ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК №4 (29) ИЮНЬ 2013

ПРОИЗВОДИМ:

АВАРИЙНОЕ ОСВЕТИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Светодиодная система освещения (ССО) является заменой светильников с использованием в настоящее время натриевых и металлогалогеновых прожекторов.

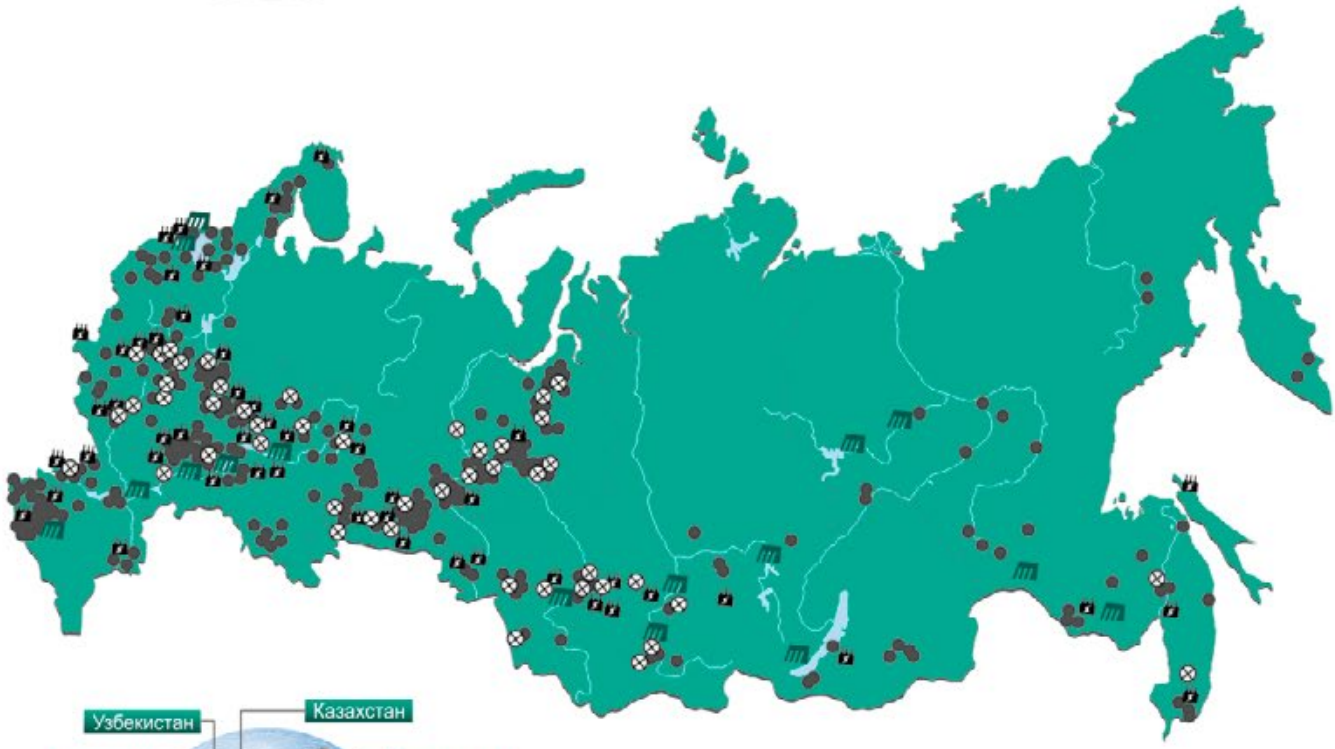
Система автоматического управления освещением АСУ «Горсвет», которая является дополнением к системам светодиодного освещения, позволяет экономить в определенные часы до 70–80% электроэнергии.

Новинка: Мобильная световая установка ОУ–95L предоставляет возможность работать в автономном режиме 10.5 часов от встроенного бензинового генератора.

ООО НПП «ЭнергоТехСервис»

454092, г.Челябинск, ул.Елькина, 80–А
т./ф: (351) 260–28–76; 260–28–79
E–mail: ets@energots.com www.energots.com

ЭКРА



Энергия не исчезает и не появляется вновь,
а переходит из одной формы в другую.

Энергия опыта, знаний и смелых решений преобразуется в особую форму ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ электрооборудования от повреждений для надежной и стабильной работы энергосистем.

СОХРАНЯЯ ЭНЕРГИЮ

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ЭКРА» ПРЕДЛАГАЕТ:

- РЗА ПОДСТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ 6–750 кВ
- РЗА СТАНЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ
- НИЗКОВОЛЬТНЫЕ КОМПЛЕКТНЫЕ УСТРОЙСТВА
- СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА
- ЩИТЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД 0,4 кВ
- УСТРОЙСТВА ПЛАВНОГО ПУСКА И РЕГУЛИРОВАНИЯ СКОРОСТИ ДВИГАТЕЛЕЙ 3–15 кВ ДО 17 МВт
- ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ЧАСТОТЫ 3–10 кВ
- СТАТИЧЕСКИЙ ВОЗБУДИТЕЛЬ СИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ДО 12,5 МВт
- АСУ ТП ПОДСТАНЦИЙ
- ОБОРУДОВАНИЕ ВЧ-СВЯЗИ
- ПРОВЕРОЧНЫЙ КОМПЛЕКС OMICRON

НПП «ЭКРА» ЯВЛЯЕТСЯ ПРЕДПРИЯТИЕМ ПОЛНОГО ЦИКЛА И ОСУЩЕСТВЛЯЕТ:

- РАЗРАБОТКУ, ПРОИЗВОДСТВО И КОМПЛЕКСНУЮ ПОСТАВКУ ОБОРУДОВАНИЯ
- ПРОЕКТИРОВАНИЕ
- НАЛАДКУ, ГАРАНТИЙНОЕ И ПОСТГАРАНТИЙНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ
- ОБУЧЕНИЕ ПЕРСОНАЛА

Выпускаемые устройства аттестованы для применения ОАО «ФСК ЕЭС»,
ОАО «РусГидро»,
ОАО «Концерн «Росэнергоатом»,
ОАО «Газпром», АК «Транснефть»

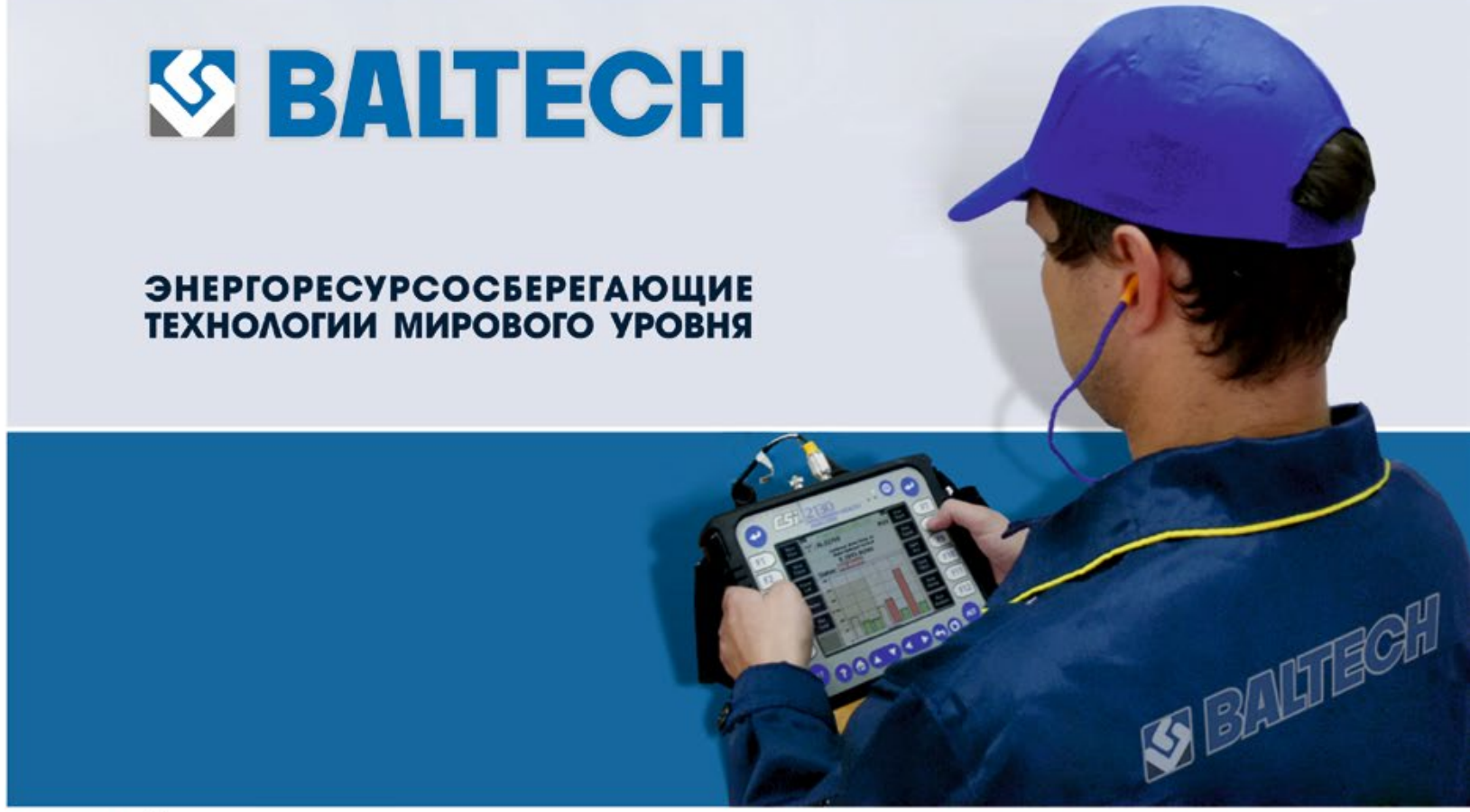
ЭКРА научно-производственное предприятие

428003, Россия, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, 3
Тел./факс: (8352) 220-110 (многоканальный),
220-130 (автосекретарь)
E-mail: ekra@ekra.ru, http://www.ekra.ru

на правах рекламы

BALTECH

ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ МИРОВОГО УРОВНЯ



- Производство и поставка приборов для диагностики и ремонта энергетического оборудования
- Обучение технических специалистов в направлении обеспечения надежности оборудования (Концепция «НО-2010»)
- Выездной технический сервис динамического оборудования

194044, СПб, ул. Чугунная, 40
Тел./факс +7(812) 335-00-85
info@baltech.ru www.baltech.ru

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Развитие комплексов оперативного контроля параметров бурения

А.К. Лагуткин
технический директор[1]
main@pla.ru

[1]ООО НПП «Петролайн-А», Набережные Челны, Россия

Коллектив предприятия «Петролайн-А» занимается разработкой и производством контрольно-измерительных приборов для нефтегазодобывающей промышленности с 1994 года. Основная продукция предприятия: комплекс оперативного контроля буровых и ремонтных работ ДЭЛ-140 с изменяемым количеством параметров, автоматизированная система контроля технологических параметров на транспорте и дизельных агрегатах «PetroMap», автоматизированная система обслуживания путевых листов.

Ключевые слова
ДЭЛ-140, ДЭЛ-150, индикатор веса, датчик давления, КИПиА, ГЛОНАСС, GPS, мониторинг транспорта, контроль топлива

Правила безопасности нефтегазодобывающей промышленности предписывают оснащать установки бурения и ремонта скважин контрольно-измерительным оборудованием для измерения и записи технологических параметров рабочих процессов.

С развитием электроники и микроэлектроники, появляется возможность разработки и внедрения новых датчиков и усовершенствования уже зарекомендовавших себя приборов контроля технологических параметров, расширения и улучшения функций устройств.

Так для работы с несколькими разноудаленными датчиками и модулями проявилась острая необходимость замены кабельной линии связи устойчивой радиосвязью в диапазонах, разрешенных к применению законодательством РФ и иными правовыми актами.

Комплекс оперативного контроля параметров ДЭЛ-140, а далее его современный преемник ДЭЛ-150 (прибор нового поколения) уже имеют возможность одновременной связи с удаленными модулями коммутации (МК-140), датчиком крутящего момента на роторе (ДКМ-140), персональным компьютером в вагончике мастера. Кроме этого встроенный GSM-модуль передает сохраненные данные на один или два сервера, используя услуги двух операторов связи по выбору в зависимости от уровня сигнала.

Таким образом, контрольно-измерительный комплекс ДЭЛ-140 производства ООО НПП «Петролайн-А» позволяет измерять, отображать и регистрировать более 14-ти технологических параметров при бурении и ремонте скважин:

- нагрузка на крюке подъёмной установки;
- нагрузка на буровой инструмент;
- крутящий момент на роторе;
- обороты стола ротора;
- крутящий момент при свинчивании труб (и на ключах АКБ);
- давление ПЖ на входе (манифольде);
- скорость талевого блока;
- уровень ПЖ в емкостях (до 8 каналов);
- индикация выхода ПЖ;
- обороты вала бурового насоса (расход ПЖ на входе по 2 насосам);
- концентрация опасных газов в рабочей зоне (до 8 каналов).

423827, Республика Татарстан
г. Набережные Челны,
Элеваторная гора, Лермонтова, 53А
Тел/Факс: (8552) 535-535, 71-74-61
E-mail: main@pla.ru, tehno@pla.ru
www.pla.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК: № 4 (29) июнь 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 06-13/11-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 24.06.2013
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:

И.В. Шевченко
Изучение перспектив нефтегазоносности Южного Каспия на основе новых представлений о геодинамическом развитии региона 9

К.А. Машкин, О.Е. Рыскаль, А.Г. Коротченко, Р.Г. Гайнетдинов, В.Л. Глухов, А.Н. Огнев, П.А. Сафонов, А.Ф. Камалтдинов
Ядерно-геофизические методы в модификации углерод-кислородного и трехзондового импульсного нейтронного спектрометрического каротажа 17

Е.А. Зеленская, Т.В. Зеленская
Управление процессом каталитического облагораживания прямогонной бензиновой фракции посредствам изменения термических параметров реакции 21

Н.А. Созонов
Подогреватели нефти и газа ООО «ТюменНИИгипрогаз» — ключевой элемент «безлюдных технологий» добычи газа 24

А.И. Тихомиров
Обеспечение экологической безопасности на ЗАО «Антипинский НПЗ» 26

И.В. Клюев
Новые технологии и приборы для измерения давления и температуры жидких и газовых сред 32

Л.Г. Щемелинин, В.И. Денисов, К.Е. Сазонов
Модельные технологии исследования размыва грунта у опорных оснований морских сооружений топливно-энергетического комплекса 41

В.Г. Авхадеев, А.А. Майоров, П.И. Савостин, К.С. Федоров, С.С. Мясников
Современные возможности и методы обнаружения критических деформаций инженерных сооружений 46

К.А. Багаев, Г.А. Мельканович
Компьютерная радиография: оборудование и стандарты 54

О.М. Качанов, В.Г. Токарев
О решении задачи энергоснабжения оборудования крановых площадок магистральных газопроводов 63

А.В. Герасимов, И.В. Тябина
Лабораторное оборудование для нефтегазовой промышленности 66

М.В. Чучкалов, А.Г. Гареев
Влияние расстояния от компрессорной станции на подверженность газопроводов различным типам КРН 74

С.А. Лазарев
Применение инверторов тока в высоковольтном электроприводе 78

И. И. Ушаков
Современное решение повышения надежности электроснабжения ответственных потребителей в сетях среднего напряжения 81

В.М. Осипов
Выбрать светодиодный светильник? Это просто 84

И. Антин
Преимущества светодиодной технологии: за счет чего обеспечивается безопасность, превосходное освещение и сокращение расходов нефтехимических предприятий 87

М.В. Песин
Конструктивное и технологическое повышение надежности машин и оборудования для нефтегазодобывающей и горной промышленностей 99

Ф.Ф. Хамидуллина, Р.Ф. Хамидуллин, Р.Ф. Валиев
Технология предварительного сброса, очистки пластовой воды и перекачки газожидкостной смеси на Тумутукском месторождении 101

EXPOSITION OIL & GAS

ISSUE:
№ 4 (29) june 2013

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:
24.06.2013

CIRCULATION:
10 000 copies

CONTENT:

Igor V. Shevchenko
The South Caspian oil and gas perspectives study based on new conception of the regional geodynamic development 9

Konstantin A. Mashkin, Olga E. Ryskal, Alexander G. Korotchenko, Ramil G. Gajnetdinov, Valeriy L. Glukhov, Aleksey N. Ognev, Peter A. Safonov, Albert F. Kamaltdinov
Nuclear well logging methods in the modifications of carbon-oxygen log and 3-sondes spectral pulsed neutron log 17

Elena A. Zelenskaya, Tatyana V. Zelenskaya
Management of catalyst ennoblement of straight-run gasoline fractions by changing the thermal parameter reaction 21

Nikolay A. Sozonov
Oil and gas heaters of TyumenNIIgiprogaz company — a key element of the "deserted technologies" of gas 24

Andrey Tikhomirov
Ensuring environmental safety at "Antipinsky Oil Refinery" 26

Leonid G. Shchemelinin, Valeriy I. Denisov, Kirill E. Sazonov
Modeling technique for research a washout of soil at offshore structures basic basis 41

Vladimir G. Avhadeev, Andrey A. Mayorov, Petr I. Savostin, Konstantin S. Fedorov, Sergey S. Myasnikov
Modern possibilities and methods for the detection of critical deformation of engineering structures 46

Kirill A. Bagaev, Gennady A. Melkanovich
Computed radiography: equipment and standards 54

Oleg M. Kachanov, Vyacheslav G. Tokarev
Solution of the problem of energy supply valve stations gas pipelines 63

Andrey V. Gerasimov, Irina V. Tyabina
Laboratory equipment for the oil and gas industry 66

Mikhail V.Chuchkalov, Alexey G. Gareev
The influence of distance between compressor station on the gas pipeline's vulnerability to different types of SCC 74

Sergey A. Lazarev
The use of current inverters in the high voltage electric drive 78

Igor I. Ushakov
Modern solution of power supply reliability increase of responsible consumers in medium-voltage networks 81

Vladimir M. Osipov
Choose led lamp? It's easy.. 84

Igor Antin
The LED advantage: How this technology offers improved safety, superior illumination and major bottom line savings for petrochemical facilities 87

Mikhail V. Pesin
Constructive and technological increase in the reliability of machines and equipment for oil-and-gas extraction and mining industries 99

Farida F. Hamidullina, Renat F. Hamidullin, Ravil F. Valiev
Technology of preliminary dumping, reservoir water purification and a gas-liquid mix transfer on the Tumutuksky field 101

ЭКСТРОЛ
ЭКСТРУЗИОННЫЙ ПЕНОПОЛИСТИРОЛ

Работает с теплом!

www.extrol.org

ЭкстраСЕГМЕНТ™

Уникальный и единственный в России широкий монолитный сегмент из экструзионного пенополистирола «Экстрол», предназначенный для тепловой изоляции наружной поверхности трубопроводов диаметром от 57 мм до 1420 мм при подземной и надземной прокладке в сезоннопромерзающих и вечномерзлых грунтах. Рабочий диапазон температур для изделий из материала «Экстрол» от -63°С до +75°С. Долговечность материала составляет более 50 лет*.

В 2 раза:

- ✓ сокращаются сроки монтажа
- ✓ снижаются трудозатраты
- ✓ улучшается теплоизоляционный эффект
- ✓ увеличивается срок службы

620144, г. Екатеринбург, ул. Народной Воли, д.19 А
тел./факс +7 (343) 372-19-19 (20,21,22,23)
e-mail: info@extrol.org

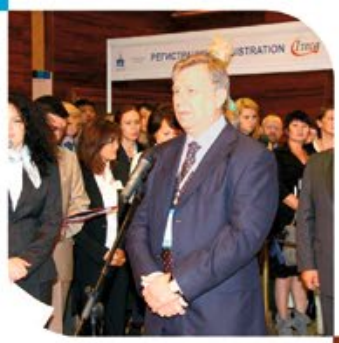
* По результатам испытаний НИИ Строительной физики, г. Москва
ТУ 5767-002-77909577-2007 сегменты и полуцилиндры «Экстрол»

MANGYSTAU
OIL & GAS

8–я Казахстанская региональная выставка

НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ

5 - 7
ноября 2013
АКТАУ
КАЗАХСТАН



Мангистауская область – уникальный производственный комплекс: нефть и газ, энергетика, транспорт

ОРГАНИЗАТОР
ITE
ГРУППА КОМПАНИЙ

ITE MOSCOW
+7 (495) 935 7350, 788 5585
oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 596 5000
oilgas@ite-exhibitions.com

www.mangystau.ru

УДК 551

Изучение перспектив нефтегазоносности Южного Каспия на основе новых представлений о геодинамическом развитии региона

И.В. Шевченко
к.г.м.н., технический директор[1]
ivshevch@dol.ru

[1]УК «КорСарНефть», Москва, Россия

Регион Южного Каспия считается одним из самых перспективных нефтегазоносных бассейнов мира. Несмотря на определённые объёмы сейсморазведочных работ и глубокого бурения выполненные в последние десятилетия, дискуссия современных исследователей об истории геологического развития Южного-Каспия далека от завершения. Существующие концепции геодинамического развития Южного Каспия многообразны, противоречивы и пока не позволили сформировать единое представление о механизмах и особенностях развития Южно-Каспийской впадины характеризующейся самой большой глубиной осадочного чехла. Сегодня основная деятельность по освоению месторождений Южного-Каспия концентрируется в районе Прибалхано-Апшеронской группы поднятий, хорошо изученной ещё в 70-е годы. Результаты морских поисковых работ полученные в последние годы трудно рассматривать, как однозначные в плане коэффициентов успешности. Неоднозначность этих результатов, вероятно связана с отсутствием полного и глубокого понимания перспектив нефтегазоносности, особенно в малоизученных участках впадины. Результатом данной ситуации является и относительно низкие темпы геологического изучения Южного-Каспия и замедленное вовлечение огромного углеводородного потенциала этого региона в промышленную разработку, с учётом высоких

1. Многообразие идей о природе геологического развития Южно-Каспийской впадины.

История геологического развития Южного Каспия долгие годы является предметом активного обсуждения, однако количество различных точек зрения по данному вопросу не уменьшается. Ниже приводятся только некоторые из них.

• «… межгорная впадина в альпийской складчатой системе». [Муратов М.В. 1949];

• «…Южно-Каспийский рифт в области альпийской складчатости». [Милановский Е.Е 1987];

• «…один из реликтов океана Тетис, сформировавшийся в процессе «закрытия» океана и одновременного задавливания с погружением блока «старой» океанической коры». [Сорохтин О.Г., Ушаков С.А. 1991];

• « …формирование Южно-Каспийского бассейна за счет мезозойско-эоценового схождения, раннеплиоценовой коллизии и среднеплиоцен-антропогенового изостатического выравнивания малых литосферных плит. В период расхождения плит на краю Каракумского микроконтинента сформировался мезозойско-эоценовый платформенный осадочный чехол, в периоды коллизии — аллохтонные толщи мезозоя — раннего плиоцена, а во время изостатического выравнивания плит — наложенные неоавтохтонные образования среднего плиоцена — антропогена». [Клещёв К.А., Шеин В.С. 1992];

• «…Южно-Каспийский рифт в области альпийской складчатости образовался за счет мезозой-эоценового расхождения, олигоцен-раннеплиоценовой коллизии и среднеплиоцен-антропогеновой изостазии малых плит. Мезозой-эоценовое растяжение, обусловленное деструкцией коры вследствие подъема мантийного диапира, вызвало утонение, разрыв гранитно-метаморфического слоя и внедрение вещества базальтового слоя и мантии. В процессе геодинамической эволюции региона сформировались две крупные субдукционные зоны: Апшеро-но-Прибалханская и кряж Карпинского. На профиле ГСЗ Волгоград — Нахичевань, в интерпретации Павленковой Н.И. (1992), в районе кряжа Карпинского выделяется крупный низкоскоростной блок, фиксируемый повышенной горизонтальной расслоенностью верхней мантии. Расслаивание верхней кромки мантии и поддвиг нижнего слоя под Прикаспийский континент установлены сейсморазведкой МОГТ (Бродский А.Н. и др., 1994). Субдукция Южно-Каспийской плиты под Скифско-Туранскую плиту изучена и подтверждена Э.Н. Халиловым и др. (1987) на основе комплексной интерпретации данных ГСЗ и глубин гипоцентров землетрясений, спроецированных на линию профиля». [Мурзагалиев Д.М. 1998];

• «…краевой прогиб сразу для трех горных систем: Большого Кавказа, Эльбурса и Копетдага. Его погружение ускорилось сразу за счет двух основных механизмов: его литосфера вдавливается вниз из-за регионального сжатия и она же погружается в связи с тяжестью орогенов Б. Кавказа и Эльбурса». [Коротаев и др., 2002];

• «Фундамент Южного Каспия, по-видимому, является либо океанской корой или истончённой высоко-скоростной континентальной корой. Данные сейсморазведки и гравитационных исследований показывают, что фундамент находится на начальной стадии субдукции под Средне-Каспийский сегмент в северном направлении. По нашему мнению, субдукция этого фундамента началась 5,5 миллионов лет назад, предваряя собой начало Плиоцен-Четвертичного погружения». [Mark B. Allen 2002];

• «…субокеаническая литосферная мезоплита…» [Уломов В.И., 1999, 2003 и др.];

• «Данные глубоких (20 с, 50 км) сейсмических отражений, полученные в Южном Каспии в районе Апшеронской (Прибалхан-Апшеронской) зоны поднятий, подтверждают, что Южно-Каспийский бассейн закрыт очень мощным (26-28км и более) осадочным чехлом, превращающим его в один из самых глубоких бассейнов мира. Несмотря на несколько большую толщину коры, чем это наблюдалось в океанских бассейнах (около 10км), кристаллический фундамент показывает в данном бассейне стабильное сходство с океанской корой. Активная сейсмичность и плавное углубление коры с юга на север интерпретируются как свидетельство субдукции океанической коры Южного Каспия в северном направлении под южную границу Евразии». [Knapp C., Knapp J., Connor J., 2004];

• «…Южно-Каспийская впадина не могла возникнуть ранее юры и позднее конца эоцена, а, скорее всего, это произошло в конце эоцена — начале олигоцена в результате задугового рифтинга и спрединга, сопряженного с вулканической дугой Эльбурса в северном Иране». [Хаин В.Е. 2005];

• «…уникальная структура — мегавпадина, имеющая собственное уникальное развитие, и не имеющая аналогов:

• Молодая, но достаточно жесткая Южно-Каспийская микроплита, двигаясь под напором Аравийской плиты в северо-восточном направлении и, сформировав на границе контакта со Скифско-Туранской плитой Апшерон-Балханский порог с выходом коренных пород на поверхность моря, в плиоценовое время буквально «рухнула» вниз. Ее стремительное погружение компенсировалось

быстрым накоплением мощной толщи плиоцен-четвертичных отложений мощностью до 10 км, вряд ли имеющей аналоги на нашей планете». [Фёдоров Д.Л. 2006];

• « …впадина, образованная в результате рифтинга в меридиональном направлении, что частично подтверждается существованием в ограничении впадины разломов этого направления с опущенными крыльями, обращенными в сторону впадины». [Хаустов В.В. 2007];

«Под Апшероно-Прибалханским порогом и к северу от него в области шириной ~100 км происходят землетрясения с глубинами очагов ~30-70 км. Некоторые исследователи предполагают, что здесь начинается субдукция литосферы Южного Каспия под Средний Каспий. В глубоких осадочных бассейнах на континентальной коре плотность консолидированной части литосферы превышает плотность астеносферы. В таких условиях данный слой, в принципе, может быть субдуцирован в астеносферу со срывом с него вышележащих осадков. Осадки на Апшероно-Прибалханском пороге и к югу от него сжаты не более чем на 5-10 км. Очаги землетрясений не образуют наклонной сейсмофокальной зоны и в них преобладают растягивающие напряжения. Эти данные исключают субдукцию в мантию южно-каспийской литосферы». [Артюшков Е.В., 2007];

• «…продукт задугового рифтинга и спрединга, связанного с развитием магматической дуги Эльбурса». [Хаустов В.В., Диденков Ю.Н. 2008];

• «…оставшийся от океана Тетис внутриконтинентальный морской бассейн с мощной толщей пластичных плиоценовых отложений. Апшеронский порог — аккреционная призма, в зоне субдукции». [Гаврилов В.П. 2008];

Значительное число учёных (начиная со средины 80-х годов) склоняется к изначальному рифтогенному происхождению впадины и объясняют дальнейший генезис Южного Каспия с позиций глобальной тектоники. При этом многие исследователи признают либо наличие поддвига океанической литосферы Южно-Каспийской впадины под обрамляющие котловину горные сооружения Эльбурса на южной границе, либо признаки продолжающейся субдукции коры Южного Каспия в данном направлении.

Относительно северной границы Южного Каспия у исследователей мобилистов существуют разные мнения. Часть из них предполагают погружение и субдукцию Южно-Каспийской плиты (или океанской коры) под Скифско-Туранскую плиту. По мнению другой группы учёных границей между Скифско-Туранской плитой и Южно-Каспийской впадиной служит серия глубинных тектонических нарушений. Нет единого мнения и о типе коры Южного Каспия. Большинство учёных относит её к океанскому или субокеанскому типу. Другая группа исследователей приводит аргументы в пользу утонённой или трансформированной континентальной коры.

Существующие сегодня взгляды на природу геологического развития Южно-Каспийской впадины не только крайне различны и разнообразны в плане понимания динамики такого развития, но и противоречат и в чём-то взаимно исключают друг друга.

2. Развитие взглядов на глубинную геодинамику Южного Каспия в контексте развития концепций глобальной дегазации Земли.

Представление об истории геологического развития Южного Каспия интенсивно обсуждалось последние десятилетия в свете развития концепций глобальной дегазации Земли и теории глубинного флюидопотока.

«…В самом деле, учет флюидодинамического фактора придал новое измерение понятию осадочного бассейна, превратив его из статического в динамический, показав, что он представляет собой не закрытую, а открытую, неравновесную, систему. Особое значение имеет то обстоятельство, что принимается в расчет флюидопоток, поднимающийся из мантии и активно участвующий вместе с тепловым потоком в преобразовании погребенного органического вещества в жидкие и газообразные углеводороды. Тем самым в известной мере снимается противоречие между представлениями о биогенном и глубинном происхождении нефти, хотя, разумеется, сохраняется положение о первично-биогенной природе исходного органического вещества». [Хаин В.Е. 2000].

«При перемещении глубинных флюидов от внутренних геосферных оболочек к внешним происходит их существенное преобразование. Энергетика процессов ядра и нижней мантии переводит флюиды в «закритическое» состояние, когда флюиды представлены только ядрами элементов. По мере перемещения к внешним геосферам ядра элементов приобретают электронные оболочки и формируются глубинные восстановленные флюиды. Изменение условий фильтрации может снова привести к потере ядрами своих электронов. При снижении температуры отмечается формирование гидротермальных растворов. Восстановленный состав флюидов и наличие в них водорода и углерода предопределяют возможность минерального синтеза углеводородов. Минеральный синтез углеводородов может происходить как в глубокозалегающих флюидизированных очагах, так и в пространственно-временных диссипативных структурах, сформировавшихся в результате энергетического воздействия.

В пределах осадочного чехла происходит дальнейшее преобразование и трансформация глубинных флюидов и их активное участие в формировании месторождений нефти и газа». [Дмитриевский А.Н. 2009].

«Результаты анализа данных о строении Южного Каспия дают основание предположить существование в верхней мантии этого региона мощного флюидонасыщенного слоя, погружающегося от зоны Апшеронского порога под горную цепь Эльбурса. Обсуждается возможная природа этого слоя и его роль в формировании геодинамического режима региона, и как дополнительного источника глубинных водных и углеводородных флюидов». [Родкин М.В. 2003].

«В крупном нефтегазоносном бассейне Южного Каспия под осадками мощностью до 20–25 км залегает высокоскоростная консолидированная кора толщиной 10–18 км. Большинство исследователей относят ее к океаническому типу. Скорость погружения океанической литосферы, образовавшейся на оси спрединга, убывает во времени. В

геологических и технических рисков.

Материалы и методы
Статья представляет собой подробный обзор развития взглядов нефтегазогеологического научного сообщества в течении последних десятилетий на геологическую историю Южного-Каспийской впадины, и включает в себя анализ ключевых противоречий, расхождений и общности взглядов имеющихся у различных групп учёных относительно динамики и механизмов формирования Южно-Каспийской впадины.

Ключевые слова
Южный Каспий, геодинамика, перспективы нефтегазоносности, глубинный флюидопоток, глобальная дегазация Земли, гидридная земля, водород

плиоцене и плейстоцене погружение коры в Южном Каспии резко ускорилось, и за это время накопилось до 10 км осадков. На океанической литосфере такое ускорение погружения невозможно. Более того, для заполнения впадины на океанической коре толщиной 10-18 км потребовалось бы примерно в 2 раза меньше осадков. Чтобы обеспечить погружение коры на >20 км, габбро в нижней коре толщиной ~25-30 км должно было перейти в эклогиты, более плотные чем мантия. Эти породы со скоростями продольных волн, близкими к скоростям в мантии, залегают под разделом Мохо. По своему составу они относятся к консолидированной коре, общая толщина которой под Южным Каспием составляет 40-50 км. Эта кора относится к континентальному типу. Резкое ускорение ее погружения в плиоцене и плейстоцене было обусловлено инфильтрацией в кору активного флюида из астеносферы, что катализировало фазовый переход габбро в эклогит. Такие быстрые погружения коры являются характерной особенностью крупных нефтегазоносных бассейнов». [Артюшков Е.В. 2007].

«Проявления внутренней энергии Земли являются первопричиной её глобальной дегазации. В процессе эволюции планеты важнейшую роль в генерации геофлюидов всегда играли ее мантия и ядро [Keller et al., 2004; Boyet and Carlson, 2006; Konter et al., 2008; Летников, 2008 и др.]. В последние десятилетия очевидно возрастает признание существенной значимости роли флюидных систем в образовании и преобразовании земной коры и развитии в ней разнообразных ассоциированных процессов и явлений [Дегазация Земли: ..., 1985, 1991, 2002, 2006, 2008, 2010 и др.]. Изучение этой проблематики на сегодня позволяет утверждать, что вся первичная гидросфера имеет мантийный генезис и её воспроизводство обеспечивается перманентным процессом генерации воды в процессе глобальной дегазации Земли [Кирюхин, 2005 и др.]. В пределах Южно-Каспийской мегавпадины зафиксировано наличие гидрогеохимических инверсий, природа которых связана с существованием очагов разгрузки ЮВФ поскольку приурочены они к тектоническим нарушениям глубокого заложения, связанным с палео-рифтогенными структурами. Инверсионный характер гидрохимических разрезов установлен как для подземных (в глубоких скважинах), так и поверхностных вод (Апшерон-Прибалханский порог). В пользу существования подтока ЮВФ (ювенильных водных потоков) могут свидетельствовать также распространенные здесь грязевые вулканы, вода которых отличается пониженной минерализацией. [Хаустов В.В., 2007].

«В последние годы сейсмические исследования, выполненные в акватории Каспийского моря, позволили выявить субвертикальные геологические тела (СГТ), которые пронизывают осадочный чехол от фундамента до поверхности [5]. Как правило, СГТ не имеют видимых «корней» и, обычно, приурочены к зонам глубинных разломов, рассекающих Южно-Каспийскую впадину на крупные блоки. Наиболее крупные субвертикальные тела имеют диаметр от 3–4 до 10 км и высоту от 8–10 до 20 км. Субвертикальные тела отражаются в гравитационных и электромагнитных полях отрицательными аномалиями и характеризуются повышенной радиоактивностью. СГТ представляют собой сложные геологические образования и являются зонами выхода на поверхность флюидов и разуплотненного осадочного материала. Наиболее масштабное проявление этого процесса — грязевой вулканизм. Свыше 70% всех месторождений нефти и газа Южно-Каспийской впадины, в том числе все гигантские месторождения, связаны с СГТ, и почти всегда в зонах развития субвертикальных геологических тел происходит выделение огромных количеств газа. СГТ, по мнению авторов, это участки повышенной геодинамической активности и проницаемости земной коры, отражающиеся в нестационарности физических и геохимических полей. Такие участки являются зонами аккумуляции энергии различных источников. Это предполагает максимальную интенсивность протекания физико-химических процессов в этих зонах по сравнению с окружающими породами». [А.Н. Дмитриевский 2009].

Южно-Каспийская мегавпадина не случайно является полигоном для размышлений, касающихся глубинного флюидопотока и дегазации Земли. Южный Каспий необходимо рассматривать как действующую в настоящий момент природную лабораторию, на примере которой возможно наблюдать и попытаться изучить и понять природу действующих на Земле глобальных геодинамических процессов. Большинство исследователей, включая тех, кто был процитирован выше, являются единомышленниками или близки во взглядах по отношению к следующим положениям:

- Южный Каспий это зона наличия мощного глубинного флюидопотока;
- Данный флюидопоток связан с положительной аномалией астеносферы выявленной в пределах Южно-Каспийской впадины;
- Наличие флюидопотока напрямую связано с появлением углеводородов в осадочном чехле и фундаменте литосферы;
- Существуют явные активные глубинные каналы, обеспечивающие продвижение флюидопотока из верхней мантии в литосферу;
- Вода и углеводороды и, следовательно, водород являются активнейшими участниками флюидопотока и дегазации;

3. Рассмотрение варианта геологического развития Южно-Каспийской впадины на основе теории гидридной Земли и концепции глубинного флюидопотока.

По мнению автора геологическое развития Южно-Каспийской впадины находит достаточно логичное объяснение с использованием некоторых положений, вытекающих из теории гидридной Земли. Данная теория достаточно широко известна, и была разработана и предложена в 90-х годах сотрудником Геологического института АН СССР, Лариным В.Н.

Автор считает, что сегодня взгляды и идеи Ларина В.Н. заслуживают серьёзного внимания геологов-нефтяников и могут быть существенно дополнены и развиты в отношении задач, связанных с поиском и разведкой углеводородов.

В соответствии с представлениями Ларина В.Н., основным энергетическим механизмом динамики развития не только земной коры, но и всего внутреннего строения нашей планеты, является процесс постоянной, но при этом волнообразной, миграции водорода из гидридного ядра в силикатную мантию и земную кору. Периоды активной водородной дегазации сменяются периодами относительного покоя и контролируются динамикой накопления в ядре радиогенного тепла, которое необходимо для начала следующего цикла. Разуплотнение в значительной степени металлического вещества ядра и мантии, связанное с высвобождением водорода, приводило к постепенному (хотя и не стабильному во времени) и необратимому росту планеты, который начавшись в нижнем протерозое, перешёл в наиболее активную фазу в мезозое и сопровождался глобальным растяжением и рифтогенезом, результатом которого являлось рождение новой, в основном, мезозойской и пост-мезозойской коры преимущественно океанического типа. Литосфера в силу своего разного возраста и генезиса, является достаточно неоднородной оболочкой, и поэтому воздействие водородных потоков на различные структурные элементы коры имеют совершено разные геологические проявления и формы на разных этапах развития Земли и на разных участках поверхности планеты. Существующие участки старой коры претерпевают при этом различные трансформации, в которых существенную роль играют не только горизонтальные но и вертикальные движения. Геосинклинальные процессы при этом обретают новую интерпретацию своего развития, находят иное объяснение различные виды общей и сложной складчатости.

Планетарный рост и увеличение площади Земной коры не происходит равномерно как во времени, так и геометрически. Отталкиваясь от базовых идей Ларина, по мнению автора, можно предполагать, что в процессе тектонических революций, связанных с ростом планеты и коры, форма Земли постоянно отклонялась от формы идеального геоида, происходила периодическая прецессия центра тяжести планеты. Силы гравитации при этом всегда пытаются «выровнять» нарушения в распределении плотности и массы вещества в мантии и в геометрии планеты, вызванные глубинными тектоническими коллизиями, включая неравномерности распределения вещества в мантии и неравномерности роста земной коры, что ведёт к дополнительным обменным и балансировочным процессам вещества в мании и, в отношении земной коры, к формированию различных видов складчатости в различных участках и слоях коры, включая весь осадочный чехол и фундамент (в том числе «бескорневой» складчатости), трудно объяснимых с точки зрения существующих концепций развития земной коры. Наличие системы планетарной трещиноватости также находит в связи с вышесказанным новое объяснение. Эти и другие подобные структурно-тектонические феномены могут быть, в какой-то степени, объяснены с точки зрения «гравитационного выравнивания аномалий роста коры». Там, где это возможно, возникают пластические деформации, а там, где предел средней прочности горных пород пройден, происходят смещения «выравнивания» по различным, вновь формируемым или существующим, элементам системы планетарной трещиноватости, что яв-

очередь, дополнительным детонатором сейсмо и вулканогенной активности. При этом одновременные движения различных участков поверхности коры носят сложный нелинейный векторный характер. Компромиссным вариантом сосуществования гипотезы Ларина В.Н. с мобилистскими концепциями может являться признание того, что глобальный рифтогенез и растяжение отдельных крупных сегментов поверхности планеты, в определённых случаях, приводят не только колизиям, поддвигам и надвигам, но и к субдукции или обдукции граничных участков разновозрастной и различной по строению коры, однако в менее глобальном масштабе.

Основным физическим двигателем эволюции планеты и земной коры Ларин В.Н. считает процесс распада гидридов с выделением водорода и дальнейшей миграцией водородных потоков к поверхности от ядра через мантию. Уменьшение количества водорода в структуре металлических соединений ядра и мантии ведёт к разуплотнению и увеличению объёма ядра и мантийного вещества. Напротив, «наводораживание» отдельных участков верхней мантии в процессе активизации глубинных водородных потоков приводит к уплотнению вещества верхней мантии, и ведёт к прогибанию и частичной деструкции и изменению коры, формируя «тектоноген», следуя терминологии Ларина В.Н.. Этот механизм является основой развития геосинклиналей (и депрессий меньших порядков), которые по мере водородной дегазации переходят в стадию орогенеза за счёт разуплотнения вещества мантии и увеличения его объёма при потере мигрирующего вверх водорода.

Развивая идеи Ларина В.Н. можно предположить, что, вероятно, внутри-планетарные физико-химические процессы включают в себя не только составляющую распада гидридов (которая может являться одним из основных триггеров), но и последующие гравитационно — инверсионные процессы перераспределения вещества внутри планеты, провоцирующие постоянный флюидопоток к поверхности, охватывающий различные слои и сегменты ядра и мантии, и приводящие к глобальной дегазации верхней мантии, имеющей более комплексный химический характер, предполагающий многократное вовлечение в процесс движения вещества верхней мантии широкого спектра химических элементов. В связи с относительной неоднородностью вещества ядра и ещё большей неоднородностью вещества мантии флюидопоток имеет во времени и пространстве различный характер от дискретного и неравномерного по направлению, до долговременного и плавно мигрирующего в виде потоков подобных конвективным. Определённое влияние на распределение движения и структуру флюидопотоков может играть гравитация Луны и других тел солнечной системы. Скорость изменения общего флюидопотока и его отдельных направлений во времени и пространстве находит непосредственное отражение в вариациях химического состава верхней мантии, в многообразии видов развития и трансформаций литосферы, варьируя от эволюционных форм до катастрофических.

Зоны «наводораживания», создаваемые флюидопотоком, в верхней мантии и астеносфере формируют в литосфере зародыши геосинклинальных поясов — «тектоногены» или более локальные «горячие точки», которые постепенно мигрируют, образуя, в основном, сублинейную геометрию поясов, постепенно вовлекая новые участки в процесс погружения и накопления осадков, активизируют различные виды магматизма, а затем, после завершения стадии водородной дегазации, в стадию орогенеза. Постепенность продвижения процесса объясняет, в отдельных случаях, наличие относительно разновозрастной складчатости в пределах одного геосинклинального пояса. Сложные формы складчатости объясняются при этом не только комбинацией во времени горизонтальных и вертикальных движений, но и процессами «затягивания» в геосинклинальные котловины окружающих сегментов осадочного чехла, а затем «выталкивания» трансформированных осадков на стадии горообразования.

Каждый «тектоноген» на геосинклинальной стадии развития представляет собой «дыхательный клапан» верхней мантии, через который в атмосферу выбрасывается огромное количество разнообразных газов. Водород доминирует в флюидопотоке до уровня верхней мантии и подошвы литосферы, где окисляется в условиях высокой температуры и трансформируется в воду, а также синтезируется в метан. Затем, продвигаясь по фундаменту и осадочному чехлу, при контакте с различными видами рассеянного ОВ метановый поток утяжеляется и усложняется по молекулярному составу и формирует залежи углеводородных газов и нефти. Углеводородные скопления, в которые результируется лишь незначительная часть глобального флюидопотока, в дальнейшем разрушаются или консервируются. С учётом вышесказанного, главнейшим фактором формирования и консервации залежей УВ является наличие и стабильность региональных покрышек и барьеров в зоне развития глубинного флюидопотока.

Южно-Каспийская впадина, по мнению автора, представляет собой сегодняшний (с начала с кайнозоя), локальный «тектоноген» или геосинклинальную ванну в процессе накопления осадков на завершающей стадии водородной дегазации. Накопление и погружение мощной толщи осадков само по себе усиливает процесс погружения и вызывает инверсионные процессы в периферийных ослабленных участках коры и осадочного чехла. В частности, формирование Прибалхано-Апшеронской зоны поднятий, возможный инверсионный подъём Эльбурса и Кавказа, о чём свидетельствуют высокоточные измерения роста этих горных сооружений в последние 10 лет.

Известные зоны рифтогенеза обычно имеют различимое линейное простирание, тогда как Южно-Каспийская впадина, скорее, представляет собой овальную депрессию, которая интенсивно развивается всего около 10 миллионов лет. Основным фактором развития Южного Каспия, очевидно, является не продолжающееся раскрытие рифта и спрединг, а достаточно резкое (изначально) и интенсивное прогибание. Наличие сложной сети глубинных разломов, часть из которых имеет древнее заложение, возможно, имеющее отношение к начальной стадии образования нераскрывшегося (или слабо раскрывшегося) рифта, свидетельствует о том, что погружение в пределах впадины происходило, отдельными блоками, неравномерно, поочерёдно вовлекая и стаскивая с периферийных участков впадины различные сегменты, создавая при этом сложные, включая чешуйчатые, деформации мезозойских и кайнозойских отложений. Выступ астеносферы в пределах наиболее погружённой части впадины может свидетельствовать о том, что процесс водородной дегазации впадины прошёл свой максимум.

Рассмотрение Прибалхано-Апшеронского порога (зоны поднятий) в качестве аккреционной призмы имеет существенное обоснование, но сталкивается с определёнными проблемами при интерпретации последних материалов сейсморазведки. Особенности батиметрии южного, наиболее глубоководного сегмента Каспия, в комбинации с анализом сейсморазведочных и других данных не позволяют получить какие либо однозначные подтверждения происходящих в данное время или палео-субдукционных процессов. Наличие в недалёком прошлом активного магматизма в системе Эльбурса может иметь и другие объяснения кроме подтверждения процессов субдукции. Однако, вероятность наличия локального поддвига отдельных сегментов погружающейся Южно-Каспийской коры под граничные участки более мощной континентальной коры весьма высока. В плане динамики глобальных напряжений данного участка литосферы, требуются более детальные и многолетние сверхточные измерения (GPS), т.к. одни исследователи признают доминирующими силы растяжения другие основное внимание обращают на признаки сжатия.

Варианты недавнего рифтинга и спрединга в Южном Каспии обсуждаются с одновременным общим пониманием того, что Южно-Каспийская впадина является очень глубокой, но относительно небольшой по площади депрессией, расположенной в зоне развития Альпийско-Гималайского орогенного пояса, в котором последние 20 миллионов лет явно преобладают процессы горообразования. т.е., в масштабе происходящих вокруг, в непосредственной близости, тектонических процессов, Южный Каспий это относительно локальное явление с обратным знаком тектонических движений.

4. Предварительные тезисы

4.1 Используя терминологию Ларина В.Н., Южный Каспий это зона современного, локального «тектоногена», характеризуемого недавним экстремальным погружением. Генерация большого количества УВ свидетельствует о том, что Ю. Каспийская впадина является современной действующей зоной водородной дегазации астеносферы, представляет собой процесс накопления и «заглатывания» осадков в депрессионной воронке, начавшей своё быстрое развитие в олигоцене, связанное с уменьшением объёма астеносферы в зоне существующего «тектогена» за счёт воздействия водородного потока. Наличие в настоящее время положительной амплитуды верхней границы астеносферы в

районе впадины может говорить о том, что процесс, активного погружения и водородной дегазации вошёл в завершающую стадию.

В дальнейшем, в зависимости от динамики водородной дегазации верхней мантии в зоне Южно-Каспийской впадины, возможно развитие орогенеза с воздыманием погруженной части и формированием массива, примыкающего к системам Копетдага, Эльбурса и Кавказа с востока, юга и запада и граничащего с Прибалхано-Апшеронской зоной поднятий на севере, либо более эволюционное развитие Южного Каспия, близкое к варианту крупной межгорной впадины с обрамляющими второстепенными горными сооружениями, которые ещё больше проявятся позже в результате окончательного изостатического выравнивания. Результатом прошедшей стадии изостатического выравнивания является, например, формирование Прибалхано-Апшеронской зоны поднятий.

Развитие того или иного варианта зависит от энергии и стабильности водородного потока в данном участке мантии и коры.

4.2 Южно-Каспийская впадина не является уникальным геологическим объектом в масштабе развития планеты. В процессе геологической истории через подобную стадию, по-видимому, прошли различные участки земной коры. Накопление мощных толщ осадков в зонах развития «тектоногенов» в период «наводораживания» астеносферы сопровождается, в дальнейшем, процессами краевого изостатического выравнивания и дальнейшим орогенезом в результате миграции водорода из верхней мантии. Все геосинклинальные пояса, возможно, являются застывшими «проекциями» зон развития и движения «тектоногенов».

4.3 Южно-Каспийская впадина, вероятно, находится на близкой к максимальной и/или близкой к завершению стадии водородной дегазации. Это подтверждается обширным наличием производных водорода в центральной и периферийных зонах литосферы Южного Каспия, включая углеводороды (особенно метан), гидраты и глубинные подземные воды низкой минерализации. В пользу этого предположения свидетельствует и наличие явной положительной амплитуды сегодняшней поверхности астеносферы в районе впадины.

4.4 Центральная, наиболее погружённая часть Южно-Каспийской мегавпадины, рассматривается автором как зона максимальной газовой аккумуляции. На глубинах 50-30 км в интервале непосредственного контакта водородопотока, поступающего из астеносферы, с метаморфическими породами (базальтовый слой) в присутствии различных катализаторов происходит формирование углеводородных газов (с преобладанием метана) в результате синтеза в условиях высоких температур и давлений. Затем углеводородный поток распределяется по тектонически активным каналам и зонам дробления коры в осадочный чехол.

В осадочном чехле флюидопоток контролируется структурными и литологическими факторами (разных порядков), контактирует с различными видами осадков и ОВ (органического вещества), разветвляясь и прорываясь по восстанию пластов и по разрывным нарушениям, провоцируя многочисленные проявления грязевого вулканизма в мезо-кайнозойских отложениях.

Нефтяные и нефтегазовые месторождения тяготеют к периферийным зонам мегавпадины. Именно с наиболее погружёнными сегментами мегавпадины связаны крупные газовые месторождения, а также зоны формирования гидратов.

4.5 Чем глубже открытое углеводородное месторождение, тем больше шансов у него на восполнение запасов. В данном случае речь идёт, в первую очередь, о глубоких газовых месторождениях. Это возможно именно в зонах активного выхода глубинного флюидопотока. Данное предположение возможно заставит переосмыслить задачи создания новых видов и поколений бурового оборудования и материалов, позволяющих безаварийно строить и эксплуатировать скважины глубиной 10 и более тысяч метров.

Конечно, идея открытия в Южном Каспии на досягаемой глубине неисчерпаемой залежи чистого водорода вряд ли имеет сегодня право на жизнь. Однако, открытие значительных по запасам залежей метана, расположенных в ослабленных участках коры, находящихся над зонами водородной дегазации вполне реально.

Такие залежи могут иметь возможность длительной по времени и интенсивной по объёму подпитки «свежим» метаном.

В региональном плане впадины, зоны глубинного флюидопотока должны, в какой- то степени, фиксироваться по ореолам распространения газовых месторождений, расположенных на больших глубинах. Нефтяные месторождения располагаются в периферийных зонах, примыкающих к зонам формирования газовых скоплений, и/или на меньшей глубине относительно газовых залежей. Однако, необходимо принимать в учёт влияние вертикальной миграции по разрывным нарушениям, которая играет существенную роль в миграции и переформировании как газовых так и нефтяных залежей, а также воздействие на данный процесс грязевых вулканов. Залежи газа могут быть обнаружены на глубинах до 15 км и более.

Задачи планируемых исследований включают в себя:

A. Изучение признаков распределения водородного и флюидного потока в центральной и периферийных зонах впадины
B. Рассмотрение вариантов глубинной миграции флюидов на основе новых геодинамических представлений о развитии Южного Каспия.
C. Изучение и моделирование механизмов латеральной и вертикальной миграции и аккумуляции в отложениях Мезозоя и Кайнозойской толще с учётом выявленных закономерностей глубинной миграции флюидов.
D. Изучение роли грязевого вулканизма в миграционном процессе, а также в процессе формирования и разрушения залежей УВ.
E. Изучение возможности разогрева мезозойских отложений в зонах повышенного флюидопотока и генерации «вторичных» мезозойских углеводородов.
F. Изучение структуры и иерархии пород-покрышек мезо-кайнозойского комплекса в формате модели глубинного флюидопотока.
G. Выбор новых поисковых критериев при планировании сейсморазведочных работ и всех других видов исследовательских работ: зоны движения глубинных флюидов (ЗДГФ), зоны дробления, тектонически ослабленные зоны, тектонически активные зоны в нижней части осадочного чехла, зоны наличия гидратов, зоны активизации и палеозоны развития грязевого вулканизма, зоны неотектонической активизации.
H. Разработка новых вариантов комплексирования региональных и детальных полевых исследований, включая сейсморазведочные, геохимические, термометрические, гравиметрические, магнитометрию, космосъёмку, GPS мониторинг и др. виды исследований.
I. Выявление и рассмотрение тектонических нарушений с точки зрения различных комбинаций каналов для вертикальной миграции, сочетания вертикальной миграции с латеральной миграцией, рассмотрение в связи с этим на перспективность тектонических, литологических, стратиграфических и смешанных типов ловушек для залежей углеводородов.
J. Выявление признаков «законсервированных», «транзитных» и «восполняемых» залежей углеводородов.
K. Уточнение нефтегазогеологического районирования Южного Каспия с учётом новых взглядов на геодинамическое развитие региона.

Итоги

Предварительной рассмотрение и анализ имеющейся геолого-геофизической информации по Южно-Каспийскому региону в формате концепции глобальной дегазации Земли, включая гипотезу гидридной Земли предложенную Лариным В.Н., позволяет уже на предварительной стадии такого изучения выявить определённую коррелируемость развития Южно-Каспийского региона с базисными положениями концепции глубинного флюидопотока и глобальной дегазации Земли. Автором предложен собственный вариант геодинамического развития Южно-Каспийской впадины.

Выводы

Предлагается новый взгляд на динамику геологического развития Южного Каспия, а также методология и постановка задач для рассмотрения перспектив нефтегазоносности Южно-Каспийского региона на основе новых взглядов на геодинамическое развитие этой территории.

Список используемой литературы

1. Артюшков Е.В. Образование сверхглубокой впадины в Южном Каспии вследствие фазовых переходов в континентальной коре // Геология и геофизика, 2007, № 12.
2. Артюшков Е.В. Механизм образования нефтегазоносных бассейнов. Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ. Москва: ГЕОС, 2002.
3. Гаврилов В.П. Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях // Геология нефти и газа, 2008, № 1.
4. Дмитриевский А.Н., Валяева Б.М. Эндогенные факторы в генезисе скоплений углеводородов. Генезис углеводородных флюидов и месторождений. 2006.
5. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Углеводородная дегазация через дно океана: локализованные проявления, масштабы, значимость. Дегазация Земли и генезис

углеводородных флюидов и месторождений. Москва: ГЕОС, 2002. С. 7–36.
6. Дмитриевский А.Н. Энергетика, динамика и дегазация. 2009.
7. Клещёв К.А., Петров А.И., Шеин В.С. Геодинамика и новые типы природных резервуаров нефти и газа. Москва: Недра, 1995.
8. Клещёв К.А., Шеин В.С., Славкин В.С. Новая концепция геологического строения и нефтегазоносности Западной Туркмении // Геология нефти и газа. 1992. №5.
9. Ларин В.Н. Наша Земля (Происхождение, состав, строение и развитие изначально гидридной Земли). Москва: Агар, 2005.
10. Милановский Е.Е. Рифтогенез в истории Земли: Рифтогенез в подвижных поясах. М.: Недра, 1987. 298 с.
11. Муратов М.В. Тектоника и история развития Альпийской геосинклинальной области юга Европейской части СССР и сопредельных стран. 1949.
12. Мурзагалиев Д.М. Геодинамика Каспийского региона и её отражение в геофизических полях // Геология нефти и газа. 1998. № 2.
13. Родкин М.В. Флюидогеодинамическая модель литосферы Южного Каспия // Геотектоника. 2003. № 1. С. 43–53.
14. Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов. Москва: Научный мир, 2000.
15. Хаин В.Е. Проблема происхождения и возраста Южно-Каспийской впадины и ее возможные решения // Геотектоника. 2005. № 1. С. 40–44.
16. Хаустов В.В., Диденков Ю.Н. Об аномальных гидрохимических разрезах региона Южно-Каспийской впадины.
17. Хаустов В.В. Роль глубинной геодинамики в формировании гидролитосферы (на примере Каспийско-Кавказского сегмента Альпийско-Гималайского подвижного пояса). диссертация д.г.м.н. 2011.
18. Jackson J., Priesley K., Allen M., Berberian M., Geoph. J. Active tectonics of the South Caspian Basin. Int., 2002.
19. Knapp C., Knapp J., Connor J. Crustal-scale structure of South Caspian Basin revealed by deep seismic reflection profiling. Marin and Petroleum Geology, 2004, issue 21.
20. Mark B. Allen, S. Jones, A. Ismail-Zade, M. Simmons. Onset of subduction as the cause of rapid Pliocene-Quaternary subsidence in the South Caspian basin Geology, 2002, issue 9.
21. Rits J.F., Nazari H., Ghassemi A., etc. Active transtension inside central Alborz: A new insight into northern Iran–southern Caspian geodynamics. Geology, 2006, issue 34(6).

ENGLISH **GEOLOGY**

The South Caspian oil and gas perspectives study based on new conception of the regional geodynamic development

UDC 551

Authors:
Igor V. Shevchenko — c.g.m.s., technical director[1]; ivshevch@dol.ru

[1]KorSarNeft, Moscow, Russian Federation

Abstract
The region of South Caspian Sea is considered one of the most perspective oil-and-gas bearing basins of the world. In spite of certain volumes of seismic works and deep drilling executed in the last decades, the discussion of modern researchers about history of South Caspian geological development is distant from the completion.
Existent conceptions of geodynamic development of South Caspian are varied, contradictory and while did not allow to form a common idea about mechanisms and features of development of the South-Caspian depression the being characterized greatest depth of sedimentary cover.
Today the main activity on hydrocarbon development of South Caspian is concentrated in the Pribalkhan-Apsheron elevations area, well studied as early as 70th. The results of marine exploration works are got it is the last years difficult to examine, as unambigiuous in the plan of coefficients of success. Ambiguousness of these results, probably related to absence of the complete and deep understanding of prospects of the oil-and-gas perspectives, especially in the insufficiently known areas of South Caspian depression. The result of this situation is relatively subzero rates of geological study of South Caspian and slow down the involving of enormous hydrocarbon potential of this region into industrial development, taking into account high geological and technical risks.

Materials and methods
The article is the detailed review of oil and gas geological scientific community look development in the flow of the last decades on geological history of the South-Caspian , and plugs in itself the analysis of key contradictions, divergences and fellow-feeling of present at different groups scientists in relation to a dynamics and mechanisms of forming of the South-Caspian depression.

Results
Preliminary consideration and analysis of present geological and geophysical information on the South-Caspian region in the format of conception of Earth global degassing, including the hypothesis of hydride Earth suggested by V.N.Larin , already on the preliminary stage of such study to educe certain correlation between development of the South-Caspian region with base statements of conception of deep fluid flow and Earth global degassing . The own variant of geodynamic development of the South-Caspian depression an author.

Conclusions
New view is offered on the dynamics of geological development of South Caspian , and also methodology and raising of tasks for consideration of prospects of the oil-and-gas bearing of the South-Caspian region on the basis of new looks to geodynamic development of this territory.

Keywords
South Caspian, geodynamics, oil and gas perspectives, deep fluids flow, earth Global Degassing, hydride Earth, hydrogen

References
1. Artyushkov E.V. *Obrazovanie sverkhglubokoy vpadiny v Yuzhnom Kaspii vsledstvie fazovykh perekhodov v kontinental'noy kore* [Education super-deep in the South Caspian basin as a result of phase transitions in the continental crust]. Geology and Geophysics, 2007, issue 12.
2. Artyushkov E.V. *Mekhanizm obrazovaniya neftegazonosnykh basseynov. Degazatsiya Zemli: geodinamika, geoflyuidy, neft' i gaz* [The mechanism of formation of oil and gas basins. Degassing of the Earth: Geodynamics, geofluids, oil and gas]. Moscow: *GEOS*, 2002.
3. Gavrilov V.P. *Vozmozhnye mekhanizmy*

estestvennogo vospolneniya zapasov na neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniyakh [Possible mechanisms of natural recharge in the oil and gas deposits]. Oil and Gas Geology, 2008, issue 1.
4. Demetrius A.N., Valyaeva B.M. *Endogennye faktory v genezise skopleniy uglevodorodov. Genezis uglevodorodnykh flyuidov i mestorozhdeniy* [Endogenous factors in the genesis of hydrocarbon accumulations. The genesis of hydrocarbon fluids and deposits]. 2006.
5. Demetrius A.N., Valyaev B.M. *Uglevodorodnaya degazatsiya cherez dno okeana: lokalizovannye proyavleniya, masshtaby, znachimost'. Degazatsiya Zemli i genezis uglevodorodnykh flyuidov i mestorozhdeniy* [The hydrocarbon degassing through the bottom of the ocean: the localized manifestation of the scale, significance. Degassing of the Earth and the genesis of hydrocarbon fluids and deposits]. Moscow: *GEOS*, 2002, pp. 7–36.
6. Demetrius A.N. *Energetika, dinamika i degazatsiya* [Energy, dynamics and degassing]. 2009.
7. Kleshchev KA, Petrov A.I., Shein V.S. *Geodinamika i novye tipy prirodnykh rezervuarov nefti i gaza* [Geodynamics and new types of natural reservoirs of oil and gas]. Moscow: *Nedra*, 1995.
8. Kleshchev K.A., Shein V.S., Slavkin V.S. *Novaya kontseptsiya geologicheskogo stroeniya i neftegazonosnosti Zapadnoy Turkmenii* [The new concept of the geological structure and petroleum potential of Western Turkmenistan]. Oil and Gas Geology, 1992, issue 5.
9. Larin V.N. *Nasha Zemlya (Proiskhozhdenie, sostav, stroenie i razvitie iznachal'no gidridnoy Zemli)* [Our Earth (Genesis, composition, structure and development of the originally hydrated Earth)]. Moscow: *Agar*, 2005.
10. Milanovsky E.E. *Riftogenez v istorii Zemli: Riftogenez v podvizhnykh poyasakh* [Rifting in the history of Earth: the rifting in the mobile belts]. Moscow: *Nedra*, 1987, 298 p.
11. Muratov M.V. *Tektonika i istoriya razvitiya Al'piyskoy geosinklinal'noy oblasti yuga Evropeyskoy chasti SSSR i sopredel'nykh stran* [Tectonics and evolution of the Alpine geosynclinal region south of the European part of the USSR and adjacent countries]. 1949.
12. Murzagaliev D.M. *Geodinamika Kaspiyskogo regiona i ee otrazhenie v geofizicheskikh polyakh* [Geodynamics of the Caspian region and its reflection in geophysical fields]. Oil and Gas Geology, 1998, issue 2.
13. Rodkin M.V. *Flyuidogeodinamicheskaya model' litosfery Yuzhnogo Kaspiya* [Flyuidogeodinamicheskaya model of the lithosphere of the South Caspian] Geotektonika, 2003, issue 1, pp. 43–53.
14. Hain V.E. *Tektonika kontinentov i okeanov* [Tectonics of continents and oceans]. Moscow: *Scientific World*, 2000.
15. Hain V.E. *Problema proiskhozhdeniya i vozrasta Yuzhno-Kaspiyskoy vpadiny i ee vozmozhnye resheniya* [The origin and age of the South Caspian Basin and its possible solutions]. Geotektonika. 2005. issue 1, pp. 40–44.
16. Haustov V. N. Didenkov U.N. *Ob anomal'nykh gidrokhimicheskikh razrezakh regiona Yuzhno-Kaspiyskoy vpadiny* [Anomalous hydrochemical sections of the region of the South Caspian Basin].
17. Haustov V.V. *Rol' glubinnoy geodinamiki v formirovanii gidrolitosfery (na primere Kaspiysko-Kavkazskogo segmenta Al'piysko-Gimalayskogo podvizhnogo poyasa)* [The role in the formation of deep geodynamics hydrolithosphere (for example, the Caspian-Caucasus segment of the Alpine-Himalayan mobile belt)]. Dissertation d.g.m.n., 2011.
18. Jackson J., Priesley K., Allen M., Berberian M., Geoph. J. Active tectonics of the South Caspian Basin. Int., 2002.
19. Knapp C., Knapp J., Connor J. Crustal-scale structure of South Caspian Basin revealed by deep seismic reflection profiling. Marin and Petroleum Geology, 2004, issue 21.
20. Mark B. Allen, S. Jones, A. Ismail-Zade, M. Simmons. Onset of subduction as the cause of rapid Pliocene-Quaternary subsidence in the South Caspian basin Geology, 2002, issue 9.
21. Rits J.F., Nazari H., Ghassemi A., etc. Active transtension inside central Alborz: A new insight into northern Iran-southern Caspian geodynamics. Geology, 2006, issue 34 (6).

XIII ЕЖЕГОДНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ – 2013»

с 29 октября по 1 ноября 2013 года

Инновационные технологии и теоретико-экспериментальные исследования в интегрированной наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике.

по адресу: Моска, ул. Народного Ополчения, дом 38 корп.3, в конференц-зале ОАО «ЦГЭ»
организаторы конференции: ОАО «ЦГЭ», ИФЗ РАН, ООО «Геоверс»
при информационной поддержке: ЕАГО, EAGE и журналов Геофизический вестник ЕАГО, Экспозиция Нефть Газ и First Break

Приглашают вас, уважаемые коллеги — геологи и геофизики нефтегазовых и разведочных геофизических компаний, ученые и специалисты ВУЗов, НИИ и НТ центров принять активное участие в работе конференции

Геофизики и геологи нефтегазодобывающих компаний уже давно убедились в эффективности интеграции 2D, 3D сейсморазведки с ГИС и ВСП в разных модификациях и в особенности с непродольным НВСП при трехкомпонентной регистрации волн. Этой методикой с наибольшей достоверностью решаются не только поисково-разведочные задачи, но и более сложные геологические задачи, относящиеся больше к проблемам разработки и эксплуатации месторождений. При этом получаемая дополнительная петрофизическая информация позволяет уточнять геологическую и гидродинамическую модели месторождений, выполнять мониторинг режима их эксплуатации, изучать трещиноватость, пористость, проницаемость и другие характеристики коллекторов, используемые для оценки ресурсов и подсчёта запасов углеводородного сырья. Однако, есть ещё немало проблем, для решения которых геофизики вновь и вновь обращаются к углублённым теоретико-экспериментальным исследованиям в области фундаментальной теории распространения сейсмических волн, пытаясь там найти новые пути решения таких, к примеру, способов повышения разрешающей способности сейсморазведки в условиях тонкослоистого строения разреза, актуальной повсюду является проблема повышения отношения сигнал/помеха и множество других задач, как уточнение контура залежи, более точное определение места заложения новых эксплуатационных скважин, корректировка режима бурения и т.п. Эта тенденция расширения решаемых геофизикой задач естественным образом привела к расширению тематики Гальперинских чтений, наблюдаемое несколько последних лет. Востребованным и интересным оказались для комплексирования с наземно-скважинной сейсморазведкой такие относительно новые методы как микросейсмичское зондирование для изучения субвертикальных неоднородностей земной коры, или методы 3Dсейсморазведки шумящих сред и микросейсмической томографии, или микросейсмический мониторинг ГРП. Определённый интерес представили на прошлогодней конференции ГЧ-2012 результаты применения новейших разработок в программном комплексе DV-Geo — геологическое моделирование для подсчёта запасов; в технологии СВЧ (сейсморазведка высокой чёткости) в условиях сложной верхней части разреза, в программном комплексе автоматизированной корреляции разрезов; в технологиях повышения нефтеотдачи пластов с низкой проницаемостью и высокой вязкости нефтей, и много других новшеств.

На предстоящих ГЧ-2013 наряду с традиционными докладами об инновационных разработках и геологических результатах применения интегрированных наземно-скважинных наблюдений заметное место составят доклады о выше перечисленных направлениях исследований.

С подробностями хода подготовки конференции, условий участия и представления докладов Вы можете ознакомиться на сайте www.geovers.com или www.cge.ru, а также по телефонам: +7 (499) 192-8135, +7 (499) 192-6539
Председатель Программного комитета ГЧ-2013.
Мануков Виктор Сергеевич. manukov@cge.ru

УДК 550.832.54

Ядерно-геофизические методы в модификации углерод-кислородного и трехзондового импульсного нейтронного спектрометрического каротажа

К.А. Машкин
главный инженер[1]
ingeo41@mail.ru

О.Е. Рыскаль
к.г.м.н., начальник
контрольно-интерпретационной партии (КИП)[1]
ingeo41@gmail.com

А.Г. Коротченко
с.н.с. КИП[1]

Р.Г. Гайнетдинов
с.н.с. КИП[1]

В.Л. Глухов
в.н.с.[1]

А.Н. Огнев
ведущий программист[1]

П.А. Сафонов
заведующий лабораторией[1]

А.Ф. Камалтдинов
инженер-геофизик[1]

[1]ООО НПП «ИНГЕО-Сервис», Октябрьский, Россия

В настоящее время на российском геофизическом рынке практически отсутствует скважинная аппаратура для определения текущей нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов в обсаженных скважинах малого диаметра.
В работе в комплексе ядерно-геофизических методов исследования скважин рассмотрена новая модификация, представленная прибором ЦСП-3ИНГКС-76, предназначенным для решения задач контроля за разработкой нефтегазовых пластов-коллекторов в обсаженных скважинах малого диаметра, широко представленных боковыми стволами и «хвостовиками» скважин.

В настоящее время в развитии ядерно-геофизических методов каротажа обсаженных скважин основные усилия ведущих российских разработчиков геофизической аппаратуры прилагаются к разработке новых технологий геофизических исследований скважин (ГИС) с применением импульсных генераторов нейтронов, пришедших на смену радиоактивным стационарным источникам. Эти технологии включают в себя разработку и изготовление аппаратуры, сервисное обслуживание скважин, обработку и интерпретацию полученных результатов с целью составления оперативного заключения по текущему состоянию нефтегазовых пластов.

На приборостроительном предприятии ООО НПП «ИНГЕО» и в сервисной компании ООО НПП «ИНГЕО-Сервис» (г. Октябрьский, Республика Башкортостан) эти методы получили развитие в конце 90-х годов прошлого столетия. С 2003 года современный ядерно-геофизический комплекс, включающий двухзондовый импульсный нейтронный каротаж (2ИНГК/2ИННК), углерод-кислородный каротаж (С/О-каротаж) и спектрометрический гамма-каротаж (СГК) получил широкое распространение в производственных условиях на месторождениях нефти и газа. По состоянию на первый квартал 2013 г. обеспечено проведение комплекса ядерно-геофизических методов на многих месторождениях Западной Сибири, республик Коми, Татарстан и Башкортостан, Оренбургской области, Пермского Края, а также Казахстана и Беларуси. Количество исследованных скважин аппаратурой типа ЦСП (ЦСП-С/О-90, ЦСП-2ИНГК-43М, ЦСП-ГК-С-90) к настоящему времени составляет более 5 тыс. После успешного использования методов в различных геолого-технических условиях, комплекс во многих нефтегазовых компаниях получил статус обязательного, что вызвано актуальностью проблемы повышения нефтеотдачи пластов и организации прогрессивной технологии добычи углеводородного сырья в целом.

Комплекс методов в указанном варианте весьма широкое и эффективное применение нашел в обсаженных скважинах, отсутствие зоны проникновения в которых создает благоприятные условия для выполнения исследований в ближней зоне пласта, насыщенной пластовым флюидом. Ограничением в использовании комплекса является диаметр приборов ЦСП-С/О-90 и ЦСП-ГК-С-90 (100 мм), подходящий для проведения исследований в скважинах с внутренним диаметром от 110 мм. Невозможность реализации метода С/О-каротажа в аппаратуре диаметром менее 90–100 мм объясняется отсутствием на российском геофизическом рынке высокочастотного импульсного генератора нейтронов диаметром менее 70 мм.

В настоящее время, взамен стандартных технологий 2ИНГК и 2ИННК, ядерно-геофизический комплекс с импульсными генераторами нейтронов дополнен новой разработкой — комплексным прибором трехзондового спектрометрического импульсного нейтронного гамма-каротажа ЦСП-3ИНГКС-76 (или его модификацией в варианте ЦСП-3ИННКС-76).

Метод, получивший наименование 3ИНГКС, реализует стандартную технологию 2ИНГК/2ИННК, а также спектрометрию гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов (ГИРЗ) и нейтронной активации по кислороду (НАК) для оценки элементного состава горных пород и пластовых флюидов, включая массовое содержание водорода, хлора, кислорода и кремния, а также спектрометрию естественного гамма-излучения (СГК) с регистрацией содержания естественных радиоактивных элементов U, Th, K.

Прибор изготавливается в диаметре по защитному кожуху 76 мм и может использоваться в обсаженных скважинах внутренним диаметром от 86 мм (в открытом стволе — от 100 мм), включая «хвостовики», боковые и горизонтальные стволы. [1, с. 20]

Прибор эксплуатируется с трехжильным каротажным кабелем и импульсным генера-тором нейтронов ИНГ-10-20-120/150.

Прибор оснащается двумя зондами ИНГК (или ИННК), зондом ИНГКС с регистраци-ей спектрометрии ГИРЗ, зондами СГК и НАК в виде дополнительного модуля в нижней ча-сти прибора.

Применение технологии 2ИНГК/2ИННК в комплексе с параметрами ГИРЗ, СГК и НАК в одном приборе направлено на решение следующих задач с более высоким качественным уровнем:

- определение характера насыщения коллекторов по стандартным методам 2ИНГК/2ИННК, но с учетом влияния литологии;
- выделение газоносных пластов и оценка состава углеводородов в коллекторе за счет различного влияния «дефицита минерализации» по показаниям 2ИНГК/2ИННК и спектрального состава ГИРЗ зонда ИНГКС;
- оценка элементного состава горных пород;
- количественное определение

коэффициента нефтенасыщенности коллекторов через текущую минерализацию пластового флюида при отсутствии пресных закачек;
- выделение интервалов поступления пресных вод в нефтеносные пласты при поддержании пластового давления;
- определение наличия и направления перетока флюида при нарушении целостности цементного кольца;
- выделение радиогеохимических аномалий.

На сегодняшний день прибор ЦСП-3ИНГКС-76 является альтернативой существую-щим приборам С/О-каротажа именно для скважин малого диаметра.

Направление по созданию комплексных приборов является особенно перспективным в современных условиях, когда одна спускоподъемная операция аппаратуры позволяет получить максимум информации за минимальное время. Это соображение приобретает особое значение при каротаже боковых стволов и наклонных и

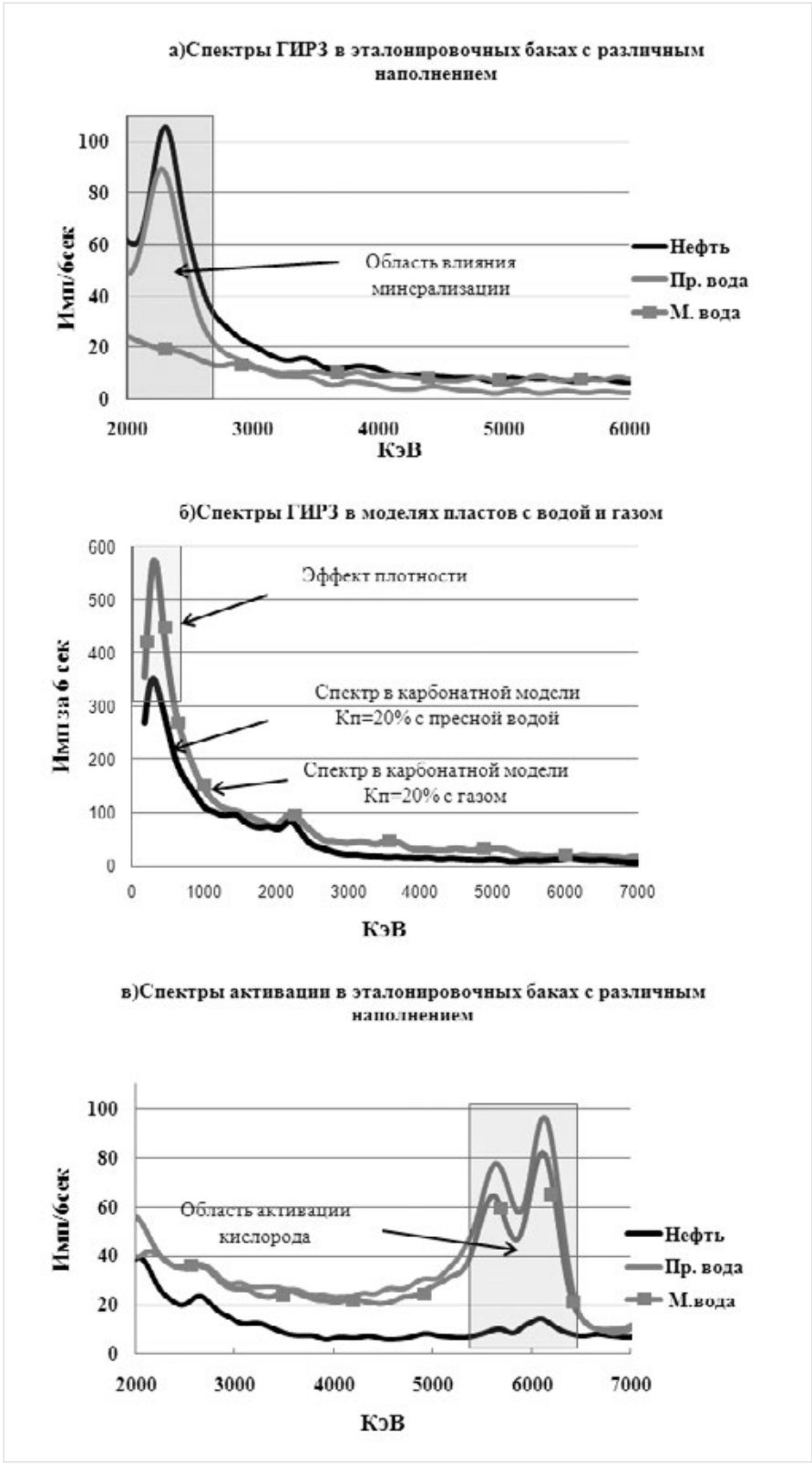


Рис. 1 — Спектры в моделях пластов с различным наполнением

Материалы и методы

1. Определение текущей нефтегазонасыщенности пород-коллекторов в скважинах, обсаженных колонной диаметром более 110 мм проводится комплексом ядерно-геофизических методов, включающим углерод-кислородный каротаж (С/О-каротаж), двухзондовый импульсный нейтронный гамма-каротаж, спектрометрический гамма-каротаж. Аппаратура: цифровые скважинные приборы ЦСП-С/О-90, ЦСП-2ИНГК-43м, ЦСП-ГК-С-90, соответственно.
2. Определение текущей нефтегазонасыщенности пород-коллекторов в скважинах, обсаженных колонной диаметром менее 110 мм проводится методом трехзондового спектрометрического импульсного нейтронного гамма-каротажа, спектрометрического гамма-каротажа, нейтронного активационного каротажа. Аппаратура: комплексный цифровой скважинный прибор ЦСП-3ИНГКС-76.

Ключевые слова
ядерно-геофизические методы, импульсный нейтронный каротаж, интерпретация данных ГИС, оценка текущей нефтегазонасыщенности, контроль за разработкой, диаметр скважины

горизонтальных скважин, который всегда проводится в осложненных условиях и требует для своего исполнения минимального количества спускоподъемных операций для предотвращения аварийных ситуаций при максимально возможной информативности проводимых исследований.

Как известно, в С/О-каротаже проводится изучение энергетических и временных распределений плотности потока гамма-излучения, возникающего в результате различных нейтронных реакций на ядрах породообразующих элементов в процессе гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) на высоких энергиях и гамма-излучения радиационного захвата (ГИРЗ) на низких энергиях. Регистрация линий углерода и кислорода обеспечивается спектром ГИНР, основных породообразующих элементов — спектром ГИРЗ. В методе ЗИНГКС с низкочастотным генератором регистрация спектра ГИНР отсутствует, регистрируются гамма-излучение ИНГК, спектры ГИРЗ, НАК и СГК.

Вид регистрируемых спектров ГИРЗ и НАК зависит от частоты работы генератора и параметров временных окон регистрации. Для идентификации типа флюида, заполняющего поровое пространство коллектора, использованы области гамма-излучения от элементов водорода (Н), кислорода (О), хлора (Cl), присутствие и доля которых в поровом пространстве определяет наличие нефти, пресной или минерализованной воды. Примеры основных спектров в моделях, представленных пресной, минерализованной водой, нефтью и газом, показаны на рис. 1а-1в.

По результатам анализа экспериментальных работ для оценки минерализации выбрана энергетическая область спектра ГИРЗ, отражающая содержание водорода и хлора (рис. 1а). Зависимость определяемого параметра от минерализации пластового флюида близка к линейной, слабо зависит от литологии за счет использования области спектра, практически свободного от основных линий породообразующих элементов, и требует лишь введения по-правки за пористость. Использование зависимости «параметра минерализации» от минерализации флюида упрощает и повышает однозначность интерпретации в неоднородных геологических разрезах при оценке характера насыщения.

Энергетическая область в мягкой части спектра ГИРЗ отражает эффект плотности (рис. 1б), который проявляется при наличии газонасыщенности. «Дефицит плотности» наряду с «дефицитом водородосодержания» лежит в основе оценки газонасыщенности коллекторов.

При отсутствии спектра ГИНР, в котором выделяется пик углерода, аппаратурой ЦСП-ЗИНГКС-76 регистрируется спектр нейтронной активации по кислороду (НАК), в котором выделяются пики кислорода и кремния. С использованием этой информации выполняется оценка текущей нефтенасыщенности при низкой или произвольной минерализации пластовых или закачиваемых вод. В основе реализованного метода НАК лежит явление искусственной радиоактивности, которое состоит в образовании радионуклидов при облучении вещества быстрыми нейтронами. Происходящие ядерные реакции сопровождаются гамма-излучением различных энергий, спектр которого регистрируется прибором (рис. 1в).

Скорость каротажа и длина зондового расстояния спектрального модуля НАК подобраны таким образом, чтобы достаточно надежно в скважине регистрировалось излучение как от кислорода, так и от кремния, ядерные реакции от которых имеют разные периоды полураспада. Аппаратурные характеристики прибора подобраны опытным путем и обеспечивают достаточно надежный результат. При этом определяются параметры, отражающие как литологическую характеристику разреза скважины, так и

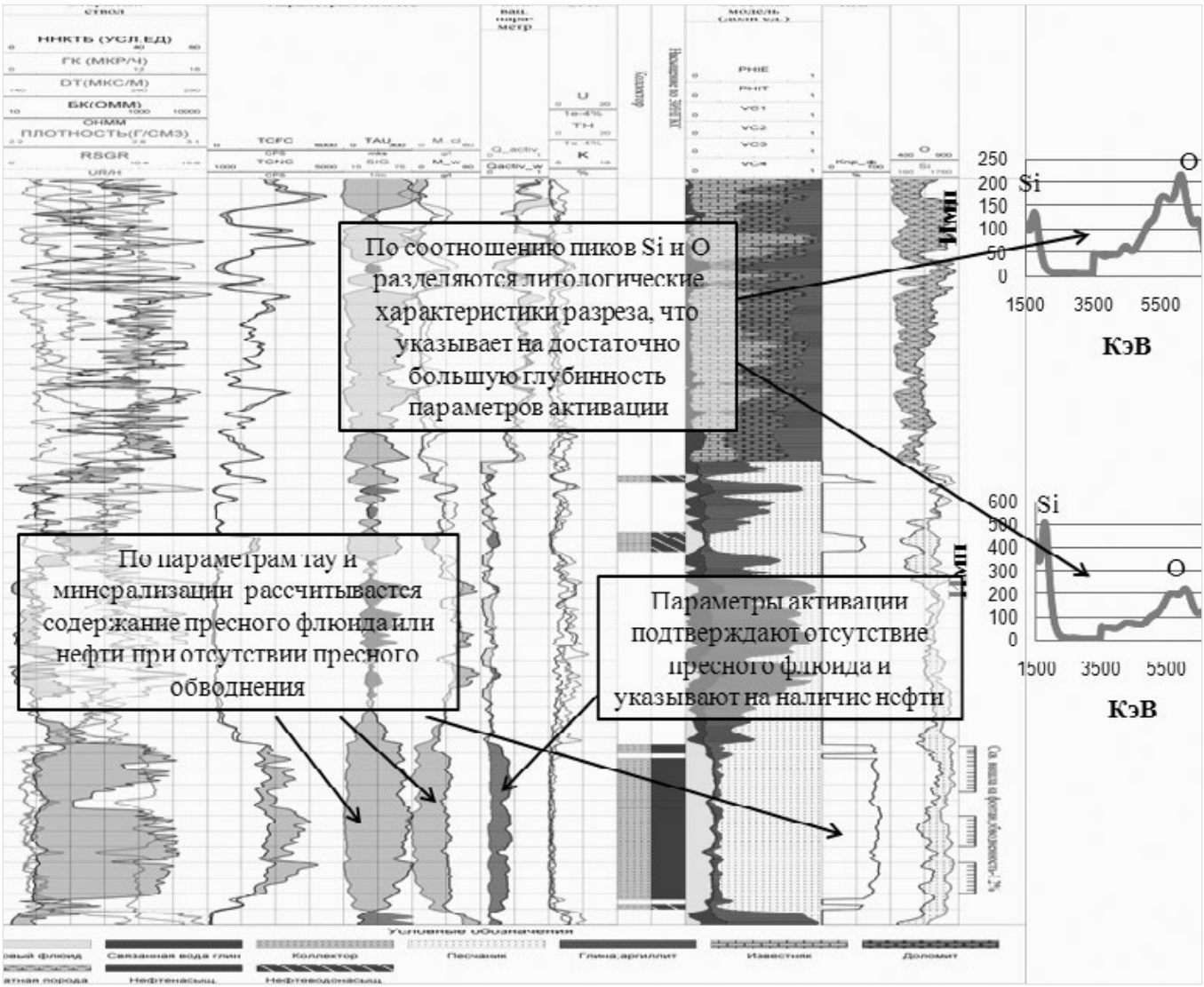


Рис. 2 — Результаты интерпретации данных метода ЗИНГКС в скважине (Пермский Край)

характер насыщения порового пространства или ближней зоны (при недостатке глубинности и наличия нерасформировавшейся зоны проникновения).

Опробование аппаратуры ЦСП-3ИНГКС-76 проведено как в открытом стволе, так и в обсаженных скважинах малого диаметра нефтегазовых месторождений Пермского Края. Как показал анализ выполненных исследований, полученные результаты хорошо согласуются с данными освоения скважин. Пример оценки характера насыщения по результатам 3ИНГКС приведен на рис. 2. На рисунке обозначены основные интерпретационные признаки для литологической характеристики разреза скважины и характера насыщения коллекторов. Интервалы выделенных нефтенасыщенных коллекторов при освоении продуктивных пластов работают нефтью с обводнением 1%, что подтверждает результаты интерпретации данных метода 3ИНГКС.

Итоги

В сложных геолого-технических условиях при отсутствии возможности записи С/О-каротажа, текущая нефтегазонасыщенность впервые оценивается на основании комплексного использования параметров минерализации и нейтронной активации кислорода при низкой или произвольной минерализации пластовых или закачиваемых вод. Эффективность нового метода доказана в ходе опытных работ на нефтегазовых месторождениях Пермского края.

Выводы

Разработанная методика оценки текущей нефтенасыщенности пород-коллекторов в обсаженных скважинах малого диаметра, реализованная в комплексной скважинной аппаратуре ЦСП-3ИНГКС-76 и специализированном программном обеспечении для интерпретации параметров, полученных при проведении каротажа, может быть использована как перспективное направление дальнейшего развития ядерно-геофизических методов исследования эксплуатационных скважин.

Список используемой литературы

1. Машкин К.А., Рыскаль О.Е., Коротченко А.Г., Гайнетдинов Р.Г., Глухов В.Л., Огнев А.Н., Шабиев И.Х. Расширение области применения ядерно-геофизических методов в сложных геолого-технических условиях //Каротажник. Тверь: АИС, 2012. № 4. С. 19–28.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

Nuclear well logging methods in the modifications of carbon-oxygen log and 3-sondes spectral pulsed neutron log

UDC 550.832.54

Authors:
Konstantin A. Mashkin — chief engineer[1]; ingeo41@mail.ru
Olga E. Ryskal — ph.D., chief petrophysicist[1];
Alexander G. Korotchenko — senior researcher[1];
Ramil G. Gajnetdinov — senior researcher[1];
Valeriy L. Glukhov — leading researcher[1];
Aleksey N. Ognev — leading programmer[1];
Peter A. Safonov — laboratory director[1];
Albert F. Kamaltdinov — geophysicist engineer[1];

[1]INGEO-Service R&D Co. Ltd., Oktyabrsky, Russian Federation

Abstract

Currently, in the Russian well-logging market there are practically no borehole tools to determine the current oil and gas saturation of the reservoirs in small diameter cased wells. In the complex of nuclear geophysical well logging techniques, new TsSP-3INGKS-76 tool is discussing. It is specially designed to meet the challenges of monitoring the development of oil and gas reservoirs in small diameter cased wells, widely represented by the sidetrack wells and liners.

Materials and methods

1. Determination of the current oil and gas saturation of the reservoir in wells, cased column with the more than 110 mm diameter, were carried out by the standard complex of nuclear geophysical methods, including the carbon-oxygen log (C/O-log), the two-sondes pulsed neutron-gamma ray log and spectral gamma ray log. Equipment: TsSP-C/O-90, TsSP-2INGK-43m, TsSP-GK-C-90 digital borehole tools, respectively.
2. Determination of the current oil and gas saturation of the reservoir in wells, cased column with up to 86 mm diameter, were carried out by the 3-sondes spectral pulsed neutron-gamma ray, spectral gamma ray, neutron activation logging methods. Equipment: TsSP-3INGKS-76 digital complex borehole tool.

Results

In the complicated technical and geological conditions (small diameter wells, low or arbitrary mineralization of reservoir water), without the possibility of C/O-log recording, for the first time the current oil and gas saturation is estimated based on the integrated use of the following parameters: fluids mineralization and neutron activation of oxygen. The effectiveness of the new method was provided in the course of experimental work on the oil fields in the Perm region.

Conclusions

The developed method of estimating the current oil saturation of reservoir in cased wells of small diameter, implemented in TsSP-3INGKS-76 complex borehole tool and special software, can be used as a promising direction for further development of nuclear geophysical methods for production wells logging.

Keywords

nuclear logging methods, pulsed neutron logging data interpretation, determination the current oil and gas saturation, production wells logging, the diameter of the well.

References

1. Mashkin K.A., Ryskal O.E., Korotchenko A.G., Gainetdinov R.G., Glukhov V.L., Ognev A.N., Shabiev I.Kh. *Rasshirenie oblasti primeneniya yaderno-geofizicheskikh metodov v slozhnykh geologo-tekhnicheskikh usloviyakh* [Expansion of the application scope of nuclear logs in complex geologic and technical conditions]. Karotazhnik. Tver: *AIS*, 2012, issue 4, pp. 19–28.

УДК 665.644

Управление процессом каталитического облагораживания прямогонной бензиновой фракции посредствам изменения термических параметров реакции

Е.А. Зеленская
инженер 2 категории[1], аспирант[2]
ZelenskayaEA@injgeo.ru

Т.В. Зеленская
к.т.н., доцент[2]

[1]ЗАО «НИПИ «ИнжГео», Краснодар, Россия
[2]Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

Успешное применение моторных топлив в качестве одного из основных источников энергии современного мира повлекло за собой бурное развитие нефтеперерабатывающей отрасли в целом, и, как следствие, совершенствование процессов глубокой переработки нефтяного сырья. В настоящее время каталитические процессы нефтепереработки прочно заняли лидирующие позиции среди процессов получения товарных нефтепродуктов с высокими физико-химическими показателями. В тоже время ужесточение требований к качеству моторных топлив и снижение экологической нагрузки в процессе их получения диктует необходимость разработки эффективных процессов облагораживания нефтяных фракций с малыми энергетическими затратами.

Материалы и методы
Органически модифицированный катализатор Н-ЦВК-ТМ-1327

Ключевые слова
бензин, производство, переработка нефти, сернистые соединения

На сегодняшний день производство автомобильных бензинов осуществляется сложным комплексом различных технологических процессов переработки нефти, параметры каждого из которых оказывают существенное влияние как на характеристики получаемых продуктов, так на экономические и экологические показатели. Основными технологическими параметрами в каталитическом процессе являются: состав сырьевой смеси, скорость ее подачи в реакторный блок и связанное с этой характеристикой время пребывания сырья в зоне реакции, температура, давление и характеристики катализатора.

Настоящая работа посвящена подбору оптимальной температуры процесса облагораживания низкооктановых бензиновых фракций с использованием органически модифицированного катализатора*.

В основу работы легло использование цеолитсодержащего катализатора марки ЦВК-ТМ-1327, характеризующегося высокой избирательностью в отношении превращения нормальных алканов и проявляющего каталитическую активность в процессе облагораживания низкооктановых бензиновых фракций в температурном диапазоне 350–450°С, с нанесенным на него органическим модификатором, снизившим порог температурной активности катализатора до 100–150°С.

Исследования проводились на лабораторной установке при атмосферном давлении, в температурном интервале 50–200°С.

Сырьем установки являлась бензиновая фракция с октановым числом 61 пункт по моторному методу, полученная разгонкой газового конденсата месторождения «Прибрежное» Краснодарского края, отличительной особенностью которого является низкое содержание сернистых соединений, вследствие чего предварительная подготовка сырья не проводилась. В качестве основного варьируемого параметра проведения процесса выступила температура в реакционном пространстве.

В ходе исследования установлена динамика изменения основных физико-химических характеристик катализата при изменении температуры облагораживания исходного сырья в интервале 100–150°С. Полученные образцы целевого продукта анализировались на оборудовании марки Хромотэк Кристалл-5000.1 хроматографическим методом. Результаты проведенных исследований представлены в таблице 1.

Состав полученных при различных температурах (100°С и 150°С), продуктов (рисунок 1–2), наглядно демонстрирует возможность протекания различных химических реакций в процессе облагораживания.

Процентное содержание углеводородов, представленное в виде диаграммы на рисунке 1, наглядно демонстрирует преобладание в составе катализата алканов изомерного строения, что доказывает протекание реакций изомеризации и алкилирования на активных центрах катализатора и, как следствие, значительное увеличение октанового числа продукта. Еще один несомненный плюс, выраженный в виде отсутствия в составе бензина конденсированных ароматических соединений, может быть обусловлен низкой температурой проведения процесса. В тоже время следует отметить, что наличие около 1% непредельных углеводородов позволяет сделать вывод о возможности дополнительной корректировки технологических параметров процесса с целью увеличения доли изомерных алканов в целевом продукте, посредствам реакции изомеризации на активных центрах катализатора.

Диаграмма, представленная на рисунке 2, позволяет судить о составе продукта облагораживания прямогонного бензина при температуре 150°С на модифицированном катализаторе. Преобладание в составе алканов изомерного строения и одновременное снижение количества непредельных углеводородов позволяют предположить, что в реакционной системе присутствуют

Сырье	Температура эксперимента, °С	Выход продукта, % масс.	Продолжительность эксперимента, час	Октановое число
Прямогонная бензиновая фракция	100	96	1	70
	125	98	1	64
	150	92	1	63

Таб. 1 — Физико-химические свойства катализата облагораживания прямогонной бензиновой фракции при изменении температуры процесса в интервале 100–150°С

*Работа выполнена в рамках реализации Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009 – 2013 гг.

превращения как по радикальному, так и по ионному механизмам, и образующиеся при более низкой температуре алкены успевают претерпеть изомеризацию с последующим гидрированием. Также возможен расход алкенов на реакции алкилирования и димеризации. Снижение же октанового числа катализата, происходящее при увеличении температуры процесса, может быть объяснено уменьшением содержания изоциклических углеводородов в его составе. Здесь же нельзя не отметить появление следовых количеств многоядерных аренов, что свидетельствует о возникновении реакций конденсации и как следствие значительном ухудшении экологических характеристик бензиновой фракции.

Учитывая, что ароматические соединения во многом определяют свойства и качество получаемого продукта, была установлена зависимость изменения содержания индивидуальных аренов в катализате при изменении температуры процесса облагораживания низкооктановых фракций. Следует отметить, что температура 100°С является точкой экстремума практически для всех ароматических углеводородов. В данной точке наблюдается минимальное значение выхода бензола и толуола и максимальное ксилолов. Кроме того было установлено, что дальнейший нагрев реакционного пространства ведет к увеличению содержания первого и второго, и снижению количества третьего арена в составе катализата.

Итоги

Возможно, что именнно сокращение количества высокооктановых ксилолов, (октановое число пара-ксилола составляет 110 пунктов по моторному методу), отчасти обуславливает снижение октанового числа продукта реакции при увеличении температуры облагораживания.

Выводы

Таким образом, полученные результаты указывают на возможность улучшения свойств готового продукта и его экологических характеристик посредствам изменения технологических параметров процесса, а в частности температуры его проведения.

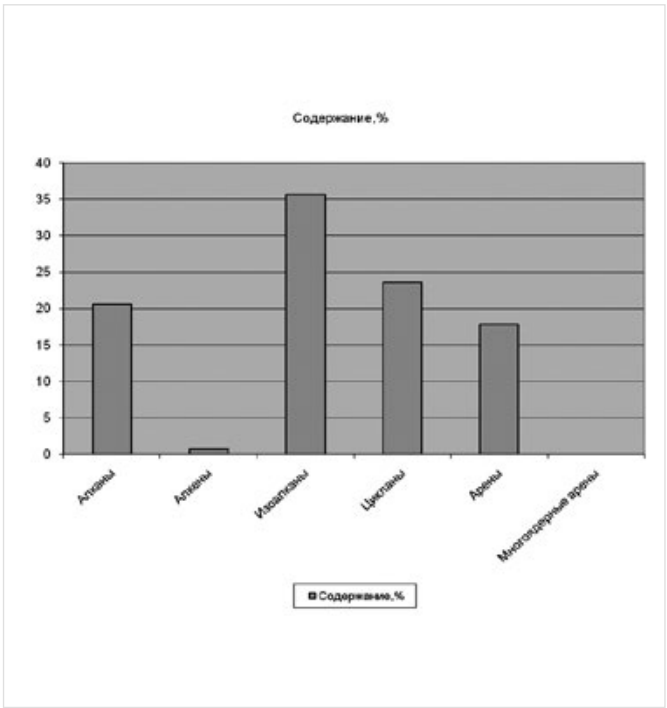


Рис. 1 — Состав катализата процесса облагораживания при температуре 100°С на органически модифицированном цеолитном катализаторе

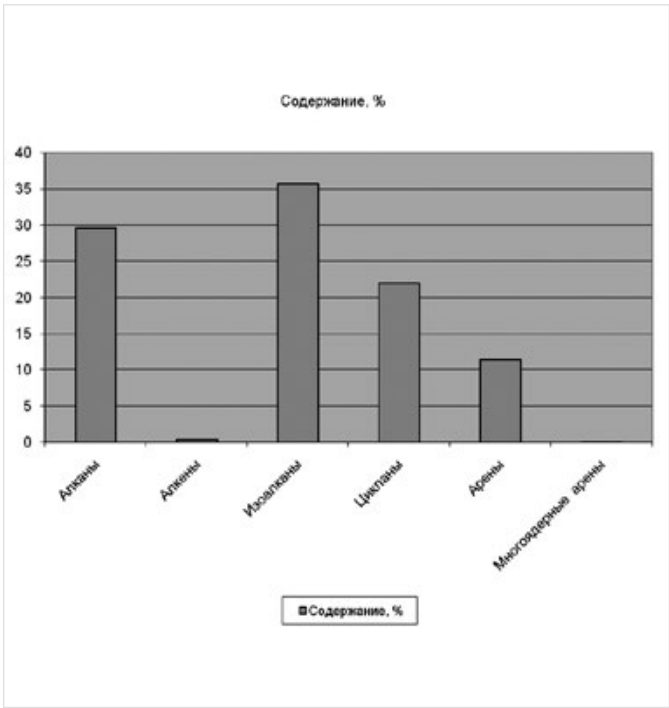


Рис. 2 — Состав катализата процесса облагораживания при температуре 150°С на органически модифицированном цеолитном катализаторе

Management of catalyst ennoblement of straight-run gasoline fractions by changing the thermal parameter reaction

UDC 665.644

Authors:
Elena A. Zelenskaya — II category engineer[1], postgraduate[2]; ZelenskayaEA@injgeo.ru
Tatyana V. Zelenskaya — ph.D., associate professor[2]; veterok1115@rambler.ru

[1]JSC "RDI" InjGeo", Krasnodar, Russian Federation
[2]Kuban State Technological University, Krasnodar, Russian Federation

Abstract

The successful use of motor fuels as a major energy source of the modern world has led to the rapid development of the oil refining industry as a whole, and as a result, improving the processes of deep processing of crude oil. Currently, catalytic refining processes firmly occupied the leading position among the processes of oil products with high physical-chemical parameters. At the same time tightening the requirements for the quality of motor fuels and the reduction of environmental burden in the course of their calls for the development of effective processes of refining oil fractions with low energy costs.

Materials and methods

Organically modified catalyst N-CVK-TM-1327

Results

Perhaps that reduction in the number of high-xylenes (octane number of para-xylene is 110 points by the motor method), and partly determines the reduction of octane number of the product by increasing the temperature of refining.

Conclusions

Thus, these results suggest the possibility of improving the properties of the final product and its ecological characteristics by changing the process parameters, in particular temperature and holding it.

Keywords

petrol, production, refining, sulfur compounds

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

УДК 621.6.058

Подогреватели нефти и газа ООО «ТюменНИИгипрогаз» — ключевой элемент «безлюдных технологий» добычи газа

Н.А. Созонов
главный конструктор[1]
sozonov@tngg.info

[1]СКБ ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

Подогреватели нефти и газа с промежуточным теплоносителем в России выпускают многие предприятия и конкуренция в данной области достаточно сильна. В этих условиях ООО «ТюменНИИгипрогаз» разрабатывает подогреватели с новыми возможностями, имеющие ряд конкурентных преимуществ, в том числе в сфере «безлюдных технологий».

Материалы и методы
Металл, полимеры. Испытания на полигоне экспериментального завода.

Ключевые слова
подогреватели нефти и газа, подготовка нефти и газа, безлюдные технологии

Показатель	ПНГ-025М1	ПНГ-050М1	ПНГ-100М1
Тепловая мощность, кВт	250	500	1000
Рабочее давление среды, МПа, не более	10		
Давление топливного газа, МПа	0,12–10		
Пропускная способность:			
• по нефти при Δt=40ºС, м³/сутки	250	500	1000
• по газу, при Δt=22ºС, тыс. ст. м³/ч	25	50	100
Температура нагрева max, ºС	75		
Вид топлива	природный или попутный газ		
Расход топливного газа, ст. м³/ч	35	70	140
Диаметр подводящих трубопроводов Ду, мм	100	100	150
Установленная мощность, кВт	3		
Габаритные размеры, мм:			
– длина	8000	8500	9000
– ширина	2800	3000	3200
– высота (с дымовыми трубами)	9000		
Масса, кг, не более	13000	17000	21000

Таб. 1 — Технические характеристики подогревателей

Подогреватели нефти и газа ПНГ-025, ПНГ-050, ПНГ-100 тепловой мощностью, соответственно, 250, 500 и 1000 кВт разработаны в ООО «ТюменНИИгипрогаз» в 2000-е годы и длительное время выпускались по заявкам потребителей. В настоящее время подогреватели модернизированы и имеют индексы, ПНГ-025М1, ПНГ-050М1, ПНГ-100М1.

Конструкция подогревателей у различных производителей во многом одинакова: это установленная на раме емкость с промежуточным теплоносителем, внутри которой установлена обычно U-образная жаровая труба (топка). К одному концу жаровой трубы крепится горелка (инжекционная или с турбонаддувом), к другому — дымовая труба. Над жаровой трубой установлен теплообменник, конструкция которого зависит от параметров подогреваемой среды. Тем не менее, у каждого производителя имеются и существенные отличия.

К особенностям конструкции подогревателей ООО «ТюменНИИгипрогаз» следует отнести то, что они изначально разрабатывались для работы в холодном климате и на неподготовленном газе со скважин. Для этого подогреватели оснащены собственной системой подготовки и редуцирования топливного газа, включающей одну или две ступени редуцирования с фильтрами-сепараторами. Топливный газ имеет подогрев от промежуточного теплоносителя. Подогреватели управляются локальной автоматической системой управления (АСУ) на базе современного промышленного контроллера, позволяющей передавать все параметры работы на верхний уровень АСУТП по интерфейсу RS-485, производить розжиг в ручном или автоматическом режиме (в том числе дистанционный) и управлять работой (степенью нагрева) с верхнего уровня. Узел подготовки топливного газа и локальная АСУ размещаются в отсеках, обогреваемых теплом работающего подогревателя. На время запуска в холодное время года подогреватели имеют систему электрического обогрева отсеков и трубопроводов. На некоторых объектах добычи нефти с наличием растворенного в ней попутного газа выгоднее не устанавливать аппараты по отделению попутного газа для подачи его в горелку подогревателя, а отбирать попутный газ непосредственно в самом подогревателе. Для этого разработана модификация подогревателей с депульсатором, в котором и происходит выделение газа для его дальнейшей подачи сначала в систему подготовки топливного газа и далее в горелку (рис. 1).

В подогревателях применена надежная инжекционная горелка собственной конструкции (патент на изобретение № 2370702, приоритет от 02.06.2008), позволяющая регулировать тепловую мощность в широком диапазоне и не имеющая таких распространенных проблем, как отрыв и проскок пламени.

Имеются система сигнализации загазованности отсеков, пожарная сигнализация, сигнализация утечек газа из теплообменника.

Система подготовки топливного газа имеет встроенный комплекс учета топливного газа на базе ротационного счетчика RVG G65 с корректором ЕК-270 (можно использовать другую модель или не использовать вовсе).

Подогреватели проходят на заводе-изготовителе огневую обкатку и наладку автоматики.

Более чем 10-летний опыт эксплуатации подогревателей нефти и газа ООО «ТюменНИИгипрогаз» на различных месторождениях показал их исключительную надежность работы, в том числе с длительным отсутствием обслуживающего персонала.

В последнее время недропользователи, занимающиеся обустройством новых объектов, стали обращать внимание на месторождения с небольшими объемами добычи, где невыгодно держать обслуживающий персонал и подводить линию электропередачи для питания автоматики. В результате была поставлена задача разработать оборудование, не требующее обслуживания в течение длительного времени («безлюдные технологии») с питанием автоматики от нетрадиционных источников электроэнергии. Связь автоматики объекта с центральной диспетчерской запланирована по радиомодему.

Извлеченный из недр газ должен пройти предварительную подготовку, позволяющую транспортировать его к потребителю или к установке комплексной подготовке газа (УКПГ). Поэтому на месторождении (кустах скважин) ставят оборудование по доведению его свойств до необходимых параметров.

Общая концепция подготовки газа на таких объектах предусматривает применение подогревателя газа как центра обогрева всего

Рис. 1а — Подогреватель ПНГ-050М1 с депульсатором

Рис. 1б — Подогреватель ПНГ-050М1

оборудования объекта, включая аппараты по подготовке газа, трубопроводы и неизменный спутник газодобычи – водометанольный раствор. При этом предусматривается питание автоматики объекта постоянным током напряжением 24В от нетрадиционных источников энергии: ветроэнергетических установок, солнечных панелей с накапливанием энергии в аккумуляторах. В нештатных ситуациях (например, излишней разрядки аккумуляторов) автоматически должен запускаться электрогенератор на базе газовой микротурбины фирмы Capstone Turbine Corporation.

Ввиду дефицита вырабатываемой электроэнергии одной из основных задач является подбор исполнительных механизмов арматуры, которые отвечали бы следующим условиям: потребляли мощность только при ее открывании-закрывании и обеспечивали работоспособность в широком диапазоне температур, в том числе при экстремально низких температурах до минус 60°С. Решением проблемы в этом случае является отказ от применения электромагнитных клапанов, потребляющих электроэнергию в открытом положении, и переход на малогабаритные электроприводы, имеющие опцию работы при экстремально низких температурах.

Датчики температуры, давления и расходомеры имеют такой же критерий выбора: с минимальной мощностью энергопотребления и для работы при минимальной температуре окружающей среды до минус 60°С.

Для подобных объектов неприменимы подогреватели, имеющие горелки с турбонаддувом – как по причине наличия постоянного потребления электроэнергии, так и в связи с необходимостью регулярного обслуживания из-за наличия трущихся деталей — в отличие от инжекционных, у которых такие детали отсутствуют.

В настоящее время ООО «ТюменНИИгипрогаз» разрабатывает подогреватель ПНГ-050М2 для таких безлюдных технологий.

Конструкция подогревателя для таких объектов обусловлена требованием иметь несколько контуров теплообменников: подогрева газа на собственные нужды (на газовую горелку), подогрева газа на установку для термической утилизации водометанольного раствора, подогрева самого водометанольного раствора, подогрева теплоносителя обогрева аппаратов и трубопроводов. Подогреватель имеет систему подготовки топливного газа, обеспечивающую качественную его подготовку для всех потребителей на объекте. При этом решен вопрос утилизации конденсата и воды, полученной при такой подготовке: конденсат периодически подается на термическую утилизацию вместе с водометанольным раствором.

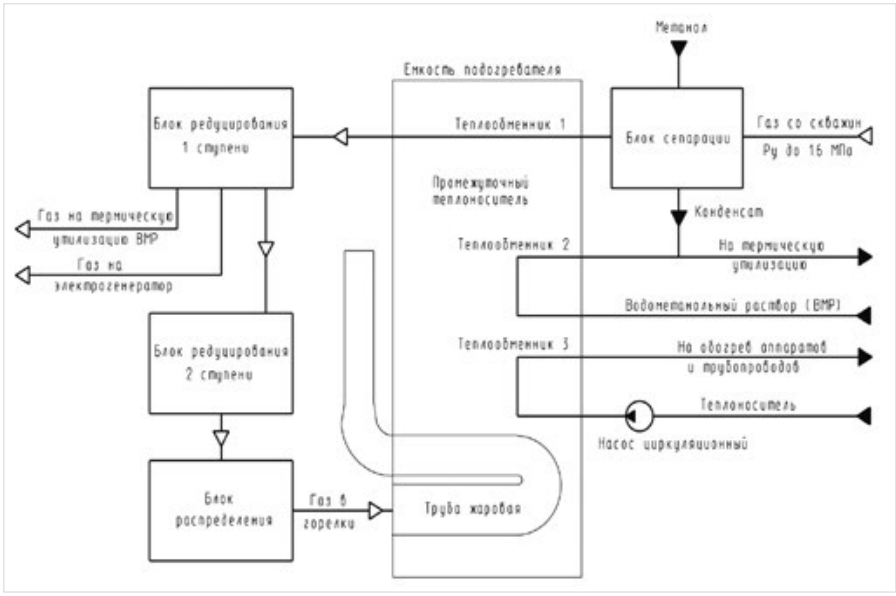


Рис. 2 — Схема подогревателя газа и жидкости для «безлюдных технологий»

В обогреваемых отсеках подогревателя находятся и все исполнительные механизмы объекта: электрозадвижки, циркуляционные насосы обогрева аппаратов и трубопроводов теплоносителем, электроприводные краны (рис. 2).

Для обеспечения полной автономности подогревателя для питания автоматики он оснащается термоэлектрогенератором, работающим от тепла продуктов сгорания и установленным на дымовой трубе (или термоэлектрогенератором с автономной горелкой). При этом для первоначального запуска необходима энергия, накопленная в аккумуляторах объекта от ветроэнергетического агрегата и солнечных панелей.

Итоги

Данная конструкция подогревателя позволяет решить основные проблемы, возникающие перед проектными институтами в процессе разработки «безлюдных технологий» добычи газа. Их внедрение позволит отказаться от затрат на обслуживающий персонал, подвод электроэнергии, а также саму электроэнергию, что будет способствовать решению поставленной правительством России задачи перехода к энергосберегающей экономике.

Выводы

Специалистами ООО «ТюменНИИгипрогаз» проработана концепция подогревателей нефти и газа для «безлюдных технологий» добычи газа. Экспериментальный завод ООО «ТюменНИИгипрогаз» может поставлять подогреватели, а также установки по термической утилизации промстоков, установки горизонтальные факельные для отработки скважин на факел, изготовленные с учетом изложенных требований.

ENGLISH **OIL REFINING**

Oil and gas heaters of TyumenNIIgiprogaz company — a key element of the "deserted technologies" of gas

UDC 621.6.058

Authors:
Nikolay A. Sozonov — CSC chief designer[1]; sozonov@tngg.info

[1]TyumenNIIgiprogaz, LLC

Abstract

Heaters of oil and gas from the intermediate coolant in Russia produced by many companies and competition in this field is quite strong. TyumenNIIgiprogaz develops heaters with new features, including in sphere of "deserted technologies".

Materials and methods

Metal, polymers.
Experimental tests at the site of the plant.

Results

This heater design allows to solve the main problems facing the design institutes in developing "deserted technologies" of gas production. Their implementation will eliminate the cost of service staff, supply of electricity, as well as the very energy that will help to resolve the problem posed by the Russian government of transition to energy-efficient economy.

Conclusions

TyumenNIIgiprogaz specialists worked out the concept of oil and gas heaters for the "deserted technologies" of gas production. The pilot plant of "TyumenNIIgiprogaz" LLC can deliver heaters and heat recovery plant for industrial waste, install horizontal wells for testing flare to flare made with regard to the above requirements.

Keywords

oil and gas heaters, preparation of oil and gas, deserted technology

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 ведется 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 м³/ час):

- насосная станция исходных стоков;
- осадитель, совмещенный с песколовкой;
- подземные бетонные аварийно-регулирующие резервуары (V=10 000 м³);
- 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 м³) для обеспечения стабильного расхода на последующих этапах не более 400 м³/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 м³/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 400м3/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,

Рис. 1 — Строящиеся очистные сооружения Антипинского НПЗ

Рис. 2 — Строящиеся очистные сооружения Антипинского НПЗ

которая содействует образованию биомассы с увеличенной 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)

Рис. 3 — Строящиеся очистные сооружения Антипинского НПЗ

- 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.

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

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

ГеоИнТЭК
многопрофильное предприятие

МП «ГеоИнТЭК» – нефтегазосервисная компания.

Специализируется на исследованиях нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин, лабораторном исследовании пластовых флюидов (УВ); супервайзерском сопровождении процесса строительства, освоения и испытания скважин; проведению работ по пробной эксплуатации скважин; освоению и исследованию скважин с применением струйных насосов; экологическом сопровождении организаций ТЭК. Научно-исследовательская работа.

Владимир БОРИСОВ, генеральный директор МП «ГеоИнТЭК», президент Тюменской Ассоциации нефтегазосервисных компаний, член Высшего Экологического Совета при Комитете по природным ресурсам, природопользованию и экологии Госдумы РФ

Предоставление высококвалифицированных услуг - определяющий фактор качества.

ООО МП «ГеоИнТЭК».
625062, РФ, Тюменская область, город Тюмень, ул. Самарцева, 18.
Тел.: +7 (3452) 329-178, 317-603; Факс: +7 (3452) 328-119
E-mail: geointek@geointek.ru
www.geointek.ru

проВИТА

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ * ПРОВИТА *

Производство оборудования для нефтегазовой отрасли :

- Адсорбционные установки для производства газообразного азота и кислорода.
- Адсорбционные станции для производства азота и кислорода под давлением.

Компания выполняет проектирование, изготовление, пуско-наладочные работы, гарантийное обслуживание оборудования.
20-летний опыт работы позволяет выпускать современное, надежное и экономичное оборудование для производства азота и кислорода любой производительности и чистоты.

Тел. (812) 334-56-38
199106,Санкт-Петербург
24-ая линия В.О. д.3-7
E-mail:info@provita.ru
www.provita.ru

создавая будущее

Знаете ли вы?

Газопровод высокого давления длиной 4400 км может терять до 10 % транспортируемого газа. Технологии Honeywell позволяют сократить эти технические потери на 10–15 %, обеспечивая ежегодное увеличение объемов экспорта на 10 миллиардов рублей.

Ознакомьтесь с продукцией Honeywell!

Honeywell

Дополнительную информацию о решениях для нефтегазовой промышленности можно найти по адресу **www.honeywellprocess.com**

© Honeywell International, 2013 г. С сохранением всех прав.

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»

Качество
Гарантия
Авторитет

1131

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

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.

Новые технологии и приборы для измерения давления и температуры жидких и газовых сред

И.В. Клюев
главный инженер[1]

[1]ОАО «Теплоприбор», Рязань, Россия

Наиболее массовыми востребованными измерениями в разнообразных технологических процессах являются измерения давления и температуры.
На современном рынке приборной техники представлена весьма обширная номенклатура датчиков давления и температуры для самых различных применений во всех без исключения отраслях промышленности и в непромышленной сфере, которые разрабатывают и производят десятки отечественных компаний и сотни компаний по всему миру.

Ключевые слова
измерение давления, температура среды

Однако, все датчики давления, в частности, обладают рядом общих принципиальных конструктивных решений которые, делают практически нецелесообразным дальнейшее техническое совершенствование из-за чрезмерно высокой стоимости относительно небольших улучшений их характеристик.

К этим наиболее общим конструктивным решениям относятся следующие:

- электропитание датчика в точке измерения давления;
- обеспечение электромагнитной совместимости датчика, при этом, абсолютной независимости от электромагнитных помех достичь невозможно из-за самой природы его электронной «начинки»;
- обеспечение взрыво- и пожаробезопасности. При этом, как и в случае с электромагнитной совместимостью, по самой природе электронные устройства и электрические соединения не могут быть абсолютно взрыво- и пожаробезопасны;
- чувствительные элементы в датчиках давления тем или иным способом преобразуют величину деформации физического тела или изменения его положения в пространстве, при приложении к нему давления, в электрический сигнал через изменение промежуточных электрических параметров: сопротивления постоянному или переменному току, частоты переменного электрического тока, электрической ёмкости, величины магнитного поля др.

Однако, надёжное обнаружение и измерение с приемлемой точностью микромощных электрических сигналов ограничивается уровнем электрических шумов, являющихся неотъемлемым свойством электронной элементной базы.

Поэтому разработчики, для согласования прочностных характеристик чувствительных элементов и генерируемых чувствительными элементами электрических сигналов надёжно обнаруживаемого уровня, вынуждены прибегать к делению всего измеряемого диапазона давлений на поддиапазоны.

Это обуславливает увеличение номенклатуры приборов, отсутствие универсальности применения, усложнение алгоритмов обработки сигналов, увеличение количества настраиваемых и переключаемых режимов и параметров, и т.д., что не может не сказаться на сложности, стоимости и надёжности приборов.

- неабсолютная стабильность источников электропитания, характеристик электронных компонентов и чувствительных элементов и во времени и при изменении температурных режимов приводит к смещению нуля прибора, устанавливаемого при его калибровке. Поэтому разработчики вынуждены принимать специальные меры, направленные на обеспечение долговременной стабильности нуля, а, кроме того, вводить в конструкцию приборов устройства, предоставляющие возможность корректировки нуля в процессе эксплуатации.

Помимо этого, следует отметить существенную специфику условий работы российских компаний - производителей, которые изготавливают датчики давления при отсутствии в России современной элементной базы, полном отсутствии элементной базы специализированной под обработку сигналов чувствительных элементов датчиков давления, и, конечно, самих высокотехнологичных чувствительных элементов.

Поэтому датчики давления, производящиеся компаниями РФ, в основном представляют собой повторение с относительно невысоким качеством предыдущих поколений приборов, созданных компаниями — мировыми лидерами, причём на, опять же устаревшей, импортной элементной базе производств локализованных в КНР, на Тайване, в Малайзии и т.д. Наиболее «продвинутые» компании используют приборные корпуса из Малайзии, КНР, Таиланда, электронные блоки производства КНР, Малайзии, а чувствительные элементы КНР,

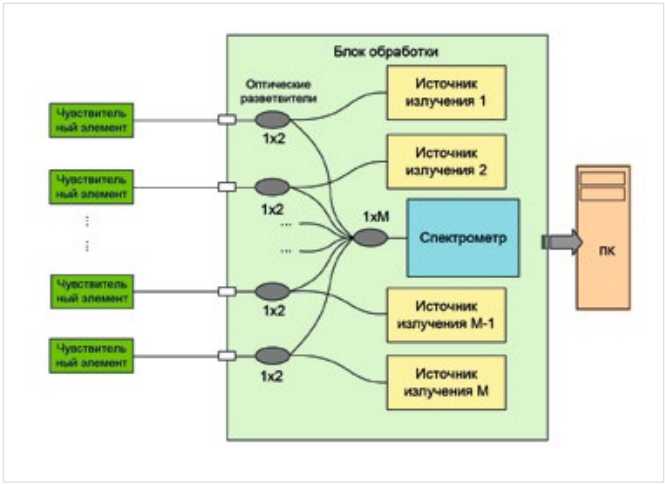


Рис. 1 — Схема системы измерения

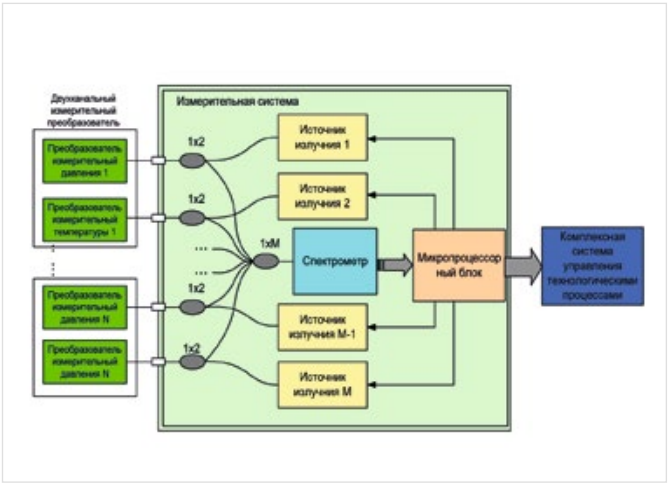


Рис. 2 — Схема системы измерения с двухканальными первичными преобразователями давления и температуры

Швейцарии, Японии и т.д.

Очень немногие компании РФ изготавливают свои электронные блоки и чувствительные элементы, которые функционально и по метрологическим характеристикам значительно уступают даже не лучшим разработкам мирового класса, а среднему мировому уровню.

Рассмотренная ситуация по датчикам давления, в частности, примерно такая же по датчикам температуры, расхода жидких и газовых сред, уровня жидких и сыпучих сред и др.

Вступление России в ВТО может ещё больше усугубить положение российских компаний – производителей датчиков и переместить их за «грань выживания», на которой они находятся.

Объективно необходимым и возможным выходом из сложившейся ситуации, является создание и освоение серийного производства датчиков давления и температуры, построенных на основе новых технологий получения и обработки информации об измеряемых значениях параметров, одной из которых является спектральное кодирование оптического излучения на основе интерферометра Фабри-Перо.

В течение 2011–2012 г.г. ОАО «Теплоприбор» на основе теоретических разработок и практически полученных результатов в институте общей физики РАН, совместно с учёными института испытал систему измерения давления и температуры с применением спектральных первичных измерительных преобразователей (чувствительных элементов) и спектрометра.

Чувствительный элемент представляет собой миниатюрный интерферометр Фабри-Перо, который связан оптоволоконным кабелем со спектрометром. Давление среды, прикладываемое к чувствительному элементу — жёсткой мембране, вызывает модуляцию широкополосного оптического спектра. Сигнал спектрометра обрабатывается контроллером, в результате рассчитывается величина давления, вызвавшая деформацию чувствительного элемента – жёсткой мембраны. Принципиальная схема системы измерения приведена на рис.1.

Результаты проведённых испытаний позволили определённо установить возможность создания и серийного освоения чувствительных элементов на основе интерферометра и спектрометра с соответствующим программным обеспечением даже с учётом современного состояния элементной и технологической базы приборных производств.

Метрологические характеристики, полученные по результатам испытаний, на порядок и более превосходят достижения мирового уровня на традиционных электронных компонентах.

Разрешающая способность (абсолютная погрешность) системы измерения деформации мембраны ΔW первичного измерительного преобразователя, достигнутая на действующем образце составила 0,1 нм.

Относительная точность измерения давления γ, приведённая к верхнему пределу измерения составила 0,0013%.

Предельная погрешность измерения ΔW, достижимая при применении двухкального первичного преобразователя, обеспечивающего одновременное измерение температуры, в т.ч. для целей термокомпенсации. составляет 0,05 нм, что обеспечивает предельную относительную точность измерения давления $\gamma = 0{,}00063\%$.

На рис. 2. приведена схема системы измерения с двухканальными первичными преобразователями давления и температуры.

Для повышения надёжности системы измерения в целом может быть применена схема с дублированием спектрометра, хотя по своей надёжности он значительно превосходит электронные блоки, обрабатывающие электрические сигналы, т.к. в конструкции спектрометра используется один электронный компонент: ПЗС-линейка.

Преимущества описываемой системы измерения давления и температуры по сравнению с традиционными электронными датчиками, очевидны, но имеет смысл ещё раз их сформулировать.

1. Первичные измерительные преобразователи, размещаемые в точках измерения параметров среды не требуют электропитания. Сигнал с них может быть передан в спектрометр, удалённый на расстояние до 600 м по одномодовому оптоволоконному кабелю.
2. По своей природе оптоволоконный чувствительный элемент и каналы связи абсолютно устойчивы к любым электромагнитным помехам, абсолютно взрыво- и пожаробезопасны.
3. Экстремальная чувствительность самого метода спектрального кодирования информации с применением интерферометра Фабри-Перо, позволяет применять один чувствительный элемент с достаточно прочной безгистерезисной мембраной на все диапазоны давления, практически существующие в технологических процессах. При этом основная относительная погрешность измерения надёжно не превысит 0,01% от ВПИ в диапазоне давлений от 0,5 kPa до 42,0 MPa.
4. Практически отпадает необходимость в применении датчиков дифференциального давления. Достаточно применить два сблокированных первичных измерительных преобразователя избыточного давления, чем достигается высокая степень их унификации и взаимозаменяемости.
5. Сам метод спектрального кодирования информации обуславливает независимость параметров чувствительного элемента от характеристик широкополосного источника оптического излучения, изменения их во времени и под влиянием температур, что обеспечивает стабильность нуля в течение срока службы источника широкополосного излучения, например, белого светодиода, т.е. 10–12 лет.

Следует подчеркнуть, что в системе интерферометр-спектрометр первичным источником информации о давлении является измеряемая длина базы интерферометра Фабри-Перо, которая изменяется в связи с деформацией чувствительного элемента — жёсткой мембраны, поэтому получаемое при каждом измерении абсолютное значение длины базы делает первичный преобразователь независимым от воздействия факторов, «сдвигающих» ноль. Поэтому проблема стабильности нуля решается автоматически абсолютно.

Необходимо дополнительно отметить, что с учётом невысокой стоимости первичных измерительных преобразователей, и относительно высокой стоимости спектрометра со встроенным контроллером, удельная стоимость одной точки измерения будет близка к стоимости датчиков дифференциального давления, которые в настоящее время широко представлены на приборном рынке.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ТЕПЛОПРИБОР

ОАО «Теплоприбор»
390011, г. Рязань, Куйбышевское шоссе, д. 14-а
тел.: (4912) 24-89-02, факс (4912) 44-16-78
teplopr@teplopribor.ru www.teplopribor.ru

Датчик-индикатор уровня РИС 122 — перспектива развития уровнеметрии

ОАО "Теплоприбор" освоил выпуск прибора — РИС 122. Датчик-индикатор является развитием модели РИС 121.

Новая разработка, и новый подход к решению всевозможных локальных задач.

8-800-700-80-70

www.meter.ru

ООО "МЕТЕР"
Российский производитель
контрольно-измерительных приборов

МАНОМЕТРЫ
- общетехнические
- виброустойчивые
- коррозионностойкие
- низких давлений
- электроконтактные
- с температурной шкалой

ТЕРМОМЕТРЫ
общетехнические биметаллические
- осевые
- радиальные

ПРОМЫШЛЕННЫЕ ВОДОСЧЕТЧИКИ
- многоструйные
- турбинные

БЫТОВЫЕ ВОДОСЧЕТЧИКИ
- на горячую воду
- на холодную воду
- универсальные

196084, Санкт-Петербург, Заставская ул., д.7, лит.3
Тел./факс: +7 (812) 363-35-39
E-mail: spb@meter.ru

113535, Москва, Дорожная ул., д.1, корп.3Б
Тел./факс: +7 (495) 726-57-47
E-mail: msk@meter.ru

620017, Екатеринбург, Фронтовых бригад ул., д.18
Тел./факс: +7 (343) 389-26-88
E-mail: ekat@meter.ru

630063, Новосибирск, Нижегородская ул., д.270
Тел./факс: +7 (383) 362-28-59
E-mail: nvs@meter.ru

ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ
ЭЛЕКТРОКОНТАКТНЫЕ
МАНОМЕТРЫ

www.jumas.ru

НПО ЮМАС
отечественные традиции приборостроения

Диаметр корпуса 160 мм, материал корпуса – алюминиевый сплав, стекло-поликарбонат, степень защиты IP 54, класс точности 1,5, пределы измерения от – 0,1...60,0 МПа, маркировка взрывозащиты 1ExdIIBT4

Диаметр корпуса 100 мм, материал корпуса – нержавеющая сталь, стекло-поликарбонат, степень защиты IP 54, класс точности 1,5, пределы измерения от – 0,1...16,0 МПа, маркировка взрывозащиты PBExdI (рудничный) / 1ExdIIBT4

Диаметр корпуса 100 мм, материал корпуса – нержавеющая сталь, стекло-поликарбонат, степень защиты IP 54, класс точности 2,5, пределы измерения от – 0 до 4...60,0 кПа, маркировка взрывозащиты PBExdI (рудничный) / 1ExdIIBT4

Россия, 121552, г.Москва, ул.Ярцевская, д.29, корп.2
Тел.: +7 (495) 730-20-20(м/к), (499) 726-30-04/05/06
Факс: +7 (499) 726-31-02/03 E-mail: info@jumas.ru

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

АИР-20/М2-Н: по-прежнему надежен, по-новому технологичен

В.В. Галкин
начальник отдела реализации и маркетинга[1]
galkin-s@elemer.ru

[1]НПП «ЭЛЕМЕР», Москва, Россия

В мае 2013 года НПП «ЭЛЕМЕР» выводит на рынок микропроцессорный датчик давления АИР-20/М2-Н. Индекс «Н», дополнивший маркировку широко известных датчиков давления АИР-20/М2, означает, что новый прибор оснащен возможностями цифрового протокола HART.

Ключевые слова
АИР-20/М2-Н, Элемер, КИПиА, HART

Датчики давления серии АИР-20/М2-Н предназначены для измерения и непрерывного преобразования в токовый выходной сигнал 4...20 мА, два токовых выходных сигнала 4...20 мА и 0...5 мА одновременно и в цифровой сигнал по протоколу HART всех типов давления:

- избыточного (ДИ);
- абсолютного (ДА);
- разрежения (ДВ);
- избыточного давления — разряжения (ДИВ);
- разности давлений (ДД);
- гидростатического давления (ДГ).

Таким образом, сохранив все свойства и характеристики датчиков с аналоговыми сигналами (4...20 мА / 0...5 мА) микропроцессорные датчики давления новой серии АИР-20/М2-Н предоставляет дополнительные возможности по передаче измерительной информации в цифровом виде, отображению и хранению результатов измерения, удаленной или локальной настройке и диагностике.

Оптимальный выбор

АИР-20/М2-Н — это оптимальный выбор средств измерения давления для предприятий нефтегазовой отрасли, тепловой и атомной энергетики. Почему так считают многие наши заказчики?

Глубокая переработка схемотехнических решений в сочетании с применением надежных сенсоров и светодиодных индикаторов позволили придать датчику давления АИР-20/М2-Н уникальное сочетание свойств:

- долговременная стабильность свойств и метрологических параметров;
- способность устойчиво функционировать в жестких климатических условиях от минус 55 до +80°С без дополнительного обогрева или укрытия;
- использование функций цифрового протокола HART для удаленного диагностирования состояния, настройки и калибровки прибора;
- функциональность в сочетании с эргономичностью и интуитивно понятным интерфейсом;
- стойкость к воздействию агрессивных сред;
- высокая помехозащищенность.

Широкий спектр вариантов исполнения приборов, включая взрывобезопасные («искробезопасная цепь» и «взрывонепроницаемая оболочка»), обеспечит вам возможность формирования полного парка средств измерения давления на основе единственной серии датчиков давления АИР-20/М2-Н!

Новые возможности индикатора

В датчиках давления серии АИР-20/М2-Н применен встроенный индикатор с 3-кнопочной клавиатурой.

Яркие светодиодные индикаторы с красным, зеленым и белым свечением символов, или ЖК-индикаторы с подсветкой обеспечат вам легкое считывание показаний прибора в как в слабоосвещенных местах, так и под прямыми солнечными лучами в полдень. Дополнительное удобство для доступа к измерительной информации обеспечивается круговым вращением индикатора с шагом 90°.

Меню пользователя предоставляет возможности по управлению границами диапазона измерения, временем демпфирования, линейной или корнеизвлекающей зависимостью и другими полезными свойствами. Сервисное меню позволяет производить

подстройку и калибровку датчика давления, обеспечивать защиту от несанкционированного доступа.

Немаловажным достоинством приборов серии АИР-20/М2-Н станет возможность отображения информации в любых единицах давления: Па, кПа, МПа, кгс/см², кгс/м², атм, mbar, bar, мм рт.ст., мм вод.ст.

Высокий уровень надежности микропроцессорных датчиков давления серии АИР-20/М2-Н обеспечивается применением новых технологий в конструкции сенсора и электронных модулях. В процессе производства выполняется тестирование и калибровка приборов в климатических камерах в диапазоне температур от минус 55 до + 80°С. Алгоритм непрерывной самодиагностики позволяет оперативно контролировать состояние и выявлять необходимость подстройки, а стандартные HART-команды позволяют выполнять подстройку прибора дистанционно.

Заложенная в конструкцию стойкость к электромагнитным помехам, включая и грозовые и электростатические разряды, и радиопомехи, стойкость к вибрациям и пульсациям рабочей среды, а также применение корпусов и сенсоров из коррозионностойких сплавов — гарантия безотказной работы прибора в самых жестких условиях эксплуатации.

В настоящее время датчик АИР-20/М2-Н проходит аттестационные испытания с целью оценки возможности их применения на объектах ОАО «ГАЗПРОМ».

Основные технические характеристики АИР-20/М2-Н

Верхние пределы измерения	абсолютное давление (ДА)	1 кПа...2,5 МПа
	избыточное давление (ДИ)	0,4 кПа...60 МПа
	избыточное давление-разрежение (ДИВ)	±0,125 кПа...(–0,1...+2,4) МПа
	дифференциальное давление (ДД)	0,063 кПа...16 МПа
	гидростатическое давление (ДГ)	1 кПа...250 кПа

Единицы измерения	Па, кПа, МПа, кгс/см², кгс/м², атм., mbar, bar, мм.рт.ст., мм.вод.ст.
Глубина перенастройки диапазона	40:1
Выходной сигнал	4...20 mA/HART, 0...5 mA / 4...20 mA одновременно
Конфигурирование	клавиатура, цифровой протокол HART
Функция извлечения квадратного корня	
Погрешность	±0,075%, ±0,1%, ±0,2%, ±0,5%
Дополнительная температурная	
погрешность	от ±0,08% / 10°С
Влияние статического давления на «ноль» и «диапазон»	0,012% / 1 МПа
Климатические исполнения по ГОСТ	базовое исполнение — С2 (минус 40...+70°С), (минус 55...+70°С), С3 (минус 10...+50°С), Т3 (минус 25...+80°С)
Пылевлагозащита	код IP 65
Варианты исполнения	общепромышленное, атомное (повышенной надежности), кислородное (К), «искробезопасная цепь» Ex (ExiaIICT6 X), «взрывонепроницаемая оболочка» Exd (1ExdIICT6)
Электромагнитная совместимость (ЭМС)	группа IV с критерием качества функционирования А
Вибростойкость	группа V2 по ГОСТ 52931-2008 (до 150 Гц с виброускорением 19,6 м/с²)
Средний срок службы	12 лет (15 лет для атомного исполнения)
Межповерочный интервал	3 года — для класса ±0,075%, 0,1%, 0,2%, 5 лет — для класса 0,5%
Гарантийный срок эксплуатации	5 лет, 7 лет — для атомного исполнения

НПП «ЭЛЕМЕР» — ведущий российский приборостроительный завод с годовым объемом выпуска, превышающим 200 000 приборов. В номенклатуре выпускаемой НПП «ЭЛЕМЕР» продукции всё необходимое для автоматизации технологических процессов на любом предприятии: датчики давления, электромагнитные и ультразвуковые расходомеры, средства измерения температуры, регистраторы видеографические, блоки питания и преобразования сигналов, измерители-регуляторы, метрологическое оборудование, арматура для установки приборов на технологических позициях. Все серийно выпускаемые НПП «ЭЛЕМЕР» приборы внесены в Государственные реестр СИ и отгружаются заказчикам со свидетельствами о первичной поверке.

НПП «ЭЛЕМЕР» ежегодно ставит на серийное производство 5–7 новинок собственной разработки, многие из которых создаются по техническим заданиям и эскизам заказчиков.

ЭЛЕМЕР
Москва, Зеленоград, пр-д 4807, д. 7, стр. 1
Тел.: +7 (495) 988-48-55, 925-51-47
Факс-автомат отдел продаж и технической поддержки: +7 (499) 735-02-59
Секретарь: +7 (499) 735-12-88
elemer@elemer.ru
www.elemer.ru

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.
- ГРАФИТНЫЕ, МЕТАЛЛОГРАФИТОВЫЕ, ЭЛЕКТРОГРАФИТНЫЕ ЩЕТКИ. ПРИМЕНЯЮТСЯ В КОЛЛЕКТОРАХ ГЕНЕРАТОРОВ И ДВИГАТЕЛЕЙ ПОСТОЯННОГО ТОКА, ТЯГОВЫХ ДВИГАТЕЛЯХ ЭЛЕКТРОВОЗОВ И МАШИН ГОРОДСКОГО ТРАНСПОРТА, А ТАКЖЕ ДЛЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ТЯГОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО, ГОРОДСКОГО ТРАНСПОРТА И МОРСКИХ СУДОВ.
- 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 ОТКРЫТОГО ПЛАМЕНИ СВЫШЕ 1000 С°.

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

МАРШАЛ

НАДЕЖНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГИЕЙ

ШАРОВЫЕ КРАНЫ МАРШАЛ™

Маршал™ - это шаровые краны с разборным и цельносварным корпусом, с фланцевым типом присоединения, под приварку и муфтовым. Диаметр выпускаемых изделий DN 10-600 с номинальным давлением PN 1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 8,0; 10,0; 16,0 МПа.

Продукция Маршал™ производится с соблюдением всех существующих стандартов качества, что подтверждают:

- Сертификат ISO 9001:2008
- Сертификат соответствия директиве 97/23/EC
- Сертификат API
- Акт о внесении в реестр оборудования, соответствующего требованиям ОАО "Газпром"
- Разрешение Ростехнадзора
- Сертификация Госстандарта России
- Сертификат Росгосстраха
- Санитарно-эпидемиологическая сертификация

МАРШАЛ™ - 20 ЛЕТ НА РЫНКЕ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ!

ООО "ТД "Маршал"
г. Москва, ул. Неверовского, д.9, оф.411,
тел./факс: (495) 961-32-24,
www.tdmarshal.ru, info@tdmarshal.ru

УДК 629.563.23:551.462.32 (26.03)

Модельные технологии исследования размыва грунта у опорных оснований морских сооружений топливно-энергетического комплекса

Л.Г. Щемелинин
начальник сектора[1]
54lab@krylov.sp.ru

В.И. Денисов
зам. начальника лаборатории[1]

К.Е. Сазонов
д.т.н., начальник лаборатории[1]

[1] ФГУП «ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова», Санкт-Петербург, Россия

Для освоения месторождений углеводородного сырья, расположенных в мелководной части прибрежного шельфа, широко применяются буровые платформы гравитационного типа. Опорные основания таких платформ устанавливаются непосредственно на морское дно. В процессе эксплуатации платформы донный грунт около её опорного основания и под ним подвергается внешним воздействиям со стороны морского течения и волнения, а также от струй движителей швартующихся судов. В результате происходит размыв грунтового основания с потерей площади опорной поверхности, что может привести к потере устойчивости платформы на грунте. Работы по исследованию процесса размыва грунта около опорных оснований морских буровых платформ гравитационного типа посредством проведения модельных испытаний выполняются в мелководном опытовом бассейне ФГУП «ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова» с 2000 г.

Подавляющее большинство морских сооружений ТЭК России, предназначенных для разведки запасов и добычи углеводородного сырья, расположены в относительно мелководной зоне российского шельфа. Как правило, в мелководной зоне морские сооружения устанавливаются на дне водоема, поэтому задача обеспечения устойчивости сооружения на грунте является одной из важнейших для обеспечения безопасности его эксплуатации.

Снижение устойчивости сооружения на грунте может произойти вследствие размыва грунта у его опорного основания и/или под ним, который возникает от действия течения и волнения, а также от струй воды, возбуждаемых работой движительных комплексов судов. Информация об особенностях размыва грунта у опорного основания морского сооружения, полученная на начальных стадиях его проектирования, позволяет разработать технические решения по предотвращению или полному исключению этого опасного явления при эксплуатации сооружения.

Изучение размыва грунта на ранних стадиях проектирования морских сооружений осуществляется с помощью методов математического и физического моделирования. В данной работе представлены модельные технологии исследования размыва грунта, разработанные и применяемые в ФГУП «ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова».

В 2000 году в ФГУП «ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова» была проведена модернизация мелководного опытового бассейна для проведения исследований по размыву грунта. Для выполнения указанных исследований мелководный бассейн был выбран потому, что в нем технологически предусмотрена возможность изменения уровня воды, вплоть до полного осушения бассейна, а также имеется пневматический генератор регулярного волнения (волнопродуктор). Модернизация бассейна заключалась в создании специальной экспериментальной площадки, на которой можно моделировать участок дна морской акватории с установленной на нем моделью сооружения. Площадка для моделирования морского дна была создана в торцевой части бассейна, недалеко от волнопродуктора. Эта площадка представляет собой второе дно бассейна, изготовленное из бакелизированной фанеры и смонтированное на деревянной обрешётке. В средней части площадки располагается прямоугольное окно размером 18,35×9,0 м, которое заполнено мелкозернистым песком. Глубина слоя песка составляет 0,38 м. Схема мелководного опытового бассейна с площадкой для моделирования морского дна представлена на рис. 1.

Разработанные экспериментальные технологии позволяют изучать воздействие на грунт таких факторов, как: волнение, течение, работа движителей пришвартованных к сооружению судов. Регулярное волнение создается в бассейне с помощью пневматического волнопродуктора, позволяющего создавать волну длиной 1 ÷ 10 м и высотой 0,02 ÷ 0,35 м, при крутизне 1/20 ÷ 1/60 в диапазоне глубин воды от 0,6 до 1,75 м. В настоящее время в институте планируются работы по модернизации волнопродуктора с целью расширения его возможностей для создания в бассейне нерегулярного волнения с заданными спектральными характеристиками.

В модельных экспериментах течение имитируется с помощью расположенного

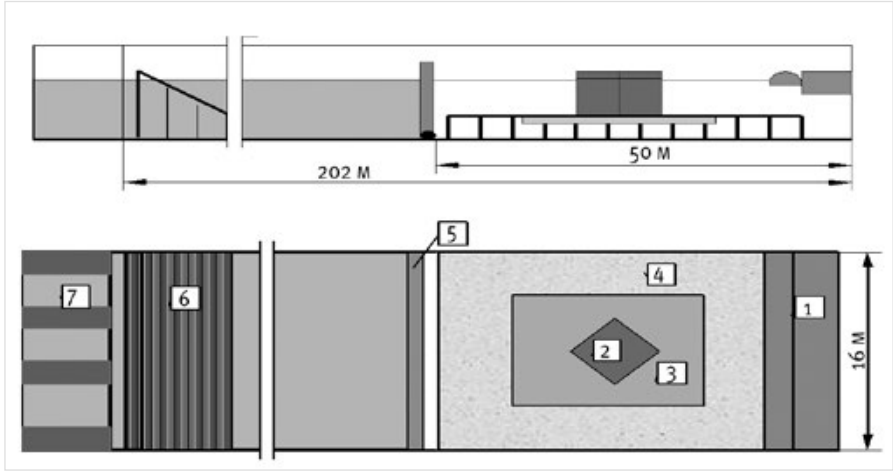


Рис. 1 — Схема мелководного опытового бассейна с площадкой для моделирования морского дна: 1. Волнопродуктор; 2. Модель платформы; 3. Модель грунтового основания; 4. Второе дно; 5. Опускаемый затвор; 6. Волногаситель; 7. Доковая часть бассейна

в бассейне сужающегося канала. Широкий конец этого канала направлен в сторону волнопродуктора, а в его противоположном, узком, конце располагаются два импеллера диаметром 240 мм каждый, поставленные на специальные рамы-подставки. Работающие импеллеры «отсасывают» воду из канала, создавая течение над песком. Регулируя их частоту вращения можно регулировать и скорость течения в канале. При этом создаваемые волнопродуктором волны входят в канал с его широкой стороны и также оказывают воздействие на песок. Для гашения отраженных волн, возникающих при взаимодействии волнения с каналом, между импеллерами расположен реечный волногаситель. Схема установки представлена на рис. 2, а её фотография на рис. 3.

Модельные испытания по определению размыва грунтового основания у платформ проводятся на регулярном волнении и течении с параметрами, соответствующими равенству на модели и натуре отношения критических (неразмывающих) скоростей и скоростей у дна от волнения и течения. При невозможности достичь такого равенства используется явление автомодельности по критерию подвижности частиц грунтового основания.

При модельных исследованиях взаимодействия гидравлического потока с грунтовым основанием используют понятие коэффициента подвижности k_{mob}, определяемого выражением:

$$k_{mob} = \frac{U_b(x,y)}{U_{xp}} \quad (1)$$

где: $U_b(x, y)$ — придонная скорость потока в рассматриваемой точке, $U_{кр}$ — придонная неразмывающая скорость (на высоте выступов шероховатости).

Для подобия при моделировании процессов размыва необходимо, чтобы в модельных и натурных условиях коэффициент подвижности k_{mob} был одинаков:

$$\left(k_{mob}\right)^{nat} = \left(k_{mob}\right)^{mod} \quad (2)$$

При совместном действии волн и установившегося течения соотношение между придонной скоростью на модели и в натуре не полностью соответствует закону Фруда. Это связано с различием профилей скоростей по высоте и разной относительной шероховатостью поверхности дна. Для волнового потока различием в шероховатости можно пренебречь и принимать, что донная скорость определяется на основе линейной теории волн. Для установившегося потока различие профилей является существенным. Необходимо учитывать, на какой высоте произведено измерение скорости.

Сооружение, установленное в водной среде, вносит возмущение в исходное поле скоростей. Вблизи сооружения, особенно около угловых точек, местные скорости выше, чем на отдаленных границах, поэтому в непосредственной близости от сооружения местный размыв дна начинается раньше, чем скорость потока на отдаленных границах достигает значения неразмывающей скорости. При увеличении скорости потока глубина и скорость размыва вначале увеличиваются. После того, как скорость потока на отдаленной границе превысит значение неразмывающей скорости в 1,4…1,5 раз, начинается общее движение наносов по всей площадке, и местный размыв продолжается уже на фоне этого общего размыва. Увеличение ям размыва замедляется, а затем, при $K_{mob} \approx 2$, прекращается, наступает баланс извлекаемых из ямы размыва и поступающих в нее наносов. Таким образом, при $K_{mob} > 1{,}5…2{,}5$ глубина размыва не зависит от K_{mob}. Это явление называется автомодельностью по параметру K_{mob} и широко используется при исследованиях на физических моделях [1÷4]. Для обеспечения подобия при исследованиях размыва достаточно увеличивать на моделях скорость установившегося течения и высоту волны лишь до такой степени, чтобы $K_{mob} \geq 2$.

Согласно критериям динамического подобия для моделирования процессов деформации грунта требуется подбор легкоподвижного заменителя его с плотностью частиц, незначительно превышающей плотность жидкости [5], [6]. Его подбор производится таким образом, чтобы удовлетворить условиям $\frac{U}{U_{кр}} = \text{idem}$ или $\frac{U}{w} = \text{idem}$, где U — характерная скорость течения, w — гидравлическая крупность частиц грунта, $U_{кр}$ — скоростной порог страгивания частиц грунта (неразмывающая или срывающая скорость). Первый из этих критериев характеризует устойчивость частиц на дне, а второй их подвижность.

При проведении испытаний в бассейне на волнении использование легкоподвижного заменителя сопряжено с чрезвычайно большими сложностями. Поэтому в мировой практике исследований деформаций

Поскольку этот бассейн изначально не предназначался для проведения таких экспериментов, в дополнение к его оборудованию были созданы специальные экспериментальные средства. Также были разработаны и опробованы технологии проведения модельных экспериментов по исследованию размыва грунта около установленных на нём объектов. Настоящая статья знакомит с использовавшимся для проведения модельных экспериментов оборудованием и технологией их проведения.

Материалы и методы
Физическое моделирование в гидродинамическом опытовом бассейне.

Ключевые слова
морские буровые платформы, размыв грунта, модельный эксперимент

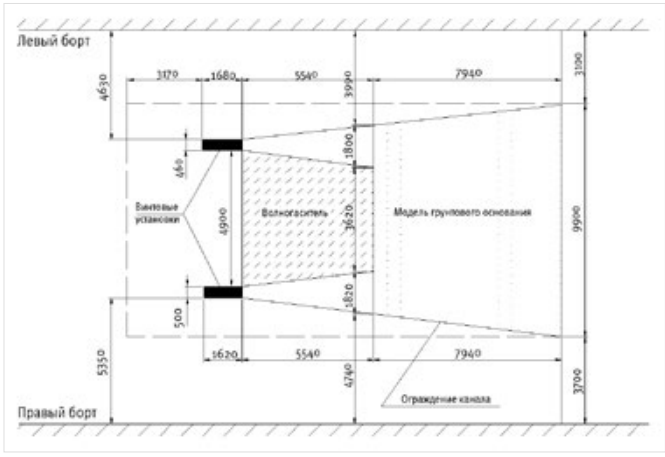


Рис. 2 — Схема установки для создания течения

Рис. 3 — Внешний вид установки для создания течения

мелкопесчаных грунтов нередко идут на использование в качестве модельного грунта мелкопесчаного же грунта, близкого по свойствам натурному грунту [1]. В этом случае на модели воспроизводится лишь качественная картина процесса деформаций грунта. Для проведения же количественных оценок и интерпретации результатов модельного эксперимента на натуру необходимо форсирование гидравлических режимов течения или выполнение масштабной серии опытов.

Модельный мелкопесчаный грунт подбирается из соображений, чтобы его неразмывающая скорость была по возможности наименьшей. Тогда, форсируя скорость течения воды в модельных условиях, можно приблизиться к условиям автомодельности по критерию начала страгивания грунта. На основании этих требований для проведения исследований в ФГУП «ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова» был использован песок марки $3К_3О_3О_2$ по ГОСТ'у 2138-91. Основные характеристики песка представлены в таб. 1.

На основании этой таблицы средний диаметр песка $d_{ср}$ = 0,222 мм.

Высота генерируемой в бассейне волны и время работы волнопродуктора выбирается исходя из условий:

- обеспечения на модели режимов обтекания, при которых критерии подвижности частиц грунта на модели и натуре наиболее близки (форсирование режимов течения) и находятся в режиме автомодельности;
- обеспечения длительности воздействия течения и волнения, эквивалентного при пересчете на натуру непрерывному шторму, соответствующему заданному району.

Неразмывающие скорости рассматриваются для средней по глубине скорости установившегося потока, они определяются в соответствии с известными соотношениями гидравлики потоков [5,6].

Одной из важных задач, которые были решены в процессе разработки технологии экспериментальных исследований по моделированию размыва грунта около опорных оснований морских буровых платформ, является задача измерения рельефа поверхности моделирующего морской донный грунт песка в процессе эксперимента и после его завершения.

Специалистами ФГУП «ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова» была разработана уникальная гидроакустическая система отображения рельефа дна, позволяющую проводить измерения на сверх малых глубинах от 0,2 м. Входящий в состав системы приемоизлучающий акустический датчик излучает короткие по длительности (τ=50 мкс) акустические сигналы в узком секторе углов (Δφ~3°). Отраженные от дна сигналы принимаются этим же датчиком и после усиления и преобразования передаются в компьютер. Глубина в месте нахождения акустического датчика определяется по временной задержке между излученными и отраженными сигналами по точкам пересечения переднего фронта сигналов с пороговым уровнем. Погрешность измерения глубины ±2мм, а погрешность измерения продольного перемещения ±20мм. Для исключения влияния амплитуды отраженного сигнала на погрешность измерения глубины в схеме используется автоматическая регулировка усиления, что позволяет получать отраженные сигналы равной амплитуды независимо от глубины и рельефа дна.

Приемоизлучающий акустический датчик крепится на подвижной каретке поперечной фермы, установленной на буксировочной тележке опытового бассейна таким образом, что буксировочная тележка является для него «координатным устройством». После установки датчика в заданное положение по ширине бассейна (поперечная координата), буксировочная тележка выполняет движение с одновременной записью в компьютер сигнала с акустического датчика и синхронизированного сигнала с датчика перемещения буксировочной тележки (продольная координата). В результате одного прохода регистрируется продольный профиль дна при заданной поперечной координате. Затем каретка с датчиком переводится в положение, соответствующее следующей

Гранулометрический состав в %

Марка песка ГОСТ 2138-91	Глинистая сост.	2.50	1.60	1.00	0.63	0.40	0.315	0.20	0.16	0.10	0.063	0.05
3К30302	0.72	—	—	0.02	0.74	10.84	17.00	44.56	12.16	10.90	2.46	0.16

Таб. 1 — Основные характеристики применяемого при моделировании песка

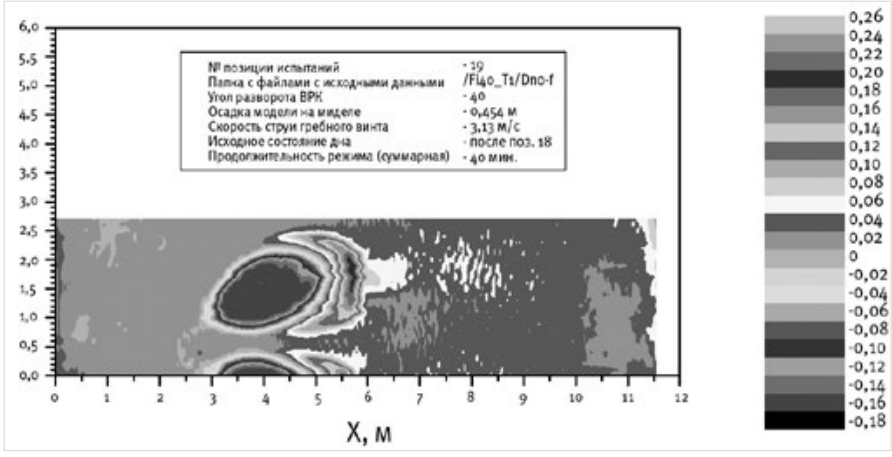


Рис. 4 — Трехмерная картина размыва участка дна после воздействия на него струй от работающих гребных винтов модели судна

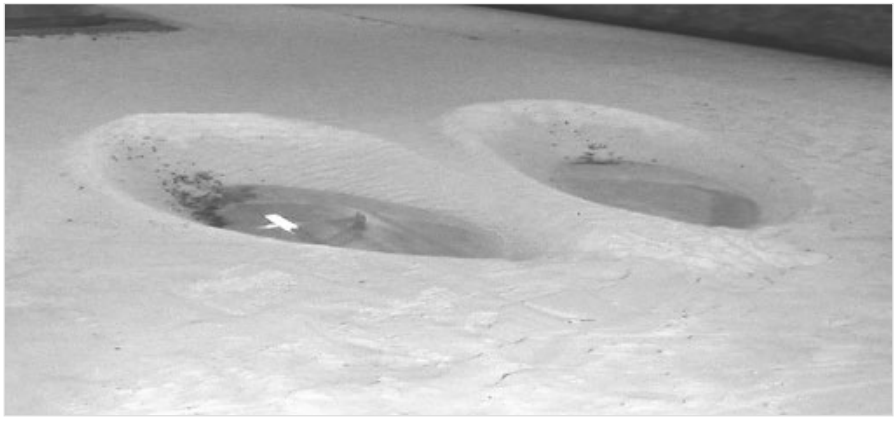


Рис. 5 — Фотография участка дна после воздействия на него струй от работающих гребных винтов модели судна

Рис. 6 — Фотография модели защитного кессона морской ледостойкой буровой установки (МЛБУ) в процессе испытаний (вода слита)

поперечной координате и буксировочная тележка совершает следующий проход.

Все полученные на каждой траектории движения акустического датчика профили с помощью компьютерной программы формировали структуру графического представления донной поверхности. Для начальной фиксации точки отсчета всех траекторий на дне вблизи поверхности размыва был установлен металлический швеллер. По полученным профилограммам, с соблюдением масштаба по трем координатам, строится трехмерная диаграмма поверхности дна, представленная на рис. 4. На рис. 5 приведена фотография этого же участка дна.

Особенностью описанного способа измерения рельефа дна является то, что гидроакустический датчик в процессе своей работы должен находиться в воде, поэтому все замеры производятся без слива воды из бассейна. При необходимости изучения длительного воздействия на грунт волнения, течения или струй от движителей судов это позволяет проводить промежуточные измерения и следить за динамикой развития процесса размыва грунта. После завершения позиции эксперимента воду сливают для выравнивания грунта перед следующей позицией. Недостатком указанного способа является то, что он не позволяет производить измерения непосредственно вблизи установленной на дно модели платформы и под ней.

При проведении исследований размыва грунта около опорных оснований морских буровых платформ в результате воздействия волнения и течения практический интерес представляет изменение рельефа поверхности дна непосредственно около объекта, а также под ним. Наиболее актуальны при этом площадь потери опорной поверхности основания платформы и оголение удерживающих свай (при их наличии), поскольку эти параметры определяют устойчивость всего сооружения на грунте, а значит и безопасность его эксплуатации.

В соответствии с разработанной технологией, измерения параметров размыва грунта в непосредственной близости от опорного основания и под ним проводится после окончания эксперимента и слива воды из бассейна. Точное измерение рельефа поверхности позволяют выполнить современные системы бесконтактного измерения геометрических параметров различных объектов. При исследованиях размыва в мелководном бассейне ФГУП «ЦНИИ им. акад. А.Н.Крылова» используется оптическая измерительная система фирмы GOM mbH (Германия).

Ниже приводятся результаты применения оптической системы при исследовании размыва, в результате воздействия волнения и течения, грунта у варианта защитного кессона морской ледостойкой буровой установки (МЛБУ), фотография модели которой в процессе испытаний приведена на рис. 6.

На рис. 7 представлено полученное в результате измерений, выполненных с помощью оптической измерительной системы, изображение поверхности песчаного дна около модели защитного кессона МЛБУ до её удаления, а на рис. 8 изображение поверхности песчаного дна после удаления модели защитного кессона МЛБУ. Непосредственно на проведение измерений было затрачено около 4 часов.

В результате обработки, выполненной с помощью программного обеспечения, прилагаемого к аппаратуре фирмы GOM mbH, были получены 3D диаграммы, иллюстрирующие рельеф поверхности песчаного дна. Пример такой диаграммы приведён на рис. 9.

Полученные в модельных экспериментах данные пересчитываются на натурные условия в соответствии с требованиями теории подобия.

Итоги

Основной целью разработки технологии модельных исследований размыва грунта около опорных оснований морских технических сооружений в результате воздействия внешних факторов является обеспечение их безопасной эксплуатации в части устойчивости на донном грунте на протяжении всего срока работы такого сооружения в данной точке. Для достижения указанной цели предложены и апробированы методы решения задач по оценке возможной потери площади опорной поверхности в результате размыва грунта под опорным основанием сооружения, а также для разработки средств защиты грунта от размыва

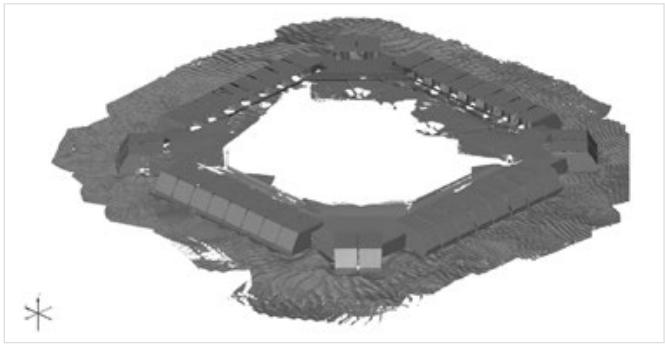


Рис. 7 — Поверхность песчаного дна около модели защитного кессона МЛБУ (до её удаления), полученная с помощью оптической измерительной системы

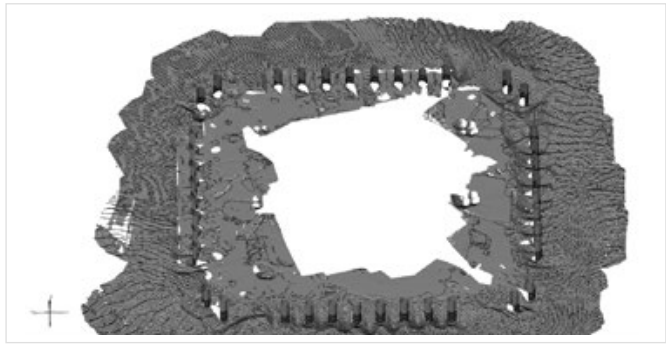


Рис. 8 — Поверхность песчаного дна после удаления модели защитного кессона МЛБУ, полученная с помощью оптической измерительной системы

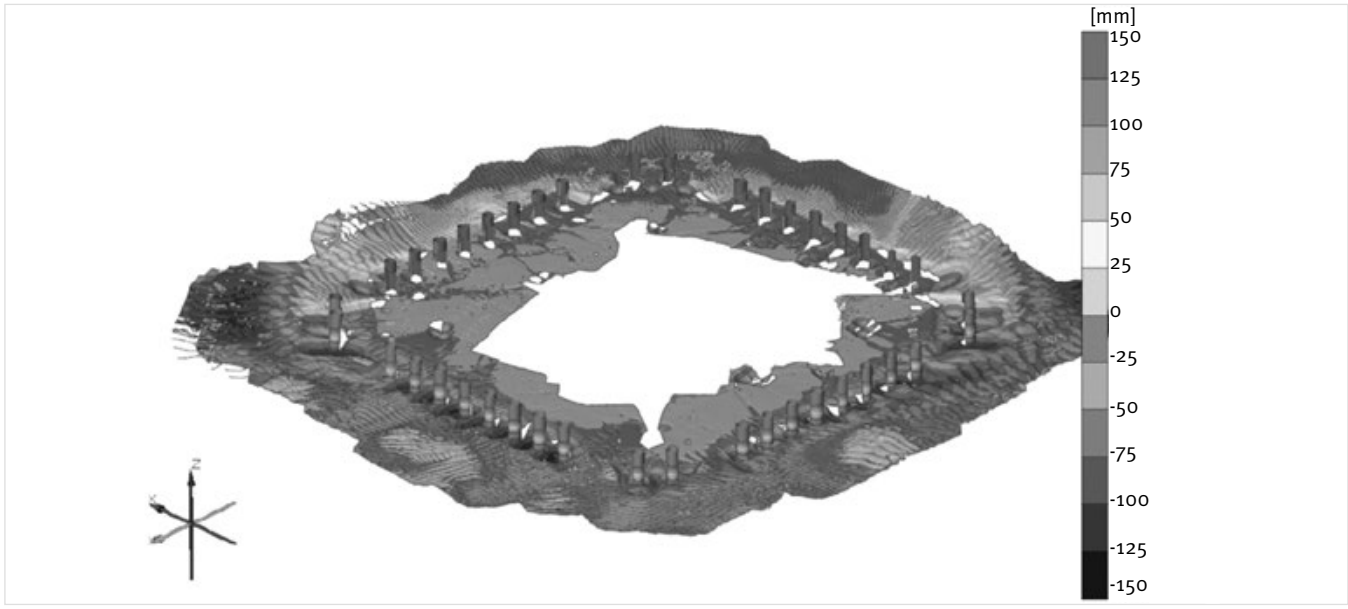


Рис. 9 — Пример 3D диаграммы, иллюстрирующей рельеф поверхности песчаного дна около модели защитного кессона МЛБУ и под ней

и получения оценки их эффективности и устойчивости к внешним воздействиям.

Выводы

Успешный опыт выполнения работ в соответствии с описанный выше технологией явился основой для дальнейшего развития в ФГУП «ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова» исследований по размыву грунта около опорных оснований морских технических сооружений в результате воздействия волнения, течения и струй от движителей швартующихся к ним судов.

Список использованной литературы

1. Дэвис М.Х., Мищенко С.М. Экспериментальные исследования местных размывов дна у основания морских гидротехнических сооружений // Известия ВНИИГ им. Веденеева Б.Е. 2000. т. 236. С. 140–151.
2. Мищенко С.М. Местные размывы дна у основания ледостойкой платформы. СПб.: Научно-технические ведомости СПбГТУ, 1996. № 2(4). С. 93–100.
3. Mischenko S.M. Local seabed erosion at the foundation of the ice resistant platform. — Transactions. Second International Conference RAO'95, St. Petersburg.
4. Mischenko S. Analysis of Wave and Current Induced Scour Around the Molikpaq and Spacer. Appendix F to CHC Technical Report CTR-HYD-053 // Sakhalin Rock Armor Optimization Model Study — Testing Summary and Scale Effects by Davies M., Reid I., Barker A., National Research Council, Ottawa, Canada. 1998.
5. Лятхер В.М., Прудовский А.М. Гидравлическое моделирование. Москва: Энергоатомиздат, 1984.
6. Векслер А.Б. Определение масштабных коэффициентов при моделировании несвязного грунта, взаимодействующего с водным потоком // Известия ВНИИГ им. Веденеева Б.Е. 1988. т. 208. С. 40–43.

ENGLISH **INDUSTRIAL SAFETY**

Modeling technique for research a washout of soil at offshore structures basic basis

UDC 629.563.23:551.462.32 (26.03)

Authors:
Leonid G. Shchemelinin — head of a section[1]; 54lab@krylov.sp.ru
Valeriy I. Denisov — deputy head of a laboratory[1]
Kirill E. Sazonov — professor, head of a laboratory[1]

[1]Krylov Shipbuilding Research Institute (KSRI), Saint Petersburg, Russian Federation

Abstract

For development of deposits of the hydrocarbonic raw materials located in a shallow part of a coastal shelf, offshore structures of gravitational type are widely applied. The basic bases of such structures are established directly on a sea-bottom. While in service offshore structure the sea-bottom soil near its basic basis and under it is exposed to external influences from a sea current, waves and also from propellers streams of ships, approaching to the structure. As a result there is a washout of the soil basis to loss of the area of a basic surface that can lead to loss of stability of the structure on sea-bottom. Works on research of process of soil erosion near the basic bases of gravitational type offshore structures by means of carrying out of modeling tests are carried out in shallow water towing tank of KSRI since 2000. As this towing tank initially didn't intend for carrying out of such experiments, in addition to its equipment the special experimental means have been created. Also methods of carrying out of modeling experiments on research of washout of a soil near the objects established on it have been developed and tested. The article acquaints with the equipment used for carrying out of the modeling experiment and techniques of their carrying out.

Materials and methods

Physical modeling in hydrodynamic basin.

Results

Main objective of modeling researches technology of soil washout at offshore structures foundation as a result of influence of external factors development is ensuring their safe operation regarding stability on ground soil throughout all term of work of such structures in this point. For this purpose achievement the tasks solution methods of an assessment of possible basic surface area loss as a result of soil washout under an offshore structure foundation, and also for soil protection means development and receiving an assessment of their efficiency and stability to external influences are offered and approved. Successful experience of works according to the technology described above was a basis for further development in KSRI of researches on soil washout at offshore structures foundations as a result of impact of sea waves, a current and propeller streams of being moored to them ships.

Conclusions

Successful experience of works according to the technology described above was a basis for further development in KSRI of researches on soil washout at offshore structures foundation as a result of impact of sea waves, a current and propeller streams of being moored to them ships.

Keywords

offshore structures, a washout of the soil, modeling experiments

References

1. Devis M.H., Mishchenko S.M. *Eksperimental'nye issledovaniya mestnykh razmyvov dna u osnovaniya morskikh gidrotekhnicheskikh sooruzheniy* [Experimental Research of Local Seabed Erosion at Foundations of Offshore Hydro Technical Structures]. *Izvestiya VNIIG im. Vedeneeva B.E.*, 2000, vol. 236, pp. 140–151.
2. Mishchenko S.M. *Mestnye razmyvy dna u osnovaniya ledostoykoy platformy* [Local Seabed Erosion at the Foundation of the Ice Resistance Platform]. Saint Petersburg: *Nauchno-Technicheskie Vedomosty STU*, 1996, issue 2(4), pp. 93–100.
3. Mischenko S.M. Local seabed erosion at the foundation of the ice resistant platform. — Transactions. Second International Conference RAO'95, Saint Petersburg
4. Mischenko S. Analysis of Wave and Current Induced Scour Around the Molikpaq and Spacer. Appendix F to CHC Technical Report CTR-HYD-053 // Sakhalin Rock Armor Optimization Model Study — Testing Summary and Scale Effects by Davies M., Reid I., Barker A., National Research Council, Ottawa, Canada. 1998.
5. Liatcher V.M., Prudovsky A.M. *Gidravlicheskoe modelirovanie* [Hydraulic Modeling]. Moscow: *Energoatomizdat*, 1984.
6. Veksler A.B. *Opredelenie masshtabnykh koeffitsientov pri modelirovanii nesvyaznogo grunta, vzaimodeystvuyushchego s vodnym potokom* [Determination of scale coefficients at modeling of soil — water stream interaction]. *Izvestiya VNIIG im. Vedeneeva B.E.*, 1998, vol. 208, pp. 40–43.

УДК 620.1+331.45

Современные возможности и методы обнаружения критических деформаций инженерных сооружений

В.Г. Авхадеев
инж., зав. лабораторией[1]
v.awhadeev@yandex.ru

А.А. Майоров
д.т.н. проф., ректор[1]
rector@miigaik.ru

П.И. Савостин
к.т.н., доцент[1]
psavostin@mail.ru

К.С. Федоров
инж., коммерческий директор[2]
info@prom-terra.ru

С.С. Мясников
инж., генеральный директор[3]
myasnikov82@yandex.ru

[1]МИИГАиК, Москва, Россия
[2]Проектно-изыскательская компания «ПРОМТЕРРА», Москва, Россия
[3]НПО «Лазерные системы», Москва, Россия

В работе рассмотрены вопросы, связанные с разработкой современных высокоточных средств измерений, предназначенных для мониторинга объектов строительства.
Отмечены преимущества и недостатки существующих методов контроля за состоянием объектов строительства.
Выделены аспекты проблемы, связанной с необходимостью применения стационарных систем наблюдения за пространственным положением инженерных объектов.

Материалы и методы

Измерения производятся относительно опорных направлений создаваемых лазерным излучением, сформированным специальными оптическими компонентами. Регистрация смещений производится относительно центра сканирования лазерного излучения задающего опорное направление с помощью отраженных лазерных пучков в сторону импульсных анализаторов, жестко связанных с измеряемым объектом. При проведении измерений базовое направление, определяемое центром сканирования, сориентировано относительно центров анализаторов первой и последней измерительной марки с требуемой точностью.

Ключевые слова

мониторинг инженерных объектов, лазерные измерительные системы, критические деформации сооружений, пространственные координаты точек объектов, геодезические измерения

Создание новых систем и комплексов, способных в автоматическом режиме контролировать деформации объектов гражданского и промышленного строительства требует отдельного и специального подхода к решению задач по контролю за положением таких сооружений.

Наряду с традиционно применяемыми бесконтактными методами контроля за состоянием инженерных сооружений, например с помощью современных высокоточных геодезических приборов: (тахеометров, электронных нивелиров, наземных лазерных сканеров и др.), необходимы приборы и системы, позволяющие в автоматическом режиме производить длительные и непрерывные измерения положения объектов, таких как: сооружения тоннельного типа (метрополитен, автодорожные тоннели), мостовые конструкции (эстакады, монорельсовые дороги), а так же сооружений вертикальной застройки.

Новые автоматизированные системы контроля необходимы для своевременного обнаружения критических деформаций строительных объектов и оперативного оповещения служб их эксплуатации.

Коллективом авторов Московского Государственного Университета Геодезии и Картографии (МИИГАиК) с 2005 года осуществляется научно-производственная деятельность по созданию высокоточных измерительных систем, способных производить непрерывный контроль за состоянием инженерных сооружений в автоматическом режиме измерений, с передачей измерительной информации в центр мониторинга объектов.

На сегодняшний день разработана и опробована автоматизированная лазерная измерительная сканирующая система (ЛИСС) (в классификации оптико-электронных средств измерений), предназначенная для длительных и непрерывных измерений пространственных координат точек поверхностей инженерных объектов.

Система относится к средствам измерений стационарного базирования и позволяет производить равноточные створные измерения по двум координатам (Y — осадка грунта, и X — боковое давление грунта) на участке контролируемого сооружения, в ручном и автоматическом режимах, с задаваемым интервалом времени измерений. ЛИСС не требует участия исполнителя при измерениях, что исключает влияние человеческого фактора и избавляет от случайных ошибок. Управление работой лазерной измерительной сканирующей системы производится дистанционно от удаленного компьютера.

Отличительными особенностями Лазерной измерительной сканирующей системы являются:

- высокая точность измерений по двум координатам в нескольких точках одновременно;
- возможность дистанционного управления процессами измерений и обработки результатов;
- максимальная среднеквадратическая приборная погрешность при измерениях линейных смещений — 0,1–0.05 мм (в зависимости от условий применения)
- время одиночных измерений — 1,5 секунды;
- блочный принцип построения, позволяющий перестраивать систему для решения различных инженерных задач.

Один из конструктивных вариантов ЛИСС с возможностью применения в разных областях строительства и эксплуатации для инженерных сооружений показан на рис. 1, 2, 3.

С 2011 года работы по проектированию, созданию макетных образцов ЛИСС и внедрению в геодезическое производство проводятся совместно с НПО «Лазерные системы» и ООО «Промтерра».

Итоги

Автоматизация процессов управления работой системы позволяет надеяться на скорое завершение всей приборной части измерительного комплекса и успешное внедрение в те отрасли

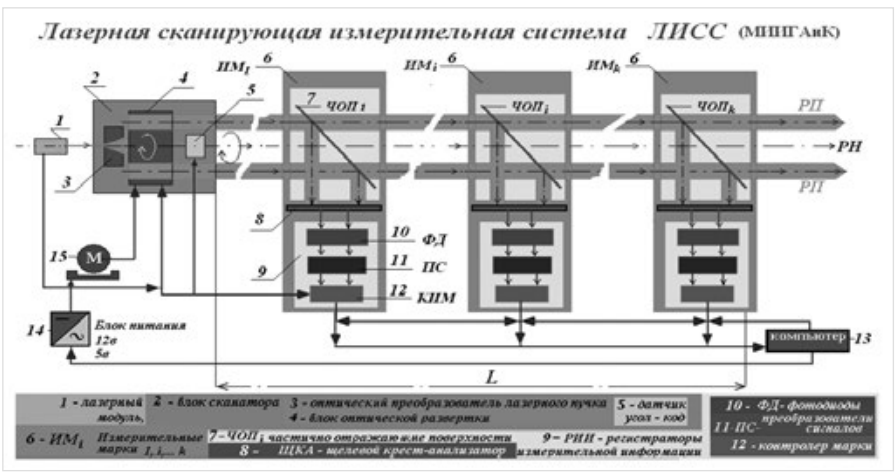


Рис.1 — Функциональная блок — схема ЛИСС

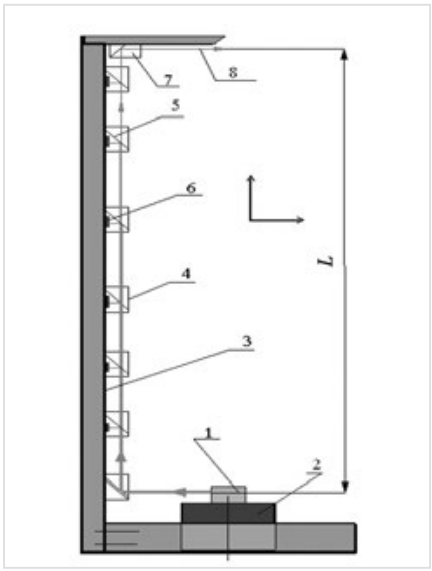


Рис. 2

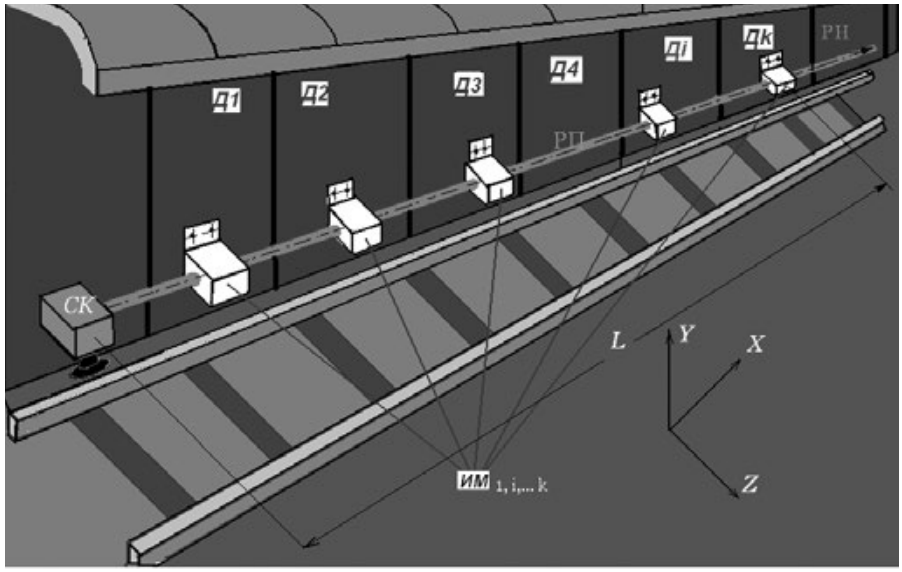


Рис. 3

народного хозяйства, где требуются высокоточные измерения при определении критических деформаций инженерных сооружений.

Выводы

Проведенные метрологические исследования и практические эксперименты, по мнению авторов, позволяют утверждать, что система ЛИСС способна осуществлять непрерывный мониторинг за состоянием сооружений в обозначенных пределах контроля за критическими деформациями.

Список используемой литературы:

1. Авхадеев В.Г., Жилкин А.М., Власенко Е.П., Чугреев И.Г. Развитие методов и средств измерений отклонений от прямолинейности объектов. М.: Известия вузов. Геодезия и аэрофотосъемка. 2008. №1. С. 226–231.
2. Авхадеев В.Г. Предварительные результаты исследования пластмассовых пленок, используемых в качестве зеркал с частичным отражением. М.: Геодезия и аэрофотосъемка. 2008. № 6. С. 41–43.
3. Жилкин А.М., Авхадеев В.Г., Чугреев И.Г., Савостин П.И., Федоров К.С. Исследование, разработка и подготовка к коммерческой реализации лазерной прецизионной измерительной системы. Сборник статей по итогам научно-технической конференции профессорско- преподавательского состава, посвященной 229-летию МИИГАиК. М.: 2008. Выпуск 1. С. 65–67.
4. Жилкин А.М., Авхадеев В.Г., Чугреев И.Г., Степанов В.В. Лазерное устройство для измерения непрямолинейности расположения искусственных и естественных объектов. Патент №2359225 от 20.06.2009, приоритет изобретения 09.08.07.
5. Жилкин А.М., Авхадеев В.Г., Можаров Г.А., Чугреев И.Г. и др. Лазерное устройство для измерения отклонений отдельных участков поверхностей объектов от референтного направления. Патент №2359224 от 20.06.2009, приоритет изобретения 09.08.07.
6. Жилкин А.М., Авхадеев В.Г., Чугреев И.Г.и др. Лазерное устройство для измерения нестабильности пространственного положения объектов и определения отклонения их формы от прямолинейности. Патент №2366894 от 10.09.2009. Приоритет изобретения 10.09.07.
7. Жилкин А.М., Авхадеев В.Г.,Чугреев И.Г., и др. Фотоэлектрическое устройство для измерения отклонений от прямолинейности расположения объектов и их геометрических форм. Патент № 2366895 от 10.09.2009. Приоритет изобретения 14.11.07.
8. Авхадеев В.Г., Жилкин А.М., Свешникова И.С., Драковская Н.Л. Оптическое устройство для формирования лазерного излучения в виде квазипараллельного пучка. Патент (два объекта защиты) №2393516 от 27.06.2010. Приоритет изобретения 09.08.2007.
9. Чугреев И.Г., Жилкин А.М., Авхадеев В.Г. и др. Исследование и разработка лазерной системы для измерений поперечных смещений инженерных сооружений. Доклад. 5-ая международная выставка и научный конгресс ГЕО-СИБИРЬ-2009. Новосибирск: 24 апреля 2009. Тезисы. 92 с.
10. Авхадеев В.Г., Можаров Г.А., Былинушкин К.Н., Панов А.А., Попиченко В.А. Вычисление потока излучения лазерного пучка, прошедшего через прямоугольное отверстие в плоском непрозрачном экране. Известия вузов. № 5. МИИГАиК. 2011. С. 103–106.
11. Авхадеев В.Г., Можаров Г.А., Панов А.А., Былинушкин К.Н. Анализ геометрических параметров лазерных пучков, определяющих измерительный диапазон зеркальной сканирующей системы. М.: МИИГАиК, Известия вузов. 2012. № 3. С. 111–114.

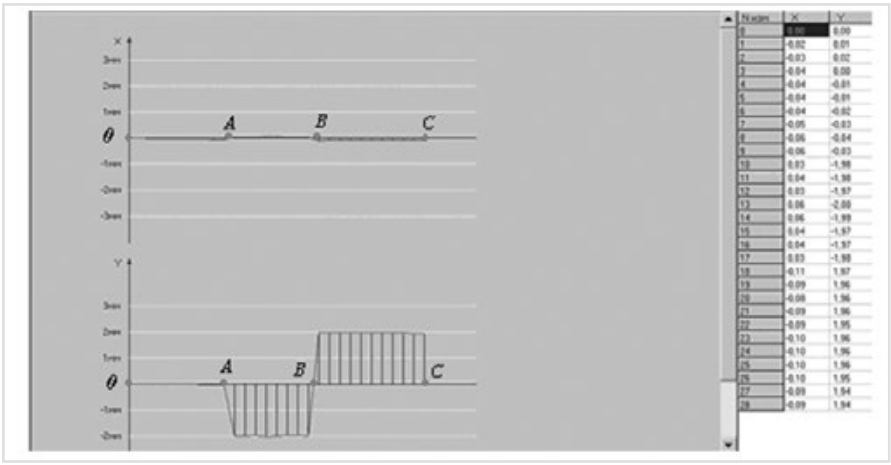


Рис. 4 — Лабораторные исследования состояния ИМ при смещении на ±2мм по оси У
Верхняя часть графика состояние ИМ (отсутствие смещения по оси Х)
Нижняя часть графика: О — А (8мин в стабильном положении)
А — В (8мин интервалом 1мин при смещении по оси У на -2мм)
В — С (10мин с интервалом 1мин при смещении по оси У на +4мм)

Modern possibilities and methods for the detection of critical deformation of engineering structures

UDC 620.1+331.45

Authors:
Vladimir G. Avhadeev — eng., head. laboratory[1]; v.awhadeev @ yandex.ru
Andrey A. Mayorov — dr. prof., rector1; rector@miigaik.ru
Petr I. Savostin — ph.d., associate professor[1]; psavostin@mail.ru
Konstantin S. Fedorov — eng., commercial director[2]; info@prom-terra.ru
Sergey S. Myasnikov — eng., general director[3]; myasnikov82@yandex.ru

[1]MIIGAiK, Moscow, Russian Federation
[2]Design Company "PROMTERRA", Moscow, Russian Federation
[3]NGOs "Laser systems", Moscow, Russian Federation

Abstract
The paper discusses issues related to the development of modern high-precision measuring instruments for monitoring construction projects.
The advantages and disadvantages of the existing methods of monitoring the state of the construction projects.
Isolated aspects of the problem of having to use stationary monitoring systems engineering spatial position of objects.

Materials and methods
The measurements are made relative to the reference lines created by laser radiation generated by special optical components. Register offsets produced relative to the center of the laser scanning radiation of a master reference direction by the reflected laser beam in the direction of the pulse analyzer, rigidly attached to the object to be measured. When measured basic direction defined by the center scan aligned to the centers of the first and last analyzers measuring brand with the required accuracy.

Results
Automation of processes controlling the operation of the system allows us to hope for a speedy completion of the entire instrument of measuring complex and successful implementation in those sectors of the economy requiring highly accurate in determining the critical deformation of engineering structures.

Conclusions
Monitoring of engineering objects, laser measuring systems, the critical deformation structures, spatial coordinates of object points, geodetic measurements.

Keywords
Metrological studies and hands-on experiments, according to the authors, suggest that the system is capable of LISS to continuously monitor the state of the buildings in designated within the control of the critical strains.

References

1. Avhadeev V.G., Jilkin A.M., Vlasenko E.P., Chugreev I.G. *Razvitie metodov i sredstv izmereniy otkloneniy ot pryamolineynosti ob"ektov* [The development of methods and means of measuring deviations from linearity of objects]. Moscow: *Trans. Surveying and aerial photography*, 2008, issue 1, pp. 226–231.
2. Avhadeev V.G. *Predvaritel'nye rezul'taty issledovaniya plastmassovykh plenok, ispolz'uemykh v kachestve zerkal s chastichnym otrazheniem* [Preliminary results of a study of plastic films ispolzuemyh as a mirror with a partial reflection]. Moscow: *Geodesy and aerial photography*, 2008, issue 6, pp. 41–43.
3. Jilkin A.M., Avhadeev V.G., Chugreev I.G., Savostin P.I., Fedorov K.S. *Issledovanie, razrabotka i podgotovka k kommercheskoy realizatsii lazernoy pretsizionnoy izmeritel'noy sistemy.* [Research, development and preparation for the commercialization of precision laser measurement system. Collection of articles on the results of scientific and technical conference of the teaching staff, dedicated to 229-anniversary MIIGAiK]. Moscow: 2008, issue 1, pp. 65–67.
4. Jilkin A.M., Avhadeev V.G., Chugreev I.G., Stepanov V.V. *Lazernoe ustroystvo dlya izmereniya nepryamolineynosti raspolozheniya iskusstvennykh i estestvennykh ob"ektov* [Laser measuring apparatus misalignment location of natural and artificial objects]. Patent 2359225 from 20.06. 2009, priority of invention 09.08.07.
5. Jilkin A.M., Avhadeev V.G., Mozharov G.A., Chugreev I.G. and other. *Lazernoe ustroystvo dlya izmereniya otkloneniy otdel'nykh uchastkov poverkhnostey ob"ektov ot referentnogo napravleniya* [Laser device for measuring variations of selected parts of objects from the reference direction]. Patent 2359224 from 20.06.2009, the priority of invention 09.08.07.
6. Jilkin A.M., Avhadeev V.G., Chugreev I.G. *Lazernoe ustroystvo dlya izmereniya nestabil'nosti prostranstvennogo polozheniya ob"ektov i opredeleniya otkloneniya ikh formy ot pryamolineynosti* [Other laser measuring device instability of the spatial position of objects and determine their shape deviation from linearity]. Patent 2366894 from 10.09.2009. Priority of invention 10.09.07.
7. Jilkin A.M., Avhadeev V.G., Chugreev I.G., etc. *Fotoelektricheskoe ustroystvo dlya izmereniya otkloneniy ot pryamolineynosti raspolozheniya ob"ektov i ikh geometricheskikh form* [Photoelectric device to measure the deviations from linearity of the location of objects and their geometric forms]. Patent 2366895 from 10.09.2009. Priority of invention 14.11.07.
8. Avhadeev V.G., Jilkin A.M., Sveshnikov I.S., Drakovskaya N.L. Drakovskaya N.L. *Opticheskoe ustroystvo dlya formirovaniya lazernogo izlucheniya v vide kvaziparallel'nogo puchka* [An optical device for generating the laser radiation in the form of a quasi-parallel beam]. Patent (two objects of protection) 2393516 from 27.06.2010. Priority of invention 09.08.2007.
9. Chugreev I.G., Jilkin A.M., Avhadeev V.G. and other. *Issledovanie i razrabotka lazernoy sistemy dlya izmereniy poperechnykh smeshcheniy inzhenernykh sooruzheniy. Doklad. 5-aya mezhdunarodnaya vystavka i nauchnyy kongress GEO-SIBIR-2009* [Research and development of laser systems for the measurement of transverse displacements of engineering structures. The report. 5th International Exhibition and Scientific Congress of the GEO-Siberia-2009]. Novosibirsk: 2009, April 24, Abstracts, 92 p.
10. Avhadeev V.G., Mozharov G.A., Bylinushkin K.N., Panov A.A., Popichenko V.A. *Vychislenie potoka izlucheniya lazernogo puchka, proshedshego cherez pryamougol'noe otverstie v ploskom neprozrachnom ekrane* [The calculation of the flow of the laser beam passing through a rectangular opening in a flat opaque screen]. Proceedings of Higher Education Issue 5, MIIGAiK, 2011, pp. 103–106.
11. Avhadeev V.G., Mozharov G.A., Panov A.A., Bylinushkin K.N. *Analiz geometricheskikh parametrov lazernykh puchkov, opredelyayushchikh izmeritel'nyy diapazon zerkal'noy skaniruyushchey sistemy* [Analysis of the geometric parameters of the laser beams that define the span mirror scanning system]. Moscow: *MIIGAiK, Trans.*, 2012, issue 3, pp. 111—114.

ПРОМТЕРРА

Инженерно-геодезические изыскания
Инженерно-геологические изыскания
Инженерно-экологические изыскания
Проектирование автомобильных дорог
Деформационный мониторинг
Отдельные виды геодезических работ
Наземное лазерное сканирование технологически сложных промышленных объектов

109386, г. Москва, ул. Краснодонская, д.1, кор. 1.
www.prom-terra.ru, info@prom-terra.ru,
+7(495) 212-19-53; +7(925)128-82-91

РТ, 420034 г. Казань, ул. Декабристов д.81, оф.13А
www.rt.prom-terra.ru, kazan@prom-terra.ru,
+7(843)210-09-51, +7(917)93-93-852

FENSYS®
Российский производитель систем ограждений
www.fensys.ru

Достоинства различных видов крепежа для фиксации панели ограждения

М.С. Ковалев
технический директор[1]
kovalev@fensys.ru

[1]ООО «Системы ограждений», Москва, Россия

Крепежные элементы Fensys разработаны с учетом высоких требований к эксплуатации и отличаются удобством мотажа.

Ключевые слова
ограждение периметра, системы ограждений, комплексная безопасность, сварная панель ограждения, защита периметра, крепежные элементы.

Компания Fensys предлагает различные крепежные элементы для фиксации панели ограждения на столбе: хомуты (для столба 60х60 и 80х80) и скобы (для столба 60х40, 60х60, 80х80). В зависимости от требований клиента возможно применение и того и другого крепежа. Достоинства различных видов крепежа приведены ниже.

Хомут

- Применение крепления типа «Хомут» позволяет осуществить монтаж без технологических отверстий в столбах. Такой способ монтажа увеличивает срок эксплуатации продукции Fensys, так как не возникает коррозии.
- Специально разработан для фиксации прутка панели ограждения диаметром от 4 мм до 5 мм без повреждения окраски.
- Вкладыш хомута имеет специальное фиксирующее устройство, облегчающее монтаж панелей ограждения к столбу, благодаря чему сразу несколько вкладышей могут быть предварительно зафиксированы на прутке ограждения, что значительно облегчает монтаж.
- Вкладыш имеет продольное крепежное отверстие, что допускает возможность подгонки на ±20 мм, облегчая монтаж панелей ограждения.
- Имеет пружинящее свойство, позволяющее ему при монтаже держаться на столбе без болта, что значительно облегчает монтаж, позволяя сначала закрепить на столбе все хомуты, а затем закреплять метизы и монтажные вкладыши. Краска при монтаже не повреждается.
- Квадратное технологическое отверстие под болт в хомуте Fensys позволяет зафиксировать болт в хомуте с одной стороны ограждения и производить фиксацию гайкой с другой его стороны. Благодаря этому нет необходимости удерживать болт, что значительно облегчает монтаж.
- Хомуты Fensys могут использоваться с антивандальными гайками. Если Вы отдельно приобрели антивандальную гайку, то при правильном ее монтаже, граненая часть гайки срывается, и отвернуть оставшуюся часть гайки невозможно, что значительно усложняет возможность несанкционированного демонтажа панелей ограждения.

Скоба

Тип крепления скоба специально разработан для увеличения скорости монтажа ограждения.

- Винт крепления скобы закручивается в отверстие с резьбой, предварительно сделанное на заводе-изготовителе в процессе производства столба.
- Отверстие делается методом термосверления с последующей накаткой резьбы. Метод накатки (а не нарезки) позволяет сохранить цинковое покрытие даже внутри отверстия.
- Скоба имеет специальную прорезь для удержания горизонтального прутка панели ограждения Fensys.
- Комплектуется специальным болтом с внутренним шестигранником, что усложняет несанкционированный демонтаж ограждения. Для еще большей степени защиты от несанкционированного демонтажа после сборки ограждения внутренний шестигранник может быть рассверлен.

Рис. 1 — Хомут средний (80х80, 60х60)

Рис. 2 — Хомут крайний (80х80, 60х60)

Рис. 3 — Скоба F24 (столб 60х60)

Рис. 4 — Скоба большая (столб 80х80)

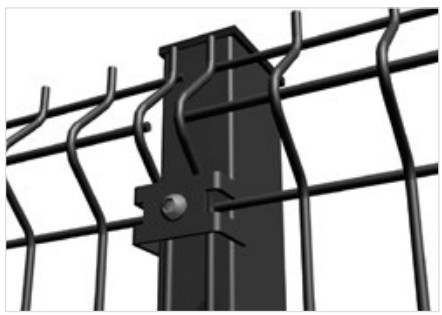


Рис. 5 — Скоба средняя (столб 60х60)

Рис. 6 — Скоба F24 (столб 60х40)

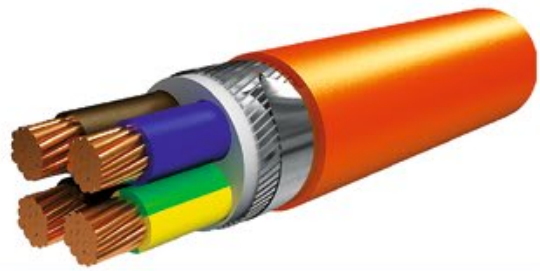
Simross | современные электротехнические решения

КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

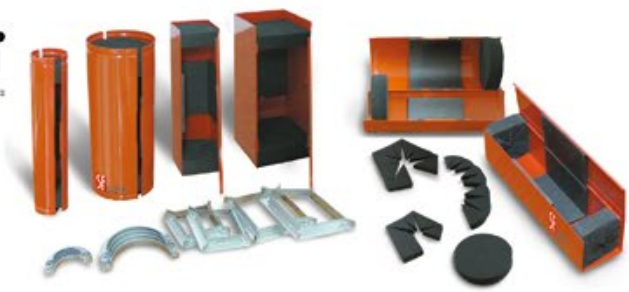
PYROHALON® и PYROHALON® PLUS

Нераспространение горения по классу ПРГП 1 (групповая прокладка) ГОСТ Р 53315-2009, ГОСТ Р МЭК 60332-21; Предел огнестойкости ПО1 (работа в огне 3 часа) ГОСТ Р 53315-2009, ГОСТ Р МЭК 60331. Кабели соответствуют жестким требованиям по выделению коррозийно активных газов ПКА 1 (ГОСТ Р 53315-2009). Для исключения воздействия на организм человека токсичных газов, в составе материалов применяемых для изготовления кабелей PYROHALON ® и PYROHALON ® PLUS отсутствует галогенная группа (хлор, бром и т.п.). Кабели изготавливаются в соответствии с требованиями стандарта МЭК 60754-2.

PYROHALON® PYROHALON® PLUS



SFpath
Огнестойкая Кабельная Проходка



SF-Path

Огнестойкие кабельные проходки.

Огнестойкие проходки SF-Path прошли испытания в соответствующих международных и российских лабораториях. Получили классификацию EI 90. Содержание огня до 240 минут.

ATLAX

Кабельные огнестойкие трассы.

Несущие системы – перфорированные и неперфорированные, лестничные и проволочные прошли испытания сохранение функциональности в условиях пожара вместе с кабелем PYROHALON® PLUS согласно DIN VDE 4102-12.

ATLAX®

Являясь интегратором, компания ООО «НПК «Сим-Росс» уделяет особое внимание надежности всех элементов комплексной системы пожарной безопасности. Именно поэтому мы уделяем так много времени подбору производителей оборудования, на производствах которых мы размещаем наши заказы. Ведь только многократно проверенная и испытанная система может отвечать наивысшим современным требованиям. На сегодняшний день мы имеем в своем багаже десятки протоколов испытаний на соответствие различным стандартам. В связи с вышесказанным мы даем особую гарантию при использовании на объектах всей системы: ATLAX–PYROHALON–SF-Path.

141070, г. Королёв, МО, ул. Калининградская, д.16
Тел./факс.: +7(495) 745-2414
www.simross.ru www.simross-engineering.ru
e-mail: market@simross.ru

Группа компаний Сим Росс

SafeRad

Мировой Лидер в Радиографии на Непосредственно Близком Расстоянии

Радиографическая Система SafeRad Исключает Эвакуацию Персонала

24 Часа Непрерывной Радиографии – Отсутствие Помех для Других Рабочих Процессов

Small
Area
For
Exposure
Radiography

ГаммаБлок
Ослабляет радиацию
Очень Гибкий

Достижения Радиографической Системы SafeRad:

Беспрецедентные преимущества радиационной безопасности признаны здравоохранением Великобритании и Инспекцией по охране труда

Способствует ускорению строительства и поддержанию планов, что приводит к значительным экономиям

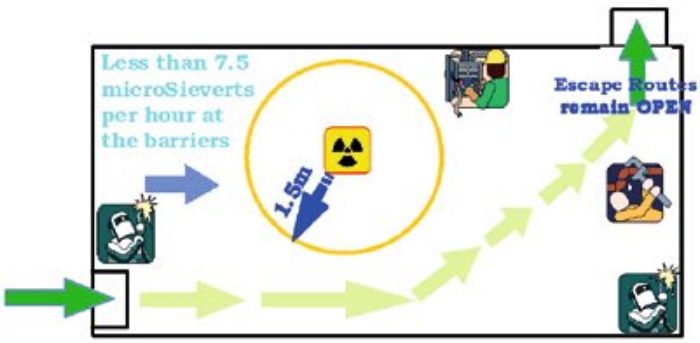
Нет простоев в рабочем процессе из-за радиографии

Лучшее рентгенографическое изображение с использованием обычных пленок: улучшенная чувствительность, котрасность и четкость

Нет ограничений в размерах и конфигурациях объектов – может быть использован везде

Эффективный мониторинг коррозий рентгенографическим профилем

Typical SafeRad Worksite



SafeRad доказанные пионеры в Малекой Области Воздействия Радиографии (БЕЗОПАСНЫЙ). Мы предоставляем услуги радиографии не причиняющие беспокойство, трансформируя простои при традиционной радиографии в производительное время

- **Ограды устанавливаются на расстоянии 1.5м или меньше**
- **Запретная зона легко контролируема**
- **Не влияет на близлежащие работы или персонал**

Было продемонстрировано в Управлении по ТБ Великобритании
SafeRad Победитель премии SMART 1999 & 2000 Британского Министерства Торговли и Промышленности создавший БЕЗОПАСНЫЕ условия работы

Обращайтесь к нам по всем вашим потребностям по контролю качества сварных соединений неразрушающим методом
ТОО SafeRad, Казахстан, г. Актау, 2мкр., БЦ «Сункар» Здание 47Б, офис 832
Тел./Факс: +7 7292 545077 Сотовый: +7 777 7795891 Эл.адрес: aungaliyeva@saferad.com или mwass@saferad.com

SafeRad

ПИОНЕРЫ БЕЗОПАСНОЙ РАДИАЦИИ

ГаммаБлок®

Защита от ренгеновского и гамма излучений

ГаммаБлокk® новый, запатентованный, гибкий, пластичный, ослабляющий радиационное излучение материал изготовленный исключительно компанией SafeRad Ltd. Его уникальные свойства и универсальность делают его пригодным для использования в различных применениях защиты от радиации.

Ослабляет Излучения

ГаммаБлок® Эффективный защитный материал от ренгеновского и гамма-излучения. Произведен под строгим контролем качества обеспечивающий надежную стойкую плотность и величину ослабления и был продемонстрирован в Министрестве Здравоохранения и Промышленной Безопасности Великобританиии

Исключительно Гибкий

Гаммаблок® чрезвычайно гибкий и многократен в использовании. Он может сгибаться вокруг маленького радиуса и принять свою прежнюю форму. Легко скручивается, складывается, сгибается и вырезается в необходимую форму или используется для обертывания в любой конфигурации.

Испытан на Огнестойкость

ГаммаБлок® испытан на огнестойкость и соответсвует требованиям EN ISO 11925-2: 1999.

Нетоксичный

ГаммаБлок® полностью инертный, состоит из нетоксичных материалов и имеет антипригарную, протираемую поверхность, которую можно стерилизовать. Не подлежит специальным COSHH требованиям.

Пригоден для Переработки

ГаммаБлок® может быть возвращен в SafeRad для переработки, что позволяет получить скидку при последующих заказах и сберечь природные ресурсы. Создает экологически приемлимое решение в защите от радиации.

Размеры Продукта

ГаммаБлок® доступен в различных формах и толщине. Может быть также изготовлен по вашим индивидуальным запросам.

Крепкий и Прочный.

ГаммаБлок® долговечен и высоко прочен от разрывов. Имеет также стойкость к химикатам.

Обычное Применение

Неразрушающий Контроль

В атомной области, например в зараженных трубопроводах и горячих точках

Нефте-химической индустрии

Больницах

Исследовательсктх лабораториях

Защитное приспособление в приборах ядерной техники

SafeRad открыл офис теперь и в Казахстане - ТОО SafeRad (СэйфРад), для предоставления новых и БЕЗОПАСНЫХ радиографических услуг Казахстанской промышленности. SafeRad мировой лидер в радиографии на непосредственно близком расстоянии, не требующий эвакуации, как это обычно необходимо в работе с опасными материалами.

Малькольм Уосс, Управляющий Директор компании SafeRad, является изобретателем системы SafeRad и уникального защитного материала GammaBlok за которые он получил множество международных наград за инновации и развитие новых технологий.

Победитель премии SMART Министерства Торговли и Промышленности Великобритании

Думать о Радиационной Безопасности – Думать о ГаммаБлок®

Обращайтесь к нам по всем вашим потребностям по неразрушающему контролю качества сварных соединений
ТОО SafeRad, Казахстан, г. Актау, 2мкр., БЦ «Сункар» Здание 47Б, офис 832
Тел./Факс: +7 7292 545077 Сотовый: +7 777 7795891 Эл.адрес: aungaliyeva@saferad.com или mwass@saferad.com

УДК 539.1+621.3

Компьютерная радиография: оборудование и стандарты

К.А. Багаев
к.-ф.-м.н., технический директор[1]
kb@newcom-ndt.ru

Г.А. Мельканович
зам. технического директора[1]
gm@newcom-ndt.ru

[1]«Ньюком-НДТ», Санкт-Петербург, Россия

В статье представлен обзор современной техники для компьютерной радиографии. Указаны технические характеристики, области применения конкретных устройств, их достоинства и недостатки. Также приведено описание новейшей модели сканера HD CR 35 от компании «Duerr NDT», разобраны технические новинки, улучшающие качество снимков и облегчающие работу дефектоскопистов. Сделан обзор существующих международных, европейских и американских стандартов по компьютерной радиографии. Сделаны выводы о применимости данных стандартов в России.

Материалы и методы
В качестве материала исследования были взяты системы компьютерной радиографии различных производителей. Наибольшее внимание уделено новой модели сканера «Duerr HD CR 35».

Ключевые слова
компьютерная радиография, запоминающие пластины, стандарт ISO/FDIS 17636-2, ГОСТ 7512-82

Введение

Компьютерная радиография (КР) с использованием запоминающих пластин – это альтернатива стандартной радиографии с использованием плёнки. В развитых странах Европы и США эта технология в значительной мере вытеснила плёнку.

Радиография с использованием запоминающих пластин имеет ряд преимуществ, главным из которых является экономическая целесообразность. В подавляющем большинстве случаев КР оказывается дешевле. Тенденции таковы, что системы КР и запоминающие пластины будут постепенно дешеветь, так как увеличивается число производителей оборудования, растёт конкуренция, оптимизируются технологии производства. Плёнка же имеет тенденцию к удорожанию, в виду роста цен на серебро, входящее в её состав.

Важным достоинством технология КР является её экологическая безопасность, так как в отличие от плёночной технологии не требуются химикаты, используемые при проявке/закреплении.

Оборудование для компьютерной радиографии.

В России техника для КР появилась в середине 2000-х годов. По нашим оценкам за это время продано несколько сотен систем.

На российском рынке систем КР представлено оборудование 5-и производителей сканеров: General Electric, Carestream (бывший Kodak), Duerr NDT, VMI, ALLPRO Imaging и 3-х производителей запоминающих (фосфорных) пластин Carestream (Kodak), GE, Fujifilm.

Компания General Electric предлагает сканеры моделей CRxFlex, CRx25P, иногда попадается уже снятая с производства несколько лет назад модель CR50P.

Сканеры производства компании Carestream (купившей подразделение Kodak по производству рентгеновской пленки, систем компьютерной радиографии и прочее) представлены новой моделью HPX-1 и несколькими моделями, выполненными на базе старой модели ACR2000 выпускаемой уже почти 15 лет. В России сканеры Carestream продаются под маркой «Фосфоматик».

Модельный ряд немецкой компании Duerr NDT представлен 4-мя сканерами HD-CR 35 NDT, CR 35 NDT, HD-CR 43 NDT, CR 43 NDT. На российском рынке сканеры Duerr NDT продаются как под собственной маркой, так и под маркой «Градиент».

Американская компания ALLPRO Imaging представлена единственной моделью ScanX Discover HR продаваемой под маркой Скринтест Scan-X.

Еще один американский производитель сканеров VMI представлен моделью 5100MS продаваемой под оригинальной маркой VMI 5100MS.

Несколько сканеров из перечисленных выше GE CR50P, GE CRx25P, ALLPRO Imaging ScanX Discover HR производятся по лицензии компании Duerr NDT и являются копиями сканера HD-CR 35 NDT.

Типы сканеров (пластины/кассеты)

Устройства подачи запоминающих пластин (ЗП) в сканеры можно подразделить на 3 типа в зависимости от конструкции. В первом случае ЗП извлекается из кассеты (гибкой или жесткой) вручную и подаётся на сканер. Во втором случае пластина вместе с кассетой вставляются в сканер, а дальше механика сканера извлекает пластину, считывает с неё информацию и возвращает обратно в кассету. Третий тип конструкции позволяет сканировать как ЗП в кассете, так и саму ЗП без кассеты.

Почему этот момент так важен? Запоминающие пластины в отличие от рентгеновской пленки могут быть использованы многократно. Количество циклов экспонирование-считывание-стирание ограничено, прежде всего, ее физическим износом. В процессе эксплуатации на рабочей поверхности пластины накапливаются микроцарапины, которые образуются при загрузке/извлечении ЗП из кассеты, при соприкосновении с деталями сканера при считывании, при неаккуратном обращении извлеченной из кассеты ЗП. При накоплении критического для задач контроля количества микроцарапин запоминающую пластину необходимо заменять на новую.

Применение запоминающих пластин, заключенных в жесткие кассеты, значительно сокращает образование микроцарапин, таким образом, увеличивая количество рабочих циклов в десятки, а иногда и в сотни раз. Однако применение ЗП в жестких кассетах делает невозможным контроль объектов сложной формы, для которых необходимо, чтобы пластина огибала объект, например, кольцевой сварной шов. Поэтому для пользователей, которым было бы удобно сочетание, как гибких пластин, так и пластин в жестких кассетах оптимальным выбором будет универсальный сканер сканирующий и то и другое.

К сканерам, считывающим только ЗП относятся все Фосфоматики выполненные на базе сканера ACR2000, сканер GE CR50P, GE CRx25P, Duerr HD-CR 35 NDT, CR 35 NDT, Скринтест

Рис. 1 — Сканер Kodak ACR2000i

Scan-X, VMI 5100MS. Сканеры считывающие только кассеты с ЗП постепенно уходят с рынка, а на смену им приходят универсальные модели считывающие как ЗП, так и кассеты с ЗП. К ним относятся GE CRxFlex, Фосфоматик HPX-1, Duerr HD-CR 43 NDT, CR 43 NDT. Причем сканер Duerr HD-CR 43 NDT первоначально работал только с кассетами, но недавно производитель расширил его функциональные возможности, разработав специальные кассеты-адаптеры для сканирования гибких ЗП.

Запоминающие пластины.
Типы. Производители.

Производителей ЗП меньше чем производителей сканеров для их считывания. Для целей неразрушающего контроля ЗП производят компании GE, Carestream и Fujifilm. Все они представлены на российском рынке.

Компания General Electric предлагает запоминающие пластины 3-х марок IPU, IPS и IPC2. Carestream также производит пластины 3-х типов Flex GP, Flex HR и Flex XL blue. ЗП Fujifilm на российском рынке продаются под маркой Duerr IP и Duerr HD-IP Plus.

Также как и пленка, пластины характеризуются, размером зерна и толщиной «запоминающего» слоя. Общая закономерность для пластин такова, чем больше толщина «запоминающего» слоя и размер зерна тем выше их дозовая чувствительность, но меньше разрешающая способность. С другой стороны запоминающие пластины с тонким «запоминающим» слоем и мелким зерном позволяют получить изображения высокого разрешения на сканерах высокого разрешения.

К сожалению, производители не предоставляют информацию ни о размере зерна запоминающих пластин, ни о толщине «запоминающего» слоя (кроме Carestream). Пластины условно можно поделить на 3 класса:

- стандартное разрешение: GE IPU, Kodak Flex GP, Duerr IP
- высокое разрешение:GE IPC2, Kodak Flex XL blue, Duerr HD-IP Plus.
- промежуточного класса: GE IPS и Kodak Flex HR.

Качество изображения. Высокое разрешение.

Качество цифрового радиографического изображения в КР зависит от типа используемой ЗП, экспозиционной дозы, размера лазерного пятна, размера пиксела (разрешения сканирования).

В пленочной радиографии качество изображения зависит от класса пленки (в европейском стандарте EN 584-1 введено 6 таких классов) и экспозиционной дозы.При этом качество практически не зависит от способа проявки (вручную или с помощью проявочной машины).

В КР для получения изображений высокого разрешения помимо ЗП высокого разрешения, необходимо использовать сканер высокого разрешения для их считывания. К сканерам высокого разрешения можно отнести модели с малым размером лазерного пятна (12,5–35 мкм) и изменяемым размером пиксела (разрешения сканирования), позволяющим добиться его размеров от 20 до 50 мкм.

Критериями качества изображения в стандартах по КР являются базовое пространственное разрешение (БПР, SRb) и соотношение сигнал/шум (SNR). Аналогом понятия базовое пространственное разрешение в российских стандартах можно считать разрешающую способность. Разрешающая способность определяется по изображению экспонированной миры и измеряется в парах линий на мм.

БПР определяется с помощью эталона, по стандарту EN 462–5. Этот эталон состоит из 13 пар проволочек. Диаметр и зазор между проволочками в паре равны и имеют значение в диапазоне от 800 мкм (пара 1D) до 50 мкм (пара 13D). За значение БПР принимают номер пары проволочек наименьшего диаметра и зазора между ними, разрешаемых по изображению раздельно или величину диаметра/зазора проволочек этой пары (например SRb=50 мкм или SRb 13D).

Базовое пространственное разрешение является интегральным критерием оценки системы компьютерной радиографии и всегда приводится для пары сканер и запоминающая пластина. Естественно, чем меньше SRb тем лучше. Для достижения наименьшего значения SRb необходимы:

- запоминающая пластина высокого разрешения
- сканер с минимальным размером лазерного пятна
- настроить минимальный размер пиксела в сканере при считывании пластины

По аналогии со стандартом EN 584-1 определяющим классификацию радиографических пленок на 6 классов стандарт EN 14784-1 определяет классификацию систем КР. Критерием классификации является нормализованное соотношение сигнал/шум SNRnorm, таблица 1.

Мобильное применение

Для проведения контроля с применением радиографической пленки необходимы «темная комната», химреактивы, проточная вода, помещение для сушки пленок. Все это усложняет проведение радиографического контроля в полевых условиях или снижает оперативность, в случае если участок контроля значительно удален от стационарной лаборатории. Поэтому замена пленки системой компьютерной радиографии значительно упрощает проведение контроля особенно в полевых условиях, вместе с тем предъявляет некоторые требования к системе КР. Прежде всего комплекс должен обладать минимальными размерами и весом. Производителем должен быть предусмотрен кейс, позволяющий удобно для пользователя и безопасно для сканера перемещать его к месту проведения контроля.

Ряд сканеров имеют слишком большой вес и габариты, в связи с этим их использование в полевых условиях затруднено. К примеру, сканеры GE CRxFlex, Фосфоматик HPX-1, Duerr HD-CR 43 NDT, VMI 5100MS вместе с транспортировочным кейсом весят 60–70 кг и обладают внушительными габаритами.

Немаловажным параметром КР-системы является его энергопотребление, поскольку в полевых условиях не всегда возможно обеспечить оборудование электропитанием необходимой мощности. Сканеры GE CR50P и CRx25P, Duerr HD-CR 35 NDT и CR 35 NDT, СкринтестScan-X могут работать без источника электропитания, поскольку комплектуются литий ионным аккумулятором. Кроме того конструкция сканера для работы в полевых условиях должна быть пылезащищенной.

Новые тренды в развитии КР-технологии.

Около 3-х лет назад на рынке появились универсальные сканеры для считывания как запоминающих пластин без кассет, так и пластин в жестких кассетах. В настоящее время такие сканеры предлагаются всеми основными производителями GE, Carestream, Duerr NDT.

Компания Duerr NDT в этом году выпустила на рынок сканер с настраиваемым размером лазерного пятна. В конструкции обновленной модели сканера HD-CR 35 NDT реализована патентованная технология TreFoc, позволяющая с помощью прецизионного механизма с ирисовой диафрагмой настраивать размер лазерного пятна. Пользователю предлагается 3 предустановленных размера лазерного пятна 12,5; 25 и 50 мкм (рисунок 2).

В последние десятилетие производители сканеров при проектировании новых моделей стремились к максимальному уменьшению размера лазерного пятна. Как мы уже писали, это предоставляет возможность получать радиографические изображения высокого разрешения. Тем не менее, в ряде областей применения вполне достаточно размера пиксела 50 и даже 100 мкм. В этом случае малое лазерное пятно фиксированного размера «считывает» информацию всего лишь с 10–35% площади запоминающей пластины. Детектируемый полезный сигнал очень слабый, а соотношение сигнал/шум низкое. Для увеличения соотношения С/Ш до уровня

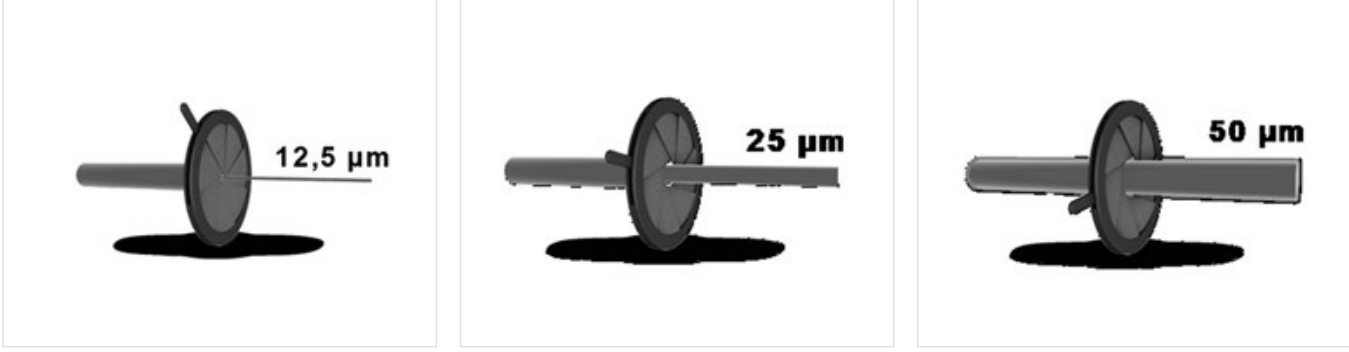


Рис. 2 — Ирисовая диафрагма механизма управления размером фокусного пятна TreFoc

Класс системы CEN	Минимальное нормализованное SNR
IP 1/Y	130
IP 2/Y	117
IP 3/Y	78
IP 4/Y	65
IP 5/Y	52
IP 6/Y	43

Y – максимальное базовое пространственное разрешение.

Таб. 1 — Классификация систем компьютерной радиографии в зависимости от минимального нормализованного отношения сигнал/шум.

ISO	16371-1,-2 17636-2
ASTM	E 2446-05 E2445-05 E 2007-10 E 2033-06
EN	14784-1,-2 1435

Таб. 2 — Международные стандарты по компьютерной радиографии

отвечающего требованиям класса изображения, заданного нормативными документами (таблица 1) приходилось существенно увеличивать время экспонирования.

Новая технология TreFoc позволяет выбирать для каждой задачи контроля оптимальные настройки размера лазерного пятна и размера пиксела реализующие при минимальной экспозиционной дозе требования к качеству изображения по критерию сигнал/шум.

В обновленном сканере Duerr HD-CR 35 NDT также реализована инновационная концепция автономного сканера. До сих пор сканер был устройством для считывания изображения с ЗП и немедленной его передачи на подключенный к сканеру компьютер.

В новую модель сканера Duerr встроен миникомпьютер с программой управления сканером, сенсорный ЖК-дисплей, съемная карта памяти формата SD. В миникомпьютере установлена программа для настройки режимов считывания пластин и просмотра радиографических изображений на встроенном дисплее. При этом считанные изображения сохраняются на карте памяти. Автономный сканер может быть удобен при выполнении небольших объемов работ в полевых условиях. При проведении контроля в условиях заводской лаборатории сканер подключается к персональному компьютеру Ethernet-кабелем или беспроводным способом — по WI-FI. На компьютере пользователю становится доступно специализированное ПО с обширным инструментарием по обработке и расшифровке изображений.

Стандарты по компьютерной радиографии

Существует ряд проблем, которые препятствуют широкому внедрению компьютерной радиографии в России. Наиболее существенной из них является отсутствие стандарта для метода радиографического контроля с использованием запоминающих пластин и квалифицированного персонала, способного работать с данной техникой.

К сожалению, наша база стандартов очень сильно отстаёт от современных реалий, не поспевает за появлением новых технологий и оборудования для контроля радиографическим методом. В России до сих пор главным и, по сути, единственным стандартом по РК является ГОСТ 7512 [1]. Этот стандарт подразумевает, что детектором излучения является плёнка.

За время, прошедшее с последнего издания стандарта, в мире появилось новое направление радиографического контроля — цифровая радиография. Помимо компьютерной радиографии она включает в себя собственно цифровую радиографию с использованием плоскопанельных детекторов и линеек детекторов, а также оцифровку рентгеновских плёнок. За рубежом существуют стандарты, исчерпывающе описывающие методики для работы с подобной техникой[2, 3]. В России таких стандартов, к сожалению нет.

Тем не менее, промышленность нуждается в современной технике для компьютерной и цифровой радиографии. В отсутствие государственного стандарта, ряд организации разработали собственные РД и СТО для компьютерной радиографии, так как при производстве продукции на экспорт приходится использовать зарубежные стандарты качества.

Это, однако, не решает проблему полностью. Отсутствие государственного стандарта приводит к тому, что нет единой системы обучения и аттестации специалистов для работы с техникой КР. Получается, что дефектоскопист, скажем «Газпрома», освоивший СТО этой организации, не сможет без серьёзной переподготовки работать на предприятии, скажем «Транснефти», даже если работать придётся на той же самой технике.

Стандарты организаций при отсутствии общего стандарта могут вступить в противоречие с руководящими документами Ростехнадзора и других контролирующих организаций. Очень часто приходится слышать, что проверяющие органы, привыкшие к плёночной радиографии, требуют предъявить доказательство того, что снимок, полученный на запоминающую пластину, соответствует ГОСТ 7512 по оптической плотности! В надзорных ведомствах зачастую нет специалистов, понимающих, что такого понятия как «оптическая плотность» при компьютерной радиографии просто нет! Большинство из них не понимает, что такое «соотношение сигнал/шум» и «базовое пространственное разрешение» — ключевые параметры по которым оценивается качество цифрового снимка.

Из сложившейся ситуации видится один выход. Необходимо как можно быстрее внедрить Российский стандарт по цифровой радиографии и обучить специалистов РК согласно этому стандарту. При этом «изобретать велосипед» совсем не нужно. Практически вся техника для ЦР покупается за рубежом и классифицируется согласно международным стандартам. Поэтому логичным видится взять за основу именно международные стандарты.

В США и Западной Европе уже давно принята система стандартов по компьютерной радиографии [3], они представлены в таблице 1.

До недавнего времени основным документом являлисьISO 16371 и его европейский аналог – EN 14784.

Эти стандарты включают в себя:

- Термины и определения
- Набор фантомов, индикаторов качества изображения для оценки качества систем
- Систему классов КР и методику оценки систем КР на соответствие тому или иному классу
- Практическое руководство для классификации систем КР для производителей и конечных пользователей
- Руководство для периодической оценки качества систем в процессе эксплуатации

Рис. 3 — Система фокусировки лазера с ирисовой диафрагмой

Рис. 4 — Новый сканер Duerr HD-CR 35 NDT

newcom-ndt

Системы компьютерной радиографии **Duerr-NDT**

- Сканирующее разрешение от 25 мкм, сертификат BAM* по классу чувствительности IP1/40 стандарта EN14784-1;
- Минимальные габариты и вес - всего 21 кг, включая стирающее устройство;
- Низкое энергопотребление - всего 120 Вт, с возможностью работы в течение нескольких часов от аккумулятора 24 В;
- Высокая надежность - работает в полевых условиях и в передвижных лабораториях;
- Новейшее программное обеспечение "X-Vizor" (свидетельство о регистрации № 2012610620), позволяющее работать в соответствии с ГОСТ 7512, СТО Газпром № 2-2.4-083-2006, СТО Газпром № 2-2.3-561-2011, РД Транснефть 19.100.00-КТН-001-10 (с изм.).

* Федеральный Институт Исследования и Тестирования материалов, Берлин, Германия.

Выгодная покупка!

ООО «Ньюком-НДТ»

195220, Санкт-Петербург,
пр. Непокоренных, д. 49 А

www.newcom-ndt.ru
e-mail: info@newcom-ndt.ru

+7 (812) 313-9674
+7 (812) 313-9675

В 2013 году был издан международный стандарт ISO/FDIS 17636. Этот стандарт состоит из двух частей. Первая ISO/FDIS 17636-1[5] регламентирует основные аспекты неразрушающего контроля сварных соединений с помощью радиографической пленки, вторая ISO/FDIS 17636-2 [2] — с помощью цифровых детекторов излучения. По сути, ISO/FDIS 17636-1 является аналогом нашего ГОСТ 7512-82, но только никаких аналогов для цифровых детекторов излучения в российской системе стандартов нет.

Стандарт ISO/FDIS 17636-2 содержит:

- Термины и определения
- Типы и правила расположения эталонов чувствительности
- Схемы просвечивания
- Уравнения для определения фокусного расстояния, взаиморасположения источника, объекта и детектора
- Правила выбора источника излучения, напряжения рентгеновской трубки
- Рекомендации по использованию металлических экранов

Помимо этого, стандарт вводит два класса качества контроля — A и B. В некоторой степени они являются аналогом классов чувствительности, существующих в российском ГОСТ 23055-78 [4]. Эти классы определяют минимальное качество снимков. Критериями выступают эталоны контрастной чувствительности (проволочные или дырочные) и пространственного разрешения (двухпроволочный). Стоит отметить, что введённые классы качества контроля коррелируют с аналогичными классами для плёнки из стандарта ISO/FDIS 17636-1[5]. Это значит, например, что на цифровой технике класса B дефекты будут видны также, как и при радиографии на плёнку, при соответствии тому же классу B.

Очень важно, что в ISO/FDIS 17636-2 есть чёткие математические критерии для определения пространственного разрешение, вычисления соотношения сигнал/шум, контраст/шум и т.д.

В приложении D стандарта даётся исчерпывающий ответ, каким образом уровни серого могут быть сопоставлены оптической плотности плёнки. Как известно, степень потемнения плёнки определяет качество рентгеновского снимка. Чем темнее плёнка, тем большему облучению она подверглась, тем выше соотношение сигнал/шум. Именно это соотношение определяет класс плёнки. Аналогично для систем компьютерной радиографии: соотношение сигнал/шум определяет класс системы. Стандарты по КР и плёнке таковы, что выявляемость дефектов в системах с одним классом одинакова.

В виду того, что процедура определения соотношения сигнал/шум сложна, требует равномерного поля излучения, стандарт вводит правило сопоставления уровней серого и соотношения сигнал шум. Критерием качества снимка начинает выступать значение уровня серого, которое несложно измерить с помощью программного обеспечения, являющегося неотъемлемой частью систем КР. Соответствие между уровнем серого и соотношением сигнал/шум вычисляется при конкретных параметрах сканера и для конкретного типа пластин. При изменении, скажем, усиления фотоумножителя сканера, необходимо пересчитать зависимость сигнал/шум от уровней серого.

Итоги

Было произведено сравнение технических характеристик систем компьютерной радиографии. Произведен обзор зарубежных стандартов по КР.

Выводы

При выборе того или иного продукта разумно руководствоваться его характеристиками, подтверждёнными независимым экспертным органом. Таким, например, как институт BAM, Германия (Федеральный Институт Испытания и Тестирования Материалов).

Компьютерная радиография используется за рубежом значительно дольше, чем у нас, там давно разработаны и приняты соответствующие стандарты. Для России видится правильным внедрение стандарта по КР, в основу которого должны быть положены международные стандарты. Это существенно упростит использование технологии КР, получившей одобрение российским сообществом специалистов НК.

Список использованной литературы

1. ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий, соединения сварные, радиографический метод.
2. Международныйстандарт ISO/FDIS17636-2 Non-destructive testing of welds – Radiographic testing – Part2: X- and gamma-ray techniques with digital detectors. 2013-01-15.
3. Багаев К.А. Цифровая радиография, обзор технологий и зарубежных стандартов. Экспозиция Нефть Газ. №7. С. 11–13.
4. ГОСТ 23055-78 Контроль неразрушающий. Сварка металлов плавлением. Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля.
5. Международный стандарт ISO/FDIS17636-1 Non-destructive testing of welds – Radiographic testing – Part 1: X- and gamma-ray techniques with films. 2013-01-31.

ENGLISH **INDUSTRIAL SAFETY**

Computed radiography: equipment and standards

UDC 539.1+621.3

Authors:

Kirill A. Bagaev – phD in physics and mathematics, technical director[1]

Gennady A. Melkanovich – deputy technical director[1]

[1]Newcom-NDT LLC, St.-Petersburg, Russian Federation

Abstract

This article provides an overview of modern technology in computed radiography. The technical features, application specific devices, their advantages and disadvantages were specified. Article also includes the description of the latest model of "Duerr NDT" HD CR 35 scanner. The technical innovations that improve the quality of images and facilitate the work of radiographers were outlined. There is also a review of existing international, European and American standards for computed radiography and the conclusions of the. The conclusions about the applicability of these standards in Russia were performed.

Materials and methods

Computed radiography systems from various manufacturers were observed. Most attention was paid to the new model of Duerr HD CR 35 scanner.

Results

The technical characteristics of computed radiography systems were compared. The review of foreign CR standards was performed.

Conclusions

1. It is important to use independent expert conclusions while choosing CR system. The BAM institute of Metal is one of the most respectable ones.
2. Computed radiography is used abroad for much longer time than in Russia. There have been developed and adopted relevant standards. It seems, that Russia needs the immediate implementation of the CR standard, which should be based on international standards. This greatly simplifies the use of technology adopted by the Russian NDT community.

Keywords

computed radiography, imaging plates, the standard ISO, FDIS 17636-2, GOST 7512-82

References

1. GOST 7512-82 Non-destructive testing, welded connections, radiographic method.
2. The international standard ISO / FDIS 17636-2 Non-destructive testing of welds - Radiographic testing — Part2: X-and gamma-ray techniques with digital detectors. 2013-01-15.
3. Bagaev K.A. Digital radiography, an overview of technologies and international standards. Exposition Oil Gas, issue 7, p. 11–13.
4. GOST 23055-78 Non-destructive testing. Welding of metal melting. Classification of welds by the results of radiographic testing.
5. The international standard ISO / FDIS 17636-1. Non-destructive testing of welds - Radiographic testing — Part2: X-and gamma-ray techniques with films. 2013-01-31.

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 электрообессоливания 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
www.sapcon.ru

LEWA
СИСТЕМЫ ДОЗИРОВАНИЯ

Рис. 1 — Технологический мембранный насос LEWA quintuplex, модель EG5

Фирма LEWA — правильные решения, если Вам требуются дозирующие, смесительные и впрыскивающие установки для применения на море и на суше.

В нефтегазовой промышленности существуют специальные положения и правила, требующие с одной стороны оборудование высокого качества, с другой стороны опытного поставщика. Цель этого проспекта – представить широкий диапазон насосных агрегатов фирмы LEWA и большой опыт в индивидуальном решении проблем, который может быть теперь использован и для Ваших проектов. Мы предлагаем полную программу плунжерных насосов с сальниками и мембранных насосов с гидравлическим приводом без сальников, технические характеристики которых покрывают расходы до 180 м³/час и давления до 1200 бар.

В современных нефтегазовых установках наблюдается тренд к использованию устойчиво и надёжно работающих мембранных насосов с гидравлическим приводом, из соображений безопасности, охраны окружающий среды, минимизации потерь и интеграции процессов.

К основным преимуществам мембранных насосов фирмы LEWA относятся:

- Абсолютная герметичность благодаря двойной герметизации при помощи многослойной мембраны;
- Индикация состояния мембраны и встроенный предохранительный клапан для повышения безопасности;
- Высокая всасывающая способность, даже для проблемных жидкостей, например, агрессивных, едких, горючих, токсичных, а также жидкостей с низкой смачивающей способностью или низкой вязкостью;
- Исключительно долгий период времени без обслуживания.

LEWA предлагает Вам:

- ориентированные на требования заказчика, профессионально разработанные дозирующие насосы и установки;
- комплексные, готовые к внедрению решения Ваших специальных задач;
- сопровождающую документацию и сертификацию, включая детали расчёта и при необходимости многоступенчатое тестирование;
- техническое обслуживание, ввод в эксплуатацию и сервис по всему миру. Техническая служба фирмы LEWA всегда рядом с Вами;
- систему управления качеством по норме ISO 9001, сертифицированную в LRQA.

Переработка нефти и газа с техникой фирмы LEWA.

В процессе работы мы накопили богатый практический опыт в этой развивающейся области. Мы готовы предоставить Вам наши познания и опыт на любой стадии Вашего проекта, в том числе:

- автоматизированные расчёты динамики жидкости в трубопроводе;
- автоматизированные расчёты начального давления в демпферах пульсации;
- автоматически генерированные схемы оснащения средствами контроля и управления, схемы регулирования, изометрические чертежи и разрезы установок;
- быструю интеграцию изменений требований в процессе разработки проекта;
- подробные общие чертежи и инструкции по эксплуатации;
- информацию о запасных частях по согласованной форме и на требуемом языке, включая детали от субпоставщиков;
- сертифицированных сварщиков и аттестованные процедуры сварки;
- процедуры и оборудование для испытания и проверки оборудования в соответствии с Вашими спецификациями по сертификации;
- подходящую консервацию и упаковку, включая все необходимые подъемные петли.

ООО «Лева»
119180, г. Москва, Большая полянка, д. 44/2 офис 344
Тел.: +7 495 64027-73
Факс: +7 495 64027-75
info@lewa.ru
www.lewa.ru

Рис. 2 — Одорирующая установка

Насосы и агрегаты фирмы LEWA уже в течение 30 лет применяются по всему миру в установках нефтегазовой промышленности. Средний и Дальний Восток, весь Американский континент, Европа, Северное море, Африка — везде Вы встретите изделия фирмы LEWA. Нередко наши насосы и агрегаты находились в непрерывной эксплуатации в течение многих лет, гарантируя при этом безукоризненную службу и поистине довольных клиентов. Если в работе установки появились неточности и Вам требуется настройка, свяжитесь с фирмой LEWA. Будь то диапазон высокого давления, параметры жидкости, усложняющие обработку, как-то: низкая вязкость, высокое давление пара, низкая смачиваемость, воспламеняемость, токсичность, наличие изнашивающих твёрдых частиц, — либо усложнённые условия окружающей среды, как на Северном море, где ремонт или Установка для химического впрыскивания для эксплуатации на суше, Россия техническое обслуживание может быть невозможным в течение нескольких месяцев — Вы убедитесь в том, что многие клиенты предпочитают насосы и установки фирмы LEWA. Наша продукция удовлетворяет самым строгим требованиям, международным, национальным и местным стандартам. Мы предлагаем компактные, готовые к эксплуатации установки — правильное решение для Вашей специальной области применения, без ограничений на географическое местонахождение. Фирма LEWA обслуживает:

- производство
- транспортировку
- переработку
- последующую обработку
- трубопроводы

Типичные применения:
закачивание:

- метанола
- гликоля
- бентонита
- ингибитора коррозии
- умягчителей
- раскислителей
- деэмульгаторов
- пассиваторов
- разбавителей
- противоосадочных добавок
- веществ для водообработки
  - полимеров
  - биоцидов
  - антивспенивателей
  - полиэлектролитов
  - гипохлоритов
- непрерывное разбавление с впрыскиванием
- окраска горючего одорирование природного газа
- меркаптаном или тетрагидротиофеном
- обратная закачка конденсата
- впрыскивание газоконденсата и сжиженного природного газа.

Установка для закачивания метанола на морской платформе в Северном море

Установка для химического впрыскивания для морских платформ

Установка для закачивания гликоля для морских платформ

Дозирующие установки для производства, транспортировки и переработки сырой нефти и природного газа

Закачка метанола

Безопасная закачка в нефтяную или газовую скважину под высоким давлением при использовании технологического мембранного насоса LEWA quintuplex, модель EG5. Станина для монтажа на морской буровой платформе. Производительность насоса 8,8 м³/час при давлении 345 бар.

Новая система одоризации газа САОПД

В.Н. Воробьёв
начальник конструкторского отдела[1]

[1]ООО «НПО ВНИИЭФ-ВОЛГОГАЗ», Саров, Россия

Полностью атоматическая система одоризации газа и контроля количества одоранта с прямой доставкой одоранта из подземной ёмкости его хранения к дозирующему устройству без участия оператора — современное требование к одоризационным установкам предприятий, осуществляющих обслуживание и эксплуатацию газораспределительных станций (ГРС).

Существующие на сегодняшний день одоризационные установки отличаются по физическому принципу ввода одоранта, степенью автоматизации, точностью и производительностью одорирования, возможностью изменения качества одорирования, способами пополнения расходных (промежуточных) емкостей, функциями контроля количества имеющегося и израсходованного одоранта и др. Все эти установки имеют в своём составе дозаторы инжекторного типа для ввода в поток природного газа порций одоранта под избыточным давлением пропорционально расходу газа по установленным нормам. Поступление одоранта в дозаторы осуществляется из расходных емкостей, которые периодически пополняются одорантом из подземных емкостей-хранилищ (либо заменяются вновь заполненными).

В зависимости от способа пополнения расходных емкостей и контроля в них уровня одоранта одоризационные установки оснащаются дополнительным оборудованием — эжекторами, фильтрами, указателями и сигнализаторами уровня, устройствами контроля точности одоризации, перекачивающими насосами, фильтрами, ручной и автоматической запорно-регулирующей арматурой, трубопроводами обвязки и др. По существующим правилам в ОАО «Газпром» все одоризационное оборудование должно быть смонтировано в отдельных шкафах, иногда шкафы делаются с утеплением, подогревом, контролем загазованности, приточно-вытяжной вентиляцией и освещением.

Таким образом, современное блочное одоризационное устройство для ГРС средней и выше производительности по газу имеет весьма значительные габариты, массу и стоимость. Последнее на сегодняшний день, является одной из главных причин медленной замены ручных капельниц на современные одоризационные устройства.

При эксплуатации устройств одоризации газа имеют место также случаи ненадежной работы отдельных узлов и вынужденные остановы, которые являются следствием плохого качества одоранта (смеси природных меркаптанов), чрезмерного усложнения конструкции (ввиду использования высокого давления на входе ГРС), износа запорно-регулирующей арматуры, срабатывающей при каждом цикле впрыска и др.

Для устранения указанных недостатков, опираясь на более чем десятилетний практический опыт эксплуатации и обслуживания своих автоматизированных систем одоризации газа АСОГ в России и странах ближнего зарубежья, ООО «НПО ВНИИЭФ-ВОЛГОГАЗ» разработало, изготовило, провело заводские испытания и квалификационные (приемочные) испытания на сертифицированном полигоне ОАО «Газпром» в г.Саратов автоматической системы одоризации газа и контроля количества одоранта с прямой доставкой одоранта из подземной емкости его хранения к дозирующему устройству (системы САОПД). Федеральный институт промышленной собственности на основании заявки поданной ООО «НПО ВНИИЭФ-ВОЛГОГАЗ» признал изобретением «Автоматическую систему одоризации газа».

Основными преимуществами системы САОПД являются:

- автоматическая прямая доставка одоранта из любой подземной емкости-хранилища к дозирующему устройству навесным центробежным насосом (без введения насоса в подземную ёмкость);
- существенно, в несколько раз, меньшие габариты и материалоемкость системы;
- возможность контроля уровня одоранта в подземной емкости-хранилище, независимо от ее конструкции и габаритов;
- более высокая надежность за счет простоты пневмо-гидравлической схемы и использования в ней незначительного (не более 0,07 МПа) избыточного давления;
- постоянная регенерация фильтра одоранта на выходе из подземной емкости-хранилища при работе системы САОПД;
- возможность автоматической коррекции одоризации в случае частичной одоризации газа вне ГРС.

Блок управления с расширенными функциональными возможностями, введенные в состав системы дезодоратор, пневмоузел, а также перечисленные выше преимущества, формируют конкурентноспособную систему одоризации газа с возможностью учета количества потребленного одоранта и коррекции одоризации по фактическому потреблению одоранта.

ВНИИЭФ-ВОЛГОГАЗ

Технические консультации:
ООО «НПО ВНИИЭФ-ВОЛГОГАЗ»
607190, Нижегородская обл., г.Саров, ул.Железнодорожная, 4/1
Тел. +7(83130)2-57-99; факс +7(83130)2-47-36
psf@visa.vniief.ru www.vvgnn.com

ЭНЕРГОГАЗПРИБОР

Размещение заказа и приобретение продукции:
ООО «Энергогазприбор»
603155, Нижний Новгород, ул.Трудовая, 14
Тел./факс +7(831)432-73-94; 432-73-95
vniiefnn@gaztech.ru www.vvgnn.com

УДК 622.691

О решении задачи энергоснабжения оборудования крановых площадок магистральных газопроводов

О.М. Качанов
генеральный директор[1]

В.Г. Токарев
главный инженер[1]

[1]ООО «НПП-Техноавтомат», Энгельс, Россия

В статье рассмотрен подход к организации разработки, создания, эксплуатации и технического обслуживания автоматизированного оборудования автономного энергоснабжения крановых площадок магистральных газопроводов.

Материалы и методы
Разработка, данные промышленных испытаний и промышленной эксплуатации.

Ключевые слова
магистральный газопровод, крановая площадка, автономное энергоснабжение

В настоящее время строительство новых магистральных газопроводов и расширение существующей сети для освоения средних и малых газовых месторождений в труднодоступных районах Сибири, Дальнего Востока и Крайнего Севера сопряжено с задачей надежного энергоснабжения оборудования крановых площадок этих газопроводов. Отсутствие развитой инфраструктуры в этих труднодоступных районах (прежде всего отсутствие дорог и сетей электропередачи) делает неприемлемым использование традиционного подхода электроснабжения путем подключения к действующим сетям ЛЭП и параллельной прокладки линий электропередачи вдоль газопровода. Такое дополнительное строительство часто становится экономически нерентабельным.

Альтернативным решением этой задачи является автономное электроснабжение, предусматривающее выработку электроэнергии для каждой крановой площадки автономным генератором с надежной транспортировкой для него топлива, которым выступает сам магистральный газ.

Основным требованием для технической базы, на основе которой решается эта задача является высокая надежность работы оборудования, автономность, без непосредственного присутствия эксплуатирующего персонала, с полной автоматизацией работы всех под-систем, предусматривающая лишь удаленный мониторинг с диспетчерского пункта и длительный интервал для проведения регламентных работ по техническому обслуживанию (не менее одного месяца).

Анализ современной технической базы, основным элементом которой являются различные виды электрогенераторных установок, выполненных прежде всего на основе газопоршневых, газотурбинных, а также термогенераторных батарей, показывает, что наиболее подходящим, в настоящее время, является МТУ (микротурбинные установки) американской компании «Capstone».

Технические характеристики модельного ряда микротурбинных установок «Capstone» (см. табл. 1 для некоторых моделей), работающих на различных видах газового топлива (от природного по ГОСТ 5542-87, ПНГ и до биогаза, а также низкокалорийных, с нестабильным составом, включающим в себя сероводород до 7%) превосходят по ряду показателей другие существующие виды установок. Прежде всего, по надежности, ресурсу, интервалу сервисного обслуживания, а также по по КПД газовой турбины и массо-габаритным показателям. Данные показатели подтверждаются мировым опытом, а также рядом успешных проектов автономных электростанций в РФ, выполненных на базе газовых микротурбин «Capstone» , к которым в частности относится АПЭК (автономный пункт энергоснабжения и контроля).

Компанией «НПП-Техноавтомат» накоплен солидный опыт по созданию, внедрению техническому обслуживанию комплекса высокотехнологического автоматизированного оборудования, решающее задачу надежного, непрерывного и автономного (без непосред-ственного участия эксплуатирующего персонала) энергоснабжения крановых площадок магистральных газопроводов на базе АПЭК.

Этот опыт показывает, что сложившийся подход к организации строительства таких объектов, когда задача на разных этапах этого строительства, от разработки нестандартного оборудования, до пусконаладки и ввода в эксплуатацию, с последующим техническим обслуживанием, распределяется между разными участниками (организациями) является не эффективным. Не эффективным, как в финансовом плане, так и в техническом, когда задача бесперебойной работы оборудования растягивается на годы, а иногда и вовсе становится недостижимой. Такая участь постигает даже те проекты, которые базируются на правильном выборе основных технических элементов, оставляя в стороне удачные компоновочные и комплексные решения, верно учитывающие исходные данные и особенности объекта.

Накопленный «НПП-Техноавтомат» опыт создания и эксплуатации установок энергоснабжения крановых площадок при строительстве ряда газопроводов, в том числе на Ванкорском месторождении, позволил определить верный подход ко всему комплексу работ такого строительства. Этот подход обеспечил, прежде всего, оптимальность компоновки оборудования АПЭК, сочетающий в моноблочном исполнении максимум технологических задач крановой площадки, от энергоснабжения, автоматики, электро-химической защиты, телемеханики, и до охраны объекта. Моноблочность исполнения, резервирование основных агрегатов АПЭК и локальная замкнутость всех его подсистем на собственную САУ (система автоматического управления) позволило создать установку с максимальной заводской готовностью и проведением соответствующих испытаний

в «комфортных» заводских условиях, которые минимизируют затраты на последующих этапах монтажа, пусконаладки оборудования и его эксплуатации на объекте.

По нашим оценкам, техническое решение АПЭК, на которое подана заявка на полезную модель (рег. № 2013107569) и принятая в нем за базу микротурбинная установка «Capstone» позволяет расширить сферу его применения на область утилизации ПНГ (попутного нефтяного газа) при создании энергоцентров.

Особенность таких обьектов, как энергоцентр по утилизации ПНГ связана с изменением профиля добываемого ПНГ в течение всего срока разработки и эксплуатации место-рождения, а следовательно и вырабатываемой электрической мощности. Эту особенность позволяет учесть кластерное объединение нескольких установок, интегрированных в один энергоцентр, что в свою очередь позволяет достаточно легко оптимизировать, как загрузку его основного оборудования, так и минимум резерва мощности, который может регулироваться постепенным подключением (отключением) дополнительных МТУ, по мере изменения объема утилизируемого ПНГ.

Таким образом сфера применения данного изделия разнообразна и позволяет решать технические проблемы каждого конкретного технологического объекта оптимальным образом.

Итоги

Представлены практические результаты создания и промышленной эксплуатации автономных пунктов энергоснабжения (АПЭК).

Выводы

Комплексный подход к организации на всех стадиях создания нового высокотехнологичного автоматизированного оборудования автономного энергоснабжения — залог эффективной эксплуатации и его надежной работы на крановых площадках магистральных газопроводов.

Параметры микротурбины	Capstone C30	Capstone C65	Capstone C200
Электрическая мощность, кВт	30	65	200
КПД по электричеству. %	26 (±2)	29(±2)	33(±2)
Общий КПД электростанции (с утилизации тепла), %	80÷90	80÷90	66÷90
Диапазон рабочего напряжения, В	380÷480	380÷480	380÷480
Максимальный ток в фазе, А	58	127	310
Частота, Гц	50	50	50
Вес, кГ	578	1121	3180÷3640
Длина*Ширина*высота, мм	1516*762*1943	1956*762*2110	3660*1700*2490
Расход топлива при номинальной нагрузке, нм^3	17	23	65
Скорость вращения турбины, об/ мин.	96000	96000	60000
Срок службы до капитального ремонта, часов	60000	60000	60000

Таб. 1 — Технические характеристики модельного ряда микротурбинных установок "Capstone"

ENGLISH **GAS INDUSTRY**

Solution of the problem of energy supply valve stations gas pipelines

UDC 622.691

Authors:
Oleg M. Kachanov — general director[1];
Vyacheslav G. Tokarev — chief engineer[1];

[1]NPP-Tehnoavtomat, Engels, Russian Federation

Abstract

The article describes the approach to design, build, operation and maintenance of automated equipment independent power supply for crane pads gas mains.

Materials and methods

The development, these industrial tests and commercial operation.

Results

Presents practical results of creating and commercial operation of autonomous power supply points (APSP).

Conclusions

An integrated approach to the organization at all stages of the creation of new high-tech automated equipment autonomous energy supply — the key to an efficient operation and reliable operation of the crane on the grounds of the main gas pipelines.

Keywords

main gas pipeline, crane platform, independent power supply

Комплексное решение энергоснабжения, контроля и управления крановых площадок магистральных газопроводов.

АВТОНОМНЫЙ ПУНКТ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ И КОНТРОЛЯ

Технические характеристики

номинальная мощность, кВт	от 3 до 30
номинальное напряжение на выходе (трехфазное), В	380
топливо	природный газ
давление газа на входе, МПа	от 0,4 до 10
температура окружающего воздуха при эксплуатации	от -60 до +40
степень защиты от пыли и влаги, IP	54
габаритные размеры, м	10,5x3,0x3,0
вес, кг	11000

- Максимум решений технологических задач в одном изделии.
- Газоснабжение источников энергоснабжения осуществляется непосредственно от магистрального газопровода.
- Отсутствие дополнительных финансовых затрат на проектирование и строительство площадки под размещение необходимого оборудования.
- Простота установки и запуска в работу (изделие поставляется в повышенной заводской готовности).
- При обслуживании АПЭК не требуется постоянного присутствия оператора на объекте.

Сертификат соответствия № 0854651
Разрешение на применение № РРС 00-050061

ТЕХНОАВТОМАТ
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

ООО "НПП-Техноавтомат",413100, г .Энгельс, Саратовской области, пл.Свободы,14а
тел/факс (8453) 55-80-74, 55-69-49, www.tehnoavtomat.ru

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

ENGLISH **LABORATORY EQUIPMENT**

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

на правах рекламы

Компрессорное оборудование и техника на его основе

И.В. Ворошилов
генеральный директор[1]
info@tegas.ru

А.В. Юрьев
коммерческий директор[1]

[1]промышленная группа Тегас

В 2013 году бренду «ККЗ» исполняется 61 год. Новый виток в развитии этого предприятия начался несколько лет назад, когда, буквально «с чистого листа» была создана новая производственная площадка ООО «ККЗ» в станице Динской Краснодарского края.

Ключевые слова
компания «Тегас», самоходные азотные станции ТГА, модульные компрессорные станции, аренда азотных установок, ККЗ, Краснодарский Компрессорный Завод, сервисное обслуживание компрессорного оборудования, МКС, ПНГ

Пять лет назад ООО «Краснодарский Компрессорный Завод» вошел в состав Промышленной группы «ТЕГАС». Предприятие перешло на новый уровень работы и стало бесспорным лидером в производстве компрессорного и газоразделительного оборудования России и стран СНГ. Высокие результаты были достигнуты благодаря сохранению традиций и уникальнейшего опыта работы, а также применению современных инновационных систем производства, менеджмента, внедрению передовых конструкторских разработок.

Всё это предопределило результаты — выпуск инновационной техники, не имеющей аналогов в мире, востребованной во многих высокотехнологичных сферах:

- промышленные компрессоры (воздушные, газовые, дожимающие и безмаслянные);
- азотные и воздушные станции ТГА и АМУ (самоходные, блочно-модульные, стационарные);
- кислородные станции
- станции подготовки и сжатия попутного нефтяного газа;
- углекислотное оборудование;

Оборудование, выпускаемое Краснодарским Компрессорным Заводом и промышленной группой «ТЕГАС», незаменимо в:

Химической и нефтехимической промышленности, добыче ресурсов и металлургии, медицине и биологии, энергетике и электронной промышленности, машиностроении и строительстве, авиации и космонавтики, сельском хозяйстве и пищевой промышленности, продувке, опрессовке емкостей и трубопроводов, пожаротушении, а также в любой другой сфере где необходимы сжатые газы.

Инновационная техника для нефетегазовой отрасли.

Промышленной группой «ТЕГАС» поставляются и успешно эксплуатируются азотно-компрессорные станции серий ТГА.

Эти машины являются практически «передвижными заводами» по производству инертного газа. Процесс происходит непосредственно на месте эксплуатации. Исполнение станций зависит от конкретных задач заказчика: на вездеходном шасси, блочно-модульное или стационарное.

Для нужд РУП «Производственное объединение «Беларуснефть» в 2011–2012г. осуществлена поставка азотных станций ТГА-10/251-С95 и ТГА-20/251-С95. Это флагманские станции, заслужившие безупречный авторитет среди заказчиков. За время эксплуатации подтверждена надежность, а также высоко оценены новые технические решения, такие как:

- возможность эксплуатации станции в нескольких режимах, чистота получаемого азота составляет не менее 95% (азот дожимается до давления 250 атм. на 4–6 ступенях поршневого компрессора);
- использование полимерных сорбентов в фильтрах для очистки воздуха от паров масла;
- контролируемый подогрев воздуха перед газоразделительным блоком в интервале температур от +45°С до +75°С.
- наличие летнего (от +5°С до +45°С) и зимнего (от -45°С до +5°С) режимов эксплуатации станции.

Дожимающие компрессоры (бустеры).

«Краснодарский Компрессорный Завод» — единственное предприятие в России, постоянно занимающееся созданием новых моделей дожимающих поршневых компрессоров, необходимых в современных задачах нефтегазовой отрасли.

«Краснодарский Компрессорный Завод» представляет самую обширную линейку дожимающих компрессоров. Номенклатура представлена: компрессорами с электрическим или дизельным приводом и машинами без смазки, с давлением нагнетания от 16 до 350 атм.изб. и производительностью от 6 до 181 м³/мин.

Это более 400 моделей, из которых клиент может выбрать непосредственно интересующую его модель. А в случае необходимости, мы можем довести эту модель до полного соответствия с нуждами клиента. Так же, в модельном

Рис. 1 — Станция ТГА 20/121 с95 на производстве

ряде компрессоров «ККЗ» с 2012 года возможно применение облегченной поршневой группы. Это снижает нагрузки на механизм движения, увеличивая ресурс эксплуатации компрессоров. Облегченная поршневая группа используется как в смазочных, так и в машинах без смазки.

МКС — Компримирование и утилизация ПНГ, осушка газа.

Станции по компримированию газов применяются для подготовки ПНГ перед подачей: в газовые электростанции; магистральные трубопроводы. Установки компании «Тегас» позволяют проводить осушку и подготовку ПНГ до требований, при которых возможна его передача для дальнейшей переработки. Помимо этого, станции могут применяться для осушки природного газа при заборе из хранилищ, перед последующей транспортировкой потребителям, сборе и подготовке шахтного газа, для использования в промышленных и бытовых целях. Для качественного выполнения этих задач промышленной группой «Тегас» разработаны станции МКС.

МКС — мобильные компрессорные установки, смонтированные на базе морского 20 (40) футового контейнера, либо контейнера собственного производства. Этот формат размещения позволяет применить в станции большое количество полезного оборудования, при этом обеспечив высокую мобильность. Для каждого конкретного объекта разрабатываются индивидуальные технологические схемы, учитывающие особенности состава газов и наличия транспортной инфраструктуры.

Аренда техники «Тегас» — решение срочных задач

«ТЕГАС» предлагает самоходные азотные станции ТГА в аренду, для реализации краткосрочных проектов. Арендуемые азотные компрессорные станции всегда готовы к работе. Экипаж станций — квалифицированный персонал компании «Тегас».

В рамках масштабных проектов реализуемых на территории СНГ, компанией «Тегас» создается уникальное оборудование. Техника соответствует самым высоким стандартам, и разрабатывается с учетом всех текущих и пер спективных потребностей партнеров. Мы готовы обеспечить любые объекты всем необходимым компрессорным и газоразделительным оборудованием, а также предоставить наших технических специалистов для оказания технической поддержки, проведения консультаций и аудита компрессорного оборудования.

Тегас — вместе в будущее!

Компания «ТЕГАС» г. Краснодар
тел.: +7 (861) 299-09-09
e-mail: info@tegas.ru www.tegas.ru

ККЗ (Краснодарский Компрессорный Завод)
info@kkzav.ru www.kkzav.ru

Рис. 2 — Станция ТГА на прицепе

Рис. 3 — АМУ (Азотная мембранная установка)

Рис. 4 — Станция ТГА в блочно-модульном исполнении

ШТАНГА НАСОСНАЯ СТЕКЛОПЛАСТИКОВАЯ

совместного производства ООО «УК «Промтехкомплект» г. Ижевск и ООО «Бийский завод стеклопластиков» г. Бийск

Согласно статистике отказов установок штангового глубинного насоса (далее УШГН), при эксплуатации на осложненном фонде, по узлам, доминируют отказы вызванные обрывом штанг — 18-28%, в 70% обрыв происходит по телу штанги.

Основными факторами ускоряющими процесс разрушения насосной штанги являются:

- высокие амплитудные нагрузки;
- коррозия тела металлической штанги;

Стальные насосные штанги даже при условии усиленно разрабатываемых высоколегированных сталей не смогут решить всех указанных проблем.

Штанга насосная стеклопластиковая (далее ШНС) совместного производства ООО «УК «Промтехкомплект» г. Ижевск и ООО «Бийский завод стеклопластиков» г. Бийск состоит из стеклопластикового стрежня (тело штанги) вклеенного в металлические головки-оконцеватели.

Физические отличия стеклопластика от стали такие как:

1. плотность в 4 раза меньше;
2. модуль упругости в 4 раза меньше;
3. высокая коррозионная стойкость;
4. меньшая, в 20 раз, шероховатость;

Определяют основные преимущества применения штанг насосных стеклопластиковых (ШНС) над металлическими насосными штангами (ШН), такие как:

1. снижение максимальной нагрузки на головку балансира при ходе вверх;
2. возможность углубления подвески до 2000 метров не меняя станок-качалку;
3. снижение амплитудных нагрузок;
4. увеличение МРП на коррозионном фонде;
5. уменьшение энергоемкости наземного оборудования;
6. уменьшение влияния асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО);

В октябре 2010 г. были начаты опытно-промысловые испытания ШНС на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» НК «Роснефть».

Согласно акта о завершении ОПИ от 10 августа 2011 г., ОПИ признаны успешными, подтверждено:

- работоспособность ШНС;
- отсутствие осложнений при спуск-подъемных операциях (СПО) и текущем ремонте скважин (ТРС);
- снижение максимальной нагрузки на полированный шток, в среднем на 20%
- снижение потребления эл. энергии на подъем добываемой продукции в среднем на 8%;
- отказов по причине ШНС не зафиксировано;

В настоящее время оборудованные скважины находятся в эксплуатации. При СПО и ТРС применяется стандартный инструмент и технологии, специализированного инструмента не требуется.

Представители нашего предприятия присутствовали при ремонтном подъеме колонны насосных штанг на одной из скважин оборудованной ШНС. После подъема ГНО и визуального осмотра было выявлено, что обрыв колонны произошел по телу стальной насосной штанги ШН 22. В ходе визуального осмотра было выявлено, что возможной причиной обрыва послужила сильная коррозия тела стальной штанги. ШНС эксплуатировавшиеся на данной скважине на момент аварии более 220 суток совместно со стальными (одинаковый период времени) в компоновке (50/50), остались без видимых изменений. Подтверждено отсутствие АСПО и отсутствие видимого износа составных частей ШНС, (см. фото.)

Производим ШНС длинной от 0,5 м до 15 м и диаметрами стержня 22, 25, 29 мм. Классы прочности ШНС соответствую классу прочности «Д» по ГОСТ Р 51161-2002. Рабочая температура ШНС до 130°С, морозостойкость стержней ШНС равна -60°С. Гарантийный срок до 18 месяцев, в отдельных случаях может быть увеличен до 5 лет. ШНС сертифицированный на соответствие ГОСТ Р 51161-2002.

В настоящее время оборудовано более 20 скважин ШНС, что позволило значительно увеличить МРП на коррозионном фонде и снизить энергозатраты а также экономические потери по недобытой нефти.

Готовы рассмотреть любы взаимовыгодные предложения по сотрудничеству (продажа, прокат, аренда) и внедрению стеклопластиковых насосных штанг.

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

426034, г.Ижевск, ул. лихвинцева, 70
т/ф. (3412) 78-53-10, 51-04-82, 51-07-86

ПРОМТЕХКОМПЛЕКТ
ПРОМЫШЛЕННАЯ ГРУППА

info@promtk.com
www.promtk.com

СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫЕ НКТ – НОВЫЙ ЭТАП ВНЕДРЕНИЯ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ПАТЕНТ

НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

№ 117491

УСТРОЙСТВО КОЛОННЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ

Патентообладатель(ли): *Общество с ограниченной ответственностью "Управляющая компания "Промтехкомплект" (RU)*

Автор(ы): *см. на обороте*

Заявка № 2011150318

Приоритет полезной модели **09 декабря 2011 г.**

Зарегистрировано в Государственном реестре полезных моделей Российской Федерации **27 июня 2012 г.**

Срок действия патента истекает **09 декабря 2021 г.**

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов

Предприятие «Промтехкомплект» уже более 3 лет успешно производит и внедряет оборудование для добычи нефти на осложнённом фонде скважин. В настоящее время предприятие разрабатывает и осваивает выпуск новых изделий и технологии для создания комплекса оборудования позволяющего снизить затраты на осложнённом фонде скважин за счет значительного увеличения межремонтного периода.

Разработанная технология соединения стеклопластикового трубного тела со стальными переходными муфтами, позволила создать принципиально новый вид гибридных насосно-компрессорных труб.

Главной особенностью гибридных НКТ является возможность применения стандартного инструмента и технологий в процессе спуск-подъемных операции и при текущем ремонте скважин. Значительный запас прочности клеевого соединения переходной стальной муфты и стеклопластикового тела позволяют расширить область применения стеклопластиковых НКТ (эксплуатации с ШГН). Данная конструкция труб запатентована.

Незначительные габариты металлических частей гибридной НКТ позволяют изготовить стальные части из высоколегированных коррозионностойких марок сталей или произвести любую антикоррозионную обработку до процесса сборки трубы. В процессе изготовления каждая партия труб подвергается гидравлическим испытаниям и испытаниям на осевое растяжение с коэффициентом запаса 1,25...1,5;

Разработана технология и произведен подбор необходимого оборудования для опытного внедрения данной продукции на добывающем фонде оснащенного УШГН с применением стеклопластиковых насосных штанг собственного производства. Разработан и освоен процесс модернизации стеклопластиковых НКТ (в том числе б.у.) различных производителей под требования и нормы предлагаемой конструкции гибридных НКТ.

Готовы рассмотреть Ваши предложения по модернизации существующего фонда стеклопластиковых НКТ.

426034, г.Ижевск, ул. лихвинцева, 70
т/ф. (3412) 78-53-10, 51-04-82, 51-07-86

ПРОМТЕХКОМПЛЕКТ
ПРОМЫШЛЕННАЯ ГРУППА

info@promtk.com
www.promtk.com

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

Компания «Берегущий»

Россия, Московская область, г.Химки, ул. Рабочая, 19 ; Т./ф. 8 (495) 542-48-87, 507-79-16,
(495) 574-11-67, 574-22-30, (498) 683-14-46, (343) 213-25-56, 8 (952)730-33-28
E-mail: postmaster@tkber.ru
www.tkber.ru

Компания БЕРЕГУЩИЙ успешно работает на рынке с 1996г. и является одной из ведущих организаций по комплектации нефтегазостроительных предприятий с центральным офисом в Москве и представительством в Уральском регионе.

Основными нашими партнерами являются такие известные производители сварочной продукции как «Эсаб», «Эсаб-Свэл», «Сычевский электродный завод», "Kobe Steel". Также мы специализируемся на поставках термоусадочного материала фирмы Covalence (бывший "RAYCHEM"); приборов для различных видов неразрушающего контроля; конструкций, используемых при монтаже, очистке и диагностике магистральных трубопроводов.

Мы заинтересованы в долгосрочных отношениях с конечными потребителями поставляемой продукции, и особое внимание обращаем на конкурентоспособность наших условий поставки.

Мы решим Ваши проблемы в области сварки, доставим оборудование и материалы под конкретные задачи и проекты.

ПОРШНИ ОЧИСТНЫЕ

ОП — очистной поршень, типа «ерш» для трубопроводов диаметром (мм): 159-1420*

4Д1М — Цельнолитой полиуретановый поршень для трубопроводов диаметром (мм): 57; 76; 89; 114; 159; 219; 273; 325

ППЛ / ППЛ-М — поршень поролоновый (пенополиуретановый) литой

ЭЛЕКТРОДЫ

Электроды LB52U, ОК 53.70, ОК 74.70, МТГ, УОНИИ. Центраторы, опорно-направляющие кольца, манжеты переходные, скальный лист, контейнеры текстильные, печи для прокалки электродов

АКМАШ-ХОЛДИНГ

ЦЕПИ ДЛЯ ВСЕХ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ

ПРОИЗВОДИМ И ПРОДАЕМ

ЦЕПИ

для металлургической отрасли:

- цепи тяговые для листопрокатных станов,
- цепи для перемещения труб,
- грузовые пластинчатые цепи,
- приводные цепи с эластомерами

для нефтегазовой отрасли:

- цепи инжекторов колтюбинговых установок,
- приводы ротора буровых установок

Сеть филиалов: Екатеринбург, Казань, Уфа, Самара, Челябинск, Москва, Ростов-на-Дону, Санкт-Петербург, Воронеж

610014, Россия, г. Киров, ул. Тихая 12/4 тел. (8332) 50-00-00, 70-38-14, 70-38-26, 70-37-93
e-mail: sales@akmash.ru, www.akmash.ru

УДК 622.692.4: 620.193

Влияние расстояния от компрессорной станции на подверженность газопроводов различным типам КРН

М.В. Чучкалов
кандидат технических наук, помощник генерального директора[1]
mchuchkalov@ufa-tr.gazprom.ru

А.Г. Гареев
доктор технических наук, доцент

[1]ООО «Газпром трансгаз Уфа», Уфа, Россия

В статье приводится анализ статистики аварий линейной части магистральных газопроводов. Показано, что основной причиной ее разрушения является коррозионное растрескивание под напряжением (КРН). Обнаружены существенные особенности проявления различных типов КРН при удалении от компрессорной станции.

Материалы и методы
Применены методы математической статистики, включая приемы разведочного анализа.

Ключевые слова
компрессорная станция, газопровод, коррозионное растрескивание под напряжением

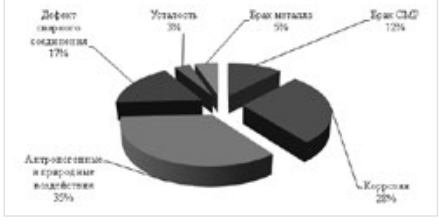


Рис. 1 — Анализ статистики аварий линейной частиа МГ

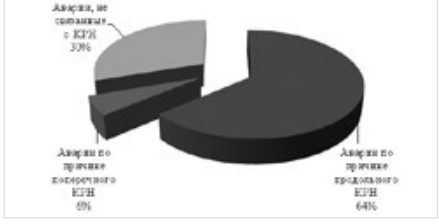


Рис. 2 — Статистика аварий линейной части МГ, не связанных с КРН

Вопросы повышения безопасности магистрального транспорта природного газа напрямую связаны с разработкой методов прогнозирования и выявления факторов, снижающих их долговечность. Для этого была проанализирована статистика отказов линейной части магистральных газопроводов, произошедших в период с 1991 по 2010 годы (рисунок 1).

Как видно на приведенной диаграмме 70% аварий МГ связано с КРН. Причем на долю продольного КРН приходится 64% аварий, а поперечного — 6%.

На рисунке 2 приведена расшифровка статистики аварий, не связанных с проявлением КРН.

В связи с тем, что основной причиной разрушения МГ является КРН, дальнейшие исследования были посвящены особенностям его проявления. Для этого были применены методы математической статистики [1, 2], включая приемы разведочного анализа [3].

В результате проведенного анализа было определено, что среднее расстояние разрушения от КС составило 45 км, медиана 29 км, мода 9 км, стандартное отклонение 38 км, коэффициент вариации 83%, минимальное расстояние 1 км, максимальное расстояние 134 км, стандартизованные коэффициенты эксцентриситета (симметрии) 3,17, эксцесса (островершинности) 1,68. Следует отметить, что величины эксцентриситета и эксцесса находятся вне пределов -2…2. В нашем случае распределение отказов не может быть описано с помощью нормального распределения. Тест Шапиро-Вилка показал, что уровень значимости для нормального распределения составил только $1{,}1 \bullet 10^{-16}$, что значительно меньше 0,05, необходимого длянормального распределения с доверительной вероятностью 95%. Т.е. существует функциональная связь между количеством аварий и расстоянием до КС. Нормальная вероятностная сетка (рисунок 3) подтверждает вышесказанное. Причем наибольшее отклонение от нормальности наблюдается на первых километрах от КС.

На несимметричность распределения такжеуказывает«ящиксусами»(рисунок4). Как видно из рисунка 4, наибольшее количество отказов происходит на первых километрах от КС, что свидетельствует об идентичности развития КРН в России и СССР в 80-е годы XX века [4], а также зарубежом в 70-е годы XX века [5].

Для нахождения вида распределения отказов по длине газопровода и их параметров было проанализировано 15 теоретических распределений. Наилучшей моделью оказалось двухпараметрическое экспоненциальное распределение. Расчеты проводились также для описываемого в литературе однопараметрическогоэкспоненциальногораспределения[4]. Результаты приведены в таблице 1.

На рисунке 5 приведена частотная гистограмма аварий с подобранными функциями распределения.

Для проверки соответствия наблюдений указанным распределениям использовался критерий согласия Колмогорова-Смирнова. Результаты расчета приведены в таблице 2.

Как следует из таблицы, уровень значимости для рассматриваемых экспоненциальных распределений превышает 0,05, что с доверительной вероятностью 95% позволяет их использование для описания статистики аварий.

Известно, что КРН проявляется как в классическом виде (продольное КРН), так и в виде поперечного КРН. Для выявления закономерностей развития этих типов КРН был проведен анализ отдельных выборок.

В результате анализа аварий по причине поперечного КРН было определено, что среднее расстояние от КС составило 98 км, медиана 100 км, мода 87 км, стандартное отклонение 34 км, коэффициент вариации 83%, минимальное расстояние 1 км, максимальное расстояние 134 км, стандартизованные коэффициенты эксцентриситета (симметрии) 1,23, эксцесса (островершинности) 0,62. Следует отметить, что величины эксцентриситета и эксцесса находятся в пределах -2…2. В нашем случае распределение отказов может быть описано с помощью нормального распределения.

Тест Шапиро-Вилка показал, что уровень значимости для нормального распределения составил 0,28, что значительно больше 0,05, необходимого для нормального распределения с доверительной вероятности 95%. Т.е. не существует функциональной связи между количеством аварий и расстоянием до КС. Нормальная вероятностная сетка (рисунок 6) подтверждает вышесказанное.

На рисунке 7 приведен «ящик с усами» для исследованной выборки.

Как видно из приведенного графика, наибольшее количество аварий зарегистрировано на большом расстоянии от КС, что не может явиться следствием воздействия только эксплуатационных факторов, таких как температура, давление, вибрация, на кинетику развития разрушения.

Для нахождения вида распределения отказов по длине газопровода и их параметров было проанализировано 15 теоретических распределений. Наилучшей моделью оказалось нормальное распределение. Расчеты проводились также для одно- и двухпараметрических экспоненциальных распределений. Результаты приведены в таблице 3.

На рисунке 8 приведена частотная гистограмма аварий с подобранными функциями распределения.

Для проверки соответствия наблюдений указанным распределениям использовался критерий согласия Колмогорова-Смирнова. Результаты расчета приведены в таблице 4.

Как следует из таблицы, уровень значимости для двух рассматриваемых распределений превышает 0,05, однако уровень значимости нормального распределения значительно превышает уровень значимости, найденный для двухпараметрического экспоненциального распределения.

График отклонений квантилей теоретических распределений от экспериментальных данных (рисунок 9) подтвердил правомерность использования нормального распределения для описания привязки КРН к КС.

В связи с тем, что распределение аварий по причине поперечного КРН отличается от распределения общего количества аварий,была проанализирована статистика аварий, произошедших только в результате продольного КРН.

В результате анализа было определено, что среднее расстояние от КС составило 40 км, медиана 27 км, стандартное отклонение 34 км, коэффициент вариации 83%, минимальное расстояние 1 км, максимальное расстояние 123 км, стандартизованные коэффициенты эксцентриситета (симметрии) 3,10, эксцесса (островершинности) 1,62. Следует отметить, что величины эксцентриситета и эксцесса находятся вне пределов -2...2. В нашем случае распределение отказов не может быть описано с помощью нормального распределения. Тест Шапиро-Вилка показал, что уровень значимости для нормального распределения составил только $5{,}6 \cdot 10^{-15}$, что значительно меньше 0,05, необходимого для нормального распределения с доверительной вероятностью 95%. Т.е.,как и для общей статистики аварий, существует функциональная связь между количеством аварий и расстоянием до КС. Нормальная вероятностная сетка (рисунок 10) подтверждает вышесказанное. Причем наибольшее отклонение от нормальности наблюдается на первых километров от КС.

На несимметричность распределения также указывает «ящик с усами» (рисунок 11).

Как видно из рисунка 11 наибольшее количество отказов происходит на первых километрах.

Для нахождения вида распределения отказов по длине газопровода и их параметров было проанализировано 15 теоретических распределений. Наилучшей моделью оказалось двухпараметрическое экспоненциальное распределение. Результаты приведены в таблице 5.

На рисунке 12 приведена частотная гистограмма аварий с подобранными функциями распределения.

Для проверки соответствия наблюдений указанным распределениям использовался критерий согласия Колмогорова-Смирнова. Результаты расчета приведены в таблице 6.

Экспоненциальное	Экспоненциальное (2 параметра)	Нормальное
Среднее = 45,2	Фактор масштаба = 0,0226	Среднее = 45,2
	Низший пороговый уровень = 1,0	Стандартное отклонение = 37,7

Таб. 1 — Параметры распределений

Распределение статистики	Экспоненциальное	Экспоненциальное (2 параметра)	Нормальное
D+	0,0516	0,0543	0,1741
D-	0,0995	0,1004	0,1205
DN	0,0995	0,1004	0,1741
Уровень значимости	0,1528	0,1456	0,0008

Таб. 2 — Результаты тестирования выборки с помощью критерия Колмогорова-Смирнова

Экспоненциальное	Экспоненциальное (2 параметра)	Нормальное
Среднее = 98,1	Фактор масштаба = 0,0145	Среднее = 98,1
	Низший пороговый уровень = 29,0	Стандартное отклонение = 33,7

Таб. 3 — Параметры распределений

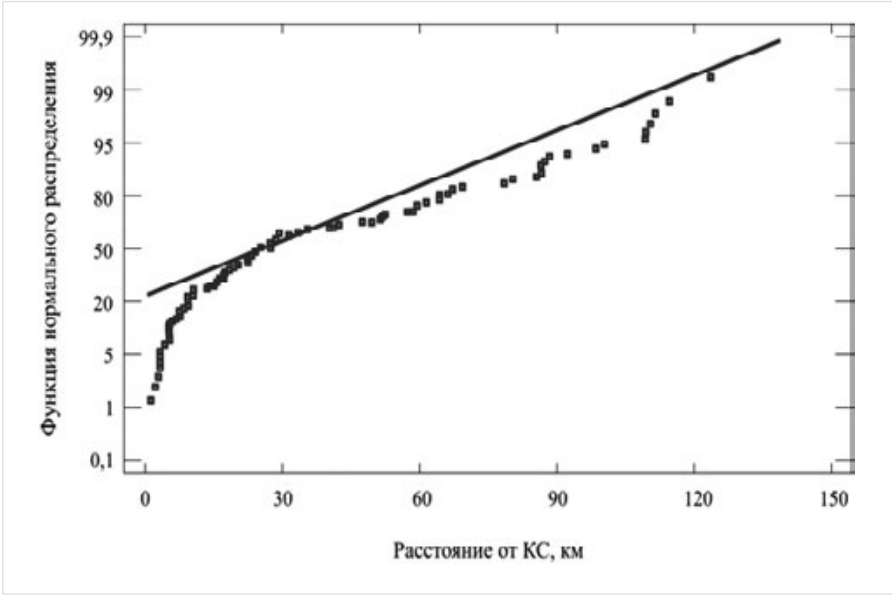


Рис. 3 — Нормальная вероятностная сетка общей статистики аварий по причине КРН

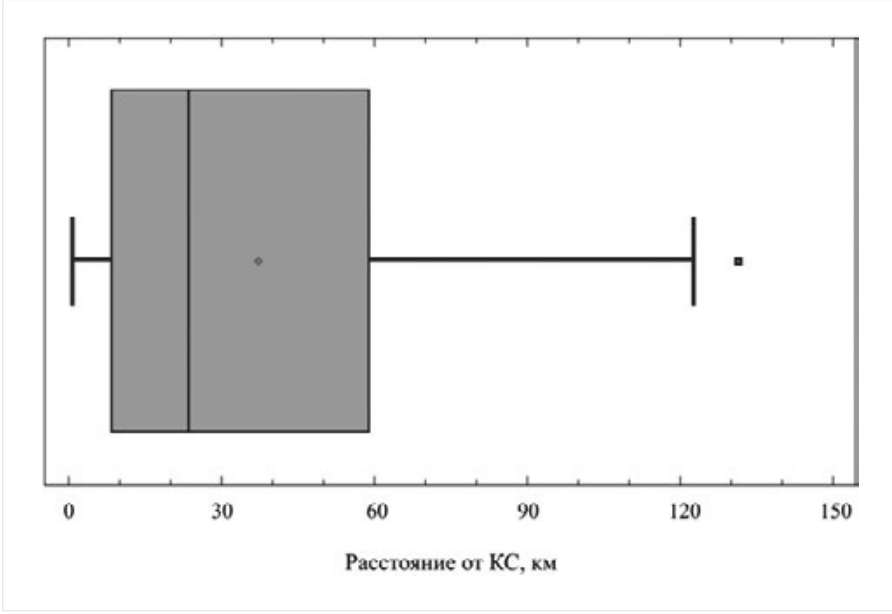


Рис. 4 — «Ящик с усами»для общей статистики аварий по причине КРН

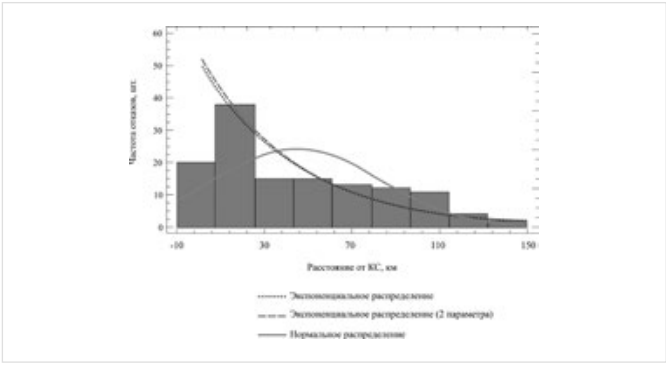


Рис. 5 — Частотная гистограмма общей статистики аварий по причине КРН с подобранными функциями распределения

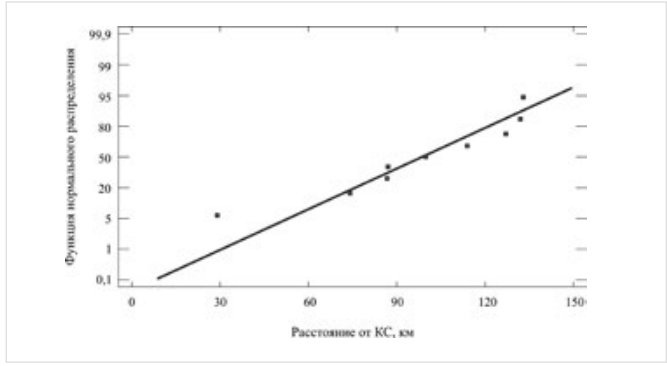


Рис. 6 — Нормальная вероятностная сетка аварий по причине поперечного КРН

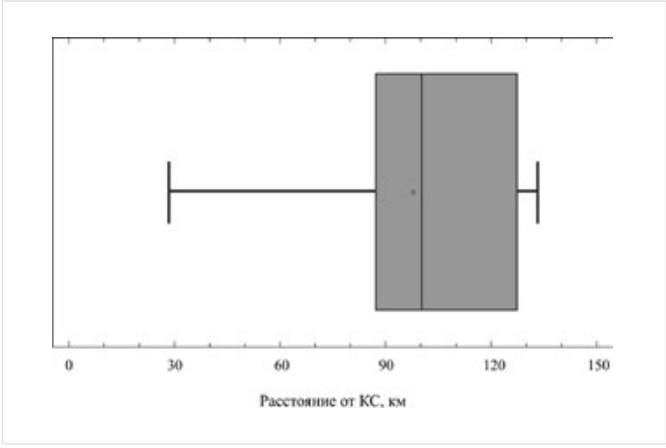


Рис. 7 — Ящик с усами для аварий по причине поперечного КРН

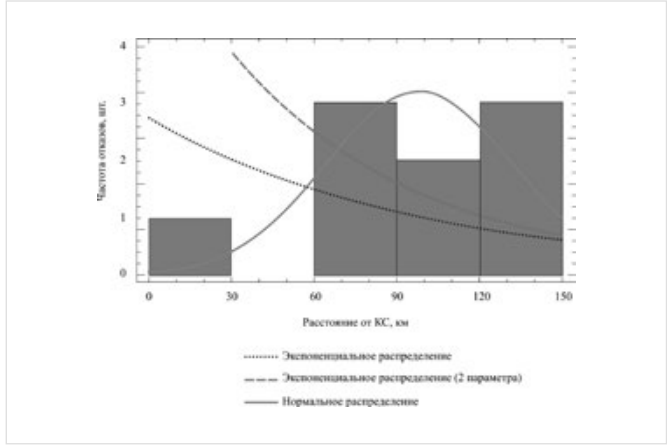


Рис. 8 — Частотная гистограмма аварий по причине поперечного КРН с подобранными функциями распределения

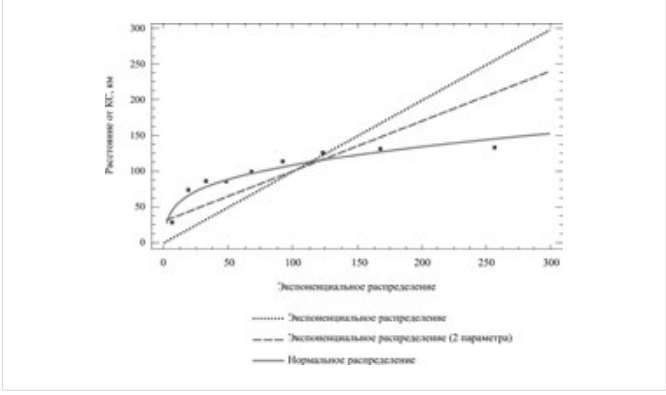


Рис. 9 — График отклонений экспериментальных данных от квантилей теоретических распределений

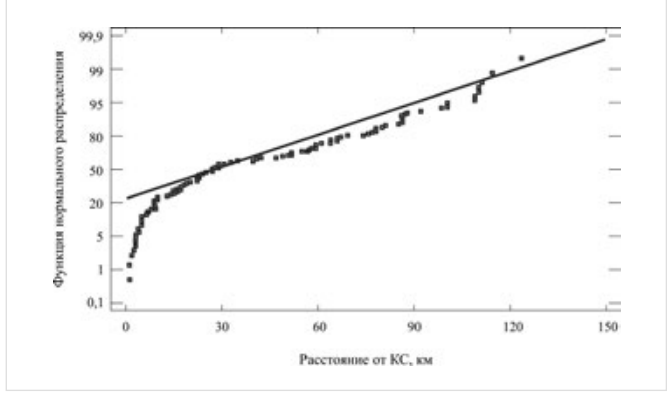


Рис. 10 — Нормальная вероятностная сетка аварий по причине продольного КРН

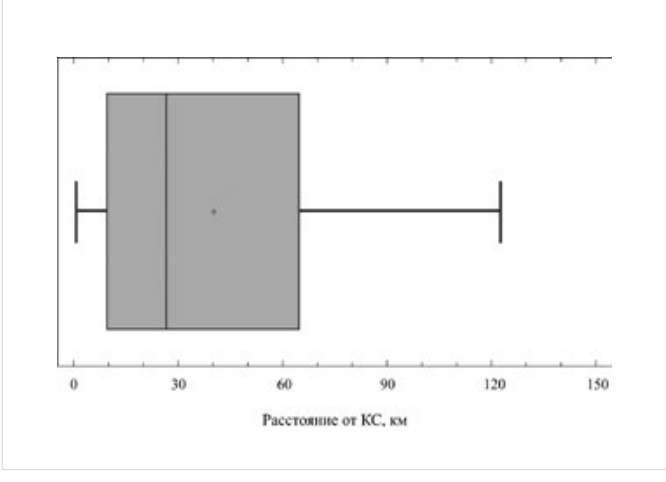


Рис. 11 — «Ящик с усами» для статистики аварий по причине продольного КРН

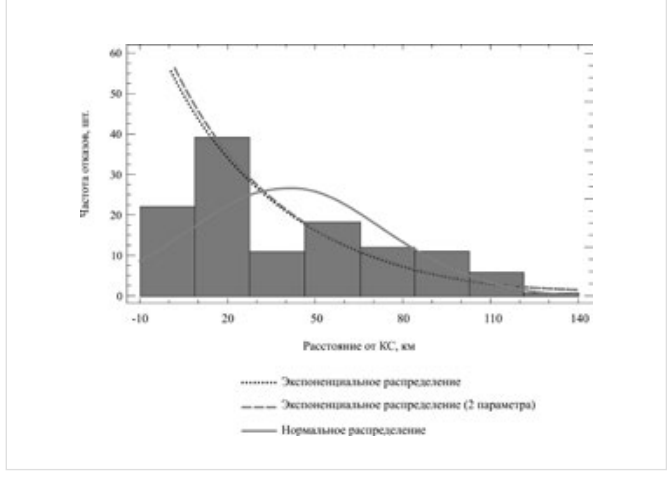


Рис. 12 — Частотная гистограмма аварий по причине продольного КРН с подобранными функциями распределения

Как следует из таблицы, уровень значимости для рассматриваемых экспоненциальных распределений превышает 0,05, что с доверительной вероятностью 95% позволяет их использование для описания статистики аварий.

На основании проведенных исследований могут быть сделаны следующие выводы.

Основной причиной (70%) разрушения линейной части МГ является КРН. Причем на долю продольного КРН приходится 64% аварий, а поперечного — 6%.

Итоги

Общая частота аварий и аварий по причине продольного КРН зависит от расстояния от КС и описывается с помощью экспоненциального распределения. Причем расчетные характеристики этогораспределения имеют практически одинаковую статистическую значимость. Это, по-видимому, связано с тем, что трещины КРН в большинстве случаев развивается продольно (перпендикулярно максимальным кольцевым растягивающимнапряжениям). Привязка КРН к КС вероятно связана с воздействием температуры, давления и вибраций на кинетику развития КРН (величины этих характеристик снижаются по мере удаления МГ от КС).

Выводы

Отмеченная особенность проявления продольного КРН дает возможность планирования мероприятий по его мониторингу.

При обнаружении поперечного КРН необходим поиск и устранение дополнительных факторов, вызвавших разрушение.

Список использованной литературы

1. Тюрин Ю.М., Макаров А.А. Анализ данных на компьютере — 3-е изд., перераб. и доп. М.: ИНФРА-М, 2003. 544 с.
2. Гареев А.Г. Основы обработки и визуализации экспериментальных данных: учеб. Пособие. Уфа: УГНТУ, 2004. 82 с.
3. Тьюки Дж. Анализ результатов наблюдений. Разведочный анализ. М.: Мир, 1981. 693 с.
4. Абдуллин И.Г., Гареев А.Г., Мостовой А.В. Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем: диагностика и прогнозирование долговечности. Уфа: Гилем, 1997. 177 с.
5. Almquist W.E. Control of stress corrosion cracking is probed. Oil&Gas Journal, 1979, issue 22, pp. 68–73.

Распределение статистики	Экспоненциальное	Экспоненциальное (2 параметра)	Нормальное
D+	0,2578	0,2221	0,1499
D-	0,4187	0,3674	0,1484
DN	0,4187	0,3674	0,1499
Уровень значимости	0,0855	0,1761	0,9875

Таб. 4 — Результаты тестирования выборки с помощью теста Колмогорова-Смирнова

Экспоненциальное	Экспоненциальное (2 параметра)	Нормальное
Среднее = 40,4	Фактор масштаба = 0,025	Среднее = 40,4
	Низший пороговый уровень = 1,0	Стандартное отклонение = 33,6

Таб. 5 — Параметры распределений

Распределение статистики	Экспоненциальное	Экспоненциальное (2 параметра)	Нормальное
D+	0,0511	0,0540	0,1743
D-	0,1005	0,1024	0,1205
DN	0,1005	0,1024	0,1743
Уровень значимости	0,1770	0,1615	0,0014

Таб. 6 — Результаты тестирования выборки с помощью критерия Колмогорова-Смирнова

ENGLISH **PIPELINE**

The influence of distance between compressor station on the gas pipeline's vulnerability to different types of SCC

UDC 622.692.4:620.193

Authors:

Mikhail V.Chuchkalov — c. of t. sc., the director assistant[1]; mchuchkalov@ufa-tr.gazprom.ru

Alexey G. Gareev — d. of t. sc., docent

[1]OJSC «Gazprom transgas Ufa», Ufa, Russian Federation

Abstract

This article provides an analysis of accident statistics the linear part of main gas pipelines (MGP). It is shown that the main cause of its destruction is stress corrosion cracking (SCC). Discovered essential features of different types of SCC as you move away from compressor station (CS).

Materials and methods

Applied mathematical statistics methods, including methods of exploratory analysis.

Results

The overall frequency of accidents and accidents due to longitudinal SCC depends on the distance from the CS and is described by an exponential distribution. The design features of this distribution have almost identical statistical significance. This is probably due to the fact that cracks have developed in most cases SCC longitudinally (perpendicular to the maximum tensile stress ring). Binding to the CS is probably reactive with the influence of temperature, pressure and vibration on kinetics of SCC (values of these characteristics are reduced as MGP from the CS).

The frequency of accidents because of SCC, an equal or exceeding the bending strains of ring does not depend on the distance from the CS and is described by a normal distribution. Using this distribution describes the processes under the influence of several independent factors. To them, along with the distance from the CS is a deviation from the design decisions in the construction of karst phenomena, erosion ditches, etc.

Conclusions

Marked features of longitudinal SCC enables planning for its monitoring.

Upon detection of transverse SCC requires finding and fixing additional factors that caused the destruction.

Keywords

compressor station, gas pipeline, stress corrosion cracking

References

1. Tyurin Y.M., Makarov A.A. *Analiz dannykh na komp'yutere — 3-e izd.,pererab. i dop* [Data analysis on the computer 3-rd ed., rev. and exp.]. Moscow: *INFRA-M*, 2003, 544 p.
2. Gareev A.G. *Osnovy obrabotki i vizualizatsii eksperimental'nykh dannykh: ucheb. posobie* [Fundamentals of experimental data processing and visualization: tutorial]. Ufa: *Ufa State Petroleum Technological University*, 2004, 82 p.
3. Tukey J. *Analiz rezul'tatov nablyudeniy. Razvedochnyy analiz* [Analysis of monitoring results. Exploratory analysis]. Moscow: *Mir*, 1981, 693 p.
4. Abdullin I.G., Gareev A.G., Mostovoy A.V. *Korrozionno-mekhanicheskaya stoykost' neftegazovykh truboprovodnykh sistem: diagnostika i prognozirovanie dolgovechnosti* [Corrosion-mechanicalresistance of oil and gas pipeline systems: diagnosis and prediction of durability]. Ufa: *Gilem*, 1997, 177 p.
5. Almquist W.E. Control of stress corrosion cracking is probed. Oil&Gas Journal, 1979, issue 22, pp. 68–73.

УДК 621.6-5:621.314.2

Применение инверторов тока в высоковольтном электроприводе

С.А. Лазарев
канд. техн. наук, заведующий кафедрой САУЭП[1], ведущий специалист отдела электропривода[2]
lazarev-s@ekra.ru

[1]Чувашский государственный университет, Чебоксары, Россия
[2]НПП «ЭКРА», Чебоксары, Россия

Рассмотрены аспекты применения частотно-регулируемого электропривода для решения задач энергосбережения, увеличения ресурса электропривода. Приведен сравнительный анализ преобразователей частоты с инвертором тока и электроприводов на их основе.

Материалы и методы
Опыт внедрений. Обработка результатов экспериментальных исследований.

Ключевые слова
электрический привод, преобразователь частоты, автономный инвертор тока, электромагнитная совместимость

Рациональное и эффективное использование энергии — важнейшая задача, которая с особой остротой ставит проблему преобразования электроэнергии. Одним из ведущих потребителей электроэнергии сегодня является электропривод. Внедрение современных систем регулируемого электропривода позволяет не только экономить электроэнергию и увеличить ресурс электрооборудования, но и внедрить инновационные технологии, позволяющие существенно улучшить качества выпускаемого продукта.

Наибольшее распространение получили электроприводы с двухзвенным преобразованием энергии, когда электроэнергия промышленной частоты и напряжения преобразуется в энергию требуемой для регулирования скорости электропривода частоты и соответствующего напряжения. Такие устройства получили название преобразователей частоты со звеном постоянного тока. В них преобразование энергии осуществляется в два этапа. На первом этапе осуществляется преобразование переменного тока в постоянный путем его выпрямления. На втором этапе, с помощью инвертора, постоянный ток преобразуется в переменный требуемой для питания электродвигателя частоты и напряжения.

Одним из важнейших аспектов выбора топологии построения силовой схемы регулируемого электропривода, является учет электромагнитной совместимости преобразователя с электродвигателем и с питающей электропривод сетью. Такое влияние прежде всего оценивается процентным содержанием высших гармоник в кривых тока и напряжения.

Если инвертор получает питание от источника с большим внутренним сопротивлением — источника тока, например, выпрямителя с индуктивным фильтром, то при переключении «ключей» на выходе инвертора может быть сформирован переменный ток в виде последовательности разнополярных прямоугольных импульсов тока. Первая гармоника такой последовательности должна соответствовать требуемому значению выходного тока. В этом случае для нагрузки инвертор является источником с большим внутренним сопротивлением, т. е. источником тока. Такой инвертор получил название автономного инвертора тока.

Существенным преимуществом такой топологии построения преобразователя для регулируемого электропривода является наличие рекуперации энергии с вала электродвигателя в питающую электропривод сеть.

Коммутация ключей инвертора тока может быть естественной, когда напряжение анод — катод тиристора становится отрицательным и ток через тиристор спадает до нуля и принудительной, требующей применения полностью управляемых ключей. В первом случае инвертор коммутируется противо-ЭДС синхронной машины (рис. 1). Такой инвертор получил название инвертора ведомого синхронной машиной.

Достоинством такого схемотехнического решения является использование, как в управляемом выпрямителе, так и в инверторе, тиристоров с простой системой фазового управления. При этом регулирование тока инвертора осуществляется с помощью управляемого выпрямителя выполненного на тиристорах с фазовым управлением. Однако управляемый выпрямитель отрицательно влияет на питающую сеть переменного тока. Во-первых, он потребляет из сети несинусоидальный ток. Во-вторых, он сдвигает фазу потребляемого тока относительно питающего (сетевого) напряжения. Низкий «сетевой» коэффициент мощности обусловлен свойствами управляемого выпрямителя с естественной коммутацией тиристоров и их импульсно-фазовым управлением. При этом коэффициент мощности уменьшается по мере увеличения диапазона регулирования нагрузки и скорости привода. В итоге растут реактивный и результирующий токи потребляемые преобразователем частоты из питающей сети, что ведет к необходимости увеличения сечения проводников кабельных линий питающих электропривод. Другим недостатком такой схемы является плохая форма выходного тока инвертора, а следовательно, повышенный нагрев и недоиспользование электродвигателя.

Исходя из сказанного, регулируемый электропривод с синхронной машиной и ведомым инвертором тока мало эффективен, но такое решение может быть успешно использовано для плавного пуска электропривода, когда время работы преобразователя на электродвигатель

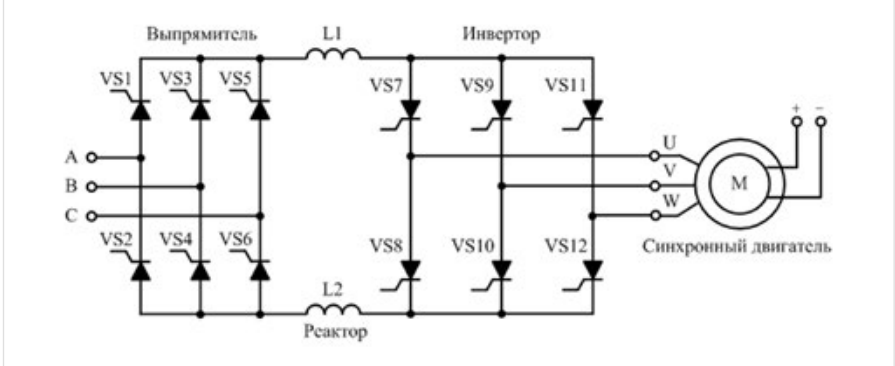


Рис. 1 — Схема электропривода с синхронным двигателем и ведомым инвертором тока

ограничено. При этом после завершения пуска преобразователь шунтируется, а двигатель переходит на питание от сети.

Для реализации высоковольтного электропривода по схеме рис. 1 плечи мостов выпрямителя (VS1-VS6) и инвертора (VS7-VS12) выполнены из последовательно включенных тиристоров. Для напряжения 6 кВ четыре тиристора с максимальным обратным напряжением 6500 В и шесть тиристоров при напряжении 10 кВ. По такой схеме построены преобразователи серии ШПТУ-ВИ,выпускаемые НПП «ЭКРА», предназначенные для плавного безударного пуска высоковольтных синхронных двигателей мощностью до 12,5 МВт.

На рис. 2 приведены осциллограммы изменения действующего значения тока и напряжения в процессе пуска синхронного двигателя, снятые со стандартных трансформаторов тока и напряжения, установленных во входной ячейке. Кратность пускового тока в этом случае составила 2,5 от номинала. Сравнительный анализ провалов напряжения в узле подключения при пуске рассматриваемого электропривода показал уменьшение провала напряжения до 7% против 23% при прямом пуске.

Одним из немногих производителей высоковольтных преобразователей частоты на полностью управляемых тиристорах является фирма Allen-Bradley, с начала 90-х годов производившая серию 1557 MV с воздушным и жидкостным охлаждением GTO тиристоров.

На рис. 3 приведена схема преобразователя частоты на основе инвертора тока на запираемых тиристорах VS7-VS12 с управляемым выпрямителем на входе. В такой схеме реализовано комбинированное управление током путем регулирования угла отпирания тиристоров (VS1-VS6) управляемого выпрямителя и ШИМ с помощью запираемых тиристоров VS7-VS12 инвертора. Применение в схеме инвертора запираемых тиристоров позволяет использовать такую топологию преобразователя, как с асинхронным, так и с синхронным электродвигателем, а применение ШИМ позволяет получить формы выходного тока и напряжения, близкие к синусоидальным.

Необходимость ограничений перенапряжений на тиристорах автономного инвертора тока при коммутации токов в обмотках электродвигателя требует установки на выходе инвертора мощных высоковольтных конденсаторов фильтра (C1-C3), которые поглощают высокочастотные гармоники. Для того, чтобы избежать резонансных перенапряжений в цепях инвертора и обмоток электродвигателя по мере изменения мощности привода, его рабочих токов и напряжений требуется коррекция значений емкостей конденсаторов. Поэтому подобные преобразователи на основе инверторов тока весьма чувствительны к изменению параметров электрических машин, что ограничивает их универсальность при питании электродвигателей различных типов и мощности.

Что касается влияния такого преобразователя на питающую сеть, то оно аналогично ранее рассмотренной схеме (рис.1) и обусловлено 6-ти пульснойсхемой выпрямления, построенной на тиристорах с фазовым принципом управления и соответствует уровню содержания высших гармоник THD 25–27%.

Аналогичную топологию силовой схемы имеет преобразователь PowerFlex 7000 фирмы Allen-Bradley, выполненный на запираемых тиристорах с интегрированным управлением — SGCT, отличающийся только схемой управляемого выпрямителя, имеющего 18-ти пульсную схему выпрямления с согласующим трансформатором (рис. 4). Применение 18-пульсной схемы выпрямления и согласующего трансформатора (Т) позволило уменьшить содержание высших гармоник во входном токе преобразователя до уровня 6,6%, а применение в схеме инвертора симметричных тиристоров с интегрированным управлением — SGCT, обеспечивающих более высокую частоту ШИМ — 440–1000 Гц по сравнению с 200–225 Гц для GTO-тиристоров, позволило приблизить форму инвертируемого тока к синусоидальной и добиться значения общего содержания высших гармоник (THD) 5–6%.

Существенным недостатком рассмотренных схем инвертора тока с многопульсным выпрямителем является наличие мощного согласующего многообмоточного трансформатора, увеличивающего весогабаритные показатели преобразователя.

Дальнейшее уменьшение влияния преобразователя частотно-регулируемого электропривода с инвертором тока на питающую сеть возможно при использовании активного выпрямителя. При этом общее содержание высших гармоник (THD) будет снижено до уровня 4–5%.

При такой топологии силовой схемы (рис. 5) отпадает необходимость в применении согласующего трансформатора для питания выпрямителя, а активный выпрямитель подключен к сети через LC фильтр (L1-L3, C1-C3).

В активном выпрямителе (VS1-VS6) и в инверторе тока (VS7-VS12) используются запираемые тиристоры с интегрированным управлением — SGCT, позволяющие коммутировать силовой ток с частотой до 1000 Гц.

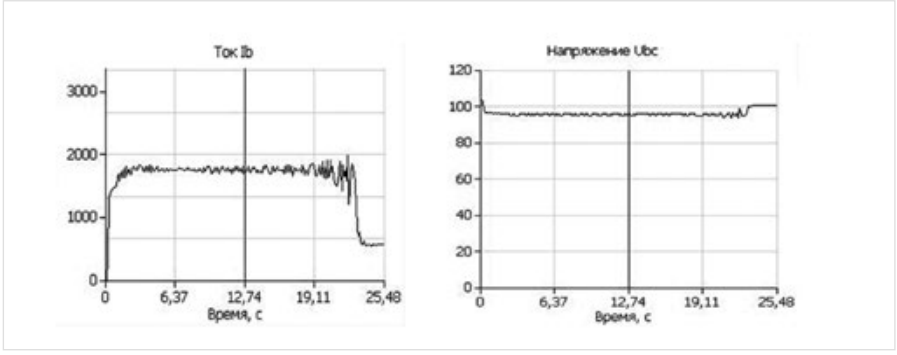


Рис. 2 — Осциллограммы пуска от ШПТУ-ВИ синхронного электродвигателя СТДП-12500кВт 10кВ с дожимным компрессором, работающим на закрытую задвижку

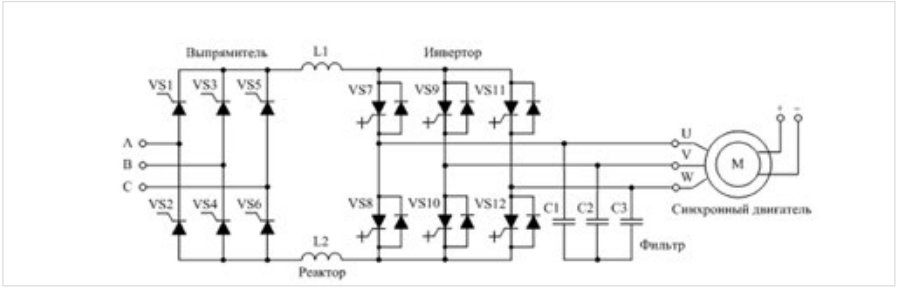


Рис. 3 — Схема электропривода с инвертором тока на запираемых тиристорах

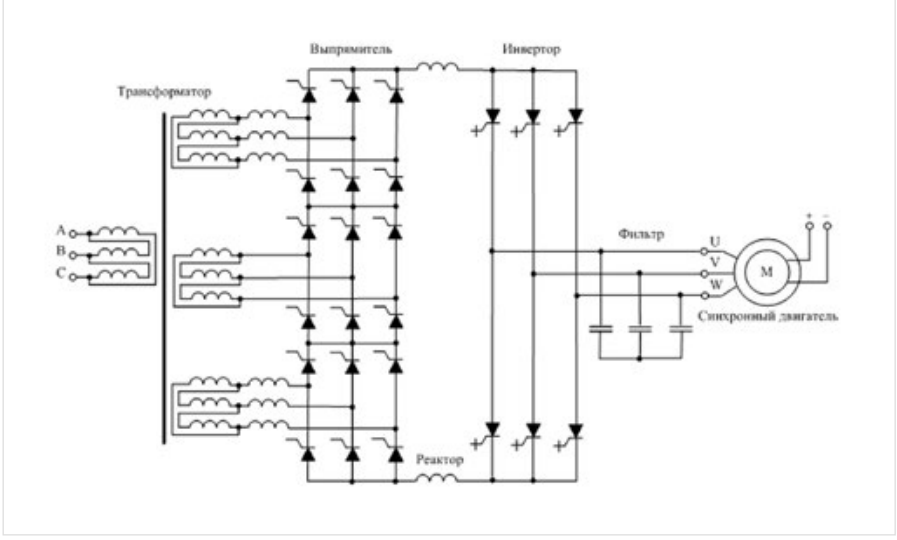


Рис. 4 — Схема электропривода с инвертором тока, питающим синхронный электродвигатель, и 18-пульсным выпрямителем

Максимальное напряжение таких тиристоров составляет 5600 В, поэтому для реализации электропривода с номинальным напряжением 6 и 10 кВ тиристоры включаются последовательно. Номинальные токи выпускаемых серийно фирмой ABB запираемых тиристоров типа SGCT позволяют реализовать шкалу мощностей электропривода до 5600 кВт.

Таким образом,преобразователь частотына основе инвертора тока и активного выпрямителявыполненый на запираемых тиристорах, является наиболее эффективным решением для электроприводов большой мощности в случае необходимости, по технологическим условиям работы приводимого механизма, обеспечения режима рекуперации энергии в питающую электропривод сеть.

К общим недостаткам преобразователя для электропривода с инвертором тока следует отнести:

1. Необходимость применения снабберных цепей, схемотехнических и алгоритмических решений, подбор тиристоров по времени включения и выключения для статического и динамического выравнивания напряжения между последовательно включенными тиристорами.
2. Ограниченная частота коммутации запираемых тиристоров, увеличивающая содержание высших гармоник в обмотках электродвигателя.
3. Наличие коммутации тока, а не напряжения, вызывает в окружающей преобразователь частоты среде появление магнитных составляющих электромагнитных полей. Подавление влияния этих полей на проводники связи и микропроцессорные устройства управления всегда более затруднительно, чем подавление электрических полей, свойственных коммутации напряжения.

К наиболее существенному недостатку рассмотренных схемных решений следует отнести высокую стоимость запираемых тиристоров, а следовательно и преобразователей на их основе.

Исходя из сказанного, мощный высоковольтный регулируемый электропривод на основе инвертора тока может быть рекомендован для механизмов с рекуперацией энергии.

В тех случаях, когда при работе мощного синхронного двигателя по технологическим условиям не требуется регулирование скорости, электропривод с инвертором тока, ведомым синхронной машиной, выполненный на тиристорах с фазовым управлением, является хорошим бюджетным решением для реализации плавного пуска синхронного двигателя с малыми пусковыми бросками тока (1,5–2,5 крат от номинала). Примером таких преобразователей с инвертором тока является серия ШПТУ-ВИ (рис. 6), выпускаемые НПП «ЭКРА».

Итоги

Внедрены системы частотно-регулируемого электропривода с синхронными двигателями в составе автоматизированных систем управления технологического оборудования ОАО АК «Транснефть».

Выводы

Применение частотно-регулируемого электропривода обеспечивает экономию электроэнергии и ресурса, внедрить новые инновационные технологии. Использование инвертора тока позволяет реализовать режим рекуперации энергии в питающую сеть.

Список использованной литературы

1. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

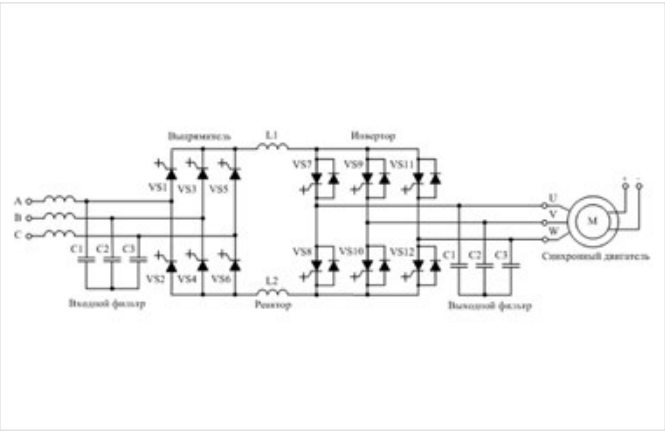


Рис. 5 — Схема электропривода с активным выпрямителем и инвертором тока

Рис. 6 — Внешний вид устройства плавного пуска на основе инвертора тока ШПТУ-ВИ со шкафами системы АСУ ТП и шунтирующего контактора

ENGLISH **ELECTRICAL ENGINEERING**

The use of current inverters in the high voltage electric drive

UDC 621.6-5:621.314.2

Authors:
Sergey A. Lazarev — candidate of technical sciences, head of department SAUEP[1], leading expert of electrical drive department[2]

[1]Chuvash State University, Cheboksary, Russian Federation
[2]EKRA Ltd., Cheboksary, Russian Federation

Abstract

Different factors of the use of a variable frequency drive aimed at resolving energy conservation issues and increasing drive resources are reviewed. Comparative analysis of the frequency converters with the current inverter and drives based on them has been conducted.

Materials and methods

Experience of implementation. Processing of the results of experimental studies.

Results

Introduce variable frequency drive with synchronous motors in automated control systems of technological equipment JSC "Transneft".

Conclusions

The use of variable frequency drive saves energy and resources and allows to introduce innovative new technologies. Using current inverter mode ensures energy recovery in the supply network.

Keywords

electric drive, frequency converter, current inverter, electromagnetic compatibility

References

1. GOST 13109-97. Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Quality limits in public electrical systems.

УДК 621.3

Современное решение повышения надежности электроснабжения ответственных потребителей в сетях среднего напряжения

И. И. Ушаков
заслуженный изобретатель ЧР, заслуженный конструктор РФ, руководитель отдела разработки преобразовательной техники для энергетики[1]
ushakov@vniir.ru

[1]ОАО «ВНИИР», Чебоксары, Россия

В статье приводятся краткие сведения по новому быстродействующему устройству ввода резервного питания в закрытых распредустройствах с двумя и более секциями шин. Показано, что ввод резервного питания на аварийную секцию с минимальным расхождением векторов напряжений резервного источника и аварийной секции позволяет существенно снизить удары тока в сети и динамические воздействия на насосы и трубопроводы.

Ключевые слова
тиристоры, тиристорное устройство, быстродействующий, АВР, закрытое распределительное устройство, секции шин, аварийные режимы, регистрация сигналов, прямая и обратная мощности

В последние годы бесперебойное электроснабжение энергохозяйств становится особенно актуально ввиду снижения надежности внешнего электроснабжения из-за коротких замыканий в сетях 110–220 кВ, составляющих более 70% от числа всех аварий в системах электроснабжения. При этом на долю однофазных замыканий на землю приходится около 90%, а на долю 2-х и 3-х фазных коротких замыканий приходится около 9% всех аварий в системах электроснабжения в районах Западной Сибири и Центральной России.

Для повышения надежности электроснабжения ответственных потребителей во ВНИИР разработано и успешно выпускается быстродействующее устройство тиристорное для ввода резервного питания серии УТВР. Его функциональная схема приведена на рис.1.

Устройство тиристорное автоматического включения резерва (АВР) серии УТВР предназначено для установки на электрических подстанциях с двумя вводами переменного тока напряжением 6/10 кВ и служит для автоматического переключения нагрузки при возникновении аварийной ситуации на основном вводе на резервный ввод, на котором остается напряжение. Подключение УТВР осуществляется параллельно электромеханическому секционному выключателю, который шунтирует УТВР в процессе переключения нагрузки на резервный источник питания. Управляет переключением нагрузки цифровой контроллер (терминал) ТОР-200АВР, входящий в состав системы управления УТВР.

Основные параметры типоисполнений устройства приведены в таблице 1.

В некоторых случаях для защиты силового блока устройства УТВР нами рекомендуется устанавливать в электрической цепи силового блока и защитного выключателя отдельный токоограничивающий реактор. ОАО «ВНИИР» выпускает для этой цели специально разработанные компактные реакторы серии РТСТ-К 6/10, которые могут встраиваться в шкафы или монтироваться в ячейки КРУ.

Основные характеристики устройства:

- номинальное напряжение силовых цепей (с допустимыми колебаниями от плюс 10 до минус 20 % относительно номинального значения), кВ 6,0; 10,0
- номинальное напряжение вторичных цепей постоянного, выпрямленного или переменного тока (с допустимыми колебаниями напряжения от плюс 10 до минус 30% относительно номинального значения), В 110; 220
- номинальная частота, Гц..... 50 ± 1,25
- номинальные напряжения переменного тока с трансформаторов напряжения секций сборных шин, В..... 100
- диапазон контролируемых токов с вторичных обмоток трансформаторов тока (с номинальным током $I_{т.ном}$, равным 1 А или 5 А), А.....0,03...50× $I_{т.ном}$
- интервал времени между отключением аварийного ввода и переключением на резервный ввод, мс, не более..... 20
- мощность потребления по цепи управления, Вт, не более..... 200
- потребление по цепям измерения переменного тока и напряжения, ВА/фазу, не более.....0,5
- степень защиты блока силового по ГОСТ 14254-96 ..... IP 20
- средний срок службы, лет, не менее..... 20
- охлаждение тиристоров блока силового..... естественное воздушное.

Высокое быстродействие УТВР позволяет применять его в системах электроснабжения, предъявляющих жесткие требования к качеству и бесперебойности электроснабжения, и обеспечивает стабильность работы технологического оборудования при переключении на резервный источник питания.

Основная область применения УТВР — распределительные системы предприятий добычи и транспортировки нефти и газа, горно-обогатительных комбинатов, предприятий химической и нефтехимической промышленности, металлургических и машиностроительных заводов.

Повышенное быстродействие АВР с использованием тиристорного коммутатора объясняется тем, что время включения тиристоров намного меньше времени включения

Типоисполнение устройства	Класс напряжения, кВ	Номинальный ток нагрузки, А (действующее значение), не более	Номинальная мощность трансформатора секции шин, МВА, не более
УТВР-6-630	6	630	6,3
УТВР-6-1600	6	1600	16,0
УТВР-6-2500	6	2500	31,5
УТВР-6-4000	6	4000	40,0
УТВР-10-630	10	630	10,0
УТВР-10-1600	10	1600	25,0
УТВР-10-2500	10	2500	50,0
УТВР-10-4000	10	4000	63,0

Таб. 1 – Основные параметры типоисполнений устройства

секционного выключателя. В результате ЭДС двигателя на аварийной секции не успевает значительно уменьшиться, и двигатель подключается через открытые тиристоры к резервной секции без больших бросков тока и момента на валу. Далее тиристорный коммутатор шунтируется секционным выключателем.

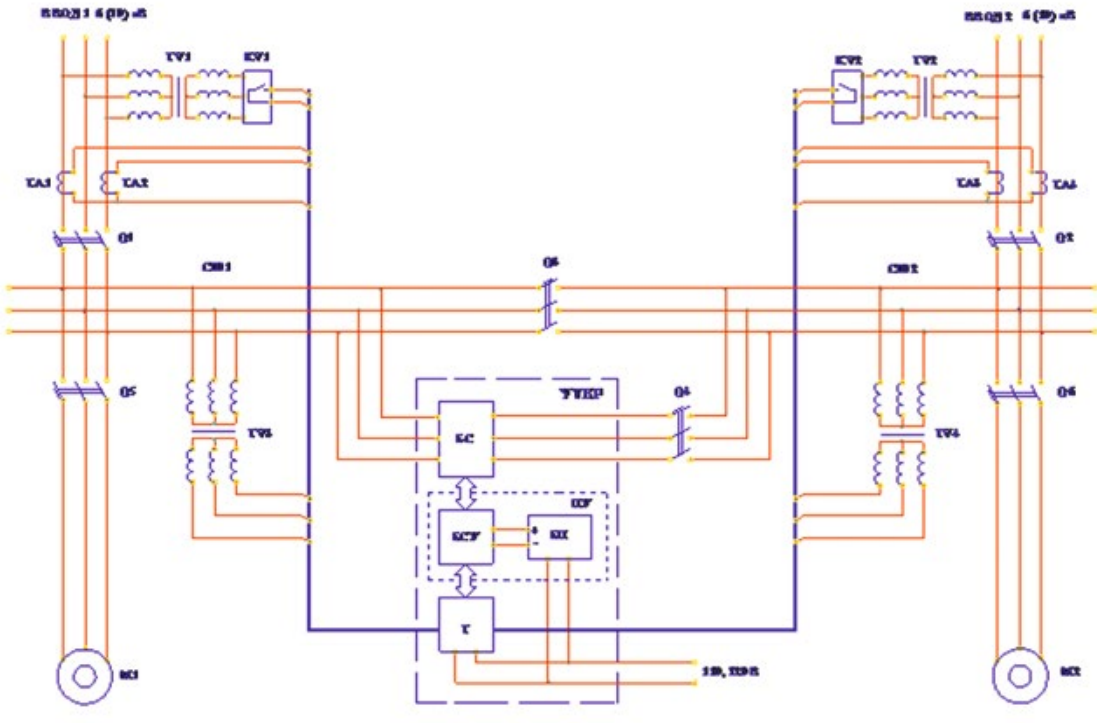
При отсутствии аварийной ситуации на вводах электрической подстанции и наличии номинального напряжения на обеих секциях шин устройство работает в ждущем режиме, вводные и защитный выключатели включены.

Основные функции УТВР:

- постоянный контроль наличия напряжения в цепях основного и резервного источников питания;
- непрерывное сравнение текущих значений напряжения основного и резервного источников питания с заранее заданными максимальным и минимальным допустимыми значениями напряжения;
- постоянный контроль правильности чередования фаз основного и резервного источников сетевого питания;
- определение разности векторов напряжений одноименных фаз двух секций шин, определение наличия обратного потока мощности;
- автоматическое восстановление электропитания потребителей электрической энергии путем присоединения резервного источника питания в случаях пропадания напряжения основного источника питания, выходе его за заданные пределы или изменения чередования фаз;
- автоматическое отключение выключателя неисправного ввода, включение тиристорного коммутатора, включение секционного выключателя;
- автоматическая блокировка УТВР при возникновении аварийных режимов короткого замыкания (однофазных, двухфазных и трехфазных) на секции шин или в отходящем фидере;
- обеспечение возврата с заданной выдержкой времени к доаварийной схеме питания электроустановок потребителя после восстановления основного источника питания.

Области использования УТВР и смысл применения быстродействующего АВР совпадает с применением устройств плавного пуска (УПП) электродвигателей серии УБПВД, успешно выпускаемых ОАО «ВНИИР» с 2001 года: снизить при включении электродвигателей максимальные (ударные) значения тока и момента в электродвигателях, броски тока в электросети, гидравлические удары в трубопроводах. При этом следует отметить отличия между ними: электросети и трубопроводы при работе УПП работают в облегченных режимах, т.к. пуск электродвигателей выполняется поочередно и при закрытых задвижках на трубопроводах. При работе АВР происходит подключение к резервному источнику питания одновременно всех нагрузок аварийной секции шин, находящихся в рабочих режимах при открытых задвижках. При этом происходит не только скачок потребления энергии из сети, но и потребление части энергии из электродвигателей исправной секции. Из вышесказанного очевидно — очень важно осуществлять АВР с минимальными бросками тока.

Величина тока в нагрузках и электросети при АВР зависит от ряда параметров — быстродействия АВР, моментов инерции электродвигателей и механизмов, величины нагрузки механизмов (насосов, компрессоров и т. д.), а также от величины недвигательной нагрузки на секции, потребляющей энергию из электродвигателей при аварийном отключении ввода. При неблагоприятном сочетании указанных параметров — низком моменте инерции, полной нагрузке на механизмах и величине недвигательной нагрузки более 30% максимальное значение тока при АВР с реальным быстродействием 0,05–0,1 секунды может достигать величины 6–7 кратных значений суммарного номинального тока нагрузок. Это обстоятельство ведет к снижению надежности работы механизмов, электросетей и трубопроводов, что не устраивает эксплуатационный персонал на ответственных объектах. Повышение быстродействия АВР до уровня 20 мс., или



KV1, KV2 — реле напряжения; M1, M2 — электродвигатели; Q1, Q2 — вводные выключатели; Q3 — секционный выключатель; Q4 — защитный выключатель; Q5, Q6 — выключатели нагрузок секций; TA1…TA4 — трансформаторы тока; TV1, TV2 — трансформаторы напряжения (собственных нужд или измерительные); TV3, TV4 — трансформаторы напряжения измерительные; БП — блок питания; БС — блок силовой (тиристорный коммутатор); БСУ — блок системы управления; ПУ — панель управления; СШ1, СШ2 — секции шин; Т — терминал серии ТОР 200-АВР производства ООО «ИЦ Бреслер»

Рис. 1 — Функциональная схема быстродействующего устройства тиристорного для ввода резервного питания серии УТВР

Рис. 2 — Внешний вид БС

Рис. 4 — Внешний вид ТОР 200-АВР

Рис. 3 — Внешний вид УТВР в ячейке С-410

иного приемлемого уровня, позволяет снизить указанные значения до 2–3 кратных значений, что допустимо для большинства применений.

В системе управления УТВР реализована новейшая концепция распределенной системы, состоящая из трех микроконтроллеров (МК), установленных в трех фазах блока БС, центральной системы управления и внешнего контроллера ТОР-200 АВР. МК осуществляют мониторинг исправности и нагрева тиристоров, передают по оптоволоконным кабелям информацию в центральную систему управления (в блок БСУ). Связь между МК и БСУ, также между БСУ и ТОР-200 АВР выполняется по оптоволоконным кабелям.

По сравнению с аналогами, наличие контроля состояния и нагрева тиристоров позволяет не только осуществлять защиту тиристоров, но и уверенно осуществлять повторные включения резервного источника, что особенно важно в грозовой период года. БСУ управляет тиристорами и осуществляет их защиту по сигналам датчиков тока, встроенных в фазы БС. ТОР-200 АВР осуществляет непрерывный мониторинг напряжений и токов секций шин, а также связь с АСУ верхнего уровня энергоподстанции. В случае аварии, требующей ввода резервного источника питания, он выдает команды на отключение выключателя аварийного ввода, включение БС, включение секционного выключателя. ТОР-200 АВР содержит регистратор сигналов напряжений и токов на секциях шин, а также логических сигналов с Q1-Q4, МК и БСУ.

Конструкция УТВР

Устройство изготовлено в габарите стандартного вакуумного выключателя и поэтому легко встраивается в конструктивы различных стандартных высоковольтных ячеек КРУ типов С-410, К59, К63, К104М, КСО 299, КСО 298, К37 и др.

Устройство состоит из блока БС, расположенного в отсеке выключателя ячейки КРУ или КСО, и системы управления (СУ). Подключение БС к СУ осуществляется оптоволоконным кабелем и соединительным жгутом с разъемным соединителем.

СУ конструктивно состоит из панели управления (ПУ), блока контроллера (терминала ТОР 200-АВР) и комплекта коммутационной и сигнальной аппаратуры. СУ монтируется в низковольтном релейном отсеке ячейки, при этом ПУ располагается на монтажной раме релейного отсека, а терминал размещается на двери релейного отсека.

Выводы

Применение тиристорного устройства УТВР позволяет повысить надежность выполнения АВР, а также снизить удары тока в сети и динамические воздействия в механизмах и трубопроводах.

ENGLISH **ELECTRICAL ENGINEERING**

Modern solution of power supply reliability increase of responsible consumers in medium-voltage networks

UDC 621.3

Authors:

Igor I. Ushakov — honoured inventor of Chuvash Rebublic, honoured constructor of Russian Federation, Head of Electric Drives Development Department for Power Engineering[1]; ushakov@vniir.ru

[1]JSC "VNIIR", Cheboksary, Russian Federation

Abstract

The article provides brief information about new fast-operating automatic standby activation device is located in indoor switchgear with two and more bus bars. Fast-operating automatic standby activation device allows connecting between reserve switching supply and alarm bus bar with minimum difference between voltage vectors. It also reduces current blow in a grid and dynamic influence in pumps and pipelines.

Conclusions

Thyristor device's application allows improving of automatic standby activation device's reliability performance. Also it will reduce current blow in a grid and dynamic effect in mechanisms and pipelines.

Keywords

Thyristors, Thyristor's device, fast-operating, high-performance, automatic standby activation, indoor switchgear, bus bar, emergency mode, signal registration, direct and return power.

УДК 621.3; 628.92/.97

Выбрать светодиодный светильник? Это просто...

В.М. Осипов
советник генерального директора[1]
sht.vo@rambler.ru

[1]ЗАО «ПО «Электроточприбор», Омск, Россия

В статье рассмотрены основные технические характеристики светодиодных светильников, влияющие на их эксплуатационные характеристики. Даны рекомендации для пользователей. Статья написана на основе собственного опыта автора по разработке светильников и анализа конструкций и информационных материалов производителей на российских и международных выставках.

Материалы и методы
Анализ и сравнение нормативных документов и информационных материалов предприятий и торговых фирм

Ключевые слова
светильник, светодиод (СД), источник света, энергоэффективность

Нефтяники и газовики одними из первых в стране стали активно внедрять на своих объектах светильники на светодиодах. Организации, где используются такие светильники, в большинстве своем дают положительные отзывы. Но некоторым «не везет»... Что надо знать о светодиодных светильниках, чтобы не пополнить ряды тех, кому не повезло? Попробуем разобраться. Сначала о важнейших преимуществах.

Целый ряд чрезвычайно полезных на практике свойств очевиден и никем не оспаривается:

- отсутствие влияния тряски и вибраций на срок службы, тогда как для других типов источников света срок службы сокращается на порядок;
- отсутствие влияния изменения напряжения в очень широком диапазоне, тогда как для других типов ламп изменение напряжения на 5% приводит к потере 10-25% светового потока;
- отсутствие влияния количества включений на срок службы;
- отсутствие мерцания, что важно для помещений с персоналом (зависит от качества источника питания);
- широкий температурный диапазон эксплуатации с легким запускам без потери светового потока при температурах до минус 60˚С;
- срок службы до 50 000 часов и более при правильной конструкции;
- непрерывный спектр излучения;
- отсутствие в спектре ультрафиолетового и инфракрасного излучения;
- простота обслуживания — достаточно струи воды для удаления пыли со стекла.

А вот вопросы энергетической эффективности постоянно находят оппонентов.

Энергетическая эффективность светодиодного светильника (не светодиода!) сегодня достигает 80 — 100 лм/Вт (у светильника с лампой накаливания 7 — 10 лм/Вт!)

Начнем с очень распространенного мифа, что светильники с натриевыми лампами являются более эффективными (1). Исторически сложилось так, что все световые параметры измерялись отдельно для ламп, а светильник рассматривался просто как несущий корпус. Однако если учесть все потери в электрических цепях и светоотражающих и светоформирующих элементах, то светоотдача конструкции снизится не менее чем на 30% (без учета потерь в ПРА). Другой старательно замалчиваемый элемент — спектральная характеристика светового потока. Суть в том, что измерительному прибору безразлична частота падающих на него квантов света, и прибор показывает весьма высокие значения. Но человеческий глаз устроен иначе, ему для различения образов важен весь спектр в зоне чувствительности сетчатки. Если какой либо монохромный свет превышает предел восприятия, глаз уменьшает диаметр зрачка (диафрагмируется), т.е. освещение монохромным светом имеет энергетические ограничения. Можно и дальше увеличивать мощность светильников, но целесообразнее найти новые подходы к построению систем освещения.

Очень интересные данные приведены в (2). Исследовав для собственных нужд все распространенные виды светильников, они получили результаты, приведенные в таблице.

Испытания проводились по методике, изложенной в ГОСТ Р 51388. Полученные результаты (пользователем!) наглядно опровергают показатели мифотворчества. Заметим, что документ утвержден в феврале 2012 г., и с тех пор эффективность доступных для применения СД увеличилась еще на 20%.

Поскольку мы говорим об осветительных приборах, то сразу отбросим все цветные «развлекательные» устройства. Все мощные белые светодиоды имеют одинаковую конструкцию: мощный излучатель синего света покрыт люминофором, генерирующим излучения в широком спектре, перекрывающим всю видимую область. В зависимости от люминофора и его количества на излучателе изменяются эффективность светодиода и максимум излучения, что характеризует его цветовую температуру.

Обратим внимание, что из всех источников света только ЛОН и СД обладают непрерывным, а не линейчатым спектром излучения. Именно благодаря этому существенно повышается различимость объектов, т.е. появляется возможность уменьшить освещенность без потери различимости. Вспомните, присутствующее в СНиПах требование перейти к следующей норме освещенности при переходе на газоразрядные лампы связано именно с этим. Не утруждая читателя длинными выкладками, скажу, что человеческий глаз улавливает до 28% света, излучаемого ЛОН, и не более 10% от любого газоразрядного источника. Для СД доля улавливаемого глазом света составляет, в зависимости от цветовой температуры, от 40 до 80%!

Все проблемы скрыты в деталях. Какова стабильность люминофора в условиях эксплуатации, каково тепловое сопротивление основания светодиода, как зависит световой поток и скорость деградации светодиода от температуры в зоне кристалла? Ведущие мировые производители светодиодов дают весьма подробную информацию об этих параметрах. Как ее используют производители светильников, остается их секретом.

Тип источника света	Светоотдача источника света, лм/Вт	кпд осветительного прибора, %	Потери мощности в блоке питания осветительного прибора, %	Светоотдача осветительного прибора, лм/Вт
1	2	3	4	5
Галогенные лампы	15–30	70	0	10,5–21,0
Д ДНАТ	75–120	60	15	39,1–62,6
ДРЛ	40–60	60	20	20–30
КЛЛ	40–65	70	0	28–45,5
ЛОН	7–15	70	0	4,9–10,5
Светодиоды	80–115	90*	10	65,5–94
ЛЛ	50–70	70	20	29–40,8

*Таб. 1 — Эффективность источников света и светильников. * — за счет наличия линз.*

Рассмотрим вопрос о цветовой температуре, которая часто становится предметом спекуляций. Не касаясь теоретических проблем, заметим, что зрение человека развивалось под действием основного источника света — Солнца. Цветовая температура дневного света в зависимости от положения Солнца над горизонтом и вида и плотности облачности изменяется от 6500 до 4300°К. Свод правил СП52.13300-2011 рекомендует для работ с высокими требованиями к различению цветов и деталей использовать источники света с цветовой температурой от 5000 до 6500°К. Но более 100 последних лет человека приучали, особенно в помещениях, к источникам света с температурой от 2000 до 2800°К, что у многих людей сформировало привычку. Однако наш опыт говорит, что когда в 2007 году в головных светильниках шахтеров мы по их просьбе вместо светодиодов с цветовой температурой 5000-6000°К поставили диоды 3500-4000°К, это вызвало резкий протест и возврат к нейтральным белым светодиодам, хотя до этого 50 лет шахтеры пользовались светом ламп накаливания. Одновременно следует помнить, что снижение цветовой температуры приводит к снижению световой отдачи из-за увеличения потерь в люминофоре. А для практического применения с учетом физиологических характеристик человека можно принять простое эмпирическое правило: если вы устанавливаете светильники в помещении для релаксации, цветовая температура должна быть ниже 3300°К, если в помещении для работы — выше 4000.

Внимательно посмотрим на параметры светильника, нормируемые производителем (продавцом). Если идет активная ссылка на параметры светодиодов, то вариантов два: или светильник не испытывался и его светотехнические параметры не известны, или о них не хотят упоминать. Это же относится и к электрическим параметрам: мощности, кпд, коэффициенту мощности, ЭМС.

Многие производители светодиодных светильников любят писать о сроках службы в 50 000 и даже 100 000 часов, однако не торопятся пояснить, что это за параметр. На самом деле это время эксплуатации диодов, за которое световой поток уменьшится на заданную величину. Обычно эта величина составляет 30%, хотя изготовители СД четко увязывают этот срок с температурой кристалла. По данным мирового лидера в производстве мощных белых СД – фирмы Cree — в зависимости от тока через диод, температуры кристалла и температуры окружающего воздуха время снижения светового потока на 30% может изменяться от 120 до 20 тысяч часов (3). Известно, что при отводе тепла естественным путем масса алюминиевого радиатора и его площадь должны составлять примерно 80 г и 100 см² на каждый ватт мощности. Наше предприятие с учетом изложенного нормирует срок службы 50000 часов при уменьшении светового потока на 25%. На рисунке показано распределение температур по корпусу светильника ССП01 (работа выполнена Ltd. «Rainbow Electronics»). Хорошо видно отсутствие точек локального перегрева. Рейтинговые испытания светильников (4) показали,

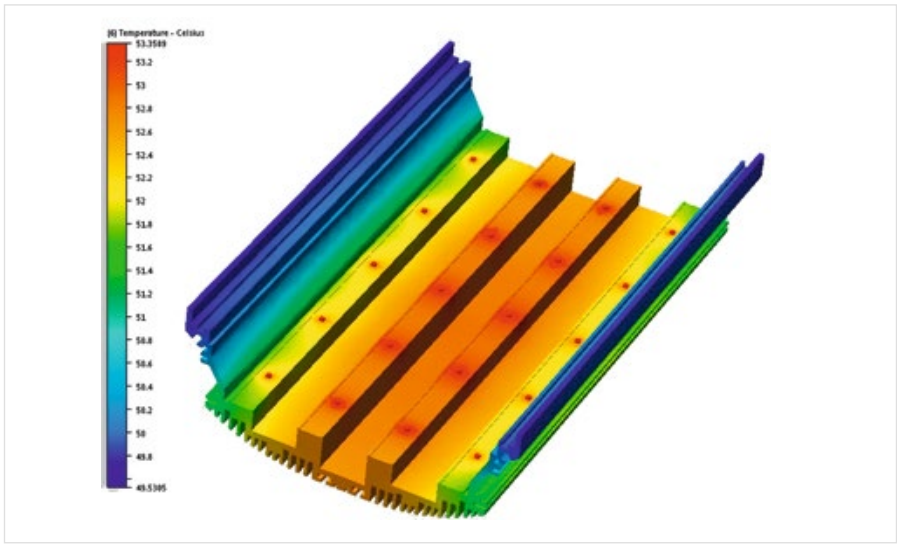


Рис. 1 — Распределение температур по корпусу светильника ССП01-20

что только у трех производителей спад светового потока после часа работы свидетельствует о правильных тепловых режимах. А ведь в добавок некоторые производители с целью снижения цены заменяют алюминиевые платы текстолитовыми, что еще уменьшает срок службы диодов в несколько раз.

Очень большое влияние на работу и срок службы светильника, особенно при эксплуатации при низких температурах, оказывает качество источника питания. Ведущие мировые производители источников питания для температур до минус 40 градусов достигли показателей надежности, сопоставимых с надежностью светодиодов. Так всемирно известная фирма MW дает для своих источников время наработки на отказ в сотни тысяч часов. Но за качество приходится платить. Именно по причине «сделать подешевле» до половины светильников, испытанных по инициативе редакции журнала «Современная светотехника», показали несоответствие ГОСТам по электромагнитной совместимости и пульсациям светового потока. Источник питания для работы при минус 60 обходится еще в 2-3 раза дороже. Поэтому если число дней в году с температурой ниже минус 40°С не превышает 10-15, то целесообразнее купить светильник до минус 40 и не выключать его в дни с очень низкими температурами.

Необходимо обратить внимание на уровни защиты от воздействия окружающей среды. Для промышленных и уличных светильников минимально должно быть IP55, что обозначают все производители. А вот светильник «Армстронг» может оказаться и с IP20. Это означает, что конструкцию перенесли с лампового светильника. Но лампу можно протереть от пыли, а СД невозможно. Поэтому такие светильники минимально должны иметь IP4X.

Действительно, проектирование систем освещения с использованием светодиодных светильников требует принципиально новых подходов со стороны проектировщиков. Не случайно, на основных мировых выставках светотехнического оборудования проводятся семинары для проектировщиков освещения. Времена, когда электроэнергию для освещения не считали за статью затрат, закончились навсегда. Подъем светильника по высоте в 2 раза увеличивает затраты на электроэнергии в 4 раза при равных результатах. Мы еще не привыкли считать стоимость владения, а ориентируемся на стоимость приобретения. Но поскольку от этого лечит рубль, то процесс идет достаточно активно.

Зачастую потребитель желает при переходе на светодиодное освещение с целью снижения затрат сохранить старые точки подвеса. Конечно, желание потребителя — закон для поставщика. Однако при этом обязательно необходимо учесть принципиальную разницу между СД и другими источниками света. Лампы, исключая зеркальные, распространяют световой поток по всему пространству: именно с этим связано так называемое «световое загрязнение». Угол излучения мощного белого СД составляет, обычно, 110–120°. Создание кривой силы света типа Ш (широкой) и даже Л (полуширокой) при сохранении защитного угла требует специальных технических решений.

Используя светодиодные источники света, являющиеся по существу точечными, легко методами геометрической оптики создавать заданную диаграмму КСС для конкретного объекта. Можно получить равномерно рассеянный свет для офиса и максимально равномерное освещение для автомагистрали, а можно сделать прожектор с углом луча в несколько градусов. Вторичная оптика позволяет получить равномерное освещение даже от осесимметричных светильников. Более того. Сегодня все серьезные производители имеют для своих изделий ies-файлы, позволяющие с использованием программы Dialux или аналогичных получить достаточно точную картину распределения света в любом помещении и оптимизировать ее.

А теперь о неприятном. Подобно всем другим товарам — начиная от продуктов и кончая взрывозащищенным оборудованием — на рынке легко наткнуться на изделия с «липовым» сертификатом, особенно когда основным параметром становится цена. Ориентируйтесь на производителей с репутацией, дорожащих своим именем и давно присутствующем на рынке. Помните, что сертификация по электробезопасности и ЭМС является обязательной. Не стесняйтесь требовать сертификаты от признанных испытательных и сертификационных центров, особенно по светотехническим характеристикам и взрывозащите. Для защиты страны от контрафакта и недобросовестных производителей создано Некоммерческое Партнерство Производителей Светодиодов и Систем на их основе (НП ПСС, www.nprnss.ru), члены которого активно участвуют в разработке нормативной базы для производителей светодиодной продукции. В работе НП ПСС предполагается внутренняя аккредитация сертификационных центров и испытательных лабораторий, полностью удовлетворяющих повышенным требованиям Партнерства. Это позволит потребителю получать достоверную информацию о приобретаемой продукции. А пока можно воспользоваться списком членов НП ПСС.

Итоги

Уже сегодня на рынке имеется светодиодное осветительное оборудование, по своим характеристикам удовлетворяющее всем современным требованиям к надежному и высокоэффективному оборудованию. Одновременно на рынке присутствует большое количество контрафактной продукции и фирм-однодневок.

Выводы

Для правильного выбора оборудования следует изучать как документы, сопровождающие светильники, так и сертификаты обязательной и добровольной сертификации с привлечением специалистов-светотехников.

Список использованной литературы

1. Дмитриев А.А.,Шевелев С.П., Фрайштетер В.П. Оптимизация осветительных установок кустов нефтедобывающих скважин // Нефтяное хозяйство. 2010. №12. С. 116–118.
2. Энергосберегающие осветительные приборы. Технические требования. ОАО «Газпром», 2012.
3. Cree Components Overview 20110228.pdf;
4. Рейтинг светодиодных светильников для дорог и магистралей. Современная светотехника. 2011. №5. С. 6–24.

ENGLISH **ELECTRICAL ENGINEERING**

Choose led lamp? It's easy..

UDC 621.3; 628.92/.97

Authors:

Vladimir M. Osipov — adviser of general director[1]; sht.vo@rambler.ru

[1]Electrotochpribor, Omsk, Russian Federation

Abstract

The article provides the basic technical characteristics of led lamps, affecting their performance and recommendations to users. Article is written based on their own experience of the author on the development of lamps and analysis of structures and information materials manufacturers on Russian and international exhibitions.

Materials and methods

Analysis and comparison of regulatory documents and information materials enterprises and trading firms.

Results

Already today, the market has led illuminating equipment by its characteristics meet all modern requirements for reliable and high-performance equipment. Simultaneously there is a large quantity of counterfeit products and firms ephemeral.

Conclusions

For right choice of equipment should be studied as documents accompanying the lights, as well as certificates of obligatory and voluntary certification with the assistance of specialist lighting technologists.

Keywords

lamp, led, light source, energy efficiency

References

1. Dmitriev A.A., Shevelev S.P., Frishteter V.P. *Optimizatsiya osvetitel'nykh ustanovok kustov neftedobyvayushchikh skvazhin* [Optimization of lighting installations bushes oil wells]. Oil industry, 2010, issue 12, pp. 116–118.
2. Energy-efficient lighting devices. Technical requirements. Gazprom, 2012.
3. Cree Components Overview 20110228. pdf;
4. *Reyting svetodiodnykh svetil'nikov dlya dorog i magistraley* [Rating of led lighting for roads and highways. Contemporary lighting, 2011, issue 5, pp. 6–24.

УДК 621.3

Преимущества светодиодной технологии: за счет чего обеспечивается безопасность, превосходное освещение и сокращение расходов нефтехимических предприятий

И. Антин
вице президент по продажам Восточной Европы[1]

[1]Dialight, Ньюмаркет, Великобритания

В сложных и изменчивых условиях тяжелой промышленности, например на нефтегазовых предприятиях, светодиодные светильники обеспечивают более надежное и безопасное освещение по сравнению с газоразрядными лампами высокой интенсивности, которые из-за чрезмерных вибраций и экстремальных условий эксплуатации выходят из строя уже через несколько месяцев.

Ключевые слова
светодиод, система освещения, натриевая лампа низкого давления, люмен, стабильность светового потока, люкс, температура самовоспламенения, светоотдача, газоразрядная лампа высокой интенсивности, металлогалогенная лампа, натриевая лампа высокого давления, ртутная лампа, индуктивная лампа, индекс цветопередачи, цветовая температура

Сегодня речь пойдет об одном из самых рентабельных в промышленности направлений вложения средств и при этом одном из самых недооцененных, простых и эффективных решений, повышающих безопасность и сокращающих расходы предприятий. Я имею в виду технологии светодиодного освещения.

В большинстве случаев средний срок службы светодиодных светильников может доходить до 10 лет, при этом потребители не только получат высокоэффективное освещение, раз и навсегда забыв о техническом обслуживании источников света, которое, как известно, является достаточно дорогостоящим, трудозатратным и небезопасным, но и смогут существенно сократить энергопотребление и затраты. Период окупаемости светодиодных светильников часто не превышает двух лет, все остальное время они будут приносить вам чистую прибыль.

Преимущества светодиодной технологии с точки зрения безопасности

Безопасность — основа работы любого нефтехимического предприятия. Снизить вероятные угрозы для человека и исключить порчу оборудования позволяют различные рабочие регламенты, передовые методы организации труда и соблюдение специальных отраслевых стандартов. Немаловажное значение имеет и операционная эффективность предприятия. В поисках идеального баланса владельцы бизнеса обращаются к новым, передовым, современным технологиям. В этих условиях использование светодиодного освещения обеспечит не только соответствие регулятивным и производственным требованиям, но и множество других преимуществ в области безопасности, а также окажет положительное влияние на рентабельность всего бизнеса.

Преимущества светодиодной технологии с точки зрения безопасности:

- Повышение четкости зрительного восприятия за счет улучшения цветопередачи
- Сокращение «бесполезного» света и устранение неосвещенных зон благодаря точному направлению света
- Длительный срок службы, исключающий вероятность выхода светильников из строя
- Отсутствие необходимости в техническом обслуживании, 10-летняя гарантия
- Высокая термостойкость, позволяющая выдерживать сложные условия эксплуатации
- Полная герметичность конструкции, защищающая от проникновения пара и влаги
- Быстрое восстановление освещения после перебоя в питании благодаря возможности горячего зажигания
- Отсутствие необходимости в утилизации ртути и опасных материалов

По сравнению с традиционными системами освещения светодиодные системы обеспечивают множество преимуществ, особенно когда речь заходит об эксплуатации в опасных зонах. Высокая экономичность светодиодных светильников делает их самыми эффективными источниками света из представленных на рынке (их световая отдача составляет 160 лм/Вт, и этот показатель продолжает улучшаться, таб. 1). В сочетании со снижением энергозатрат и выбросов в атмосферу двуокиси углерода светодиодные светильники помогают предприятиям существенно сократить расходы, повысить безопасность производства и снизить вредное воздействие на окружающую среду.

В отличие от газоразрядных и других источников света светодиодные светильники являются «полноспектральными» источниками света без пробелов в цветовом спектре,

Источник света	Индекс цветопередачи	Световая отдача, лм/Вт	Срок службы, ч (×1000)
НЛВД	30	60–120	10–24
НЛНД	5	200	10–24
Ртутные лампы	50	50	10
Металлогалогенные светильники	70–95	60–100	6–20
Люминесцентные светильники	60–90	40–100	6–45
ФЛХК	60–90	50–75	6–15
Светильники с лампой накаливания	90–100	5–25	1
Индукционная лампа	50–90	60–90	100
Светодиодные светильники	70–90	до 160	100+

Таб. 1 — На сегодняшний день светодиодные светильники являются самым эффективным и долговечным источником света, который демонстрирует лучший ИЦП и прекрасно подходит для использования в опасных условиях эксплуатации

что позволяет им излучать свет близкий по спектру к естественному дневному свету, с индексом цветопередачи (ИЦП) в диапазоне 70–90 (по стобалльной шкале, где значение 100 эквивалентно естественному дневному свету). Для сравнения у натриевых ламп высокого давления (НЛВД) индекс цветопередачи равен 30. У ртутных ламп показатель немного лучше: 50.

Технология, не требующая технического обслуживания

Владельцы промышленных предприятий все чаще и чаще делают выбор в пользу светодиодного освещения, что обусловлено его исключительно низким энергопотреблением, которое выгодно выделяет светодиодные светильники на фоне традиционных технологий освещения, таких как натриевые лампы высокого давления (НЛВД) или металлогалогенные светильники. Но даже возможность на 70% сократить энергопотребление не играет столь важной роли для нефтеперерабатывающей промышленности, какая отводится отсутствию необходимости проводить техническое обслуживание светильников.

Итак, сколько же стоит поменять лампочку, например, на нефтеперерабатывающем заводе? Иногда расходы могут превышать 1000 долларов на лампу. Обычные лампы приходится менять ежегодно (см. сравнительные данные по срокам службы на таб. 1). Как правило, предсказать, когда традиционная лампа выйдет из строя, практически невозможно. Хотя срок службы натриевых ламп высокого давления может достигать 24 000 часов, иногда они начинают мигать или выходят из строя уже через несколько месяцев эксплуатации в суровых условиях НПЗ.

Счета за техническое обслуживание могут с легкостью в два раза превысить стоимость оборудования, при этом иногда замена ламп в светильниках, установленных в труднодоступных местах, может быть сопряжена с огромным риском для безопасности сотрудников и потребует огромных усилий. В этом случае замену ламп доверяют высокооплачиваемому электрику, и для ее выполнения может срочно потребоваться разрешительная документация или придется прибегать к услугам промышленного альпиниста или специалистов по технике безопасности и т. п. Возможно, придется временно остановить производство, добавив убытки от простоя в стоимость простой замены лампы, не говоря уже об угрозе безопасности электриков, которые должны выполнять свою работу на большой высоте. Добавьте к этому стоимость запчастей и расходных материалов, а также расходы на хранение и складирование.

В условиях опасного производства — нефтегазовые, химические, фармацевтические заводы и электростанции — расходы на техническое обслуживание могут оказаться еще более значительными, поскольку, чтобы избежать отказов, часто требуется полностью заменять электронные балласты. Неотъемлемый риск, сопряженный с вскрытием осветительной арматуры в загазованной или пыльной среде, требует соблюдения дополнительных мер безопасности и в конечном счете увеличивает стоимость технического обслуживания. Кроме того, регулярное обслуживание светильников неизбежно ведет к проникновению внутрь корпуса влаги, порче прокладок и т. д.

В отличие от традиционных осветитель-

Рис. 1 — Использование светодиодных светильников на нефтеперерабатывающем заводе обеспечило высокое качество освещения при минимальном рассеянии света

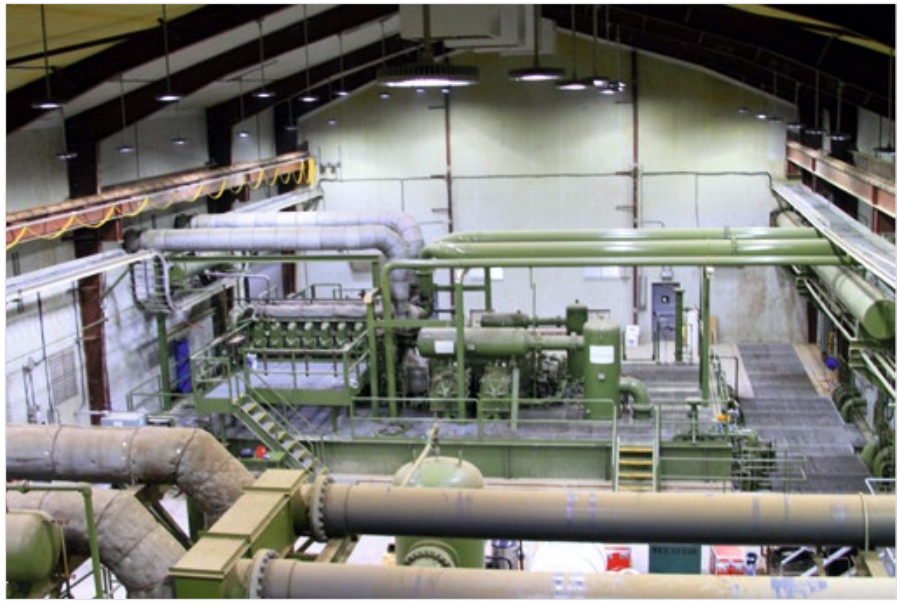


Рис. 2. Гарантия на безотказную работу светодиодных светильников High Bay составляет 10 лет

Рис. 3. Концерн LANXESS для освещения своего завода использует светодиодные светильники. Фото © Lanxess, 2012

ных приборов светодиодные источники света поставляются во взрывобезопасном герметичном корпусе, причем сами светодиоды, источник питания и пусковое устройство целиком закрыты корпусом осветительной арматуры, что исключает проникновение взрывоопасного газа, пыли и других частиц и повышает безопасность и надежность всего освещения.

Гарантия безотказной работы для большинства светодиодных светильников, выпускаемых в настоящее время, составляет пять лет, а сами светильники соответствуют требованиям стандартов ГОСТ-Р и классификаций ATEX/IECEx. Некоторые светильники имеют десятилетнюю гарантию безотказной работы, которая распространяется на светодиоды, корпус, источник питания и качество сборки. Отсутствие необходимости менять светодиодные светильники в течение минимум 10 лет (рис. 2) сократит расходы на ежегодное техническое обслуживание, снизит угрозу безопасности рабочих и позволит электрикам сфокусироваться на более важных задачах.

Среди других преимуществ светодиодных светильников стоит отметить возможность горячего зажигания и способность за доли секунды достигать полной мощности после перебоя питания. Это значит, что полноценное освещение будет мгновенно восстановлено и больше не придется тратить времени на прогрев. Кроме того, светодиодные светильники являются более предпочтительными для освещения рабочей зоны, поскольку смягчают тени и устраняют неосвещенные места.

Светодиодные светильники прекрасно работают в экстремальных условиях

Такие источники света, как, например, светильники с натриевыми лампами высокого давления и металлогалогенными лампами, эксплуатируемые в сложных условиях, как правило, доставляют особенно много проблем. Чувствительные к воздействию экстремальных температур, они требуют более длительного прогрева в условиях холода и не выдерживают сильной жары. В частности, для металлогалогенных ламп характерно постепенное ухудшение свойств линзы, так как при нагревании она притягивает пыль и пары масла, которые снижают светоотдачу. У светодиодов же рабочая температура гораздо ниже, что исключает вероятность возникновения подобных проблем и риск получить ожоги при соприкосновении с ними. К тому же они значительно более устойчивы к воздействию тепла, причем температурный класс многих из них равен T5 или T6, что позволяет им надежно работать при температуре окружающей среды +93°C и выше.

С другой стороны, в условиях низких температур светодиоды работают даже еще лучше. Более того, при низких температурах возможность горячего зажигания исключает задержку при повторном включении светильника, тогда как обычным светильникам в этих условиях на прогрев и повторное зажигание требуется гораздо больше времени, что вынуждает многих владельцев предприятий попросту оставлять лампы постоянно включенными.

Благодаря продуманной системе теплообмена светодиодные светильники нагреваются изнутри намного меньше, чем обычные светильники, что позволяет снизить перегрев и использовать светодиоды в изменчивых условиях эксплуатации. Там, где температура стандартной МГЛ может достигать +300°C, большинство светодиодных светильников, предназначенных для опасных зон, работают при +85°C.

Быстрая и стабильная окупаемость инвестиций

В зависимости от области применения и условий окружающей среды светодиодные системы потребляют на 60% меньше энергии, чем обычные светильники. Для освещения фиксированной площади можно использовать меньше светодиодных светильников благодаря их точной оптике, направляющей свет именно туда, куда это необходимо, и улучшенной цветопередаче.

Модернизация освещения путем перехода на светодиодное оборудование практически в любых условиях может обеспечить стабильную окупаемость инвестиций, причем в некоторых случаях период окупаемости не превысит одного года, а все последующие сбережения превратятся в чистую прибыль.

Окупаемость средств, затраченных на замену натриевых ламп высокого давления светодиодными светильниками High Bay на НПЗ.

Светодиодные светильники для применения в тяжёлых и взрывоопасных условиях.

Посетите нас на MIOGE 2013, павильон 8.2, стенд H324

Dialight
Тел: +49 (171) 334 1647
sales-russia@dialight.com
ru.dialight.com

ЮЕ-Интернейшнл
Тел.: +7(812) 313-34-40
yesupport@yeint.ru

Компания «R&M Electrical Group Ltd
(P&M Электрикал Груп Лтд), ТОО», Атырау
Тел.: +7 (701) 501-07-59, +7 (7122) 32-07-26
atyrau@rm-electrical.com

Компания ECOS
Тел: + 7 (727) 356 33 56
sales@ecos.kz

www.dialight.com

CE Ex IEC IECEx PC

Dialight

Сценарий возврата инвестиций за 1 год: дорогостоящее техническое обслуживание

Информация о проекте

- НПЗ
- Постоянное освещение
- Расходы на эл. энергию: 0,06 долл./кВт•ч

Имеющиеся светильники и предполагаемые расходы

- (100) натриевых ламп высокого давления мощностью 400 Вт
- Ежегодные расходы на эл. энергию: 25 000 $
- Ежегодные расходы на техническое обслуживание: 105 000 долл. (1050 долл. на светильник)

Стоимость светодиодных светильников и предполагаемые расходы

- (100) светодиодных светильников High Bay мощностью 146 Вт
- Первоначальные затраты: 80 000 долл. (800 долл. на светильник)
- Ежегодные расходы на электроэнергию: 7 500 долл.
- Ежегодные расходы на техническое обслуживание: 0 долл. на светильник

Итого

- Первоначальные затраты: 80 000 долл.
- Экономия электроэнергии: 17 500 долл./год
- Экономия на техническом обслуживании: 105 000 долл./год
- Сокращение выбросов CO_2: 250 тонн

Итоги

При расчете окупаемости инвестиций важно учитывать затраты не только на электроэнергию, техническое обслуживание оборудования и зарплату персонала, но и на хранение и утилизацию светильников. Зачастую добиться более эффективного освещения можно с помощью меньшего количества светодиодных светильников, чем было установлено изначально традиционных ламп, что обусловлено дальнейшим сокращением расходов на установку и эксплуатацию. К тому же низкопрофильные светодиодные светильники меньше весят (рис. 4), а значит их может устанавливать один человек, в отличие от тяжелых обычных светильников, для установки которых часто требуются два человека, а также более громоздкое распределительное и коммутационное оборудование.

Выводы

Сегодня на рынке представлено множество высококачественной продукции от авторитетных производителей, и нефтехимические компании всего мира в полной мере пользуются преимуществами светодиодной технологии. Возможность последующей модернизации светильников, их совместимость с современными диммерами, системами дистанционного управления и интеллектуального освещения позволят руководителям предприятий повысить эффективность контроля и планирования в области освещения, а также уровень безопасности работ и добиться стабильного сокращения расходов на электроэнергию и техническое обслуживание.

Рис. 4. Для установки предназначенного для высоких пролетов громоздкого натриевого светильника высокого давления мощностью 400 Вт требуются два человека; его может полностью заменить светодиодный светильник High Bay мощностью 172 Вт, установить который может один человек

The LED advantage: How this technology offers improved safety, superior illumination and major bottom line savings for petrochemical facilities

UDC 621.3

Authors:
Igor Antin — VP Sales Eastern Europe[1]

[1]Dialight, Newmarket, UK

Abstract

In heavy industrial, harsh and volatile environments like petrochemical, oil and gas facilities, LEDs provide a more reliable and safer lighting solution than traditional high intensity discharge lighting that often fails in mere months due to excessive vibration and extreme operating conditions.

Results

When calculating return on investment, it's important to consider not only the cost of energy, maintenance equipment and personnel costs, but also fitting storage and disposal. Additionally there are many situations where a reduced number of LED fittings can do a more effective job than the original number of conventional fittings, further reducing the installation and operational costs. The lower profile LED fittings are lighter weight too (Fig.4), which means that they can be installed by one person, unlike the heavier weight conventional lights that often need two people per installation as well as requiring greater distribution and switching gear.

Conclusions

With numerous products now commercially available from a number of reputable manufacturers, many petrochemical companies worldwide have already realized the benefits of LED technology. Future improvements in the technology and the integration of advanced dimming, remote monitoring and intelligent lighting solutions will enable facility managers to have even greater control and predictability in lighting efficiency and improved safety, while generating substantial savings in energy and maintenance costs.

Keywords

LED,
Light Emitting Diode,
Lighting System,
Low Pressure Sodium (LPS),
Lumens,
Lumen Maintenance,
Lux,
T-rating,
Efficacy,
High Intensity Discharge (HID),
Metal Halide (MH),
High Pressure Sodium (HPS),
Mercury Vapour (MV),
Induction,
Colour Rendering Index (CRI),
Correlated Colour Temperature (CCT)

КАБЕЛИ МОНТАЖНЫЕ

ДЛЯ СИСТЕМ ПРОМЫШЛЕННОЙ АВТОМАТИКИ, ПОЖАРНОЙ И ОХРАННОЙ СИГНАЛИЗАЦИИИ

- Кабели монтажные для систем промышленной автоматики, пожарной и охранной сигнализации в исполнениях «нг(А)», «нг(А)-LS» КПМВВГ, КПМВЭВГ, КПМВЭКВГ, КПМВЭИКВГ;
в исполнениях «нг(А)-HF» КПМППГ, КПМПЭПГ, КПМПЭКПГ, КПМПЭИКПГ;
в исполнениях «нг(А)-FRLS» КПМСВГ, КПМСЭВГ, КПМСЭКВГ, КПМСЭИКВГ;
в исполнениях «нг(А)-FRHF» КПМСПГ, КПМСЭПГ, КПМСЭКПГ, КПМСЭИКПГ,
в холодостойком и теплостойком исполнениях, с водоблокирующими элементами,
ТУ16.К18-114-2012, имеется сертификат соответствия, пожарный сертификат;
- Кабели контрольные в различных исполнениях: «нг(А)», «нг(А)-LS», «нг(А)-FRLS», «нг(А)-FRHF», в холодостойком исполнении, экранированные, с броней из стальных оцинкованных лент;
- Кабели силовые в различных исполнениях: «нг(А)», «нг(А)-LS», «нг(А)-FRLS», «нг(А)-FRHF», в холодостойком исполнении, в т.ч. с броней из стальных оцинкованных лент;
- Кабели силовые с резиновой изоляцией в резиновой оболочке;
- Осветительные и установочные провода;
- Радиочастотные кабели;
- Кабели, провода и шнуры связи;
- Нагревательные провода;
- Плетенки металлические;
- Другие виды кабельной продукции.

На предприятии действует система менеджмента качества на соответствие требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2008 ГОСТ РВ 15.002-2003

РЕГИСТР ИСО 9000

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

УФИМКАБЕЛЬ

Республика Башкортостан | Уфа | Цюрупы | 12
Телефон/факс | 347 | 272-72-48 | 272-26-89
E-mail | cabel@ufimcabel.ru

ufimcabel.ru

ВНИИ НЕФТЬ им.академика А.П.Крылова

ОАО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. академика А.П. Крылова» (ОАО «ВНИИнефть»)

70 лет ВНИИнефти

IV МЕЖДУНАРОДНЫЙ НАУЧНЫЙ СИМПОЗИУМ

«Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов»

18-19 сентября 2013 г.

ОРГАНИЗАТОРЫ:

Министерство образования и науки РФ
Министерство природных ресурсов и экологии РФ
Министерство энергетики РФ
ЦКР «Роснедра»
ОАО «Зарубежнефть»
ОАО «ВНИИнефть»
ОАО «РМНТК «Нефтеотдача»
ОАО «Гипровостокнефть»

Научный Симпозиум проводится с привлечением широкого круга специалистов, как непосредственно занимающихся проблемами повышения КИН в научных подразделениях нефтяных компаний и институтов, так и промысловых работников, реализующих на практике технологии и методы повышения добычи нефти, с приглашением специалистов из нефтедобывающих стран СНГ.

ГЛАВНАЯ ТЕМА СИМПОЗИУМА - разработка месторождений с карбонатными и трещиноватыми коллекторами

18 сентября 2013 г.

Пленарное заседание – Современные достижения науки и техники в области ПНП и совершенствование управления проектами и ресурсами в нефтедобыче.

19 сентября 2013 г.

Тематические направления работы по секциям:

Секция № 1 – Анализ состояния и опыт применения технологий и методов увеличения нефтеотдачи для разработки месторождений с карбонатными и трещиноватыми коллекторами в стране и за рубежом
Секция №2 – Анализ состояния и потенциала применения современных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях страны
Секция №3 – Результаты исследования механизмов извлечения нефти в конкретных геолого-физических условиях нефтяных месторождений в целях обоснования конкретных технологий и методов увеличения нефтеотдачи

Адрес: г. Москва,
Дмитровский проезд, д. 10.
Телефон: (495) 748-39-61
E-mail: info@vniineft.ru
Web-сайт: www.vniineft.ru

Генеральный партнер:

Информационные спонсоры:

SCHOLLER-BLECKMANN DARRON RUSSIA

О КОМПАНИИ

«Шоллер-Блэкманн Даррон» является одной из ведущих компаний, которая предлагает немагнитные утяжеленные бурильные трубы (НУБТ), для изготовления которых используются хром, молибден, азот и другие сплавы, предотвращающие появление точечной и механической коррозии. Также компания осуществляет ремонтные услуги бурового оборудования.

Основное правило компании — гибкий подход ко всем запросам заказчика для эффективного и плодотворного сотрудничества. Компания предлагает поставку оборудования высокого качества и готова работать в направлении по уменьшению стоимости и улучшения технологии.

УСЛУГИ

Производство скважинного бурового оборудования как из собственной высокопрочной немагнитной стали, так и из материала заказчика:

– НУБТ, укороченные НУБТ,
– стальные и немагнитные переводники,
– стальные и немагнитные калибраторы,
– подъемные патрубки.

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ И РЕМОНТНЫЙ ЦЕХ:

расположены в промышленной — зоне г. Ноябрьска. Производственный цех имеет удобные подъездные пути, более 1000 кв. метров территории и оснащен оборудованием, обеспечивающим высокую эффективность работы.

КОНТРОЛЬ И ДЕФЕКТОСКОПИЯ :

— проводятся с учетом полного спектра измерительных устройств и приспособлений, проникающих реагентов и ультразвуковых систем, которые обеспечивают квалифицированную техническую оценку состояния оборудования как на территории технического центра компании, так и на территории заказчика.

Компания SBDR может предоставлять сертифицированных рос технадзором дефектоскоп истов на буровые и производственные базы заказчиков по всей территории Российской Федерации.

МОТОРЫ BICO

Компания «Шоллер-Блэкманн Даррон» предоставляет в аренду винтовые забойные двигатели BICO, основной особенностью которых является наличие Роторов, покрытых карбидом вольфрама (не боятся соляных растворов) и профилированных Статоров (увеличенная почти в 2 раза мощность).

Преимущество «профилированной» силовой пары:

— Новые статоры SpiroStar компании BICO обеспечивают беспрецедентную прочность в результате применения в них резиновых уплотнений равномерной толщины. Эта революционная конструкция удваивает мощность при фактическом устранении гистерезиса. Традиционно гистерезис является главной причиной поломок силовых узлов.
— Уникальный статор SpiroStar подвержен меньшему набуханию вследствие воздействия температур и агрессивной химической среды, тем самым позволяя использовать его в более жестких условиях, чем обычные статоры. Устойчивость SpiroStar к более высоким температурам позволит преодолеть существующие пределы производительности и переопределить область использования ВЗД.
— Прочность, долговечность и возросшая выходная мощность делают статоры SpiroStar разумным выбором оптимальной про изводительности в сегодняшних непрерывно изменяющихся и агрессивных средах проведения работ.

SHOCK EZE АМОРТИЗАТОР

Амортизаторы Shock-EZE компании BICO используются для существенного поглощения ударных нагрузок и гашения вибрации при бурении.

Преимущества амортизаторов Shock-EZE

компании BICO:

- **Более высокая скорость проходки – резцы остаются в непрерывном соприкосновении с породой, способствуя гашению вертикальных колебаний и вибрации.**
- **Увеличение срока эксплуатации резцов и подшипников посредством минимизации сколов резцов, а так же снижения пиковых нагрузок на подшипники.**

ОБОРУДОВАНИЕ — ПОСТАВКА, СЕРВИС

Увеличенный срок службы бурильной колонны — и других узлов буровой установки, таких как навигационная электроника и бурильная колонна, вследствие гашения вибрации и осевых ударных нагрузок.

ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЙ БУРИЛЬНЫЙ ЯС

Гидромеханические бурильные ясы Hevi-Hitter компании BICO являются важной эффективной гарантией успешного осуществления программ бурения. Правильно установленные и эксплуатируемые бурильные ясы способны освобождать прихваченные бурильные колонны и в силу этого позволяют избежать дорогостоящих ловильных работ.

Характеристики бурильных ясов Hevi-Hitter компании BICO:

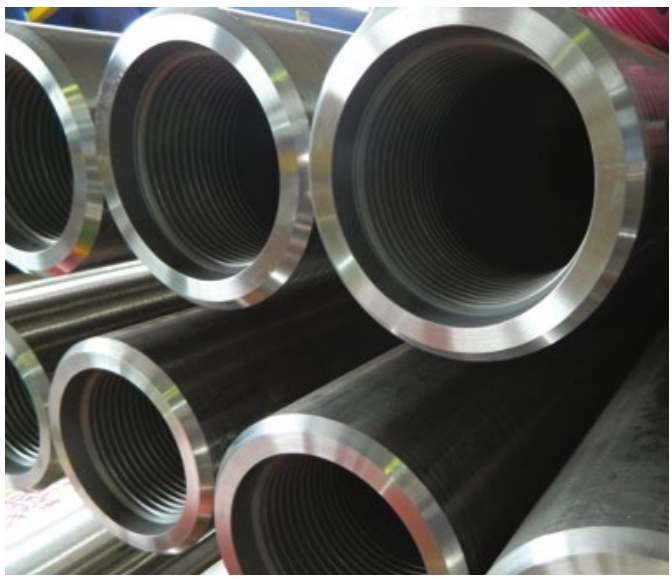
- Механическая блокировка – позволяет избежать необходимость открывать яс перед подачей в скважину и эффективно устраняет непредвиденные срабатывания при спускоподъемных операциях.
- Осевой регулятор вязкости — обеспечивает устойчивость гидравлических пауз с помощью компенсации изменений вязкости гидравлической жидкости, вызванной колебаниями температур.
- Прочная система шлицевых соединений — обеспечение надежной передачи мощности.

- Номинальная установка затвора — может быть установлена таким образом, что яс может эксплуатироваться как в условиях натяжения, так и сжатия.

PBL MULTIPLE ACTIVATION AUTOLOCK BYPASS SYSTEM

PBL — Система Обхода Многократной Активации — это простой и надежный Инструмент, который может помочь в снижении стоимости буровых работ, выполняемых в различных условиях. Оригинальная конструкция позволяет закачивать агрессивные тампонажные материалы увеличивать циркуляцию. Инструмент PBL был разработан для облегчения многих операций в бурении, освоении и капитальном ремонте скважин, таких как:

- Закачка всех типов наполнителей, включая агрессивные и цементные композиции.
- Увеличение объемов циркуляции для полной очистки скважины, сокращая количество «холостых» оборотов забойного двигателя и увеличивая скорость проходки.
- Увеличение скорости потока в затрубном пространстве в сильно отклоненных скважинах и горизонтальных стволах, где промывка и удаление шлама затруднены.
- Замена жидкостей.
- Промывка подводных морских стояков с ПВО.
- Кислотные и стимулирующие обработки.
- Бурение с отбором керна.



www.sbdr.ru

629800 NOYABRSK, Industrial Zone, Panel XI YANAO, RUSSIAN FEDERATION
Tel/fax: (3496) 343042, 34-30-62
e-mail: sbdr_operation@mail.ru

АВТОМОБИЛИ КАМАЗ и ПРИЦЕПЫ

ООО «АВТОСОКОЛ» осуществляет следующие направления деятельности:
Продажа новых тягачей и самосвалов Shacman(Shaanxi), Foton, Howo, Dongfeng, XCMG, КАМАЗ, УРАЛ, МАЗ.
Оптовая и розничная торговля дорожной , строительной техникой (новой и б/у), продажа спецтехники; продажа бетононасосов, самосвалов, тягачей, автокранов, башенных кранов, продажа экскаваторов, бульдозеров; автогрейдеров, розничная торговля запасными частями.
Стратегия развития основывается на диверсификации и расширении ассортиментного ряда предлагаемой спецтехники и автомобилей.
Мы будем рады предложить конкурентоспособную и экономически привлекательную в эксплуатации технику, а также достаточно широкий ассортимент российской **грузовой** и **специальной автотехники**: Автобусы, автомобили специальные, автоцистерны, автомобили-самосвалы, седельные тягачи. **Автокраны**; лесовозы, сортиментовозы и т. д. **Прицепная техника**; бортовые, самосвальные, топливоперевозчики, нефтевозы, битумовозы, полуприцепы и т. д. **Сельхозтехника**; запасные части, подкатные тележки, вахтовые салоны, надстройки цистерны, трактора и т.д. Прицепы-здания мобильные (вагон-дома) на шасси, на раме, на санях:

- Бытовые здания , общежития.
- Сушилки.
- Передвижные медицинские пункты.
- Гигиенические комплексы.
- Столовые , кухни.
- Мастерские.
- Будки оператора.
- Посты-охраны.
- Блок-контейнеры.

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
АВТОСОКОЛ

Форма оплаты любая; Работаем по ЛИЗИНГУ, АВТОКРЕДИТУ.
Надеемся на долгосрочное взаимовыгодное сотрудничество.

ООО «Автосокол»
452683, г. Нефтекамск, ул. Монтажная, 8
Тел./факс (34783) 35-420
Тел. 8 (961) 372-13-98
E-mail: avtosokolz@mail.ru

БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

Предлагаем Вашему вниманию перечень наших услуг:

- Бурение и КРС своими установками и персоналом.
- Продажа, аренда, буровых установок и оборудования для добычи и разработки нефтяных и газовых месторождений.
- Изготовление бурового оборудования.
- Изготовление нестандартного оборудования
- Изготовление циркуляционных систем любых типов (согласно требованиям заказчика).
- Изготовление оборудования и агрегатов к циркуляционным системам (согласно требованиям заказчика).
- Изготовление кассет на отечественные вибросита и многих зарубежных аналогов.
- Ремонт и сервисное обслуживание буровых установок и оборудования.
- Обмен ремонтного фонда.
- Монтаж/демонтаж буровых установок.

Подробную информацию вышлю по запросу
Ждем от Вас запросов и коммерческих предложений

www.avto-sokol.com
http://avtosokol.tiu.ru

Проблемы электронасосного погружного нефтедобывающего оборудования традиционного исполнения при добыче битумных и сверхвязких нефтей на примере эксплуатации скважин УЭЦН Ашальчинского месторождения

Б.В. Аристов
первый заместитель директора,
главный инженер[1]

И.С. Пятов
председатель совета директоров[2]

[1]ООО «УК «Система–Сервис»,
Альметьевск, Россия
[2]ООО «РЕАМ-РТИ», Балашиха, МО, Россия

Зависимость мировой экономики от растущего потребления углеводородного сырья в виде нефти и газа побуждает развивать технологии их добычи из альтернативных источников, основные из которых — это залежи битумов и сланцев.

Ключевые слова
электроприводные погружные насосы, УЭЦН, УЭВН, битум, битумная нефть

Большая часть традиционных технологий механизированной добычи нефти основана на использовании электроприводных погружных насосных установок типа УЭЦН или УЭВН, пришедших на смену станкам-качалкам (рис. 1).

Российская Федерация уже сталкивается с истощением залежей легких и средних нефтей. По этим причинам становится актуальным применение эффективных технологий и соответствующего оборудования для добычи тяжелых и сверхтяжелых нефтей в Татарстане, Башкирии и других регионах.

В Российской Федерации одним из лидеров освоения инновационных технологий добычи битумной нефти является ОАО «Татнефть».

Одним из методов добычи тяжелых и сверхтяжелых нефтей, к которым относятся битумные нефти, является метод парогравитационного дренажа (SAGD), осваиваемый добывающими предприятиями ОАО «Татнефть» на фонде скважин месторождения Ашальчи (Татарстан) с помощью отечественного насосного погружного оборудования.

Особенностями геологического строения битумных залежей Ашальчинского месторождения является малая глубина залегания битумных пропластов (рис. 2).

По этой причине добыча ведется с глубин до 100 м, а давление на приёме составляет 2–5 атм. Температурные режимы в добывающей скважине поддерживаются до уровня не превышающего 180°С, таким образом температура разжиженной битумной нефти и сконденсированного пара на приеме насоса по данным телеметрии может достигать 180°С.

На первый взгляд, приведенные выше для Ашальчинских скважин температурные характеристики должны позволить применять традиционные конструкции насосных установок типа УЭЦН в теплостойком исполнении. Подобное теплостойкое оборудование изготавливается в России, в том числе такими изготовителями, как ООО «БОРЕЦ» и ЗАО «НОВОМЕТ-Пермь».

Первая добывающая установка ЭЦН5-50-150 была спущена в скв. № 232 (в) Ашальчинского месторождения 08.09.06г. С этого момента было положено начало механизированного способа эксплуатации битумных скважин Ашальчинского месторождения.

На 01.04.2013 г. эксплуатационный фонд скважин с УЭЦН на Ашальчинском месторождении составляет 17 скважин (включая вертикальные и наклонные стволы). За 2012 год на этом фонде скважин было произведено 23 подземных ремонта, связанных с заменой УЭЦН. За 2011 г. было произведено 20 ремонтов. За 2010 г. было произведено 18 ремонтов. Динамика фонда скважин с УЭЦН и количество ремонтов за последние семь лет представлены на рис. 3.

За весь период механизированного способа эксплуатации битумных скважин Ашальчинского месторождения было произведено 99 подземных ремонтов, из них 64 ремонта по эксплуатационной причине и 35 ремонтов по причине отказа оборудования. Средняя наработка поднятых установок выросла с 77 суток в 2006 г. до 152 суток в 2012 г. (рис. 4).

Почти семилетний опыт добычи битумной нефти в скважинах Ашальчинского месторождения позволяет оценить проблемы, связанные с традиционным исполнением конструкций насосного оборудования.

По эксплуатационным причинам было произведено 64 ремонта, связанных с заменой УЭЦН, из всех эксплуатационных причин наибольшее количество ремонтов произведено по причине ГТМ (оптимизация типоразмера УЭЦН, перевод под закачку пара, замена или протяжка оптоволоконного кабеля). Из общего количества произведённых ремонтов

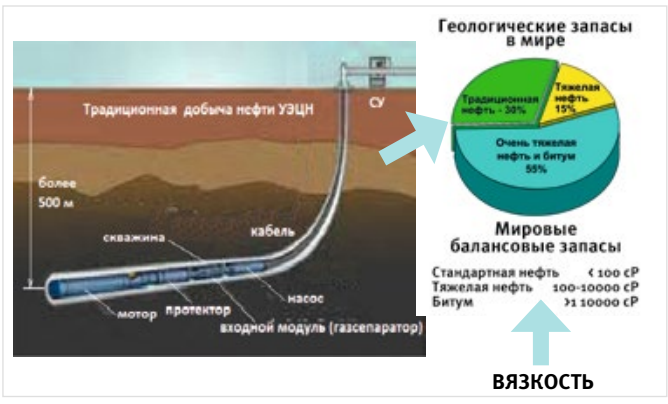


Рис. 1 — Схема скважины под традиционную механизированную добычу нефти с помощью УЭЦН (УЭВН)

Рис. 2 — Метод парового гравитационного дренажа(SAGD)

подобных ремонтов произведено с 18 работающими установками (таблица 1).

Действительно, отечественные погружные насосные установки способны добывать битумную нефть, но при ограниченном ресурсе наработка традиционных конструкций УЭЦН в среднем не превышает 200 суток.

За весь период механизированного способа эксплуатации битумных скважин Ашальчинского месторождения по причине отказа оборудования было произведено 32 ремонта (таблица 2).

На рис. 6 показана диаграмма распределения отказов агрегатов УЭЦН, где наиболее слабым узлом является гидрозащита погружного электродвигателя (ПЭД).

Наибольшее количество ремонтов (23 ремонта или 66%) было произведено по причине отказа гидрозащиты. Пять ремонтов было произведено по причине износа рабочих органов насоса, четыре ремонта — по причине отказа кабеля и три — по причине снижения сопротивления изоляции ПЭД.

Основные причины отказов гидрозащит ПЭД связаны с выходом из строя резинотехнических изделий (РТИ), таких как сильфоны торцовых уплотнений и диафрагмы из-за потери ими эластических свойств и разрушения.

Причины отказов этих деталей обусловлены:

- совокупным длительным воздействием ряда факторов, а именно: отложениями в непроточных внутренних полостях смол и битума из-за высокой температуры, химическим составом перекачиваемой жидкости и наличием острого пара, налипанием смол и битума на поверхностях РТИ;
- свойствами эластомеров, которые, являясь газопроницаемыми, пропускают внутрь гидрозащиты ПЭД газы и, наполнившись техническим углеродом и полярными полимерами, обладают высокой адгезией к продуктам скважинной углеводородной среды.

В 2008 году средняя наработка на отказ поднятых установок по причине отказа гидрозащиты составляла 41 сутки. Но с применением более термостойких РТИ из фторэластомера «Афлас» производства ООО «РЕАМ-РТИ» наработку гидрозащит на отказ удалось поднять до 200 суток.

Однако, высокая термостойкость не решила задачу повышения наработки.

Одним из примеров разрушения РТИ из-за налипания смол являются порывы диафрагм из фторэластомера «Афлас», эксплуатационная теплостойкость которого не ниже 230°С (рис. 7).

Лабораторные исследования очищенного от смол образца из разрушенной диафрагмы не выявили деградации эластических свойств изделия — физико-механические показатели остались в пределах технических требований.

В целях проверки альтернативных решений замены в протекторе ПЭД эластомерных диафрагм с поршневым модулем были допущены к эксплуатации установки с гидрозащитами ГЗНП-92/5-00 производства ЗАО «НОВОМЕТ-Пермь», в конструкции которых использовались поршневые модули производства ООО «РЕАМ-РТИ» (рис. 8).

Наработки УЭЦН с гидрозащитами ГЗНП-92/5-00 составили 10, 74, 299, 224 и 205 суток. Однако, несмотря на очевидный прирост наработок, требуется оценить проблему несовместимости конструкции и особенностей условий добычи для уточнения технических требований к оборудованию, предназначенному для добычи битумных нефтей.

Все виды отказов гидрозащит отечественного производства можно отнести к системным. Анализ данных отказов послужил основой для разработки Управляющей Компанией «Система-Сервис» технических требований к гидрозащитам для погружных электронасосных установок, предназначенных для добычи битумных, тяжелых и сверхтяжелых нефтей.

Опыт эксплуатации отечественного оборудования на скважинах Ашальчинского месторождения демонстрирует, что в результате парогазового воздействия образуется мультифазная среда, включающая слабо смешиваемые тяжелую нефть и воду, которые, попадая в закрытые полости гидрозащиты ПЭД, длительное время взаимодействуют друг с другом при достаточно высоких температурах.

Взаимодействие воды, острого пара и битуминозных углеводородов приводит к образованию смол и твёрдых асфальтенов с высокой адгезией к металлам и эластомерам. По этой причине эластомерные диафрагмы теряют эластичность и способность сопротивляться деформациям. Анализ диафрагм из фторэластомера «Афлас», извлеченных из отказавших гидрозащит, после отмывки смоляной корки показал, что эластические и прочностные свойства соответствуют критериям сохранения эластомером работоспособности.

Наиболее наглядно проблема влияния коксующихся битумных фракций выявилась на примере отказов гидрозащит с поршневым модулем, которые имели традиционное исполнение корпусных деталей, торцовых уплотнений, полостей, сообщающихся со скважинной средой.

Анализ состояния деталей гидрозащиты ГЗНП-92/5-00, отработавшей в составе установки 205 суток, показал:

- наличие внутри корпуса несмешиваемых жидкостей: густой нефти и воды;
- отказ всех трёх торцовых уплотнений, где первое зафиксировано «асфальтом» в головке корпуса и имеет полное разрушение уплотнительных колец, а второе и третье – проворачивались относительно вала;
- наличие в поршневом модуле смоляных отложений со стороны входа пластовой

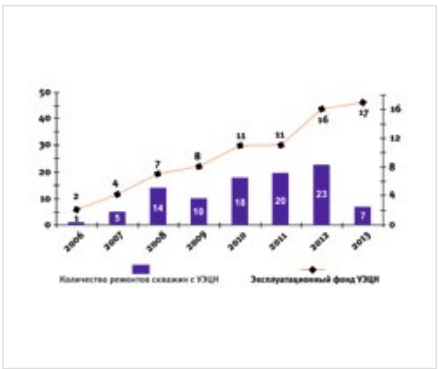


Рис. 3 — Динамика фонда скважин с УЭЦН и количество ремонтов за последние семь лет

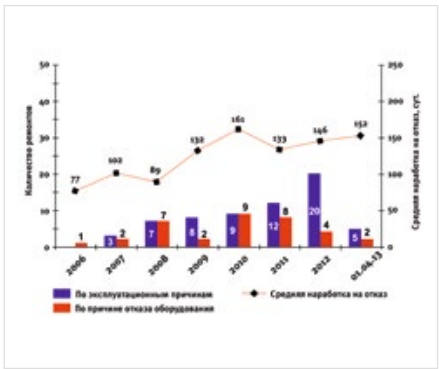


Рис. 4 — Средняя наработка поднятых установок выросла с 77 суток в 2006 г. до 152 суток в 2012 г.

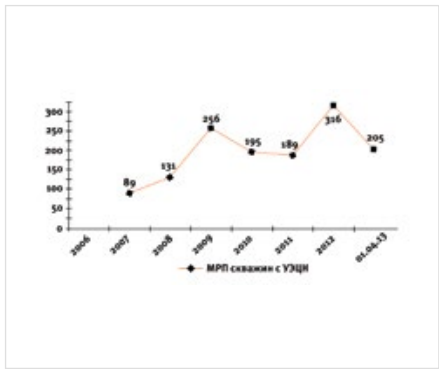


Рис. 5 — На 01.04.2013 г. МРП скважин с УЭЦН Ашальчинского месторождения составляет 205 суток

Рис. 6 — Ремонты по причине отказа оборудования

Рис. 7 — Эксплуатационные отказы элестомерных диафрагм

Рис. 8 — Поршневой протектор гидрозащиты электропривода УЭЦН и УЭВН

жидкости, потерю подвижности внешнего поршня при сохранении подвижности внутреннего поршня;
- следы перегрева корпуса гидрозащиты («вспучивание» краски);
- наличие воды в моторном диэлектрическом масле (R=0).

В этой связи огромный интерес представляют зарубежный опыт применения нефтедобывающего оборудования для добычи битумных нефтей методом SAGD и рекомендации по исполнению гидрозащит.

С этой целью была произведена закупка установки УЭЦН REDA производства компании Schlumberger серии D725N с электродвигателем серии Hotline I и гидрозащитой BsBsL термостойкостью до 180°С, в которой используется схема: диафрагма-лабиринт и 3 торцовых уплотнения.

Наработка данной установки при эксплуатации в одной из скважин Ашальчинского месторождения составила около 400 суток.

При разборе данного оборудования была выявлена аналогичная картина, которая наблюдалась при разборе отечественного оборудования — отложения смол, асфальтенов, нарушение работы торцовых уплотнений.

Тенденции отказа оборудования в добывающих скважинах, в которых используется технология SAGD, побуждают зарубежных производителей усовершенствовать оборудование.

На рис. 9 представлена гидрозащита Reda Hotline SA3 (третье поколение гидрозащит компании Schlumberger для использования в добывающих скважинах с высокой температурой жидкой среды).

Итоги

Проведенный анализ отказов отечественного и зарубежного нефтедобывающего оборудования в условиях добычи битумных нефтей на скважинах Ашальчинского месторождения позволил разработать технические требования к гидрозащитам ПЭД.

Новые технические требования к исполнению гидрозащит ПЭД основываются на опыте эксплуатации отечественного оборудования и тенденциях развития оборудования ведущих зарубежных производителей и направлены на создание отечественных конструкций гидрозащит ПЭД с конструктивным ресурсом более 600 суток.

Выводы

На основании полученного опыта эксплуатации гидрозащит поршневого типа и в соответствии со специальными техническими требованиями Управляющей Компании «Система-Сервис» под эксплуатацию добывающего оборудования на Ашальчинском месторождении битумной нефти отечественные предприятия ЗАО «НОВОМЕТ-Пермь» и ООО «РЕАМ-РТИ» приступили к разработке и изготовлению усовершенствованных поршневых гидрозащит ПЭД.

ООО РЕАМ-РТИ
Тел./факс (495) 544-6630
E-mail: reamrti@mail.ru, info@ream-rti.ru
www.ream-rti.ru

Показатели	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	01.04. 2012	Всего
По причине отказа оборудования:	1	2	7	2	9	8	3	-	35
• отказ насоса	-	2	-	1	2	-	-	-	5
• отказ ПЭД	-	-	1	-	1	1	-	-	3
• отказ гидрозащиты	-	-	6	1	3	7	4	2	23
• отказ кабеля	1	-	-	-	3	-	-	-	4

Таб. 1 — Динамика ремонтов по причине отказа оборудования

Показатели	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	01.04. 2012	Всего
По эксплуатационным причинам всего, в т.ч.:	-	3	7	8	9	12	20	5	64
• засорение насоса	-	1	2	2	1	-	4	1	11
• отложения	-	-	2	-	1	3	1	-	7
• ГТМ	-	2	2	3	5	4	1	1	18
• мех. повреждение кабеля	-	-	-	2	2	1	2	1	8
• КРС	-	-	-	1	-	-	1	2	4
• срыв подачи насоса	-	-	1	-	-	4	2	-	7
• воздействие высоких температур	-	-	-	-	-	-	3	-	3
• перевод на другой способ эксплуатации	-	-	-	-	-	-	4	-	4
• превышение кривизны скважины	-	-	-	-	-	-	1	-	1
• негерметичность НКТ	-	-	-	-	-	-	1	-	1

Примечание — в причину ГТМ входят:
- оптимизация типоразмера УЭЦН;
- демонтаж УЭЦН для замены, протяжки оптоволоконного кабеля;
- демонтаж УЭЦН для перевода под закачку пара.

Таб. 2 — Динамика ремонтов по эксплуатационным причинам

Развитие конструкции гидрозащиты компании Schlumberger
для использования в добывающих скважинах
с высокой температурой жидкой среды (от 250 °С и выше)

Гидрозащита Reda Hotline Maximus 550 с металлосильфонным протектором дополнена версией с металлосильфонным компенсатором

Гидрозащита Reda Hotline SA3
(теплостойкость по моторному маслу до 300°С)

Рис. 7 — Гидрозащита

УДК 621.833

Конструктивное и технологическое повышение надежности машин и оборудования для нефтегазодобывающей и горной промышленностей

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

[1]ПНИПУ, Пермь, Россия
[2]ЗАО «ПКНМ», Пермь, Россия

Показан опыт российского предприятия в решении актуальной задачи повышения надежности машин и оборудования конструктивными и схемными методами. В ней рассматриваются вопросы конструирования нефтепромыслового оборудования для использования в осложнены условиях эксплуатации в нефтяной и горной промышленностях.

Материалы и методы
Использованы методы математического моделирования, математической статистики

Ключевые слова
надежность, скважинный штанговый насос

Актуальным является решение задачи повышения надежности машин и оборудования конструктивными и технологическими методами. В статье рассматриваются вопросы конструирования нефтепромыслового и бурового оборудования для использования в осложнены условиях эксплуатации в нефтяной и горной промышленностях.

Для извлечения жидкостей применяются различные устройства и машины, так, например, хорошо известны конструкции скважинных штанговых насосов. Однако в связи с повышением требований добывающих предприятий, осложнением условий эксплуатации встала проблема в создании надежных конструкций машин для извлечения запасов углеводородов.

Широкое распространение получил насос невставной скважинный штанговый с коротким цилиндром типа ННБКУ, показанный на рис. 1. Насосы типа ННБКУ с коротким цилиндром, длинным плунжером, с неизвлекаемым увеличенным всасывающим клапаном и сбивным штифтом предназначены для работы в скважинах с повышенным содержанием механических примесей и абразивных частиц (более 1,3 г/л). Во время работы насоса вся рабочая поверхность цилиндра постоянно находится в контакте с поверхностью плунжера. Благодаря тому, что наружная поверхность плунжера имеет коррозионно и износостойкое покрытие, на его поверхности не происходят диффузионные и адгезионные процессы, т.е. не происходит налипание механических включений, входящих в состав жидкости. Это обстоятельство приводит к тому, что в зазор между плунжером и цилиндром механические примеси практически не попадают. Тем самым исключается повышенный износ цилиндра и основная причина заклинивания плунжера — попадание механических частиц в плунжерный зазор. Работа насоса не отличается от работы невставных скважинных штанговых насосов, выполненных по классической схеме. С целью увеличения срока службы насоса предусматривается его работа в комплекте с автоматическим сцепным устройством и газопесочным якорем.

Состав насоса: 1. Верхняя муфта. 2. Клетка плунжера. 3. Удлинитель верхний. 4. Длинный плунжер. 5. Короткий цилиндр. 6. Удлинитель нижний. 7. Нагнетательный клапан. 8. Сбивной штифт. 9. Всасывающий клапан.

Якорь газопесочный типа ЯГП2.

Газопесочный якорь ЯГП2 предназначен для защиты скважинных штанговых насосов от попадания в них механических примесей и газа, показан на рис. 2.

Газопесочный якорь крепится к нижней муфте замковой опоры вставного насоса с помощью трубы НКТ свинченной с верхним переводником 1 или устанавливается непосредственно на корпусе всасывающего клапана невставного насоса через верхний переводник 1.

Газопесочный якорь работает на принципах центробежной, гравитационной и механической очистки. Якорь состоит из корпуса 2, в верхней части которого выполнены отверстия (b) через которые добываемая жидкость поступает во внутреннюю полость (c) якоря. Попадая в полость (c), поток жидкости направляется вниз между стенками корпуса 2 и заборной трубы 3

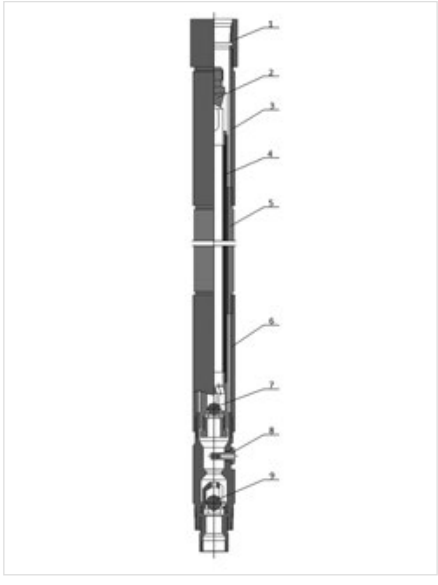


Рис. 1 — Насос невставной скважинный штанговый с коротким цилиндром типа ННБКУ

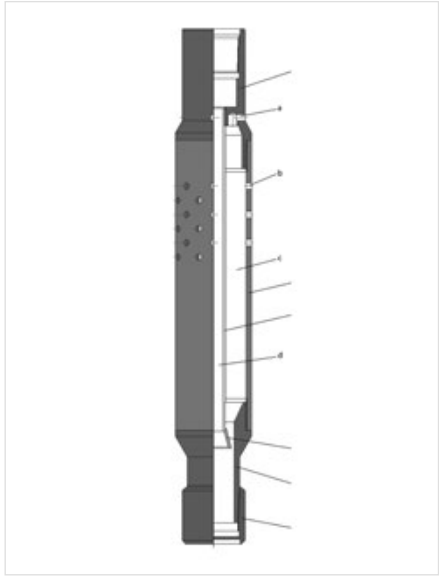


Рис. 2 — Газопесочный якорь ЯГП2

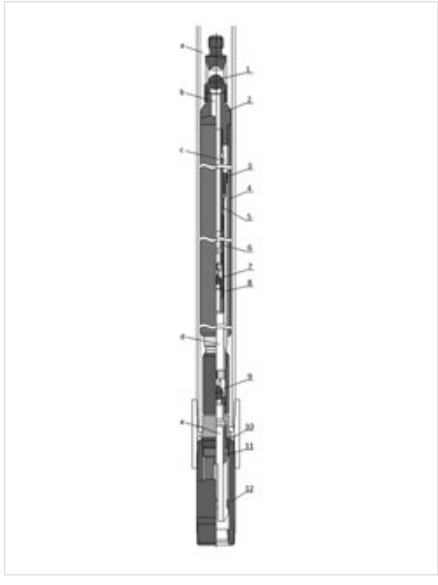


Рис. 3 — Насос НВ3Б трехтрубный вставной с нижним механическим креплением

с достаточно малой скоростью, позволяющей газу, содержащемуся в жидкости, подниматься вверх, навстречу потоку, и выходить через отверстия (a) в затрубное пространство. Заборная труба 3 внизу заканчивается расширением 4, позволяющему увеличить скорость потока с содержащимися в нем механическими примесями. Попадая в открытую снизу заборную трубу 3, поток жидкости разворачивается на 1800, чем обеспечивается отделение механических примесей за счет сил инерции и гравитационных сил. Через внутреннюю полость (d) заборной трубы 3 жидкость поступает в насос. Отсепарированные примеси собираются в накопителе, состоящем из труб НКТ и закрепляемом на нижнем переводнике 5. На нижней трубе накопителя устанавливается заглушка 6.

Габаритные размеры якоря, мм: длина (без сборника механических примесей) — 2370; наружный диаметр — 105.

Насос трехтрубный НВ3Б.

Насос НВ3Б трехтрубный вставной с нижним механическим креплением предназначен для работы в экстремально абразивных или загрязненных жидкостях, показан на рис. 3. В насосе используются три трубы (подвижный и неподвижный цилиндры и плунжер) со свободной посадкой, вместо пары цилиндр-плунжер, применяемой в стандартных насосах. В качестве уплотнительной среды в насосе используется добываемая жидкость. Конструкция увеличивает срок службы насоса в скважинах с содержанием механических примесей свыше 1,5 г/л, делает насос менее уязвимым к заклиниванию, сводит к минимуму образование песчаных пробок в насосе.

Состав насоса: 1. Защитный клапан. 2. Переводник. 3. Упорная втулка. 4. Подвижный цилиндр. 5. Полый шток. 6. Плунжер. 7. Нагнетательный клапан. 8. Неподвижный цилиндр. 9. Всасывающий клапан. 10. Конус. 11. Якорь. 12. Седло конуса. 13. Работа насоса.

В исходном положении подвижный цилиндр 4 и плунжер 6 находятся в крайнем нижнем положении (переводник 2 касается упорной втулки 3). Все клапаны закрыты.

При подъеме плунжера 6 защитный клапан 1 закрыт под воздействием давления в полости «a». Над всасывающим клапаном 9 (в полости «d») создается разрежение и он открывается. Одновременно происходит увеличение объема полости «c» и жидкость через отверстие в полом штоке 5 стремится ее заполнить. В полости «b» создается разрежение и открывается нагнетательный клапан 7. В полостях «b», «c» и «d» давление становится равным пластовому (полость «e»). Происходит заполнение жидкостью полостей«b», «c» и «d». При образовавшемся перепаде давлений возникают утечки между подвижным цилиндром 4 и неподвижным цилиндром 8 и между неподвижным цилиндром 8 и плунжером 6 (утечки через отверстие в полом штоке 5 не происходит, т.к. через него идет встречный поток жидкости). Большая суммарная длина контактирующих поверхностей позволяет свести утечки в трущихся парах к минимуму даже при увеличенных зазорах, которые применяются в данной конструкции.

При опускании плунжера 6 происходит уменьшение объема полости «b» и шарики нагнетательного клапана 7 и всасывающего клапана 9 садятся на седла под собственным весом. Давление в замкнутой полости «b» начинает расти, и, при достижения его равным давлению в полости «a», защитный клапан 1 открывается. Происходит рост давления в замкнутой полости «d» до давления в НКТ (в полости «a»), после чего нагнетательный клапан 7 открывается. Внутренняя полость насоса заполняется жидкостью. Поскольку давление в полости насоса равно давлению в НКТ, утечек через подвижные элементы насоса не происходит.

В процессе работы насоса происходит постоянное перемешивание жидкости межу наружной поверхностью насоса и внутренней поверхностью НКТ, что препятствует образованию застойной зоны, в которой оседают и накапливаются механические примеси. Это позволяет избежать цементации насоса в НКТ, что характерно для вставных насосов с нижним креплением.

В заключении можно отметить, что насос невставной скважинный штанговый с коротким цилиндром типа ННБКУ и газопесочный якорь ЯГП2 успешно прошли опытно-промысловые испытания в НК «ЛУКОЙЛ» в ОАО «РИТЭК» ТПП «ТатРИТЭКнефть», Binagadi Oil Company (Азербайджан) и успешно продолжают эксплуатироваться на месторождениях Казахстана.

Итоги

В результате применения новых конструкций скважинных штанговых насосов решены задачи добычи нефти в сложных условиях эксплуатации.

Выводы

Разработаны конструкции и схемные решения оборудования соответствуют осложненным условиям эксплуатации. Невставные скважинные штанговые насосы с коротким цилиндром и газопесочный якорь успешно прошли опытно-промысловые испытания в крупнейших нефтедобывающих предприятиях России.

Список использованной литературы

1. Мокроносов Е.Д., Песин М.В. Скважинное оборудование: обработка, внедрение, сервис, технологические особенности изготовления СШН // Инженерная практика. 2010. №1(2). С. 90–92.
2. Мокроносов Е.Д., Песин М.В. Скважинное оборудование для ОРЭ: разработка, внедрение, сервис, особенности изготовление СШН // Инженерная практика, 2010, №1(2).

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Constructive and technological increase in the reliability of machines and equipment for oil-and-gas extraction and mining industries

UDC 621.833

Authors:

Mikhail V. Pesin — dr. sci. tech., senior lecturer[1], deputy director[2] ; M.Pesin@mail.ru

[1]State National Research Polytechnical University, Perm, Russian Federation
[2]CJSC PKNM (Perm Oil Engineering Company), Perm, Russian Federation

Abstract

The experience of Russian enterprise in the solution of the urgent problem of increasing the reliability of machines and equipment by design and circuit methods is shown. There it are examined questions of the construction of oil-field equipment for the use in they are complicated operating conditions in the petroleum and mining industries.

Materials and methods

Methods of mathematical modelling, mathematical statistics are used.

Results

As a result the applications of new constructions of rod pump are solved the task of oil production under difficult conditions of operation.

Conclusions

Constructions are developed and the circuit solutions of equipment correspond to the complicated operating conditions. Non-inserted pumps with the short barell and gazseparator device successfully underwent experimental- trade tests in the most important oil-producing enterprises of Russia.

Keywords

reliability, subsurface sucker rod pump

References

1. Mokronosov E.D., Pesin M.V. *Skvazhinnoe oborudovanie: obrabotka, vnedrenie, servis, tekhnologicheskie osobennosti izgotovleniya SShN* [Equipment of wells: processing, introduction, service, technological features of manufacturing SRP]. Engineering practice, 2010, issue 1(2), pp. 90–92.
2. Mokronosov E.D., Pesin M.V. *Skvazhinnoe oborudovanie dlya ORE: razrabotka, vnedrenie, servis, osobennosti izgotovlenie SShN* [Downhole equipment for WEM: development, implementation, service, features production MSn]. Engineering practice, 2010, Issue 1(2).

УДК 622.276

Технология предварительного сброса, очистки пластовой воды и перекачки газожидкостной смеси на Тумутукском месторождении

Ф.Ф. Хамидуллина
аспирант[1]
farida_far@mail.ru

Р.Ф. Хамидуллин
доктор технических наук, профессор[1]
xamidi@mail.ru

Р.Ф. Валиев
начальник производственного управления[2]
valiev@shoil.tatais.ru

[1]Казанский Национальный Исследовательский Технологический Университет, факультет нефти и нефтехимии, кафедра Химической технологии переработки нефти и газа, Казань, Россия
[2]ОАО «Шешмаойл, Альметьевск, Россия

По существующей технологии добытая вместе с нефтью и попутным газом на Тумутукском месторождении пластовая вода направляется на Чеканскую УПН. После очистки пластовая вода используется в системе ППД для добычи нефти на Чеканском узле добычи нефти. В связи с этим собственная пластовая вода не могла быть использована для добычи нефти на Тумутукском месторождении. С целью решения этой проблемы разработана принципиально новая технология для предварительного сброса, очистки пластовой воды и перекачки газожидкостной смеси на Чеканскую УПН для сепарации, обезвоживания и обессоливания нефти до товарных кондиций. По разработанной технологии добытая пластовая вода после очистки используется непосредственно на самом Тумутукском месторождении для добычи нефти.

Материалы и методы
Технико-технологические расчеты конструктивных и гидродинамических параметров отстойника. Как источник информации использовались расчеты по Авт. свид. № 1736543, Бюл. № 20, 1992.

Ключевые слова
нефть, газожидкостная смесь, технология, сброс, очистка пластовой воды

1. О необходимости разработки технологии предварительного сброса, очистки пластовой воды и перекачки газожидкостной смеси на Тумутукском месторождении ООО «Татнефть-Геология»

На Тумутукском месторождении осуществляется добыча и сбор продукции скважин девонского горизонта в количестве 252251,5 м³/год, что составляет 691,1 м³/сут с содержанием пластовой воды 81,0 % масс. и газосодержанием 25,0 м³/т нефти. Используемые параметры девонской нефти были определены через несколько лет после определения параметров для исследования технологических потерь нефти.

По существующей технологии пластовая вода вместе с нефтью и попутным нефтяным газом из нефтесборной емкости 3 через буферную емкость 4 насосом 5 через расходомер 6 по трубопроводу направляется на Чеканскую установку подготовки нефти (УПН). После очистки от нефтепродуктов и механических примесей сточные воды используются в системе поддержания пластового давления (ППД) на Чеканском участке добычи нефти. Исследования и расчеты показали, что на объекте происходят существенные технологические потери нефти и газа.

Существующая технологическая схема сбора продукции скважин девонского горизонта на Тумутукском месторождении ООО «Татнефть-Геология» приведена на рисунке 1.

Существующая технология экономически и технологически невыгодна. Оказалось, что добытая пластовая вода не используется на самом Тумутукском месторождении в системе ППД для добычи нефти.

С целью эффективного решения этих проблем разработана новая технология предварительного сброса и очистки пластовой воды для использования добытой воды в системе ППД непосредственно на Тумутукском месторождении и перекачки нефти с остаточным содержанием воды вместе с газом (газожидкостная смесь) на Чеканскую УПН для сепарации, глубокого обезвоживания и обессоливания нефти; сокращения технологических потерь нефти и попутного девонского нефтяного газа.

2. Расчет внутреннего конструктивного устройства отстойника ОГХ-100 для предварительного сброса пластовой воды

Исходные данные:
1. Количество продукции скважин:
$Q_Ж$ = 252251,5 м³/год = 691,1 м³/сут = 28,8 м³/ч = 0,008 м³/с.
2. Количество нефти:
$Q_н$ = 131,3 м³/сут = 0,0152 м³/с.
3. Обводненность продукции скважин — 81,0%.
4. Газосодержание продукции скважин — *ГФ* = 25 м³/т.
5. Объем газа — 3282,5 м³/сут.
6. Давление на устье скважин — 19 атм.
7. Плотность обрабатываемой эмульсии — ρ = 901,0 кг/м³.
8. Кинематическая вязкость обрабатываемой эмульсии — 46,3 м²/с.

Расчеты внутреннего конструктивного устройства отстойника ОГХ-100 выполнено с использованием исходных данных, представленных ООО «Татнефть-Геология» и полученных в лабораторных условиях.

1. Определение объема отстойного аппарата ОГХ-100 для предварительного сброса пластовой воды. Время отстоя нефти принимается равным $\tau_{от}$ = 2 часам, отсюда определяется минимальный объем отстойника:

$$V = Q_Ж \cdot \tau_{от} = 28,8 \cdot 2 = 57,6 \text{ м}^3 \quad (1)$$

Можно принимать объем отстойника равным 63 м³ (ОГХ-63), 80 м³ (ОГХ-80), 100 м³ (ОГХ-100). В данном случае принимается объем отстойника равным 100 м³. Общая длина отстойника ОГХ-100 13000 мм, диаметр отстойника 3000 мм. Длина нефтеобезвоживающей секции отстойника — 10000 мм.

2. Скорость ввода газоводонефтяной эмульсии в отстойник через сопла принимается равной: υ_0 = 0,3 м/с.

3. Площадь сечения внутреннего диаметра трубы коллектора для ввода эмульсии определяется по формуле:

$$S_K = \frac{Q_Ж}{\upsilon_0} = \frac{0,008}{0,3} = 0,027 \text{ м}^2 \quad (2)$$

4. Внутренний диаметр трубы горизонтального коллектора для ввода эмульсии определяется по формуле:

$$d_K = \sqrt{\frac{4 \cdot S_{КОЛЛ}}{\pi \cdot \upsilon_0}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,027}{3,14 \cdot 0,3}} = 0,339 \text{ м} = 339 \text{ мм} \quad (3)$$

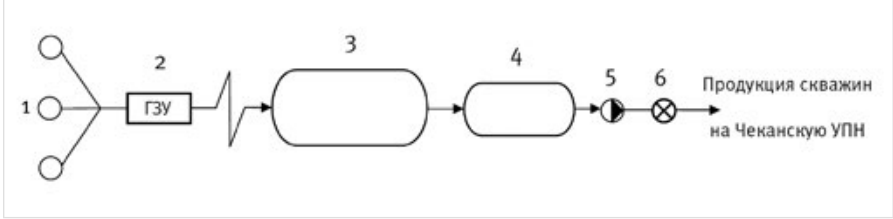


Рис. 1 — Существующая технологическая схема сбора продукции скважин девонского горизонта на Тумутукском месторождении ООО «Татнефть-Геология»: 1 — скважины; 2 — групповая замерная установка; 3 — нефтесборная емкость (V = 200 м³); 4 — буферная емкость (V = 100 м³); 5 — насос нефтяной; 6 — расходомер.

Внутренний диаметр коллектора принимается равным $d_к$ = 350 мм.

5. Принимаются следующие размеры сопла:

- диаметр патрубка сопла, $d_с$ = 25 мм = 0,025 м;
- длина горизонтального размера живого сечения сопла на выходе эмульсии, l= 40 мм = 0,04 м;
- высота вертикального размера живого сечения сопла на выходе эмульсии, h = 15 мм = 0,015 м.

6. Живое сечение сопла в форме эллипса на выходе эмульсии в объемную полость отстойника определяется по формуле:

$$S_c = \pi \cdot \frac{\ell \cdot h}{4} = 3{,}14 \cdot \frac{0{,}04 \cdot 0{,}015}{4} = 0{,}0005 \text{ м}^2 \qquad (4)$$

7. Количество сопл определяется по формуле:

$$n_C = \frac{S_K}{S_C} = \frac{0{,}027}{0{,}0005} = 54 \text{ шт.} \qquad (5)$$

С учетом коэффициента запаса на коррозию металла и возможность накопления осадков из продукции скважин на внутренней полости сопл, что может привести к уменьшению их проходного сечения, с целью сохранения их пропускной способности количество сопл принимается равным 60 шт.

В связи с этим пересчет следующих параметров внутреннего устройства отстойника ОГХ-100 выполняется по формулам (6–9).

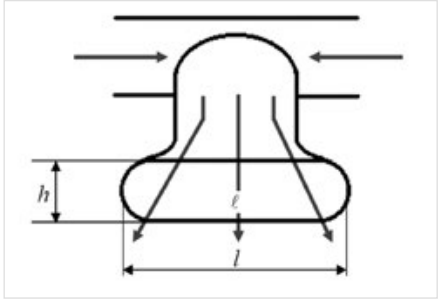


Рис. 2 — Конструктивная схема сопла на поперечном распределителе: l — длина живого сечения сопла на выходе эмульсии; h — высота живого сечения сопла на выходе эмульсии

8. Суммарное живое сечение сопл для ввода обрабатываемой эмульсии в отстойник определяется по формуле:

$$\Sigma S_C = S_C \cdot n_C = 0{,}0005 \cdot 60 = 0{,}03 \text{ м}^2 \qquad (6)$$

На рисунке 2 приведена конструктивная схема сопла для скоростного ввода обрабатываемой эмульсии в отстойник.

9. Определение количества горизонтальных поперечных распределителей диаметром $d_р$=100 мм=0,1 м.

Сечение трубы распределителя определяется по формуле:

$$S_P = \frac{\pi d_P^2}{4} = \frac{3{,}14 \cdot 0{,}1^2}{4} \approx 0{,}00785 \text{ м}^2 \qquad (7)$$

Количество поперечных распределителей определяется по формуле:

$$n_P = \frac{S_k}{S_P} = \frac{0{,}027}{0{,}00785} \approx 4 \text{ шт.} \qquad (8)$$

С учетом коэффициента запаса на коррозию металла и возможность накопления осадков из продукции скважин на внутренней полости сопл, что может привести к уменьшению их проходного сечения, с целью сохранения их пропускной способности количество поперечных распределителей принимается равным 6 шт.

10. На боковых образующих горизонтального коллектора для ввода обрабатываемой эмульсии установлены 6 параллельных рядов горизонтальных поперечных распределителей. На распределителе каждого ряда расположено 10 сопл.

На рисунке 3 приведена схема расположения горизонтальных поперечных распределителей и сопл.

11. Определение расстояния (X) между соседними распределителями при движении вводимой через сопла эмульсии с начальной скоростью ($\upsilon_о$) от первого распределителя и конечной скоростью ($\upsilon_к$) до следующего соседнего распределителя. Средняя скорость движения эмульсии в промежуточном слое равна:

$$\upsilon_{ср} = \frac{\upsilon_о + \upsilon_к}{2} = \frac{0{,}3 + 0{,}05}{2} = \frac{0{,}35}{2} = 0{,}175 \text{ м/с.} \qquad (9)$$

где $\upsilon_к$ — конечная скорость нефтяной эмульсии на расстоянии (X) после ввода обрабатываемой эмульсии через сопла, которая принимается равной 0,05 м/с.

Время движения обрабатываемой эмульсии от первого распределителя до следующего соседнего принимается равным τ=10 с. Расстояние (X) между соседними распределителями можно определить по формуле:

$$X = \upsilon_{ср} \cdot \tau \cdot \sqrt{Q_{ж} \cdot \frac{\nu^3}{\rho}} \qquad (10)$$

где $\upsilon_{ср}$ — средняя скорость движения эмульсии — 0,175 м/с,

τ — время движения обрабатываемой эмульсии от первого распределителя до следующего соседнего – 10 с;

$Q_ж$ — количество обрабатываемой эмульсии — 0,008 м³/с,

ρ — плотность обрабатываемой эмульсии — 901,0 кг/м³,

ν — кинематическая вязкость обрабатываемой эмульсии — 46,3 м²/с.

$$X = 0{,}175 \cdot 10 \cdot \sqrt{0{,}008 \cdot \frac{46{,}3^3}{901{,}0}} = 0{,}175 \cdot 10 \cdot 0{,}94 = 1{,}645 \text{ м} = 1645 \text{ мм}$$

Расстояние между распределителями (X) принимается равным 1645 мм с учетом внутренней конструкции отстойника. Таким образом, поперечные распределители с соплами на коллекторе ввода эмульсии монтируются горизонтально на обоих боковых образующих с расстоянием между ними — 1645 мм.

Разделение водонефтяной эмульсии в отстойнике на нефть и воду после ввода обрабатываемой эмульсии через сопла с высокой скоростью (0,3 м/с) происходит в зоне следующего поперечного распределителя с соплами при скорости в промежуточном слое ближе к нулю (0,05 м/с).

Схема траекторий движения нефти и дренажной воды в отстойнике приведена на рис. 4.

Разработанная методика расчета внутренних устройств горизонтальных отстойных аппаратов, снабженных вводным коллектором и поперечными горизонтальными распределителями с соплами для скоростного ввода обрабатываемой эмульсии в промежуточный слой, может быть с высокой достоверностью

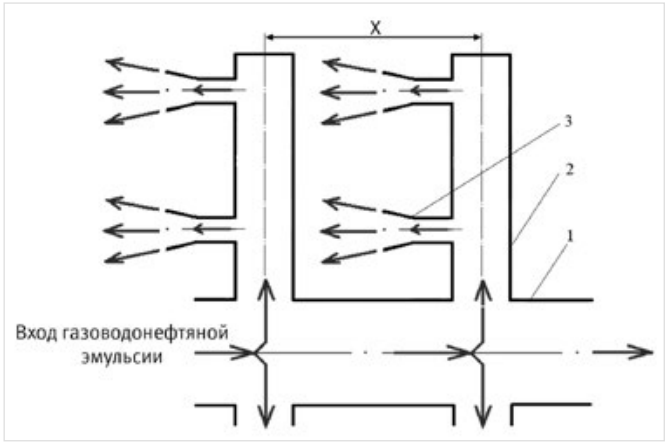


Рис. 3 — Поперечные горизонтальные распределители с соплами на вводном коллекторе: 1 — коллектор для ввода эмульсии; 2 — поперечные горизонтальные распределители; 3 — сопла.

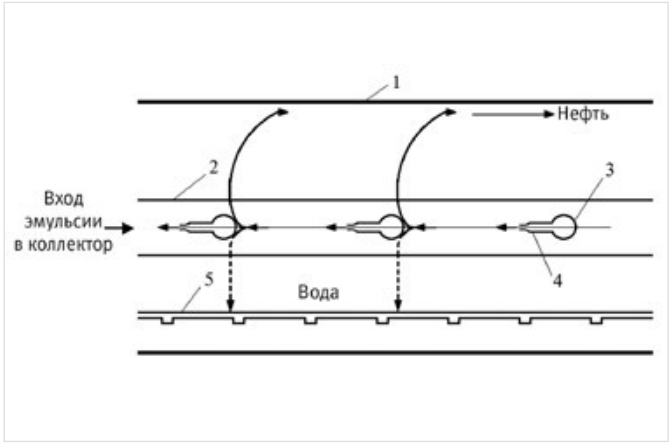


Рис. 4 — Схема траекторий движения нефти и дренажной воды в отстойнике: 1 — емкость; 2 — коллектор для ввода газоводонефтяной эмульсии; 3 — поперечные горизонтальные распределители; 4 — сопла; 5 — коллектор вывода дренажной воды.

использована при изготовлении промышленных образцов отстойных аппаратов с рассмотренными конструктивными особенностями.

3. Принцип технологического режима работы отстойника ОГХ-100

Отстойник ОГХ-100 приведен на рис. 5.

Технологический процесс в отстойнике ОГХ-100 осуществляется следующим образом. Продукция скважин из системы сбора вместе с введенным реагентом-деэмульгатором РЭНТ в количестве 80–100 г/т нефти поступает в емкость 1 (рисунок V) через патрубок «А» и горизонтальный коллектор 2, изготовленный из трубы диаметром 350 мм и установленный в промежуточном эмульсионном слое выше уровня раздела фаз «нефть-вода» на 0,4 м до оси трубы коллектора или выше нижнего образующего емкости 1 на 1,1 м. В емкости 1 уровень раздела фаз «нефть-вода» поддерживается на высоте 0,7 м от нижнего образующего отстойника с целью отбора воды из отстойника с минимальным содержанием нефтепродуктов и механических примесей.

Схема движения обрабатываемой эмульсии в отстойнике ОГХ-100 приведена на рисунке 5.

Эмульсия из горизонтального коллектора 2 равномерно распределяется по объему и поступает в горизонтальные поперечные распределители 3, изготовленные из трубы диаметром 100 мм и расположенные по 6 штук на двух боковых образующих коллектора по длине на расстоянии 1645 мм друг от друга по осям. На каждом поперечном распределителе 3 установлены сопла по 10 шт. Сопла 4 изготовлены из трубы диаметром 25 мм и длиной 150 мм. Выходные концы сопл сплющены в горизонтальной плоскостью, живые сечения которых имеют высоту 15 мм и длину 40 мм.

Эмульсия из поперечных распределителей 3 через расширенные в горизонтальной плоскости выходные концы сопл 4 примерно со скоростью 0,3 м/с подается в промежуточный эмульсионный слой. При этом весь объем промежуточного эмульсионного слоя по длине емкости 1 приводится в постоянное движение и происходит его интенсивное механическое возмущение за счет скоростного ввода обрабатываемой нефтяной эмульсии. В результате осуществляется дробление и разрушение вязких образований, разрушение бронирующих оболочек на глобулах воды, снижение вязкости и плотности промежуточного эмульсионного слоя, интенсивное слияние, укрупнение и оседание капель воды на дно емкости 1.

Введение обрабатываемой нефтяной эмульсии по всему сечению промежуточного слоя в противоположном направлении движению отбираемой нефти и воды способствует увеличению пути движения эмульсии в емкости 1, времени отстоя нефти и исключает возможность попадания нефти в водную зону, а воды в нефтяную зону. Нефтяная эмульсия после ввода через сопла 4 в промежуточной эмульсионный слой движется по длине емкости 1, далее разворачивается в обратном направлении и двигается к зонам отбора обезвоженной нефти и отделившейся от нефти воды. При движении эмульсия разделяется на нефть и воду. Предварительно обезво-женная нефть с остаточным содержанием воды вместе с газом, проходя через верхнее сегментное сечение емкости 1 и перегородки 7 и 8, отбирается из отстойника через устройство 5 и патрубок «Б». Отделившаяся от нефти вода, проходя через нижнее сегментное сечение емкости 1 и перегородку 7, отбирается через коллектор 6 и патрубки «В» и «Д» и направляется в емкость для очистки от нефтепродуктов и механических примесей, а затем используется в системе ППД для добычи нефти.

Предварительно обезвоженная нефть из отстойника ОГХ-100 направляется на Чеканскую установку подготовки нефти для сепарации, глубокого обезвоживания и обессоливания.

4. Технологический регламент предварительного сброса, очистки пластовой воды и перекачки газожидкостной смеси на Тумутукском месторождении

По существующей технологии продукция скважин (нефть, нефтяной газ, пластовая вода, природные примеси) из Тумутукского месторождения направляется на Чеканскую УПН для сепарации, подготовки и дальнейшей транспортировки. Пластовая вода после очистки используется в системе поддержания пластового давления на Чеканском участке добычи нефти. Существующая технологическая схема приведена (рис. 1) [1].

В этих условиях существующая технология оказалась экономически и технологически невыгодным для эксплуатации Тумутукского месторождения.

Нефтегазодобывающее предприятие ООО «Татнефть-Геология» оказалось не в состоянии использовать собственную воду в системе ППД непосредственно на самом Тумутукском месторождении. Расстояние от Тумутукского месторождения до Чеканской УПН составляет 25,0 км.

Возвращение очищенных на Чеканской

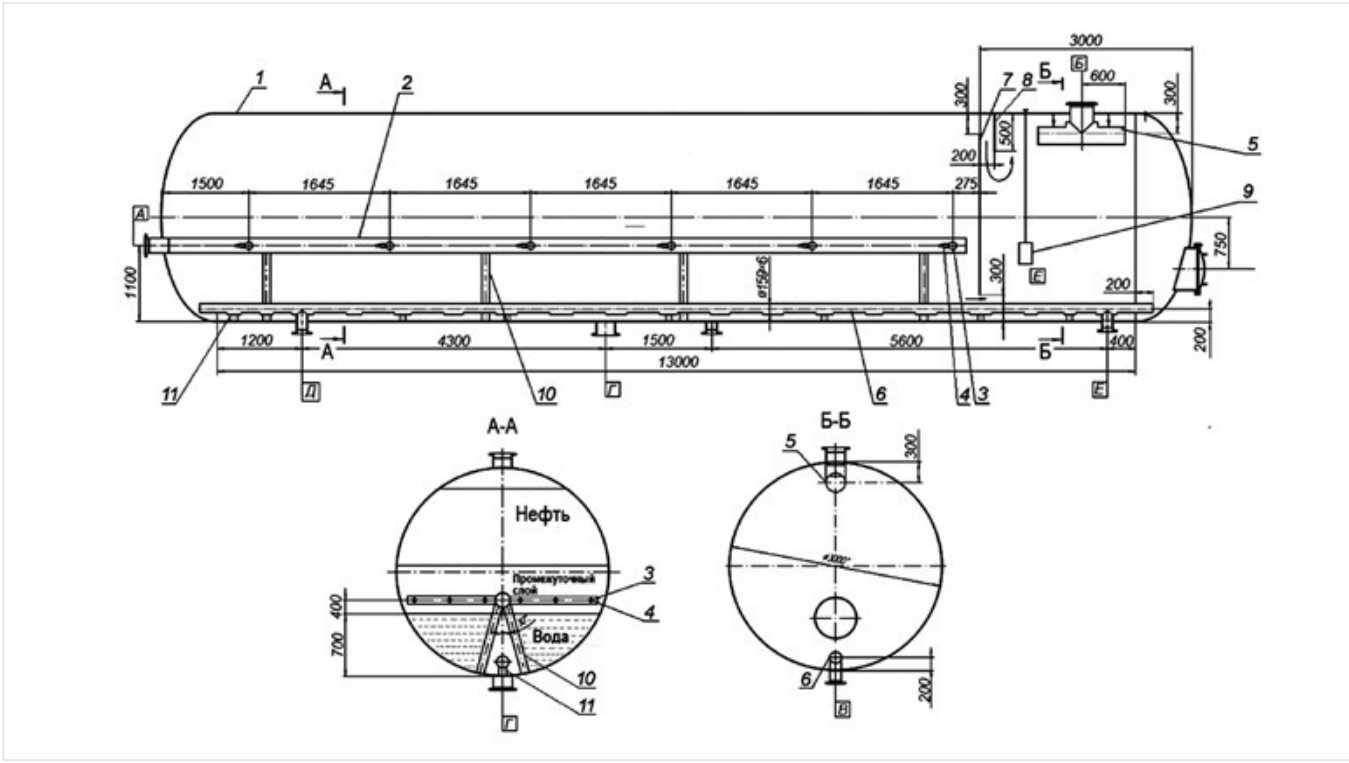


Рис. 5 — Отстойник ОГХ-100: 1 — емкость; 2 — коллектор для ввода газоводонефтяной эмульсии; 3 — поперечные распределители; 4 — сопла; 5 — устройство для вывода нефти; 6 — коллектор для вывода дренажной воды; 7, 8 — вертикальные перегородки; 9 — датчик регулятора уровня раздела фаз «нефть-вода»; 10, 11— опоры. Потоки: А — выход эмульсии; Б — выход нефти; В — выход воды; Г — для промыва осадка; Д — выход воды; Е — лак монтажный. Давление рабочее — 10 МПа; объем — 100 м³; производительность по жидкости — 15 м³/ч; температура процесса — не менее 60°С; высота уровня раздела фаз «нефть-вода» — 0.6–0.8; вырезку штуцера А произвести по месту монтажа; при приварке перегородок поз. 7 и 8 к корпусу, обеспечить герметичность сварного шва; аппарат подлежит действию «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

УПН сточных вод на Тумутукское месторождение было бы экономически невыгодно, так как это потребовало бы строительства дополнительного трубопровода-водовода от Чеканского УПН до Тумутукского месторождения.

Многолетние исследования на многих объектах нефтяной промышленности показали, что в процессе добычи, сбора, транспорта и подготовки нефти в технологических аппаратах (отстойники, резервуары, электродегидраторы) образуются стойкие и плотные промежуточные эмульсионные слои, существенно осложняющие процесс отделения воды от нефти. Действие реагента-деэмульгатора и температуры, а так же отстойников, серийно выпускаемых заводами, эффективно не решают проблему отделения воды от нефти без механического воздействия. В связи с этим были разработаны способы и технологические аппараты, основанные на механическом воздействии на образующиеся стойкие и плотные промежуточные эмульсионные слои.

На основании выполненных научных исследований и расчетов с использованием эффективных технологических аппаратов разработана принципиально новая технология для УПСВ на Тумутукском месторождении. Принципиальная технологическая схема УПСВ приведена на рисунок 7 [2].

Физико-химические свойства продукции скважин Тумутукского месторож-дения приведены в табл. 1.

Водонефтяная эмульсия из скважин 1 девонского горизонта через ГЗУ в количестве 691,1 м³/сут с содержанием воды 81,0% и газосодержанием 25 м³/т вместе с введенным реагентом-деэмульгатором РЭНТ в количестве 80–100 г/т нефти на установке 2 (БУР-25) по трубопроводу 3 системы сбора направляется на УПСВ. В технологическом трубопроводе 3 в присутствии реагента-деэмульгатора осуществляется предварительное разрушение нефтяной эмульсии. Эмульсия поступает в отстойник 4 через внутренние устройства, рассмотренные в разделе 9.2. В отстойнике 4 осуществляется разделение эмульсии на нефть с газом и воду [3,4].

Предварительно обезвоженная нефть из нефтеводоразделительного отсека отстойника 4 отбирается с остаточным содержанием пластовой воды до 10–30% масс. и с содержанием газа. Газожидкостная смесь после отстойника через депульсатор 5 роторным насосным агрегатом 6 (АПН 25/2,5) через расходомер 7 перекачивается на Чеканскую УПН для сепарации газа, глубокого обезвоживания и обессоливания нефти.

В депульсаторе 5 за счет внутренней конструкции исключается явление пульсации потока газожидкостной смеси.

Принципиальная технологическая схема Чеканской УПН ЗАО «Геология» приведена на рисунке 8.

Отделившаяся от нефти пластовая вода из отстойника 4 поступает в емкость 8 (ОГЖФ) для окончательной очистки от нефтепродуктов и механических примесей. Из буферной емкости 9 сточные воды насосом 10 через расходомер 11 направляются в систему ППД для закачки в нагнетательные скважины.

Накапливающаяся в емкости 8 нефть периодически сбрасывается в подземную дренажную емкость 12, где происходит постепенное отделение воды от поступающей нефти с содержанием остаточной воды.

Нефть из подземной дренажной емкости 12 насосом 13 периодически перекачивается на вход депульсатора 5, а дренажная вода насосом 14 периодически перекачивается

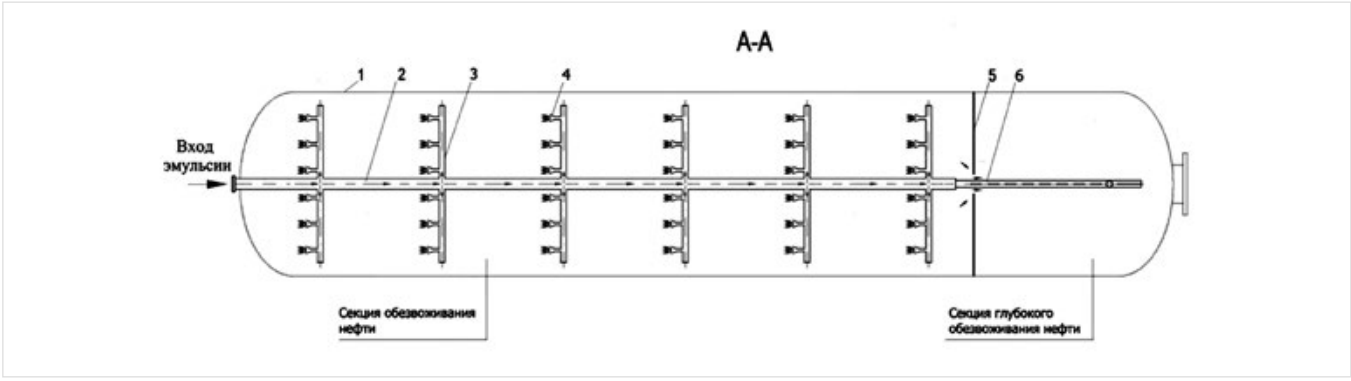


Рис. 6 — Схема движения обрабатываемой эмульсии в отстойнике ОГХ-100: 1 — емкость; 2 — коллектор для ввода эмульсии; 3 — поперечные распределители; 4 — сопла; 5 — устройство для вывода нефти; 5 вертикальная перегородка; 6 — коллектор для вывода дренажной воды.

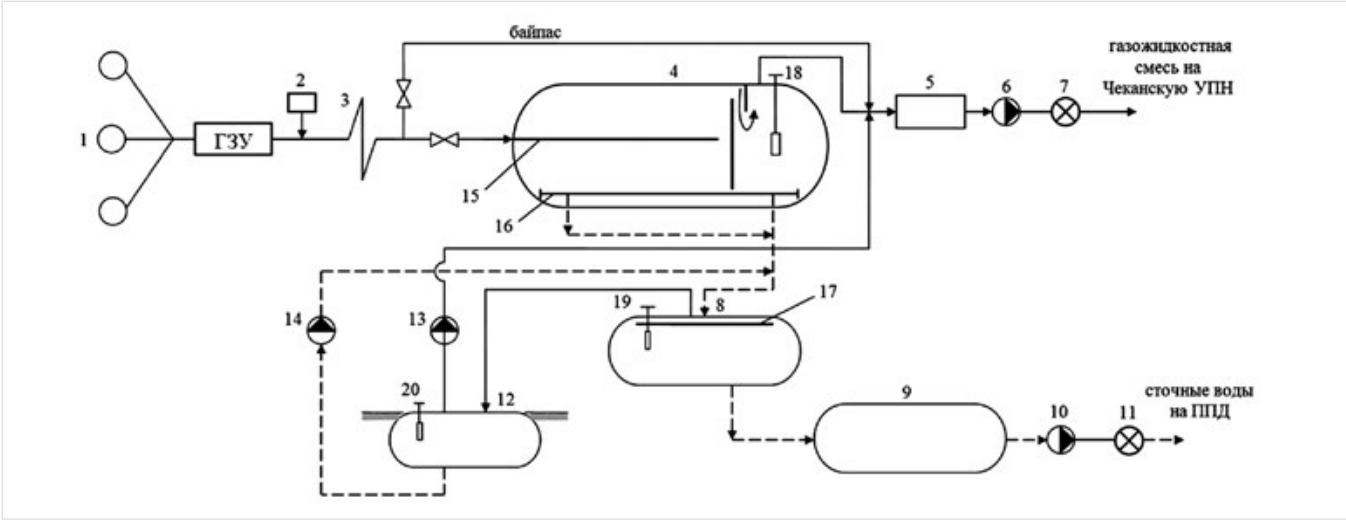


Рис. 7 — Принципиальная технологическая схема предварительного сброса пластовой воды и перекачки нефтегазоводяной смеси на Тумутукском месторождении ООО «Татнефть-Геология» (УПСВ): 1 — скважины; 2 — дозатор реагента-деэмульгатора (насос НД-25/40, 1 компл.); 3 — технологический трубопровод системы сбора продукции скважин; 4 — отстойник ОГХ-100 для предварительного сброса пластовой воды (1 шт., V = 100 м³); 5 — депульсатор; 6 — насос для перекачки газожидкостной смеси (насосный агрегат АПН-25/2,5; 2 компл.); 7 — расходомер газожидкостной смеси; 8 — емкость для очистки воды ОГЖФ (1 шт., 50 м³); 9 — буферная емкость сточных вод (1 шт., V = 50 м³); 10 — насос водяной (ЦНС2-30-88, 2 компл.); 11 — расходомер сточных вод; 12 — подземная дренажная емкость (1 шт., V = 16 м³); 13 — насос для перекачки уловленной нефти (ЦНСН-10-70); 14 — насос для перекачки дренажных вод (ЦНСГ-10-70, 1 компл.); 15 — коллектор для ввода эмульсии; 16 — коллектор для вывода дренажных вод; 17 — коллектор для ввода дренажных вод на очистку; 18,19,20 — регуляторы уровня раздела фаз «нефть-вода» (РУМФ, 3 компл.) в емкостях 4, 8, 12.

Продукция скважин	Сырая нефть							
	Показатели							
	Плотность, кг/м³	Вязкость, м²/с	Обводненность, % масс.	Парафины, % масс.	Асфальтены, % масс.	Смолы, %масс.	Сера, %масс.	Мех. примеси, % масс.
Девонская нефть	901,0	37,3	82,8	2,14	4,72	56,1	2,060	0,05

Таб. 1 — Физико-химические свойства девонской нефти Тумутукского месторождения

на вход емкости 8 для очистки от нефтепродуктов и природных примесей.

Остаточное содержание нефтепродуктов в сточных водах после очистки в емкости 8 должно быть не более 50 мг/л и механических примесей не более 30 мг/л.

Применение отстойника ОГХ-100 с механическим воздействием на промежуточный эмульсионный слой позволяет исключить образование и накопление стойкого и плотного промежуточного эмульсионного слоя в емкости 1; интенсифицировать процесс отделения воды от нефти и снизить остаточное содержание воды в предварительно обезвоженной нефти.

Отстойник ОГХ-100, емкость для очистки сточных вод ОГЖФ и подземная дренажная емкость должны быть оснащены регуляторами уровня раздела фаз «нефть-вода» 18, 19, 20.

Таким образом, на основании проведенных анализов существующей технологии эксплуатации Тумутукского месторождения выполнены необходимые технологические расчеты, разработана технологическая схема предварительного сброса пластовой воды и перекачки газожидкостной смеси на Тумутукском месторождении ООО «Татнефть-Геология», выбраны технологические аппараты и насосные агрегаты, разработан технологический регламент предварительного сброса пластовой воды и перекачки газожидкостной смеси на Тумутукском месторождении ООО «Татнефть-Геология».

5. Технические и технологические характеристики режима работы Тумутукского месторождения

- Технологический отстойник ОГХ-100 (1 шт.), м³ – 100
- Время отстоя нефти (не менее), час – 2,0
- Скорость ввода эмульсии в отстойник (не менее), м/с – 0,33
- Отстойник для очистки сточных вод ОГЖФ (1 шт.), м³ – 50
- Буферная емкость сточных вод (1 шт.), м³ – 50
- Подземная дренажная емкость (1 шт.), м³ – 16
- Регуляторы уровня раздела фаз «нефть-вода» РУМФ, комплект – 3
- Роторный насосный агрегат типа АПН-25/2,5 для перекачки газожидкостной смеси, комплект — 2
- Дозатор для реагента-деэмульгатора БУР-25 (насос НД-25/40 с электродвигателем), комплект – 1
- Депульсатор – 1
- Расходомеры газожидкостной смеси и сточных вод – 1
- Количество продукции скважин, поступающей в отстойник ОГХ-100, м³/сут – 691,1
- Количество нефти, т/сут – 131,3
- Обводненность сырой нефти, % масс. – 81,0
- Количество пластовой воды в сырой нефти, м³/сут – 559,8
- Газовый фактор в сырой нефти, м³/т – 25,0
- Давление в системе сбора продукции скважин, атм (мПа) – 19,0 (1,9)
- Остаточное содержание воды в предварительно обезвоженной нефти после отстойника ОГХ-100 (не более), % масс. – 10…30
- Количество предварительно обезвоженной нефти с остаточным содержанием воды (10…30%), м³/сут –144,4…170,7
- Количество воды, используемой в системе ППД, м³/ч – 16,4…21,0
- Насосный агрегат ЦНСг-30-88 для перекачки сточных вод в систему ППД, комплект – 2
- Насосный агрегат ЦНСН-10-70 для перекачки уловленной нефти – 1
- Насосный агрегат ЦНСг-10-70 для перекачки уловленных дренажных вод – 1
- Длина трубопровода от Тумутукского месторождения до Чеканской УПН, км – 25,0
- Остаточное содержание в сточных водах после отстойника ОГЖФ:
  — нефтепродуктов (не более), мг/л – 50
  — механических примесей (не более), мг/л – 30
- Температура технологического процесса, °С – природная температура продукции скв.

6. Заключение

На основании проведенных анализов существующей технологии эксплуатации Тумутукского месторождения выполнены

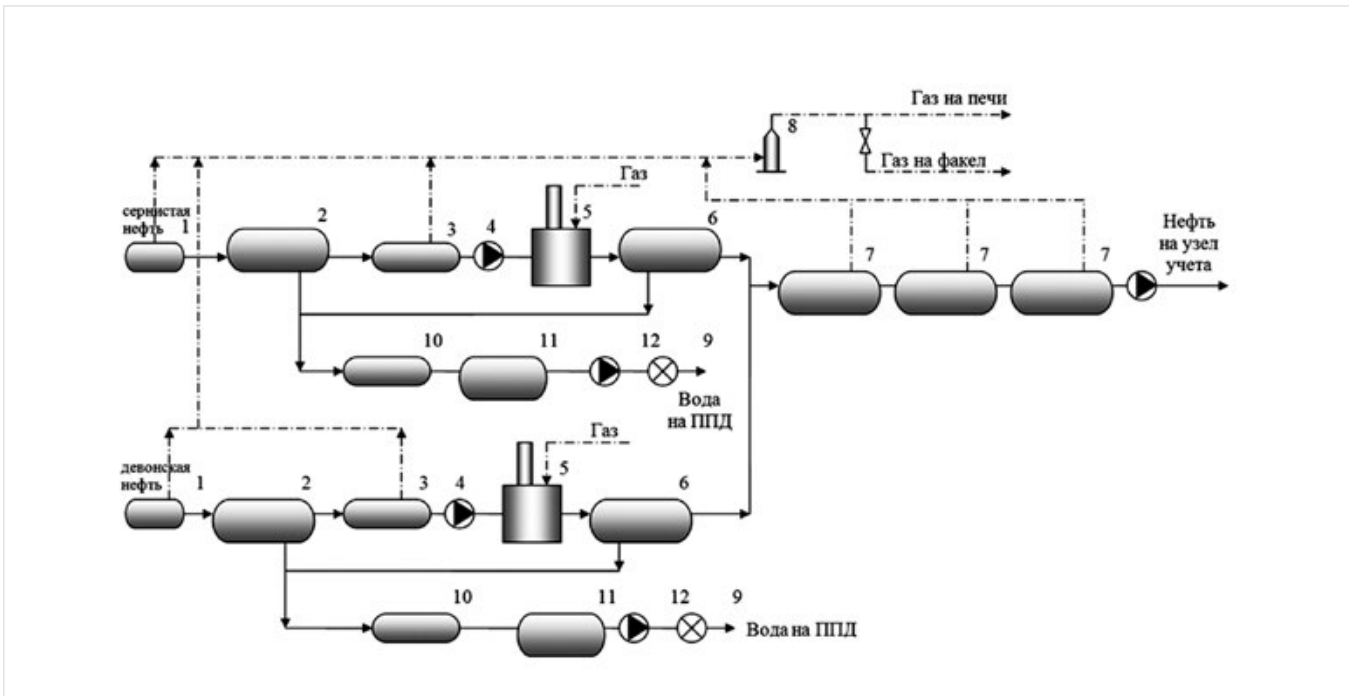


Рис. 8 — Принципиальная технологическая схема Чеканской УПН ЗАО «Геология»:
1 — сепаратор (V=50 м³); 2 — отстойник (V=200 м³); 3 — сепаратор ступени (V=100 м³); 4 — нефтяные насосы;
5 — печь; 6 — электродегидраторы; 7 — нефтяные буферные емкости (V=200 м³, 100 м³); 8 — газоосушитель; 9 — расходомеры;
10 — гидрофобный фильтр; 11 — водяная буферная емкость; 12 — водяные насосы.

необходимые технологические расчеты, разработана принципиально новая технология предварительного сброса пластовой воды, очистки и перекачки газожидкостной смеси на Тумутукском месторождении ООО «Татнефть-Геология», выбраны технологические аппараты и насосные агрегаты, дозатор для подачи деэмульгатора.

Для нефтегазодобывающего предприятия ООО «Татнефть-Геология» выполнены научно-исследовательские отчеты по проблемам технологических потерь нефти и нефтяного газа и разработана Методика учета фактического количества добываемой нефти

Работы выполнены по заданиям ООО «Татнефть-Геология» согласованно с налоговой инспекцией Республики Татарстан. Материалы утверждены и используются в производственной деятельности. Имеется подтверждающий Акт.

Итоги

Разработана принципиально новая технология предварительного сброса пластовой воды, очистки и перекачки газожидкостной смеси на Тумутукском месторождении ООО «Татнефть-Геология».

Выводы

Разработанная новая технология позволит решить следующие технологические и экономические задачи:

- осуществление процесса предварительного сброса и очистки пластовой воды;
- использование сточных вод непосредственно на самом Тумутукском месторождении в системе ППД для добычи нефти;
- осуществление перекачки нефти с остаточным содержанием пластовой воды вместе с газом (газожидкостная смесь) от Тумутукского месторождения на Чеканскую УПН.

На базе разработанной технологии выполнена проектная документация для УПСВ, в соответствии с которой на Тумутукском месторождении ведутся строительно-монтажные работы.

Список используемой литературы

1. Хамидуллина Ф.Ф., Хамидуллин Р.Ф., Газизов А.А., Валиев Р.Ф. Исследование и определение технологических потерь нефти на объектах Тумутукского месторождения ООО «Татнефть-Геология» // Вестник Казанского технологического университета. 2012. № 12. С. 196–200.
2. Хамидуллин Р.Ф., Хамидуллина Ф.Ф., Хамидуллин Ф.Ф. Разработка технологического регламента предварительного сброса пластовой воды и перекачки газожидкостной смеси на Тумутукском месторождении ООО «Татнефть-Геология». Приложения 1–6. 2010. С. 2–17.
3. Хамидуллин М.Ф., Хамидуллин Ф.Ф., Хамидуллин Р.Ф. Отстойник для подготовки нефти (СССР). № 4727310/26; заявл.07.08.89; опубл.30.05.92, Бюл. А.с.1411001. СССР, кл. В 01 D17/04. № 20. 5 с.: ил.
4. Хамидуллин М.Ф., Хамидуллин Ф.Ф., Хамидуллин Р.Ф. Отстойник ОГХ-200 для подготовки нефти // Нефтепромысловое дело. 1996. № 8. С. 39–41.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

UDC 622.276

Technology of preliminary dumping, reservoir water purification and a gas-liquid mix transfer on the Tumutuksky field

Authors:

Farida F. Hamidullina — post-graduate student[1]; farida_far@mail.ru

Renat F. Hamidullin — Dr.Sci.Tech., professor[1]; xamidi@mail.ru

Ravil F. Valiev — chief of industrial management[2]

[1]Kazan National Research Technological University, oil and petrochemistry faculty, chair of Chemical technology of oil and gas refining, Kazan, Russian Federation

[2]Sheshmaoil LTD, Almetyevsk, Russian Federation

Abstract

On existing technology reservoir water extracted together with oil and passing gas on the Tumutuksky field goes to Chekansky CPF. After cleaning reservoir water is used in maintaining reservoir pressure system for oil production on Chekansky oil production knot. In this regard own reservoir water couldn't be used for oil production on the Tumutuksky field. For the purpose of this problem solution essentially new technology for preliminary dumping, reservoir water purification and gas-liquid mixture delivery to Chekansky CPF, where separation, dehydration and an oil desalting to commodity conditions take part is developed. According the developed technology extracted reservoir water after its purification is used for oil production directly on Tumutuksky field.

Materials and methods

Technical and technological calculations of a sludge tank constructive and hydrodynamic parameters. As a source of information calculations copyright certificate No. 1736543, Bulletin No. 20, 1992 is used.

Results

The constructive elements of a sludge tank internal devices were rated with calculation method. Trajectories of a processed emulsion movement in oil dehydration section of are defined.

Conclusions

The developed new technology will allow to solve the following technological and economic problems:

- implementation of process of preliminary dumping and reservoir water purification;
- use of sewage directly on the most Tumutuksky field in FPD system for oil production;
- implementation of oil pumping with the residual content of reservoir water together with gas (a gas-liquid mix) from the Tumutuksky field on Chekansky CPF.

On the basis of the developed technology project documentation for PWRU according to which on the Tumutuksky field installation and construction works are conducted is executed.

Keywords

oil, gas-liquid mix, technology, dumping, reservoir water purification

References

1. Khamidullina F.F., Khamidullin R.F., Gazizov A.A., Valiev R.F. *Issledovanie i opredelenie tekhnologicheskikh poter' nefti na ob"ektakh Tumutukskogo mestorozhdeniya OOO Tatneft'-Geologiya* [Tatneft-Geology LTD Tumutuksky deposit oil technological losses researches and determinations]. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta, 2012, issue 12, pp. 196–200.
2. Khamidullin R.F., Khamidullina F.F., Khamidullin F.F. *Razrabotka tekhnologicheskogo reglamenta predvaritel'nogo sbrosa plastovoy vody i perekachki gazozhidkostnoy smesi na Tumutukskom mestorozhdenii OOO Tatneft'-Geologiya* [Development of production schedules of preliminary reservoir water dumping and transfer of a gas-liquid mix on Tatneft-Geologiya LTD Tumutuksky field]. Applications 1–6, 2010, pp. 196–200.
3. Khamidullin M.F., Khamidullin F.F., Khamidullin R.F. *Otstoynik dlya podgotovki nefti* [Settler for oil preparation]. A.s.1411001. USSR, kl. V 01 D17/04, USSR, № 4727310/26; appl.07.08.89; publ.30.05.92, Byul. issue 20, 5 p.
4. Khamidullin M.F., Khamidullin F.F., Khamidullin R.F. *Otstoynik OGKh-200 dlya podgotovki nefti* [OGKh-200 settler for oil preparation]. Neftepromyslovoe delo, 1996, issue 8, pp. 39–41.

ОАО "СУРГУТНЕФТЕГАЗ"
окружной выставочный центр
* ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ *

XVIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ.НЕФТЬ и ГАЗ

11 - 13 сентября 2013 г.

(3462) 52-00-40, 32-34-53, 32-04-32,
e-mail: expo@wsmail.ru, www.yugcont.ru

XX специализированная выставка

Тюменская Ярмарка

ОАО «Тюменская ярмарка»
Адрес: Россия, 625013, г. Тюмень, ул. Севастопольская, 12, Выставочный зал
телефакс: (3452) 48-55-56, 48-66-99, 48-53-33; e-mail: tyumfair@gmail.com. www.expo72.ru

2013

НЕФТЬ И ГАЗ

Топливно энергетический комплекс

17-20 сентября

ufi Approved Event

PCVEXPO

12-я международная выставка «Насосы. Компрессоры. Арматура. Приводы и двигатели»

29 октября–1 ноября 2013 года
МВЦ «Крокус Экспо»

Престиж участия. Содействие бизнесу. Вклад в отрасль

Забронируйте стенд на – **www.pcvexpo.ru**

Организаторы:

MVK
В составе группы компаний ITE
Тел.: +7 (495) 935 81 00
E-mail: Medvedeva@mvk.ru

РАПН

АСКОМП
Ассоциация компрессорщиков и пневматиков

Генеральные информационные партнеры:

Насосы & Оборудование

КМП

ТПА

Официальный медиа-партнер:

Стратегический медиа-партнер:

СФЕРА

15-18 октября 2013

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ

15-я межрегиональная выставка
технологий и оборудования для нефтяной, газовой и химической промышленности

Официальная поддержка:
Правительство Пермского края,
Администрация города Перми,
Торгово-промышленная палата Пермского края

Выставочный центр
ПЕРМСКАЯ ЯРМАРКА

Место проведения
Специализированный выставочный комплекс «Пермская ярмарка»

614077, Россия, Пермь,
бульвар Гагарина, 65
(+7 342) 262-58-58
www.expoperm.ru

Время работы выставки
15 октября: 12.00-18.00
16-17 октября: 10.00-18.00
18 октября: 10.00-15.00

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков в отеле InterContinental Moscow Tverskaya

12 сентября 2013 г. **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

---

8 октября 2013 г. **НЕФТЕГАЗСЕРВИС**
Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

---

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

Март 2014 г. **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

Май 2014 г. **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"

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**

XVII МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

НЕФТЬ и ГАЗ®

22–24 октября 2013

Организаторы:
Министерство энергетики и угольной промышленности Украины
Национальная акционерная компания «Нафтогаз Украины»
АККО Интернешнл
тел./факс: +38 (044) 456 3804

ufi Approved Event

Место проведения:
Украина, Киев, Броварской пр-т, 15
Международный выставочный центр

www.oilgas-expo.com

Генеральный информационный партнер: ENERGY НЕФТЬ & ГАЗ

Отраслевые партнеры: OilMARKET · Современная АЗС · НефтеРынок

Информационные партнеры: Эксплуатация нефть газ · Терминал · Энергобизнес · Нефтепродукты · Сфера

межрегиональная специализированная выставка

Нефть. Газ
Экология . Энерго-2013

При поддержке Правительства Республики САХА (Якутия)

12-14 ноября 2013 г.
г. Якутск

Организаторы:

Торгово-промышленная палата Республики САХА (Якутия)

САХАЭКСПОСЕРВИС — *Выставочная компания ООО "СахаЭкспоСервис" г. Якутск*

SIBExpoSERVICE — *Выставочная компания ООО "СибЭкспоСервис-Н" г. Новосибирск*

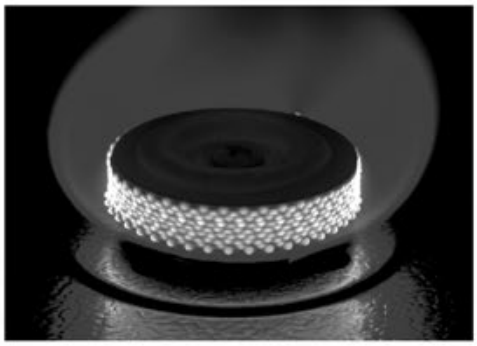
тел: (383) 3356350
e-mail:ses@avmail.ru
www.ses.net.ru

20-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ & ГАЗ & НЕФТЕХИМИЯ

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ISO - 9001
КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

В РАМКАХ ТАТАРСТАНСКОГО НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО ФОРУМА



Организатор:
ОАО «Казанская ярмарка»

При поддержке:
Президента Республики Татарстан
Правительства Республики Татарстан

При содействии и участии ОАО «ТАТНЕФТЬ»

4–6 сентября

Казань, 2013

www.oilexpo.ru

Выставочный центр "Казанская ярмарка"
Россия, 420059, Казань,
Оренбургский тракт, 8
т/ф.: (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: d2@expokazan.ru
www.oilexpo.ru, www.expokazan.

16+

16+ НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

ИННОПРОМ

ГЛАВНАЯ ПРОМЫШЛЕННАЯ ВЫСТАВКА РОССИИ

11—14 Июля 2013

- БОЛЕЕ **500** КОМПАНИЙ
- БОЛЕЕ **57 000** ПОСЕТИТЕЛЕЙ
- БОЛЕЕ **90** СОБЫТИЙ ДЕЛОВОЙ ПРОГРАММЫ

ТЕЛЕФОН ГОРЯЧЕЙ ЛИНИИ
8-800-700-82-31

WWW.INNOPROM.COM

ОФИЦИАЛЬНЫЕ ПАРТНЕРЫ:

СПОНСОРЫ:

УЗТМ · ВНЕШЭКОНОМБАНК · РЕНОВА · SBERBANK · РУССКАЯ МЕДНАЯ КОМПАНИЯ · МРСК УРАЛА · ГАЗПРОМБАНК · ЛУКОЙЛ · ЕВРАЗ ЗСМК

ПРАВИТЕЛЬСТВО УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ
АДМИНИСТРАЦИЯ ГОРОДА ИЖЕВСКА
УДМУРТСКАЯ ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА
ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР «УДМУРТИЯ»

ВЫСТАВКА ПРОХОДИТ ПОД ПАТРОНАЖЕМ ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ПАЛАТЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

XII Международная
специализированная выставка

Нефть. Газ. Химия.

10-13 сентября / 2013

Место проведения выставки:
г. Ижевск, ул. Кооперативная, 9

Выставочный центр «УДМУРТИЯ»
тел./факс: (3412) 733-581, 733-585, 733-587, 733-664
neft@vcudm.ru | **www.neft.vcudm.ru** | vk.com/ngxmmm

ЧЛЕН РОССИЙСКОГО СОЮЗА ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК

20-22 ноября 2013г.

НИЖНЕВАРТОВСК.НЕФТЬ.ГАЗ.

VII-я специализированная выставка

тел: (3462) 52-00-40
e-mail: sharifullin@yugcont.ru, www.yugcont.ru

5-я Международная выставка
НЕФТЬ И ГАЗ ЮГА РОССИИ *

SOUTH RUSSIA
OIL & GAS

3 –5
сентября 2013

КРАСНОДАР
ул. Зиповская, 5

Одновременно с выставками:

IDES SOUTH OF RUSSIA — Развитие инфраструктуры Юга России

SIPS OUTH RUSSIA — Охрана. Безопасность. Противопожарная защита

Организатор:

ITE

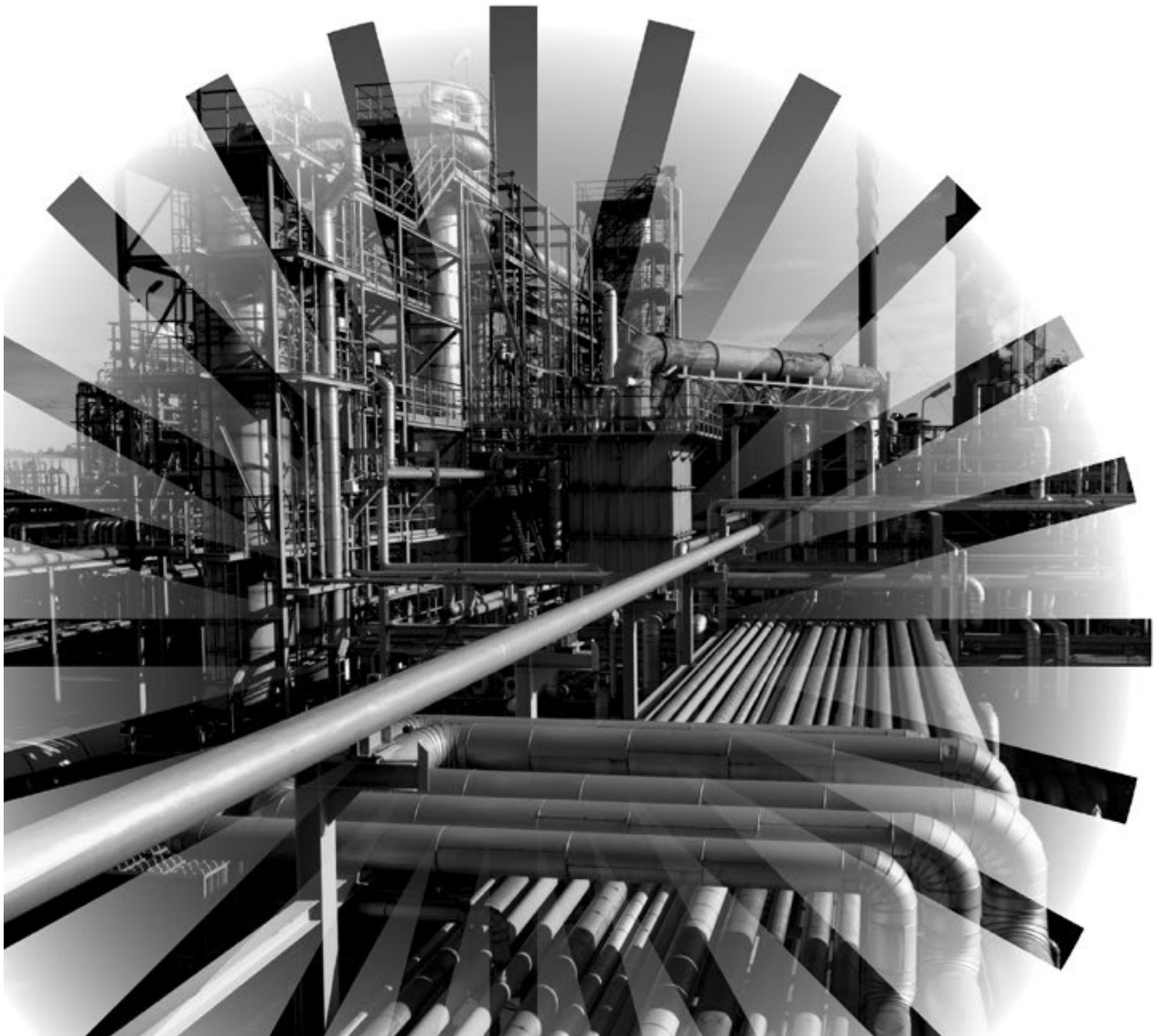
КРАСНОДАРЭКСПО
В составе группы компаний ITE

T +7 (861) 200–12–34, 200–12–43
F +7 (861) 200–12–54
E ides@krasnodarexpo.ru

Генеральный информационный партнер

Газовая промышленность

*** ранее выставки Gas Russia и Petroleum**



www.OILGAS-EXPO.su

Международные промышленные выставки

«ГАЗОСНАБЖЕНИЕ И ГАЗИФИКАЦИЯ СИБИРИ»

GAS SIBERIA

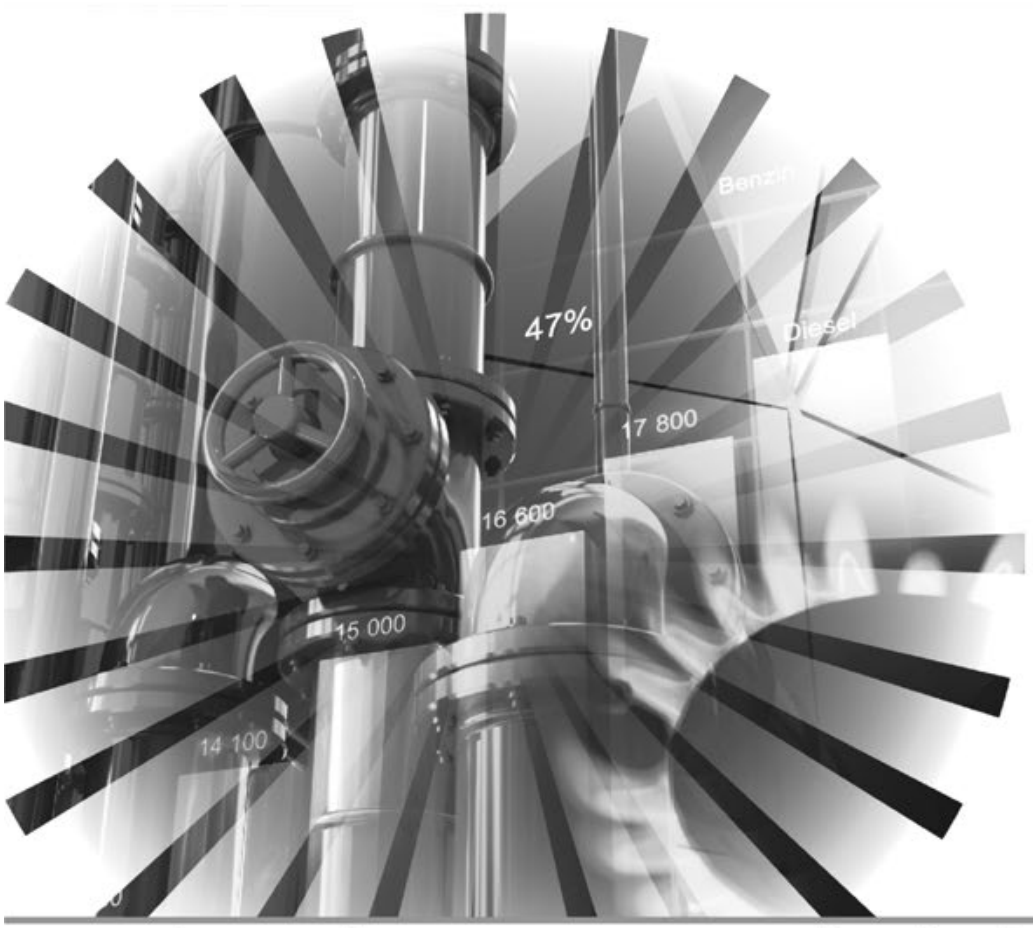
«НЕФТЕГАЗОХИМИЯ. АЗС И АГЗС»

PETROLEUM SIBERIA

1 – 4 октября 2013

Россия, Новосибирск

В рамках IDES SIBERIA



www.ides-sib.ru

Место проведения:
Новосибирск Экспоцентр

Организатор: ITE

При поддержке: Министерство экономического развития Новосибирской области; Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Новосибирской области

Генеральный информационный партнер: Экспозиция Нефть Газ

Генеральный медиа партнёр: Нефтяники

Информационные спонсоры: Территория Нефтегаз; Neftegaz.RU

ВЫСТАВКА 16 - 18 ОКТЯБРЯ

VII Международная специализированная выставка

Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия.

www.gasoil-expo.ru

САМАРА 2013

ЭКСПО-ВОЛГА
организатор выставок с 1986 г.

ул. Мичурина, 23А
тел.: (846) 207-11-36

www.expo-volga.ru

Новое Тысячелетие

ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ:

Выставочная Компания «Новое Тысячелетие»
423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58
+7 (8552) 38-17-25, 38-51-26, 38-49-47 +7 (499) 681-04-25
e-mail: new-m@mail.ru
www.nt-expo.ru

АЛЬМЕТЬЕВСК

XII международная специализированная выставка
Нефть. Газ. Энерго. Химия. Экология. Промышленная безопасность.

9 - 11 октября 2013

III конференция «Нефтяной и энергетический комплекс Республики Татарстан»

70 ЛЕТ НЕФТИ ТАТАРСТАНА

Посвящается 70-летию нефти Татарстана и 60-летию города Альметьевск

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

ПРЕЗИДЕНТ Республики Татарстан

Правительство Республики Татарстан

TATNEFT

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

runeft.ru отраслевой портал

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

SiMACO

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА

ПБРТ-ГК-turbo

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

УНИКАЛЬНАЯ НЕОБСЛУЖИВАЕМАЯ КОНСТРУКЦИЯ-«ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС»

РЕСУРС РАБОТЫ-СВЫШЕ 55000 часов

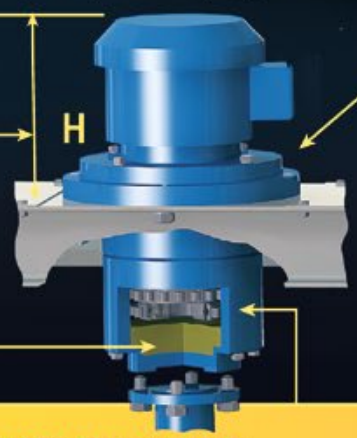
НА 25% УВЕЛИЧИВАЕТ СКОРОСТЬ ПЕРЕМЕШИВАНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА

ЭКОНОМИЯ ЭНЕРГИИ СВЫШЕ 30000 кВт в ГОД

МАССА- 170 кг

Уникальная конструкция Перемешивателя бурового раствора ПБРТ-ГК-turbo компании SiMACO - это результат многолетней работы над созданием высоконадежной, компактной и полностью необслуживаемой конструкции для интенсивной эксплуатации на буровых установках, эксплуатируемых в условиях Крайнего Севера, шельфовых зон, пустынных и степных территорий при температурах от -50°С до +50°С.

В конструкции перемешивателя значительно уменьшен размер Н, определяющий «транспортный габарит» для применения в конструкции мобильных циркуляционных систем буровых установок.



Применение в конструкции жидкой смазки существенно улучшает работоспособность всех элементов редуктора и увеличивает ресурс работы перемешивателя.

!!!НОВИНКА!!!

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

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

!!! НОВИНКА !!!

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

Перемешиватели ПБРТ производятся с 2001 года и эксплуатируются в более 80-ти российских и зарубежных буровых компаниях количеством более 14000 штук! В настоящее время перемешиватели применяются в сервисных предприятиях ОАО«СУРГУТНЕФТЕГАЗ», ОАО«ГАЗПРОМ», ООО«БК ЕВРАЗИЯ», ЗАО«ССК», ООО«РН-БУРЕНИЕ», ОАО«ГАЗПРОМНЕФТЬ», ОАО«НК «РОСНЕФТЬ», ОАО«НГК «СЛАВНЕФТЬ», ГК«ИНТЕГРА», ОАО«АНК «БАШНЕФТЬ», ОАО«ЛУКОЙЛ», ООО«ОРЕНБУРГСКАЯ БУРОВАЯ КОМПАНИЯ», КОМПАНИЯ «WEATHERFORD», ООО«СГК-БУРЕНИЕ», ОАО«ТАТНЕФТЬ», ОАО«УСИНСКГЕОНЕФТЬ», КОМПАНИЯ «SCHLUMBERGER» и др.

ЛЕБЕДКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ

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

ГАРАНТИЯ 2 ГОДА

Российское оборудование от производителя.

Поставки со склада. Сервис. Гарантия. Запчасти.

Надежная замена импортных лебедок.

Приглашаем к сотрудничеству дилеров в регионах.

* Поставим нестандартные лебедки гидравлические и электрические различной грузоподъемности и канатоемкости

SiMACO

СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

634040, г.Томск, ул.Высоцкого, 28 стр.2 тел/факс: (3822) 63-38-19, 64-37-86, факс: (3822) 63-39-59

E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru http://www.smc.tomsk.ru

ОКТЯБРЬСКИЙ
ПАКЕР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА

пакер с возможностью выравнивания давления

НОВИНКА

Пакер со встроенным гидравлическим якорем, балансировочным клапаном и байпасом (на 70 МПа)

П-ЯМОГ-КБ

Рекомендуем

- для проведения многократного и большеобъемного ГРП за одну СПО в скважинах, где есть риск затрудненного срыва после ГРП;
- для проведения ремонтно-изоляционных работ и других технологических операций, осуществление которых требует создания перепада давления на пакер до 70 МПа.

Преимущества

- **Возможность выравнивания давления над и под пакером перед его срывом за счет балансировочного клапана и байпаса;**
- увеличенный проходной канал 50 мм для обсадных колонн с условным диаметром 140-146 мм;
- легкая распакеровка без дополнительной растягивающей нагрузки за счет выравнивания давления над и под пакером.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Шифр	Обозначение КД	Обсадная колонна, мм		Наружный диаметр, мм	Диаметр проходного канала, мм	Длина, мм, не более	Масса, кг, не более	Присоединительная резьба гладких НКТ ГОСТ 633-80	
		Условный диаметр	Толщина стенок					Верх (муфта)	Низ (ниппель)
П-ЯМОГ-КБ-118-50-700-Т100[1]-К3	АХА 2.839.351	140	6,2-7,7	120,5	50	2150	88	73	
		146	9,5-10,7						
П-ЯМОГ-КБ-122-50-700-Т100[1]-К3	АХА 2.839.351-01	146	6,5-9,5	122			92		

[1] При заказе на Т=150°С записывается Т150.

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
Ведущий инженер-технолог 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

Страница изделия