЕфть

Компания «КОНФЕРЕНЦ-НЕФТЬ» проводит Всероссийский производственный семинар по теме: *«Организация безопасности на промысле. Предупреждение и ликвидация аварийных ситуаций, восстановительные работы»*. Дата проведения семинара **12 декабря 2013 года, г. Москва.**

Данное мероприятие приурочено к «Году охраны окружающей среды» в России в 2013 году. Цель семинара – обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих методов предупреждения, экспертизы и диагностики нефтепромысловых объектов в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений и регламентирующих аспектов от предприятий производителей технологий и контролирующих инстанций. Участие в этом семинаре позволит Вашим специалистам быть в курсе о методах успешного решения проблем, которые сегодня существуют в добывающих компаниях в области внедрения этих технологий. Семинар рассчитан на аудиторию ведущих технологов, технологов цехов добычи нефти и газа, руководителей и специалистов ПТО добычи нефти, геологических отделов, отделов внутрискважинных работ, разработки НГМ и работы с механизированным фондом и других производственных и научно-технических подразделений.

По вопросам участия в семинаре
Тел.: Координатор - Анна, тел. 8-912-751-47-92, тел./факс: +7 (3412) 43-53-86 / 51-11-02
Email: info@konferenc-neft.ru
www.konferenc-neft.ru

ОРГАНИЗАТОРЫ
Министерство промышленности и торговли Республики Татарстан
Центр энергосберегающих технологий
Республики Татарстан при Кабинете Министров Республики Татарстан
Мэрия г. Казани
ОАО «Казанская ярмарка»
при поддержке
Президента и Правительства Республики Татарстан

В ПРОГРАММЕ:
Заседание Правительства РТ
о реализации целевой программы
«Энергосбережение и повышение
энергетической эффективности в
Республике Татарстан на 2010 - 2015 годы
и на перспективу до 2020 года».

XIV международный симпозиум
«Энергоресурсоэффективность
и энергосбережение».

Конкурс энергоэффективного
оборудования и технологий

18-20 марта

КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

КаЗАНЬ - 2014

15-я международная специализированная выставка

ЭНЕРГЕТИКА РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

420059, г. Казань, Оренбургский тракт,8
тел.: (843) 570-51-06, 570-51-11 (круглосуточно),
факс: 570-51-23
E-mail: 5705106@expokazan.ru, kazanexpo@telebit.ru

12+

Генеральный Интернет-спонсор elec.ru
Генеральный Информационный спонсор ЭНЕРГО

13-я Северо-Каспийская региональная выставка "Атырау нефть и газ"

ATYRAU
OIL & GAS

1-3 апреля 2014

Спорткомплекс Атырау
Атырау • Казахстан

www.oil-gas.kz
www.atyrauoilgas.com
www.oiltech-atyrau.com

Региональное событие глобальной индустрии

ORGANISED BY
ITE
THE ITE GROUP

ITE (Лондон)	Тел.: +44 (0) 20 7596 5000	Факс:+ 44 (0)20 7596 5106	E. oilgas@ite-exhibitions.com
ITECA (Алматы)	Тел.: +7 (727) 258 34 34	Факс: +7 (727) 258 34 44	E. oil-gas@iteca.kz
ITECA (Атырау)	Тел.: +7 (7122) 58 60 88	Факс: +7 (7122) 58 61 51	E. natalia.makisheva@iteca.kz
GIMA (Гамбург)	Тел.: +49 (0) 40 235 24 201	Факс: +49 (0) 40 235 24 410	E. freckmann@gima.de

ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА РЕГИОНА ЗАКАМЬЕ

ЕХРОКАМА

ВЫСТАВОЧНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ЭКСПО-КАМА

ОДИННАДЦАТАЯ ВСЕРОССИЙСКАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ - 2014

19 - 21 февраля

В РАМКАХ IX КАМСКОГО ПРОМЫШЛЕННОГО ФОРУМА

ОРГКОМИТЕТ http://www.expokama.ru

Организатор Выставочный центр "ЭКСПО-КАМА"
При участии Министерства промышленности и торговли Республики Татарстан, Министерства экономики Республики Татарстан, Министерства экологии и природных ресурсов Республики Татарстан, Министерства труда, занятости и социальной защиты Республики Татарстан, Мэрии города Набережные Челны, Исполнительного комитета города Набережные Челны, Торгово-промышленной палаты города Набережные Челны и региона "Закамье"
При поддержке Правительства Республики Татарстан

Республика Татарстан, г. Набережные Челны,
пр. Автозаводский, район Форт Диалога
Выставочный центр "ЭКСПО-КАМА"
Тел./факс: (8552) 470-102, 470-104
E-mail: expokama1@bk.ru

ВЫСТАВКА

11–14 ФЕВРАЛЯ САМАРА • 2014

20-я юбилейная
Международная специализированная выставка

ЭНЕРГЕТИКА

- ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ
- ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ, ПРИБОРЫ И АППАРАТЫ
- УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ
- СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ, ГАЗООБОРУДОВАНИЕ И ПРИБОРЫ
- ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

ВК «ЭКСПО-ВОЛГА»
443110 г. Самара, ул. Мичурина, 23а
тел./факс: +7(846) 207-11-50
www.energysamara.ru

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ: Правительство Самарской области
ПОД ПАТРОНАЖЕМ: ТПП РФ
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР: ЭНЕРГО
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ МЕДИА-ПАРТНЕР: Электротехника
СПЕЦИАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР: ЭНЕРГОЭКСПЕРТ
ОФИЦИАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ СПОНСОР: RusCable.Ru
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНТЕРНЕТ-ПАРТНЕР: elec.ru

EXPO-VOLGA
ЭКСПО-ВОЛГА
организатор выставок с 1986 г.

ул. Мичурина, 23А
тел.: (846) 207-11-50
www.expo-volga.ru

Правительство Оренбургской области
Министерство экономического развития, промышленной политики и торговли Оренбургской области
Торгово-промышленная палата Оренбургской области
ООО «УралЭкспо»

XI СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

«НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО»

12 -14 февраля 2014

г. Оренбург

(3532) 67-11-02, 950-250, 560-560
www.UralExpo.ru uralexpo@yandex.ru

- добыча нефти и газа (технологии и оборудование)
- геология
- геофизика
- сейсмическое оборудование и услуги
- транспортировка
- переработка и хранение нефти нефтепродуктов и газа
- трубы и трубопроводы
- инструменты

15–я международная выставка

НЕФТЕГАЗ

26—29 мая 2014

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия),
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)

ufi Approved Event

ТПП РФ

ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА

Messe Düsseldorf

www.neftegaz-expo.ru

ДО ВСТРЕЧИ В МАЕ В «ЭКСПОЦЕНТРЕ»!

Реклама

4-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЭНЕРКОН

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

26–28 мая

www.enercon-ng.ru

12+

15-19
Июня
2014
Москва Россия

2014 MOSCOW
21ST WORLD PETROLEUM CONGRESS

21-й Мировой нефтяной конгресс

ПРИЕМ ТЕЗИСОВ заканчивается

17 сентября

Подать тезисы Вы можете на сайте www.21wpc.com

Забронировать выставочную площадь | Спонсорство

Национальные спонсоры

Транснефть

СНГ
OPEN JOINT-STOCK COMPANY «SURGUTNEFTEGAS»

Платиновые спонсоры

bp
ExxonMobil
PDVSA
Shell
TOTAL
ZARUBEZHNEFT

Золотые спонсоры

Kuwait Petroleum Corporation
LUKOIL
PETROBRAS
Statoil

Серебряные спонсоры

CNPC
PetroSA
REPSOL
Schlumberger
wintershall
BASF Gruppe

Выставка 2014 года
в новом
Выставочном комплексе
«ВДНХ-ЭКСПО»
ул. Менделеева, 158

22-25 апреля

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

XXII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ–2014

сайт выставки: www.gntexpo.ru

БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ
(347) 253 09 88, 253 11 01, 253 38 00
gasoil@bvkexpo.ru

г.УФА

Министерство промышленности
и инновационной политики
Республики Башкортостан

БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ufi Approved Event

NDT® RUSSIA

13-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

18-20 ФЕВРАЛЯ 2014

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:
МОСКВА, СК «ОЛИМПИЙСКИЙ»

НАШИ ПОСЕТИТЕЛИ – ВАШ УСПЕХ!

Организаторы:

primexpo ITE GROUP PLC

Тел.: +7 (812) 380 6002/00; факс: +7 (812) 380 6001
ndt@primexpo.ru

www.ndt-russia.ru

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков
в отеле InterContinental Moscow Tverskaya

5 декабря 2013 г. **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ**
Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками выступают ОАО "Газпром", НК "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ" и ряд иностранных компаний. На конференции "Нефтегазшельф" представлены также фирмы Норвегии, США и Великобритании, имеющие большой практический опыт работы на нефтегазовом шельфе

18 марта 2014 **НЕФТЕГАЗСНАБ**
Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, целесообразность закупок по импорту, процедуры отбора поставщиков, приемка оборудования, информационное обеспечение рынка

22 мая 2014 **НЕФТЕГАЗСТРОЙ**
Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, инжиниринговых организаций, создание СП с инофирмами, расширение сферы деятельности российских подрядчиков, оценка качества работ – основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой"

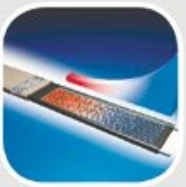
11 сентября 2014 **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА**
Модернизация переработки нефти и газа

Увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов требуют реконструкции действующих мощностей. На конференции обсуждается практика работы с инжиниринговыми компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами

Телефоны: (495) 514-44-58, 514-58-56; info@n-g-k.ru; www.n-g-k.ru

Новые встречи – новые возможности! **n-g-k.ru**

Simross | современные электротехнические решения



саморегулирующиеся нагревательные кабели

обогреваемые шланги

распределительные коробки

оборудование для измерения и регулирования

Высокотехнологичные решения в области промышленного обогрева

нагревательные маты и кожухи

+7 (495) 745 2414 www.simross.ru www.simross-engineering.ru

Группа компаний Сим Росс

ОКТЯБРЬСКИЙ
ПАКЕР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА

оборудование для ОРЭ

ПРЕМИУМ КЛАСС

Пакер-трубодержатель механический двухстороннего действия (на 35 МПа)

с возможностью компенсации осевого перемещения

ПРО-ЯТ-О-РКУ

Рекомендуем применять при ОРЭ, ОРЗ, автономной эксплуатации без связи с НКТ, а также при ППД со знакопеременным перепадом давления

Преимущества

- Подвижное (до 1500 мм) герметичное соединение колонны НКТ с пакерно-якорным оборудованием
- Пакер содержит раздвижные опоры, препятствующие выдавливанию резиновых уплотнительных элементов в межтрубный зазор, что повышает надежность герметизации и облегчает срыв пакера
- Наличие в конструкции пакера верхнего **механического якоря** с регулируемым усилием снятия
- Применение с УШСН, УЭЦН, УЭВН;
- Узел разъединения может срабатывать тремя способами:

1) после сброса шара в НКТ путем создания давления в трубном пространстве;

2) без сброса шара в НКТ путем создания давления в трубном;

3) или затрубном пространстве;

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРО-ЯТ-О-РКУ

Шифр	Обсадная колонна, мм		Наружный диаметр, мм	Диапазон допустимых усилий при натяжении НКТ после посадки пакера, кН (не более)	Диаметр проходного канала, мм (не менее)	Длинна в сжатом состоянии (не более)	Длина хода, мм	Масса, кг (не более)	Давление разъединения в НКТ или затрубе, МПа	Присоединительная резьба гладких НКТ ГОСТ 633-80	
	Условный диаметр	Толщина стенок								Верх (муфта)	Низ (ниппель)
ПРО-ЯТ-О-РКУ-118-50-350-Т100[1]-К3	140	6-8	118	50 - 120	50	4790	1500	220	7-45[2]	89	60
	146	9-11									
ПРО-ЯТ-О-РКУ-122-50-350-Т100[1]-К3	146	6,5-9	122					226			

[1] При заказе оборудования на Т = 150 °С, записывается Т150.

[2] Давление разъединения в трубах НКТ или затрубном пространстве зависит от количества установленных штифтов.

РЕКЛАМА

По вопросам приобретения оборудования обращаться:

Хусаинов Альберт Раилевич
Заместитель директора по развитию сервиса и сбыта
+7 (927) 233-83-94
+7 (34767) 5-22-78
e-mail: husainov@npf-paker.ru

По техническим вопросам обращаться:

Змеу Артем Александрович
Руководитель службы разработки скважинных технологий
+7 (927) 960-59-16
+7 (34767) 5-07-04
e-mail: skv-tehn@npf-paker.ru

452606, РФ, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, ул. Северная, д. 7.
Тел.: +7 (34767) 6-71-91, 6-63-64 • Факс: +7 (34767) 6-75-15
www.npf-paker.ru • e-mail: mail@npf-paker.ru