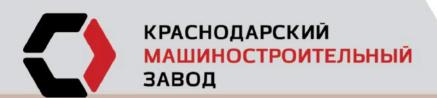
3KCN03UUA HEGDTL CAB HAYHO-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК №4 (36) ИЮНЬ 2014



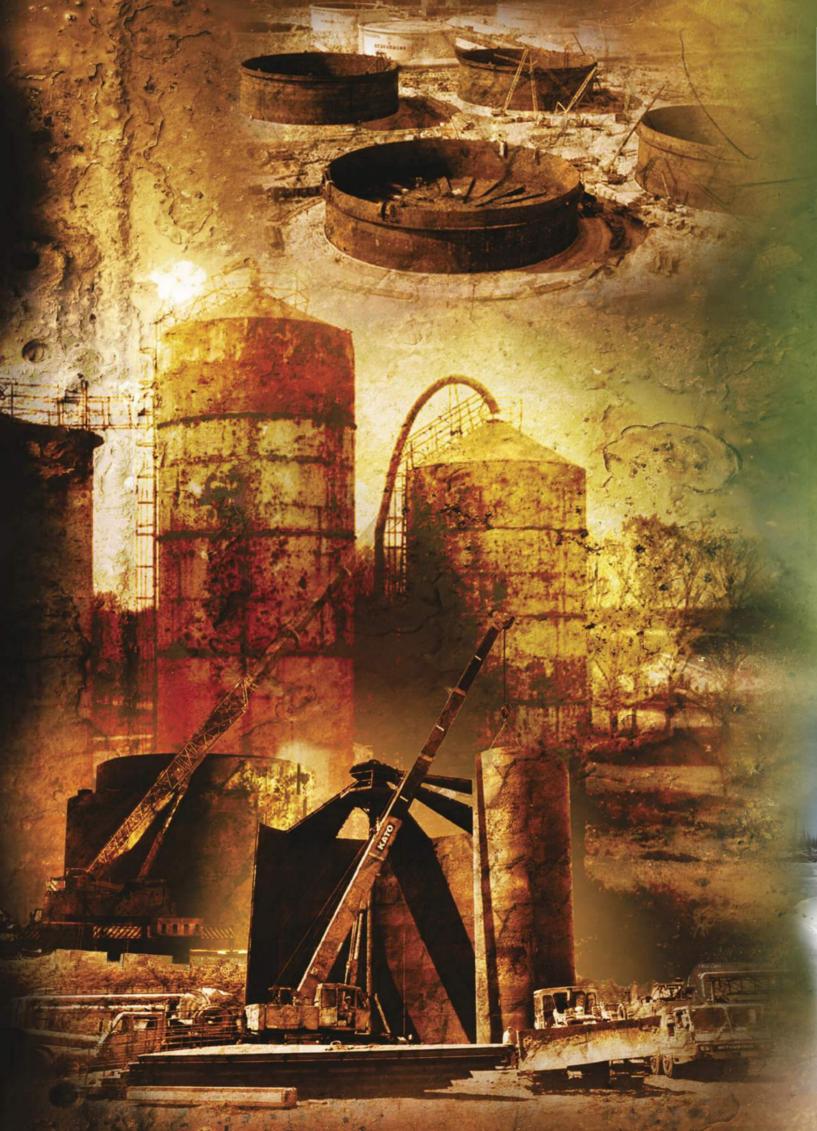


- КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ
- **ПОРШНЕВЫЕ КОМПРЕССОРЫ**
- **ВИНТОВЫЕ КОМПРЕССОРЫ**
- КОМПЛЕКС ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ УСЛУГ





ТЕЛ/ФАКС 8(861)2-000-579/2-000-525 INFO@KMZV.RU WWW.KMZV.RU





РЕЗЕРВУАРЫ БУДУЩЕГО УЖЕ СЕГОДНЯ

000 «Нефтетанк» является ведущим российским производителем мягких резервуаров из новейших эксклюзивных полимерных материалов

В нефтетанках® можно перевозить и долгосрочно хранить:

- все типы нефтепродуктов,
- трансформаторное масло,
- удобрения, кислоты и щелочи,
- техническую, питьевую воду, жиры и другие жидкости

Выгоды применения нефтетанков и сотрудничества с 000 «Нефтетанк»:

- ▶ Организация Полевого Склада Горючего (ПСГ) в 10 000 м³ за 1 день;
- ▶ Компактность возможна вертолётная доставка в отдалённые и труднодоступные районы;
- ▶ Быстрый и простой монтаж без подготовки фундамента и тяжелой спец. техники;
- ▶ Срок эксплуатации до 10 лет и более. не подвержены коррозии, инертны к хранимой жидкости;
- ▶ Температура эксплуатации от -60°C до +60°C, многоразовое использование на новых объектах



Наши постоянные клиенты

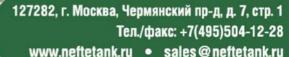






















Торгово-закупочная площадка ОАО «Татнефть»



Заказчиками «Торгово-закупочной площадки ОАО «Татнефть» (ТЗП) являются не только ОАО "Татнефть", Бугульминский механический завод, ОАО "ТАНЕКО", ООО "Татнефть - Нефтехимснаб", независимые нефтяные компании, а также ряд сервисных управляющих компаний.

Для увеличения количества поставщиков с 01.01.2013г. изменился порядок пользования Системой, обеспечивающей проведение торгово-закупочной деятельности на Торгово-закупочной площадке ОАО «Татнефть». Право доступа к торгам предоставляется Участникам на безвозмездной основе. Для участия в торгах необходимо зарегистрироваться (Раздел Регистрация) и пройти процедуру аккредитации на ТЗП. Информация о правилах прохождения аккредитации размещена в разделе Информация подраздел Инструкции. С ноября 2012 года для удобства и упрощением процедуры прохождения аккредитации в Системе.

Специалисты ООО "Татинтек", Операторы ТЗП оказывают квалифицированное техническое сопровождение в течение всего процесса проведения электронных торгов.





www.etp.tatneft.ru



Тел.: 8 (8553) 30-51-67; 37-20-18 E-mail: tzp-tatneft@tatintec.ru

экспозиция • ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: № 4 (36) июнь 2014 г.

АДРЕС ГЕНЕРАЛЬНОГО ОФИСА, УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:

423809, Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6 +7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

АДРЕСА ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ:

Москва, Россия Народного ополчения, д. 38/3, каб. 212 +7 (499) 681-04-25

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

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

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:

000 «Экспозиция Нефть Газ»

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:

Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

дизайн и верстка:

Ганиев Э.Р. / elmar@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 Фархутдинов Р.М. / rais@runeft.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

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

ОТПЕЧАТАНО:

Типография «Логос» 420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А тел: +7 (843) 231-05-46 № заказа 06-14/03-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 15.06.2014

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.

ТАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ	6
5.С. Палей, В.А. Толстов, А.П. Ромашов, Е.В. Немова Сепарационное оборудование для защиты промысловых ДКС	7
З.А. Толстов, А.П. Ромашов, В.В. Панин. Определение содержания капельной жидкости и механических примесей в газовом потоке. Методика и средства измерения	
С.М. Штин. Строительство подводных траншей на переходах трубопроводов через водные преграды и торфяники открытым (траншейным) способом с использованием средств гидромеханизации	16
З.В. Шайдаков, Е.В. Шайдаков, А.С. Тотанов Магнитная обработка газового потока для удаления механических примесей	. 20
ГЕОФИЗИКА	25
О.В. Уточкин, А.И. Губина. Использование дипольной технологии акустического каротажа для уточнения структуры месторождения	
БУРЕНИЕ	28
А.А. Соломаткин. Динамично развивающееся предприятие— лучший партнер в бизнесе	. 30
Л.А. Шевченко, Р.С. Райхерт. Алюминиевая бурильная труба как оптимальный гидравлический проводник для бурения скважин со сверхбольшими отходами	. 32
ДОБЫЧА	38
ВАО «Ренфорс». Современные технологии интенсификации добычи нефти с применением импульсно-волнового воздействия	. 38
ГРУБЫ	48
М.В. Калачев, Л.Ю. Тихонов, И.А. Савин, А.А. Новичков Разработка конструкции камеры печи для нагрева стальных труб	. 48
ГРУБОПРОВОД	. 51
Q.И. Грознов, А.В. Леонов, О.Е. Наний, Е.Т. Нестеров, В.Н. Трещиков «Дунай» — система мониторинга активности в охранной зоне трубопровода	51
КОРРОЗИЯ	54
С.Н. Некрасов. Оборудование для нанесения покрытий при строительстве и ремонте трубопроводов и объектов ТЭК	. 54
Ф.М. Хуторянский, А.Л. Цветков, Ю.Ю. Кляцкий. Современное состояние химико- технологической защиты от коррозии установок первичной переработки нефти. Проблемы, пути совершенствования	. 56
кимия	60
А.Г. Захарченко, О.В. Андреев. Метод расчета молекулярных масс и плотностей иглеводородных фракций пластовых систем	.60
КРАНЕНИЕ	65
000 «Нефтетанк». Нефтетанки — резервуары для нефтепродуктов	65
Л.Г. Барышев. Прочнее стали — Эластичные резервуары морозов не боятся	.66
измерительные приборы	68
Мадоян Гор Ишханович. <i>Заблуждение про IP.</i>	
ОБОРУДОВАНИЕ	.75
А.В. Герасимов, И.В. Тябина. <i>Лабораторное оборудование для нефтегазовой</i> промышленности	. 76
OAO «CTAP»— комплексная автоматизация газотурбинных агрегатов	. 78
Нто такое «мазутное хозяйство» в 2014 г	. 79
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	82
M.B. Васильев. Модульное ограждение производственных и складских площадок	
М.С. Ковалев. Новые разработки FENSYS для объектов группы ГАЗПРОМ	
КАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ	84
Ц.В. Хвостов, Е.В. Вишняков. Действие воды на свойства кабеляс гигроскопическим заполнителем	
экология	
Н.А. Созонов. Установки термической утилизации отходов ООО «ТюменНИИгипрогаз» . А.П. Хаустов, М.М. Редина. Полициклические ароматические углеводороды как	
геохимические маркеры нефтяного загрязнения окружающей среды МЕРОПРИЯТИЯ	



ISSUE:

№ 4 (36) june 2014

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:

Elmar Ganiev / elmar@runeft.ru

MANAGERS:

Marat Bashirov / marat@runeft.ru Sergey Nikifirov / serg@runeft.ru Stas Kornilov / stas@runeft.ru Denis Ignatyev / runeft@runeft.ru Rais Farkhutdinov / rais@runeft.ru

EDITIORIAL BOARD:

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

PRINTED:

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

ISSUE DATE:

15.06.2014

CIRCULATION:

10 000 copies

GAS INDUSTRY	6
Boris S. Paley, Vladislav A. Tolstov, Aleksandr P. Romashov, Elena V. Nemova Separation equipment for the protection of commercial BCS	7
Vladislav A. Tolstov, Aleksandr P. Romashov, Vladimir V. Panin. <i>Determination of the dropping liquid and solids in the gas stream. The methodology and measurement tools</i>	10
Sergey M. Shtin. Construction of underwater trenches for pipelines crossing water obstacles and open peatlands (trench) method with the use of jetting	16
Vladimir V. Shaydakov, Evgeny V. Shaydakov, Alexander S. Totanov. Magnetic treatment of a gas stream to remove mechanical impurities	. 20
GEOPHYSICS	. 25
Yuriy V. Utochkin. Using dipole acoustic logging technology to refine the structure of the field	. 25
DRILLING	. 28
Ivan A. Shevchenko, Roman S. Raykhert. Aluminum drill pipe as optimum hydraulic conductor for the drilling longest wells	. 32
OIL PRODUCTION	. 38
Peter I. Kononenko, Vyacheslav F. Kalinin, Kim K. Kvitchuk, Peter J. Kozak Experience of using technology infra-frequency wave action on the bottomhole formation zone in well development	. 33
PUMPS	41
Alexey V. Yuriev. Energy-efficient high-speed intelligent pumping units ESP AKM series	. 43
VALVES	. 46
PIPES	. 48
Maxim V. Kalachev, Leonid Yu. Tikhonov, Igor A. Savin, Alexander A. Novichkov. Development of a design of the camera of the furnace for heating of steel pipes	. 48
PIPELINE	51
Denis I. Groznov, Andrey V. Leonov, Oleg E. Naniy, Evgeniy T. Nesterov, Vladimir N. Treshchikov "Dunay" — a system for monitoring of activity in the buffer zone of the pipeline	
CORROSION	. 54
CHEMICAL TECHNOLOGY	. 60
Aleksei G. Zakharchenko, Oleg V. Andreev. Method of calculation of molecular weights and densities of hydrocarbon fractions of reservoir fluids	. 60
STORAGE	. 65
MEASURING EQUIPMENT	. 68
Madoyan I. Gor. Misconception about IP	. 72
EQUPMENT	75
What is a "black oil facilities" in 2014	. 79
SPECIAL EQUIPMENT	.80
INDUSTRIAL SAFETY	. 82
Igor V. Vasilyev. Modular temporary fencing and stationary objects	. 82
CABLES AND WIRES	. 84
D.V. Khvostov, E.M. Vishnyakov. The water influence onto a hydroscopick filler cable properties	. 84
ECOLOGY	. 90
Alexandr P. Khaustov, Margarita M. Redina. Polycyclic aromatic hydrocarbons as a geochemical markers for oil pollution of the environment	. 92
ACTIVITIES	. 97

ДЭЛ-150



Новый продукт с расширенными возможностями - Динамометр Электронный ДЭЛ-150 - это комплекс оперативного контроля буровых и ремонтных работ с изменяемым количеством параметров.

Ключевыми аспектами здесь являются сохранение, передача и интеграция всех зарегистрированных данных. В расчет идет скорость передачи информации от источника до конечного пользователя.

Система контроля технологических параметров бурения и ремонта скважин - инструмент анализа эффективности деятельности компании нефтегазодобывающей отрасли.

Основные отличия ДЭЛ-150 от ДЭЛ-140

- внедрение инновационных решений:
- современная элементная база;
- многострочный электролюминесцентный дисплей;
- новая архитектура программного обеспечения;
- гибкая система конфигурации комплекса;
- удобство в эксплуатации и обслуживании комплекса ДЭЛ-150:
- возможность расширения системы комплекса ДЭЛ-150:



Преимущества новой разработки:

- Возможность интеграции с системами заказчика:
- работа с датчиками заказчика;
- предоставление данных с датчиков комплекса ДЭЛ-150 измерительным системам заказчика;
- предоставление данных с модуля управления МУ-150 системам АСУТП заказчика.
- Гибкая комплектация комплекса под заявленные потребности заказчика.
- Удобный ввод и настройка рабочих параметров:
- многострочный дисплей;
- расширенное меню;
- поддержка русского и латинского алфавита;
- настройка параметров встроенного GSM-модема с клавиатуры МУ-150;
- изменение цвета показаний выносных индикаторов с модуля управления.
- Передача данных через спутниковый канал.
- Наличие GSM-модема в стандартной комплектации:
- возможность работы в сетях GPRS с двумя операторами;
- работа с несколькими серверами заказчика.

- Увеличенный объем внутренней энергонезависимой памяти прибора до 4 Гб.
- Увеличенный объем энергозависимой памяти внешнего накопителя до 4 Гб.
- Сохранение и восстановление рабочих и служебных данных за период - 6 месяцев.
- Возможность работы без внешнего накопителя памяти.
- Запись данных на внешний накопитель за указанный период работы.
- Отображение детальной информации на дисплее модуля управления:
- текущие показания датчиков;
- состояние датчиков;
- превышение предельных параметров;
- работа и состояние GSM-модема.
- Отображение состояния и текущих показаний датчиков на выносных модулях индикации.
- Увеличенная помехоустойчивость системы:
- гальваническая развязка каналов связи с периферийными устройствами.
- Функциональная совместимость с устройствами из состава комплекса ДЭЛ-140.

Возможность интеграции в состав ДЭЛ-150 дополнительных параметров по желанию заказчика

000 НПП «Петролайн-А»

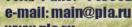
Адрес: 423801, РФ, Республика Татарстан, г. Набережные Челны,

Злеваторная гора, улица Лермонтова, 53А

Почтовый адрес: 423819, РФ, Республика Татарстан, г. Набережные Челны, а/я 90

Тел./Факс: +7 (8552) 535-535, 71-74-61

www.pla.ru







завод по производству промышленного газового оборудования

«Экс-форма» производит:

- ✓ регуляторы давления газа РДП и РДК;
- ✓ газорегуляторные пункты шкафные УГРШ, ГРПШ,ГСГО,ГРПН;
- ✓ пункты учета расхода газа ПУРГ;
- ✓ бытовые газорегуляторные пункты ДРП,ГРПШ; краны шаровые марки ГШК;
- √ клапаны предохранительные запорные и сбросные ПЗК,ПСК,ПКН и ПКВ;
- √ клапаны предохранительные электромагнитные газовые КПЭГ;
- ✓ фильтры газовые DN 50-200;
- ✓ пункты газорегуляторные блочные ПГБ;
- ✓ автоматизированные газораспределительные станции (АГРС).

Саратовская область, Саратовский район, село Березина Речка, ул. Школьная, д. 13

тел: (8452) 50-78-03, 52-21-31

E-mail: market@exform.ru exform@exform.ru



ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ УДК 622.691

Сепарационное оборудование для защиты промысловых ДКС

Б.С. Палей

главный инженер¹
Boris.Paley@ckbn.ru

В.А. Толстов

к.т.н., заведующий отделом¹

А.П. Ромашов

ведущий инженер¹ Alexandr.Romashov@ckbn.ru

Е.В. Немова

ведущий инженер¹ Elena.Nemova@ckbn.ru

¹ДОАО ЦКБН ОАО «Газпром», Подольск, Россия

В статье рассмотрены возможные варианты расположения узла сепарации газа в схемах установок подготовки газа к транспорту и промысловых ДКС. Представлены схемы выполнения узла очистки газа первой ступени сепарации со встроенным пробкоуловителем на базе вертикальных аппаратов. Отражена динамика развития сепарационного оборудования для защиты ДКС. Выявлена проблема разночтения в действующих нормативно-технических документах в отношении технических требований к оборудованию подготовки газа перед ДКС.

Ключевые слова

дожимная компрессорная станция, узел сепарации, сепаратор, фильтр-сепаратор, пробкоуловитель, улавливание пробок жидкости

Любая установка промысловой подготовки газа (НТС, осушка гликолем или твердым сорбентом) оснащается узлом сепарации, обеспечивающим требуемую степень очистки газа от жидкости и мехпримесей и защиту последующего оборудования.

Обычно продукция, поступающая из пласта, включает в себя:

- жидкость (вода, метанол, конденсат), мехпримеси для различных объектов с разной степенью неравномерности;
- соли, растворенные в пластовой воде;
- пробки жидкости объемом в зависимости от диаметра, длины шлейфов и рельефа местности.

Поступление пробок жидкости на промысловые объекты характерно как для газовых, так и газоконденсатных месторождений.

Следует отметить, что параметры газа (давление, производительность, температура, содержание жидкости) перед входными узлами сепарации существенно меняются во времени.

Как правило, при строительстве ДКС после установок подготовки газа, дополнительный узел сепарации не предусматривается: технология и оборудование установок обеспечивают очистку газа от жидкости и мехпримесей. Исключением может быть осушка твердым сорбентом, когда после адсорбера может быть дополнительно установлен фильтр.

При строительстве и расположении ДКС перед установкой подготовки газа необходима защита от жидкости и механических примесей газоперекачивающего агрегата (ГПА). Узел защиты может быть выполнен в двух вариантах.

В первом варианте перед ДКС используется узел сепарации газа по (рис. 1а) Особенностью варианта по (рис. 1б) является необходимость обеспечения эффективной сепарации на весь оставшийся период разработки месторождения с учетом поступления пробок жидкости, мехпримесей, солей,

ингибиторов гидратообразования и других жидкостей. Реальные условия эксплуатации не всегда можно спрогнозировать на много лет вперед. Поэтому узел сепарации по (рис. 16) может не обеспечить надежной защиты ГПА в новых условиях эксплуатации. В этом случае перед ДКС предусматривается новый узел сепарации, (рис. 1в), который проектируется с учетом опыта эксплуатации установки, а имеющийся узел сепарации остается перед установкой подготовки газа для её защиты от конденсационной влаги.

Улавливание пробок жидкости

Пробкопроявления негативно влияют на эффективность работы узлов сепарации газа. Для исключения этого влияния или сведения его к минимуму ДОАО ЦКБН выполнен ряд разработок пробкоуловителей различного исполнения и принципа работы (горизонтального исполнения), а опыт работы на различных месторождениях показал их достаточную эффективность [1].

В последнее время выполнена разработка пробкоуловителей вертикального исполнения (рис. 2). Основная цель этих разработок — экономия занимаемых площадей цехов на дорогостоящих северных объектах, морских платформах.

Отличительной особенностью таких пробкоуловителей является то, что они в сочетании с вертикальным аппаратом фильтром-сепаратором или фильтрующей секцией, монтируемой в этом же корпусе, обеспечивают эффективную очистку газа от жидкости и мехпримесей, тем самым обеспечивают надежную работу компрессорных агрегатов.

Динамика развития сепарационного оборудования для защиты промысловых ДКС

Месторождение Медвежье 1980–1985 гг.

- Применены пылеуловители линейных КС.
- Ввиду неэффективной работы они

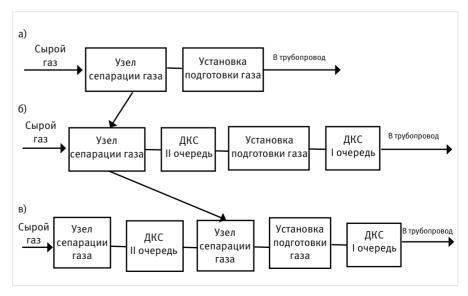


Рис. 1— Схематичное расположение узла сепарации газа, установки подготовки газа к транспорту и промысловых ДКС

модернизированы в сепараторы.

 Для повышения эффективности на последующих ДКС применены двухступенчатые узлы защиты: пылеуловители + фильтры сепараторы.

Уренгойское НГКМ (Сеноман) 1990–1995 гг.

• Применены двухступенчатые узлы защиты: сепараторы + фильтры сепараторы.

Ямсовейское НГКМ 2002-2007 гг.

• Применены сепараторы с промывочной секцией. В связи с увеличением отборов газа для обеспечения надежной и эффективной его очистки, а также снижения гидравлического сопротивления трубопроводной системы проектом предусмотрено: модернизация существующих сепараторов (минициклоны + фильтрующие элементы, рис. За) и строительство дополнительного цеха сепарации.

Ямбургское HГКМ 2005-2010 гг.

- Для предотвращения попадания солей в систему регенерации ДЭГ применены сепараторы с промывочной секцией (унос жидкости до 20–25 мг/м³), (рис. 36).
- На УКПГ-1В испытан сепаратор ГС-1 перед ДКС, оснащенный секцией минициклонов и сетчатыми элементами овально-цилиндрической конструкции (унос жидкости до 10 мг/м³). Перед этим сепаратором в системе работают: пробкоуловитель ЕП-103 и сепаратор С-1 I ступени.
- На УКПГ-1 испытан сепаратор с промывочной секцией и фильтрующими патронами, который обеспечил очистку газа от жидкости и мехпримесей с уносом до 5,0 мг/м³. В условиях пробкового поступления жидкости с мехпримесями входная и промывочная секции обеспечили надежную работу; фильтрующая секция оказалась ненадежной по наработке: увеличилось гидравлическое сопротивление, снизилась производительность.

Принимая во внимание, что этот негативный фактор присущ фильтрующим элементам любой модификации, в настоящее время ДОАО ЦКБН проводит работу по созданию надежного сепаратора с уносом жидкости и мехпримесей до 5,0 мг/м³ без применения фильтрующих патронов как для газовых, так и газоконденсатных месторождений.

Заполярное НГКМ 2005-2010 гг.

 Применены сепараторы с промывочной секцией (проектный унос до 20–25 мг/м³, фактический до 40,0 мг/м³). Промывочная секция не подключена к работе.

Для снижения уноса до 5,0 мг/м³ на УКПГ-3С модернизирован сепаратор с применением минициклонов и фильтрующих патронов. К настоящему времени наработка составила более 3-х лет.

Комсомольское месторождение 2003–2010 гг.

• Применены сепараторы + фильтры сепараторы. Фильтры сепараторы часто выходят из строя по причине перегрузки сепараторов по газу до 50% от номинала. По этому объекту предстоит совместная работа ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Тюменниигипрогаз» и ДОАО ЦКБН, которая должна включать обследование работы оборудования, расчетные исследования и рекомендации по обеспечению надежной работы ДКС.

Требования к качеству газа поступающего на ГПА

В настоящее время в ОАО «Газпром» действует нормативно-техническая документация для проектирования, строительства и эксплуатации объектов, отражающая требования к технологическому оборудованию установок очистки газа на КС различного назначения (головных и линейных КС МГ, ДКС, КС ПХГ).

В соответствии с ВРД 39-1,8-055-2002 «Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ» и СТО Газпром 2-3.5-051-2006 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов» количество твердых и жидких примесей

в газе после установки очистки должно соответствовать требованиям, предъявляемым заводами-изготовителями газоперекачивающих агрегатов. Таким образом, очевидно, что выбор технологического оборудования установок очистки газа от жидких и твердых примесей должен диктоваться типом газоперекачивающего агрегата и требуемой степенью его защиты, определяемой заводами-изготовителями ГПА.

СТО Газпром 2-3.5-138-2007 «Типовые технические требования к газотурбинным ГПА и их системам» устанавливает следующие требования к содержанию примесей, поступающих с газом на центробежный нагнетатель:

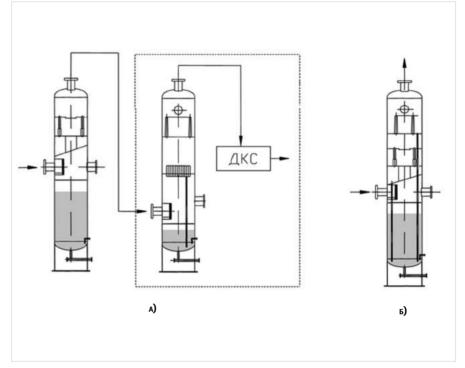


Рис. 2— Схема выполнения узла очистки газа первой ступени сепарации:
а) двухступенчатый узел со встроенным пробкоуловителем во входной ступени (Бованенковское ГКМ);
б) сепаратор первой ступени со встроенным пробкоуловителем (Ачимгаз, Уренгойское НГКМ)

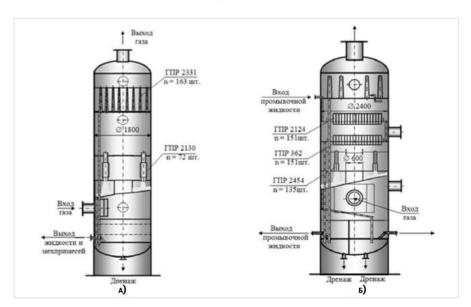


Рис. 3 — Эскиз фильтр-сепаратора а) Ямсовейское ГКМ, Заполярное НГКМ; б) Южно-Русское ГКМ, Ямбургское ГКМ

- механические примеси не более 3 мг/м³, при этом доля частиц размером более 20 мкм не должна превышать 0,15 мг/м³;
- максимальная влажность состояние насыщения при условии всасывания (допускается кратковременное содержание жидких фракций), при этом указано, что для ДКС и КС ПХГ содержание капельной влаги устанавливается техническим заданием (на создание газового компрессора: наше примечание).

В СТО Газпром 2-3.5-230-2008 «Типовые технические требования к устройствам подготовки газа на компрессорных станциях» указано:

- а) содержание примесей в газе на выходе из пылеуловителя должно быть, мг/ст. м³:
- твердых (механических) до 1 (кратковременно не более 100 ч/год до 3);
- жидких до 50 (кратковременно не более 100 ч/год до 100);
- эффективность очистки по примесям размером более 20 мкм 100 %;
- б) содержание примесей в газе на выходе из фильтра-сепаратора должно быть, мг/ст. м³, не более:
- механических 1;
- жидких 5;
- эффективность очистки по примесям размером более 10 мкм 100 %.

Во всех указанных выше документах

содержание примесей в газе разделено на твердые (механические) и жидкие. Однако, в СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия» введено определение - «механические примеси: пыль, смола и труднолетучие жидкости в капельной виде, содержащиеся в потоке газа горючего природного». Одновременно в таблице 1 п. 10 этого СТО указывается, что массовая концентрация механических примесей (в газе природном, поставляемом и транспортируемом по магистральным газопроводам) — не более 0,001 г/м³, что не согласуется с рассмотренными документами.

Итоги

Таким образом, из рассмотрения этих документов следует неоднозначность требований к очищенному газу перед нагнетателями. Это, в свою очередь, вносит неопределенность в следующем:

- неясно по требованиям какого документа необходимо проектировать оборудование очистки газа;
- следует ли относить требования к качеству очищенного газа конкретного документа к конкретному объекту (КС, ДКС, ДКС ПХГ), а если следует, то каким образом;
- ввиду многообразия требований к качеству очищенного газа перед нагнетателями

возникают вопросы методического характера по испытанию оборудования для подтверждения характеристик, а также приборного обеспечения (в отрасли отсутствуют методическое и приборное обеспечение определения диаметра и количества частиц жидких примесей в газе).

Выводы

С учетом изложенного, а также в связи с тем, что промысловые ДКС работают в других, более жестких условиях по сравнению с КС магистральных газопроводов, следует считать целесообразным провести НИР и разработать технические требования к оборудованию подготовки газа перед промысловыми ДКС.

Список используемой литературы

1. Палей Б.С., Толстов В.А. Обеспечение современным сепарационным оборудованием технологических процессов промысловой подготовки природного газа. Актуальные вопросы и научно-технические решения по технике и технологии добычи, извлечения и подготовки углеводородного сырья к транспорту на газоконденсатных месторождениях: Материалы заседания секции «Добыча и промысловая подготовка газа и газового конденсата» Научно-технического совета ОАО «Газпром». М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2006.

ENGLISH GAS INDUSTRY

Separation equipment for the protection of commercial BCS

UDC 622.691

Authors:

Boris S. Paley — chief engineer¹; Boris.Paley@ckbn.ru

Vladislav A. Tolstov — ph.d., head of department¹

Aleksandr P. Romashov — senior engineer¹; Alexandr.Romashov@ckbn.ru

Elena V. Nemova — chief engineer¹; Elena.Nemova@ckbn.ru

¹DJSC CKBN JSC "Gazprom", Podolsk, Russian Federation

Abstract

The article discusses the possible options for the location of the gas separation unit in the schemes of gas treatment plants to transport and commercial BCS. Schemes of the assembly of the first scrubbing stage separation with integrated slug catcher on the basis of vertical machines. Reflects the dynamics of the separation equipment for the protection of BCS. The problem is identified inconsistencies in existing regulatory and technical documents regarding the technical requirements for equipment preparation of the gas before the BCS.

Results

Thus, consideration of these documents

should ambiguity requirements purified gas before the blowers.

This, in turn, introduces uncertainty as follows:

- It is not clear on what the requirements document must be designed gas cleaning equipment:
- Whether to include the requirements to the quality of the purified gas specific document to a specific object (CS, BCS, BCS UGS), and if so, how;
- In view of the variety of requirements to the quality of the purified gas blowers to methodological problems arise equipment testing to confirm the characteristics and instrumentation (in the industry are no methodological and instrumentation determine the

diameter and number of particles of liquid impurities in the gas).

Conclusions

In view of the above, and also due to the fact that fishing ABAC work in other more stringent conditions than the CS gas pipelines should be considered advisable to research and develop the technical requirements necessary to prepare the gas before fishing BCS.

Keywords

booster station, the node separation separator filter separator, slug catcher, catching tubes liquid.

References

1. Paley B.S., Tolstov V.A. Obespechenie sovremennym separatsionnym oborudovaniem tekhnologicheskikh protsessov promyslovoy podgotovki prirodnogo gaza. Aktual'nye voprosy i nauchno-tekhnicheskie resheniya po tekhnike i tekhnologii dobychi, izvlecheniya i podgotovki

uglevodorodnogo syr'ya k transportu na gazokondensatnykh mestorozhdeniyakh: Materialy zasedaniya sektsii «Dobycha i promyslovaya podgotovka gaza i gazovogo kondensata» Nauchnotekhnicheskogo soveta OAO «Gazprom». [Providing modern separation equipment field treatment processes natural gas. Topical issues and scientific and

technical solutions for the engineering and technology of extraction, extraction and preparation of hydrocarbons to transport gas condensate fields: Proceedings of the meeting of the section "Production and Commercial gas and gas condensate," Science and Technology Council of JSC "Gazprom"]. Moscow: Gazprom RPI, 2006.

10 газовая промышленность УДК 622.691

Определение содержания капельной жидкости и механических примесей в газовом потоке. Методика и средства измерения

В.А. Толстов

к.т.н., заведующий отделом¹

А.П. Ромашов

ведущий инженер¹ Alexandr.Romashov@ckbn.ru

В.В. Панин

главный специалист¹

¹ДОАО ЦКБН ОАО «Газпром», Подольск, Россия

В статье рассмотрены основные параметры, которые необходимо соблюсти для получения представительной пробы из газожидкостного потока для оценки эффективности сепарационного и пылеулавливающего оборудования. Проведен анализ применяемых различными организациями на практике методик и средств определения содержания жидкости и механических примесей в газовом потоке. Отражены вопросы несходимости результатов оценки эффективности сепарационного и пылеулавливающего оборудования при проведении исследований по разным методикам различными средствами измерения.

Ключевые слова

унос жидкости, методика замера уноса, представительная проба, пробоотборный зонд, эффективность В газовой промышленности большое значение придается качеству подготовки природного газа к транспорту и на всех этапах работы системы «промысел-газопровод-потребитель» проводится отбор проб и анализ потоков газа. При этом цели анализа газа в различных точках этой цепочки разнообразны. Так, отбор проб на выходе из технологического оборудования установок подготовки газа дает возможность контролировать эффективность действующего и исследовать работу вновь разрабатываемого газоочистительного оборудования, нормировать расход химреагентов, основываясь, в том числе на уносе их с потоком газа.

Качество транспортируемого по трубопроводу газа определяет в первую очередь безопасную эксплуатацию трубопровода, а также его пропускную способность, поэтому в число основных показателей, контролируемых при эксплуатации газопровода, входит наличие конденсата влаги, тяжелых углеводородов и механических загрязнений. Кроме того, в газотранспортную систему могут попадать различные вещества (ПАВ, абсорбенты, метанол, компрессорное масло).

Контроль содержания жидкости и механических примесей в газе может производиться разнообразными способами, исходя из поставленной задачи. Однако, для качественного проведения любого анализа в первую очередь необходимо отобрать пробу из потока газа, которая по своим свойствам и составу полностью характеризует исследуемое вещество в момент отбора — так называемая представительная проба.

На сегодняшний день для замера в газовом потоке количества жидкости и (или) механических примесей разными организациями применяются различные средства измерения и методики. На основании рассмотренных в настоящей работе материалов по средствам и методикам замера количества жидкости в газе можно сделать вывод, что все представленные методы используют способ определения количества жидкости пропусканием газа через фильтр-патрон, с последующим определением веса или объема отделившейся жидкости.

В то же время, имеющиеся материалы свидетельствуют о значительных различиях в конструкции средств измерения, их универсальности, мобильности, что в конечном итоге влияет на точность замеров.

Уже обсуждался вопрос [1] выполнения замеров уноса жидкости разными способами на различных предприятиях, что в определенной степени затрудняет сравнение качества работы однотипных аппаратов на разных объектах. Еще больше негативных моментов вносит сравнение работы аппаратов на одном объекте на основании замеров различными средствами и по разным методикам.

Примером этому могут служить результаты испытаний сепаратора на УКПГ-3С Заполярного месторождения, модернизированного фирмой ООО «Палл Евразия». Замеры уноса жидкости проводились по методикам ООО «Палл Евразия», ИТЦ ООО «Газпром добыча Ямбург» и ДОАО ЦКБН. Результаты замеров на сопоставимых режимах работы показали унос, соответственно 2,0; 15÷20; 25÷30 мг/м³. Такая разница (на порядок) в замерах может быть объяснима только несовершенством средств измерений ООО «Палл Евразия», что показал детальный анализ средств измерений [1].

На основании анализа технической литературы [2–7], можно выделить основные параметры, необходимые для получения представительной пробы:

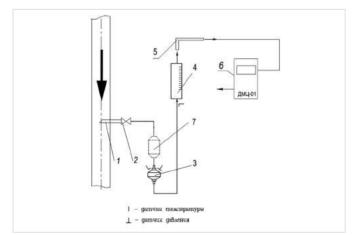


Рис. 1 — Принципиальная схема обвязки АФА (ОАО «НИПИгазпереработка») 1 — пробоотборный зонд; 2 — вентиль; 3 — фильтр-пробоотборник с АФА; 4 — расходомер; 5 — трубка Пито; 6 — дифференциальный манометр; 7 — фильтр-патрон

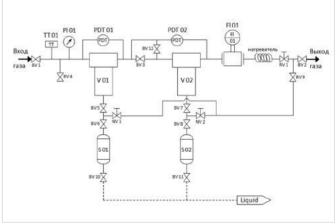


Рис. 2 — Принципиальная схема пилотной установки коалесцера газ/жидкость (Научно-лабораторная служба фирмы Палл) ВV — шаровой вентиль; RV — регулирующий вентиль; RV — вентиль сброса газа; ТТ — датчик температуры; PDT — датчик перепада давления; FI — расходомер; V 01/02 — корпуса тестовых фильтров; S 01/02 — сборники для жидкости

- точка отбора пробы по сечению трубопровода должна наиболее полно характеризовать газожидкостный поток;
- соблюдение условия изокинетичности равенство линейных скоростей в потоке газа и точке отбора газа;
- соблюдение условий равенства термобарических параметров (температура и давление) в исследуемом газовом потоке и в устройстве — измерителе уноса;
- конструкция зонда для отбора пробы с расположением отверстия против потока газа;
- недопущение выноса отбираемой жидкой фазы из устройства — измерителя уноса, т.е. устройство должно быть эффективным сепаратором-поглотителем жидкости.

В настоящей работе представлен анализ применяемых на практике методик и средств определения содержания в потоке газа жидкости и механических примесей, предложенных организациями:

- ОАО «НИПИгазпереработка»;
- ОАО ИВЦ «Инжехим»;
- Научно-лабораторной службой ООО «Палл Евразия»;
- ИТЦ ООО «Газпром добыча Ямбург» (Прибор ИУ–1 ТюменНИИгипрогаз);
- ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой» (Прибор УГМК 3);
- 000 «Газпром ВНИИГАЗ»;
- ДОАО ЦКБН ОАО «Газпром».

При проведении сравнительного анализа предложенных методик и средств измерения учитывались следующие основные критерии:

- 1. расположение точки отбора исследуемой пробы газа по сечению трубопровода;
- 2. конструкция зонда для отбора пробы исследуемого газа;
- 3. соблюдение условий изотермичности;
- 4. соблюдение условий изобаричности;
- 5. соблюдение условий изокинетичности;
- 6. возможность проведения исследований работы оборудования на «сыром» газе в безгидратном режиме;
- 7. метод замера («весовой» и (или) «объемный») количества жидкости в газовом потоке:
- 8. возможность замера количества механических примесей в газовом потоке;
- 9. возможность определения фракционного состава механических примесей;
- 10. расположение приборов измерения давления и температуры на устройстве измерения содержания жидкости в газе.

Рассмотрим применяемые на практике методы, методики и средства определения содержания жидкости и механических примесей в газовом потоке.

1. Метод измерения, предложенный ОАО «НИПИгазпереработка» [8] предназначен для проведения периодических эксплуатационных испытаний (обследования) газовых сепараторов, расширительных камер с сепарационными устройствами, фильтр-сепараторов и фильтров (рис. 1). Метод измерения основан на отборе части исследуемого потока при сохранении его скорости, температуры и давления с последующим разделением потока на газ и жидкость с измерением количества газа, жидкости и механических примесей. В зависимости от условий проведения исследования анализ потока газа возможен по одному или двум из следующих способов:

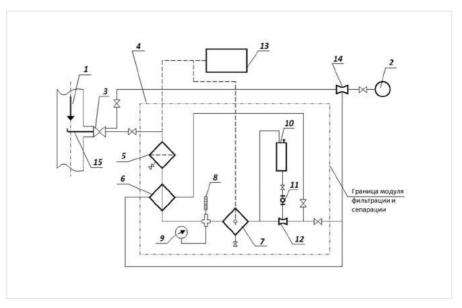


Рис. 3 — Схема измерителя ИКМ—2 с одноточечным пробоотборником конструкции ВНИИГАЗа 1 — вход газа; 2 — выход газа; 3 — задвижка Ду40; 4 — модуль фильтрации и сепарации пробы; 5 — фильтр; 6 — теплообменник; 7 — турбосепаратор; 8 —термомтр; 9 — манометр; 10 — бачок ингибитора гидратообразования; 11 — индикатор капель; 12 — смеситель; 13 — тахометр; 14 — эжектор; 15 — пробоотборник одноточечный

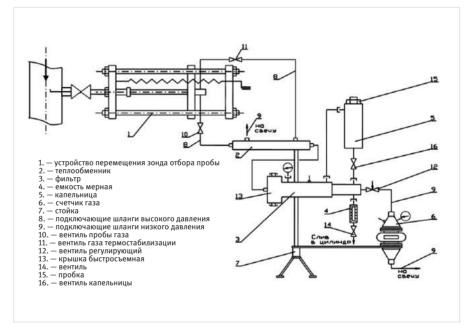


Рис. 4— Схема подключения измерителя уноса жидкости ГПР 420.00.000 конструкции ДОАО ЦКБН ОАО «Газпром»

Наимено	вание показателей	Величина показателей		
.M ²	Рабочее, Р, не более	14,4 (144)		
Давление МПа, кгс/см²	расчетное, Р _р	16,0 (160)		
	пробное при гидравлическом испытании, не более	20,0 (200)		
٥ ر	рабочая среды, t	от -30 до 100		
гура	рабочая стенки, t	100		
Температура °С	минимальная допустимая стенки сосуда, находящегося под давлением, \mathbf{t}_{\min}	-30		
Среда		Природный газ с объемной долей ${\rm H_2S}$ до 25%, углеводородный конденсат, метанол, ДЭГ, вода, нефть.		
Масса, к	г не более	67		

Таб. 1 — Основные технические характеристики измерителя уноса жидкости ГПР 420

Основные	Наименование организации								
критерии анализа	ОАО «НИПИ- газпереработка»	ОАО ИВЦ «Инжехим»	НЛС ООО «Палл Евразия»	ИТЦ ООО «Газпром добыча Ямбург» (Измеритель ИУ–1 ТюменНИ- Игипрогаз)	ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой» (Измеритель УГМК 3)	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Измеритель ИКМ-2)	ДОАО ЦКБН ОАО «Газпром»		
1	2	3	4	5	6	7	8		
1) Располо- жение точки отбора исследуемого потока газа по сечению трубопровода	(+) Возможность отбора в любой точке по сечению трубопровода	(+) Возможность отбора в любой точке по сечению трубопровода (глубина погружения зонда до 375 мм)	(-) Отбор производится из осевой зоны трубы (зона с самой низкой концентрацией аэрозоля)	(-) Отбор производится с внутренней стен- ки трубы (зона самой высокой концентрации аэрозоля)	(-) Отбор производится с внутрен- ней стенки трубы (зона самой высокой концентрации аэрозоля)	(+) Возможность отбора в любой точке по сече- нию трубопро- вода различно- го диаметра (от 100 до 1200 мм)	(+) Возможность отбора в любой точке по сечению трубопровода различного диаметра (от 100 до 1000 мм)		
2) Конструк- ция зонда для отбора потока исследуемого газа	(+) Исполнение зонда в виде трубки с рас- положением отверстия отбора соосно оси тру- бопровода-на- встречу течению потока газа	(-) Исполнение зонда в виде трубки со срезанным под углом 45° концом (перо)	(-) Исполнение зонда в виде трубки со срезанным под углом 45° концом (перо)	(-) Отсутствие зонда. Отбор исследуемого потока ведется через штуцер, приваренный к трубопроводу	(-) Отсутствие зонда. Отбор исследуемого потока ведется через штуцер, приваренный к трубопроводу	(+) Исполнение зонда в виде трубки с расположени- ем отверстия отбора соосно оси трубопро- вода-навстречу течению потока газа	(+) Исполнение зонда в виде трубки с расположени- ем отверстия отбора соосно оси трубопро- вода-навстре- чу течению потока газа		
3) Соблюдение условий изотермичности в процессе проведения исследований	(+/-) Установка тер- моизолирована / не термостати- рована	(-) Установка не термоизоли- рована и не термостатиро- вана	(-) Установка не термоизоли- рована и не термостатиро- вана	(-) Установка не термоизолиро- вана и не термо- статирована (см. п. 10)	(+/-) Установка термоизолиро- вана / не термо- статирована	(-) Установка не термоизоли- рована и не термостатиро- вана	(+) Соблюдаются, установка тер- моизолирова- на и термоста- тирована		
4) Соблюдение условий изобаричности в процессе проведения исследований	(-) Не соблюдаются (см. п. 10)	(-) Не соблюдаются (см. п. 10)	(-) Не соблюдаются (см. п. 10)	(-) Не соблюдаются (см. п. 10)	(-) Не соблюдаются (см. п. 10)	(-) Не соблюдаются (см. п. 10)	(+) Соблюдаются (см. п. 10)		
5) Соблюдение условий изокинетичности в процессе проведения исследований	(+) Соблюдаются	(-) Не соблюдают- ся (см. п. 2)	(-) Не соблюдают- ся (см. п. 2)	(-) Не соблюдаются (см. п. 2)	(-) Не соблюдают- ся (см. п. 2)	(+) Соблюдаются	(+) Соблюдаются		

 $\it H$ ачало $\it Ta6.\ 2$ — $\it P$ езультат сводного анализа применяемых, методов, методик и средств измерения

- при помощи аналитического фильтра аэрозолей (далее фильтр-элемент или АФА) определяется содержание механических примесей в газе;
- при помощи тестового сепаратора определяется стабильная и нестабильная составляющая капельной жидкости в газе.

Объемная производительность аппарата по газу определяется штатным расходомером. Для измерения объемного расхода газа через пробоотборное устройство применяется комплект из трубки типа Пито и дифференциального манометра ДМЦ–01М (Testo 435–4). Для измерения расхода газа через пробоотборное устройство, используется счетчик газовый барабанный ГСБ–400, ГСБ–1600, в зависимости от пределов измерения, или ротаметр.

Отбор пробы производится при помощи перемещаемого пробоотборного зонда. Место для отбора газа выбирается на прямолинейных участках трубопровода на

расстоянии не менее 6 диаметров от поворота или задвижки в доступном для обслуживания месте. При невозможности выполнить это условие, допускается расположение пробоотборных точек на меньших расстояниях при соответствующем снижении точности анализа.

Рабочие давление и температура измеряются штатными манометром и термометром соответственно.

Объем жидкости в сборнике конденсата фильтр-пробоотборника измеряется встроенным измерителем уровня или измерительным цилиндром.

Плотность жидкости в сборнике конденсата фильтр-пробоотборника определяется расчетным путем по хроматографическому анализу состава газа.

Массовая концентрация жидкости и механических примесей в газе определяется путем взвешивания фильтр патрона на аналитических весах с точностью 0,0005 г, до

- и после проведения исследований, с целью вычисления привеса и, соответственно, расчета количества жидкости и мехпримесей в исследуемом газе.
- 2. Метод и средство измерения, предложенные ОАО ИВЦ «Инжехим» подробно описаны в источнике [9].
- 3. Метод измерения, предложенный Научно-лабораторной службой ООО «Палл Евразия» [10] основан на принципе коалесценции и заключается в пропускании определенного объема газа через пилотную установку и измерении массы жидкости, отделенной на коалесцирующих элементах. Оценка загрязненности газа жидкостью производится на основе полученных результатов и последующей их интерпретации.

Базовая конструкция тестового оборудования является неизменной (рис. 2). В зависимости от условий процесса и требований безопасности возможны следующие

Основные	Наименование организации								
критерии анализа	ОАО «НИПИ- газпереработ- ка»	ОАО ИВЦ «Инжехим»	НЛС ООО «Палл Евразия»	ИТЦ ООО «Газпром до- быча Ямбург» (Измеритель ИУ—1 ТюменНИ- Игипрогаз)	ИТЦ ООО «Газпром до- быча Уренгой» (Измеритель УГМК 3)	ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Измеритель ИКМ-2)	ДОАО ЦКБН ОАО «Газпром»		
1	2	3	4	5	6	7	8		
6) Возможность проведения исследований работы оборудования на «сыром» газе в безгидратном режиме	(-) Отсутствует	(+) Имеется (на участке измерения расхода газа устанавливается калиброванное сопло, исключающее гидратообразование)	(+) Имеется (перед регулирующим вентилем име- ется подогрев)	(+) Имеется (перед регулирующим вентилем и дроссельной шайбой установлен адсорбер)	(+) Имеется (перед регулирую- щим вентилем установлена капельница для подачи ингибитора гидрато- образования)	(+) Имеется (перед регулирую- щим вентилем установлена капельница для подачи ингибитора гидрато- образования)	(+) Имеется (перед регулирую- щим вентилем установлена капельница для подачи ингибитора гидрато- образования)		
7) Метод замера («весовой» и (или) «объемный») количества капельной жидкости в газовом потоке	(+) Весовой +объемный	(-) Только весовой	(+) Весовой+ объемный	(-) Только весовой	(-) Только объемный	(+) Весовой +объемный	(+) Весовой +объемный		
8) Возможность замера количе- ства механиче- ских примесей в газовом потоке	(+) Имеется	(-) Отсутствует	(+) Имеется	(-) Отсутствует	(-) Отсутствует	(+) Имеется	(+) Имеется		
9) Возможность определения фракционного состава механических примесей	(-) Отсутствует	(-) Отсутствует	(-) Отсутствует	(-) Отсутствует	(-) Отсутствует	(-) Отсутствует	(+) Имеется		
10) Расположение приборов измерения давления и температуры на устройстве измерения содержания капельной жидкости в газе	(-) Отсутствует возможность замера давления и температуры на фильтре	(-) Отсутствует возможность замера давления и температуры на фильтре (произ- водится после фильтра)	(-) Отсутствует возможность замера давления и температуры на фильтре (замер температуры производится в трубе подачи до фильтра, замер давления после 2-х фильтров)	(-) Отсутствует возможность замера давления и температуры на фильтре (замер давления производится перед филь- тром, замер температуры отсутствует)	(+/-) Замер температуры производится на фильтре/ отсутствует возможность замера давления на фильтре (замер давления производится после фильтра)	(-) Отсутствует возможность замера давления и температуры на фильтре (замер Р и t производится после фильтра на отрезке между теплообменником и турбосепаратором)	(+) Приборы измерения температуры и давления расположены непосредственно на фильтре.		

Продолжение Таб. 2 — Результат сводного анализа применяемых, методов, методик и средств измерения

варианты подключения:

- вход газа высокого давления / выход в атмосферу;
- вход газа высокого давления / выход в линию низкого давления (факел и т.п.);
- вход газа высокого давления / выход в линию среднего давления.

Для замеров концентрации аэрозолей используются тестовые коалесцирующие патроны Палл.

Рабочая среда — газообразные среды с давлением до 10 МПа и температурой от 0 до 80°С, включая углеводородные газы, воздух, углекислый газ, сероводород, инертные газы.

Параметры установки:

- Расчетное давление 10 МПа;
- Расчетная температура (минус) 20 ... +150°С;
- Подсоединения гибкие армированные

шланги;

- Материалы исполнения сталь 08X18H10, 08X18H10M2;
- Габаритные размеры 2800x1200x1000.
- 4. Индикатор уноса жидкости ИУ-1 конструкции ТюменНИИгипрогаза.

Методика разработана ИТЦ ООО «Газпром добыча Ямбург» с целью её применения на УКПГ сеноманских залежей северных месторождений при проведении обследования оборудования, контрольных измерениях, исследовательских испытаний нового и модернизированного оборудования [11].

 Метод измерения, предложенный ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой» с применением измерителя уноса УГМК 3.

Методика подразумевает проведение промысловых замеров при нескольких скоростях газа, не менее 3-х: скорость газа в системе пробоотбора должна быть ниже, приблизительно равна и выше предполагаемой точки изокинетичности. По полученным данным строится график содержания жидкой фазы в зависимости от скорости потока и рассчитывается искомая величина содержания жидкости в газе при условии изокинетичности. Методика применяется для определения удельного содержания жидкости в потоке газа и используется при определении этих величин для ДЭГа, воды, водного раствора метанола и газового конденсата. Более подробное описание предложенного метода с применением измерителя уноса УГМК 3 описано в источнике [7].

6. Метод измерения, предложенный ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (измеритель ИКМ-2) [12] разработан с целью его применения для определения содержания твердых и жидких

взвешенных частиц в потоке газа. В качестве каплеотделителя в измерителе возможно использование метода фильтрации и (или) сепарации газа.

Принцип работы измерителя конструкции ВНИИГАЗ заключается в изокинетическом отборе из газопровода части потока газа с последующей внешней фильтрацией и сепарацией пробы при давлении и температуре газа в газопроводе с последующим определением относительных величин сухого привеса фильтра или объема отсепарированной жидкости.

Измеритель ИКМ-2 (рис. 3) состоит из 2-х основных узлов: пробоотборника и модуля фильтрации и сепарации газа. Пробоотборникможетбыть исполнен в 2-х модификациях: одноточечный пробоотборник с механизмом его перемещения по сечению газопровода и комплект многоточечных неподвижных пробоотборников. Использование в процессе проведения измерений одноточечного пробоотборника является более предпочтительным, т.к. обеспечивает возможность определения скорости газа в газопроводе и отбор пробы с меньшей, по сравнению с многоточечным, погрешностью.

Технические характеристики: Пределы измерения:

- твердые примеси, мг/м³ 0,02÷100;
- жидкие примеси, см³/м³ 0,02÷10;
- Относительная погрешность, % ± 20;
- Отбор пробы газа на анализ, м³/час ≤ 75 (при Рраб=10МПа);
- Условные диаметры газопроводов, мм – 100÷1200;
- Минимальное давление газа в газопроводе, $M\Pi a 0.2;$
- Температура газа, °С минус 30 ÷ 90;
- Температура окружающей среды,
 °C минус 10 ÷ 40;
- Масса установки, кг не более 50.
 7. Измеритель уноса жидкости ГПР

420.00.000 конструкции ДОАО ЦКБН ОАО «Газпром» [13, 14] предназначен для:

- измерения содержания жидкости перед оборудованием;
- измерения уноса жидкости после оборудования;
- измерения распределения жидкости по сечению трубопровода;
- измерения массовой доли мехпримесей до и после оборудования;
- отбора представительной пробы для последующего проведения гранулометрических исследований и определения фракционной эффективности.

Измеритель уноса жидкости может измерять количество капельной жидкости объемным и (или) весовым методом, а также количество мехпримесей и их фракционный состав в потоке природного газа с объемной долей H₂S до 25% в трубопроводах диаметром от 100 до 1000 мм включительно. Основные технические характеристики измерителя уноса жидкости ГПР 420 приведены в таб. 1.

Устройство перемещения с зондом для отбора пробы устанавливается на трубопроводе газа через штуцер Ду 25 и задвижку ЗКС-25—160 (или штуцер Ду 40 и задвижку ЗКС-40-160).

Конструкция устройства перемещения позволяет устанавливать зонд отбора пробы газа против потока газа в трубопроводе в любой необходимой точке по сечению трубопровода под рабочим давлением при

работающем аппарате.

Устройство для отделения капельной жидкости или мехпримесей из потока газа, сбора и измерений объема отделившейся жидкости (мехпримесей) и объема очищенного газа включает в себя (рис. 4): теплообменник — 6, сепаратор — 2 с емкостью мерной — 4 и капельницей — 3, измеритель объемного расхода газа — 5, которые монтируются на общей стойке — 10.

Соединяются эти два устройства между собой при помощи гибких шлангов — 9 высокого давления.

Зонд представляет собой наконечник, с внутренним каналом по сечению с выходом под углом 90° к оси устройства.

Результат сводного анализа применяемых, методов, методик и средств измерения представлен в таб. 2.

В результате проведенного анализа представленных методов и конструктивных особенностей оборудования для замера содержания жидкости в газовом потоке можно констатировать, что на сегодняшний день более универсальным с точки зрения возможностей проведения обследования работы сепарационного и пылеулавливающего оборудования, полностью соблюдающим основные параметры, необходимые для получения представительной пробы в процессе проведения исследований, является измеритель уноса жидкости ГПР 420.00.000 конструкции ДОАО ЦКБН ОАО «Газпром», программа и методика которого позволяет замерять количество капельной жидкости, а также количество механических примесей и их фракционный состав, в том числе при рабочей температуре газа до минус 30 °С и обеспечении изотермичности [15].

Способ отбора пробы газа из потока с помощью зонда и методика измерения уноса приняты в ОАО «Газпром» и используются ДОАО ЦКБН и другими организациями для проведения приемочных испытаний оборудования. Это позволяет обеспечить сбор данных по работе оборудования на разных объектах, выработать мероприятия для внедрения оборудования или его совершенствования.

Для проведения экспресс оценки качества работы технологического оборудования в силу своей мобильности могут быть применены индикатор уноса ИУ-1 конструкции ТюменНИИгипрогаза по методике, разработанной ИТЦ ООО «Газпром добыча Ямбург», а также модернизированный измеритель УГМК 3 по методике, разработанной в ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой».

Итоги

По результатам проведенного анализа напрашивается вывод о необходимости проведения исследовательской работы в области измерения количества жидкости и мехпримесей в газовом потоке с последующей разработкой единой методики и средства измерения, учитывающих все необходимые параметры для обеспечения корректности проведения замеров.

Выволь

На сегодняшний день для замера содержания в газовом потоке количества жидкости и (или) механических примесей разными организациями применяются различные средства измерения и методики. Представленные материалы свидетельствуют

о значительных различиях в методиках и конструкции средств измерения, их универсальности, мобильности, соблюдении условий изотермичности, изобаричности и изокинетичности в процессе проведения исследований.

Список используемой литературы

- Устройство измерения уноса жидкости из сепарационного оборудования. Материалы НТС ОАО «Газпром». Современное состояние и пути совершенствования оборудования и технологий промысловой подготовки углеводородного сырья на месторождениях ОАО «Газпром». М.: ИРЦ Газпром, 2008. С. 125–126.
- Пэррот К. Использование пробоотборников для контроля состава газа // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1993. № 4.
- Задора Г.И. Пробоотборники для отбора газа и конденсата из двухфазного потока. НТО, серия «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». М.: ВНИИЭГазпром, 1976.
- Задора Г.И., Семин В.И., Форафонов Э.С. Исследование газоконденсатной характеристики природного газа на КС и скважинах Щелковского газохранилища. Транспорт и хранение газа. Реферативный сборник, Выпуск 8. М.: ВНИИЭ-Газпром, 1974.
- 5. Бусройд Р. Течение газа со взвешенными частицами. М.: Мир, 1975.
- 6. Хьюитт Дж., Холл-Тэйлор Н. Кольцевые двухфазные течения. М.: Энергия, 1974.
- 7. Ставицкий В.А., Истомин В.А., Толстов В.А., Беспрозванный А.В. Усовершенствованная методика определения капельного уноса диэтиленгликоля на установках абсорбционной осушки газа северных месторождений // Газовая промышленность. 2000. №6-7.
- Программа и методика периодических эксплуатационных испытаний газосепараторов 2008.02 ПМ. Краснодар: ОАО «НИПИгазпереработка», 2008.
- Ахлямов М.Н., Байгузин Ф.А., Шигапов И.М., Хайрулин Г.М. Методика и устройство измерения уноса капельной жидкости на установках подготовки газа // Газовая промышленность. 2009. №4. С. 79–81.
- Методика научно-лабораторной службы фирмы Палл № RFI-LS 073-06 Измерение концентрации аэрозолей жидкости в газе при помощи пилотной установки коалесцера газ/жидкость.
- Истомин В.А., Ставицкий В.А., Абсалямова А.Х., Клюсов В.А., Щипачев В.Б., Квон В.Г. Особенности нормирования технологических потерь гликолей на установках абсорбционной осушки газа. Приложение 2. Методика определения капельного уноса жидкости с газом. М.: Ротапринт «ИРЦ Газпром», 1997. С. 43–48.
- 12. Сборник научных трудов. Современные проблемы трубопроводного транспорта газа. М.: РАО «Газпром», ВНИИГАЗ, 1998. С. 219–226
- Газосепаратор, Программа и методика приемочных испытаний ГП 830.00.000, ДОАО ЦКБН ОАО «Газпром».
- Паспорт, Измеритель уноса жидкости ГПР 420.00.000, ДОАО ЦКБН ОАО «Газпром».
- Авторское свидетельство № 1571461, «Пробоотборник газожидкостной смеси».

ENGLISH GAS INDUSTRY

Determination of the dropping liquid and solids in the gas stream. The methodology and measurement tools

UDC 622.692.4: 620.193

Authors:

Vladislav A. Tolstov — ph.D., head of department¹
Aleksandr P. Romashov — senior engineer¹; Alexandr.Romashov@ckbn.ru
Vladimir V. Panin — chief specialist¹

¹DJSC CKBN JSC "Gazprom", Podolsk, Russian Federation

Abstract

In the article the basic parameters that must be met to obtain a representative sample of the gas-liquid flow to evaluate the effectiveness of separation and dust collection equipment.

The analysis of the various different organizations, in practice, methods and means of determining the content of the liquid and solids in the gas stream.

Addresses issues of non-convergence results of the assessment of separation and dust control equipment for conducting research on different methods of measurement by different means.

Results

Based on the analysis conclusion about the need for research in the area of measuring the amount of fluid and mechanical impurities in the gas stream followed by the development a common methodology and measurement tools that take into account all the necessary parameters to ensure the correctness of the measurements.

Conclusions

To date, for measuring the gas content in the stream of fluid and (or) mechanical impurities by different organizations use different techniques and instrumentation. The submissions show significant differences in methodology and design of measurement tools, their universality, portability, subject to the conditions isothermal, izobarichnosti and isokinetic in the process of conducting research.

Keywords

entrainment of liquid entrainment measurement technique, representative sample, sample probe, efficiency

References

- Ustroystvo izmereniya unosa zhidkosti iz separatsionnogo oborudovaniya [The unit of measurement of liquid entrainment separation equipment. Materials NTS "Gazprom" JSC. Current status and ways to improve the equipment and technology trade preparation of hydrocarbons in the fields of "Gazprom"]. Moscow: Gazprom RPI, 2008, pp. 125–126.
- 2. Parrott K. Ispol'zovanie probootbornikov dlya kontrolya sostava gaza [Using samplers for monitoring the composition of the gas]. Neft', gaz i neftekhimiya za rubezhom, 1993, issue 4.
- 3. Zadora G.I. Probootborniki dlya otbora gaza i kondensata iz dvukhfaznogo potoka. NTO, seriya «Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy» [Samplers selection of gas and condensate from the two-phase flow. NTO, a series of "Development and exploitation of gas and gas condensate fields"]. Moscow: VNIIEGazprom, 1976.
- 4. Zadora G.I., Semin V.I., Forafonov E.S. Issledovanie gazokondensatnoy kharakteristiki prirodnogo gaza na KS i skvazhinakh Shchelkovskogo gazokhranilishcha. Transport i khranenie gaza. Referativnyy sbornik, Vypusk 8 [Study of characteristics of natural gas and condensate gas wells Schelkovskogo COP and storage facilities.

 Transport and storage of gas.
 - Abstract collection, Issue 8]. Moscow: *VNIIEGazprom*, 1974.
- 5. Busroyd R. Techenie gaza so

- vzveshennymi chastitsami [The gas flow with suspended particles]. Springer-Verlag, 1975.
- Hewitt, J., Hall-Taylor, N. Kol'tsevye dvukhfaznye techeniya [Ring two-phase flow]. Moscow: Energiya, 1974.
- 7. Stavitskiy V.A., Istomin V.A.,
 Tolstov V.A., Besprozvanny A.V.
 Usovershenstvovannaya metodika
 opredeleniya kapel'nogo unosa
 dietilenglikolya na ustanovkakh
 absorbtsionnoy osushki gaza severnykh
 mestorozhdeniy
 [Improved method for determination of
 droplet entrainment of diethylene glycol
 on the absorption of gas dehydration
 plants northern fields]. Gas Industry,
 2000, issue 6–7.
- 8. Programma i metodika periodicheskikh ekspluatatsionnykh ispytaniy gazoseparatorov 2008.02 PM
 [The program and method of periodic performance testing of gas separators 2008.02 PM]. Krasnodar: "NIPIgaspererabotka" JSC, 2008.
- Ahlyamov M.N., Baiguzin F.A., Shigapov I.M., Khairulin G.M. Metodika i ustroystvo izmereniya unosa kapel'noy zhidkosti na ustanovkakh podgotovki gaza [Method and device for measuring droplet entrainment treatment plants]. Gas industry, 2009, issue 4, pp. 79–81.
- 10. Metodika nauchno-laboratornoy sluzhby firmy Pall № RFI-LS 073-06 Izmerenie kontsentratsii aerozoley zhidkosti v gaze pri pomoshchi pilotnoy ustanovki koalestsera gaz/zhidkost'. [Methodology of scientific and laboratory services company Pall № RFI-LS 073-06

- measurement of aerosol concentration in the liquid gas through the pilot plant coalescer gas / liquid interface].
- 11. Istomin, V.A., Stavitskiy V.A., Absalyamova A.H., Klyus V.A., Shchipachev V.B., Kwon V.G. Osobennosti normirovaniya tekhnologicheskikh poter' glikoley na ustanovkakh absorbtsionnoy osushki gaza. Prilozhenie 2. Metodika opredeleniya kapel'nogo unosa zhidkosti s gazom [Features of the valuation process losses of glycol on the absorption of gas dehydration units. Appendix 2. Method for determining drip liquid entrainment with the gas]. Moscow: Rotaprint "RPI Gazprom", 1997, pp. 43-48.
- Sbornik nauchnykh trudov. Sovremennye problemy truboprovodnogo transporta gaza [Collection of scientific papers. Modern problems of pipeline gas].
 Moscow: "Gazprom" JSC, VNIIGAS, 1998, pp. 219–226.
- 13. Gazoseparator, Programma i metodika priemochnykh ispytaniy GP 830.00.000, DOAO TSKBN OAO «Gazprom» [Gas separator, program and method of acceptance testing 830.00.000 SE, DOAO CKBN "Gazprom" JSC].
- 14. Pasport, Izmeritel' unosa zhidkosti GPR 420.00.000, DOAO TsKBN OAO «Gazprom» [Passport, entrainment meter GPR 420.00.000, DJSC CKBN OAO "Gazprom"].
- Avtorskoe svidetel'stvo Nº 1571461, «Probootbornik gazozhidkostnoy smesi» [Copyright certificate number 1571461, "sampler gas-liquid mixture"].

16 ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ УДК 622.691

Строительство подводных траншей на переходах трубопроводов через водные преграды и торфяники открытым (траншейным) способом с использованием средств гидромеханизации

С.М. Штин

к.т.н., доцент, заслуженный работник¹ руководитель² sershtin@vandex.ru

¹Минтопэнерго СССР, Москва, Россия ²научно-технический центр ЗАО «Завод гидромеханизации». Москва, Россия

Одним из самых ответственных участков при строительстве протяженных участков газопроводов является необходимость строительства подводных переходов через заливы, пойменные участки рек, реки, каналы и торфяники. Для выполнения этих работ, с необходимой технологической точностью и качеством, возникает потребность в специальной строительной дноуглубительной технике.

Материалы и методы

Разработка грунтов способом гидромеханизации.

Ключевые слова

газопровод, землеройная техника, подводная траншея, залив, река, торфяник, Российский Речной Регистр, землесосный снаряд траншейного типа, фреза для разработки глинистых грунтов, фреза для разработки торфяных грунтов, специальный земснаряд — экскаватор, техногенная авария

При строительстве протяженных участков газопроводов возникает необходимость строительства подводных траншей при переходах трубопроводов через заливы, реки, каналы и торфяники. Выполнение этих строительных работ регламентируется сводом правил, разработанных ассоциацией «Высоконадежный трубопроводный транспорт», РАО «Газпром», АО «Роснефтегазстрой», АО «Подводтрубопроводстрой», АО «ВНИИСТ».

Свод правил приводит с необходимой полнотой рекомендуемые в качестве официально признанных и оправдавших себя на практике положения, применение которых позволяет обеспечить соблюдение обязательных требований строительных норм, правил, стандартов и способствует удовлетворению потребностей общества.

Нормативные документы основываются на современных достижениях науки, техники и технологии, передовом отечественном и зарубежном опыте проектирования и строительства, учитывать международные и национальные стандарты технически развитых стран.

В правилах предусматривается использование строительных и специальных материалов и конструкций, оборудования и арматуры только гарантированного качества и обеспечение высокого качества выполнения всего комплекса строительно-монтажных процессов, надежности подводных переходов через водные преграды и торфяники.

Траншейный способ прокладки (открытый) через водные преграды является наиболее технологически сложным этапом и состоит в укладке газопровода в подводные и береговые траншеи, которые разрабатываются землеройной техникой в условиях болот, заболоченных участков трассы, в руслах рек. Траншеи при переходе через болота, в зависимости от мощности торфяного слоя и водного режима, проходят или непосредственно в торфяном слое, или разрабатывают торф до минерального основания. Технологические сложности возникают и из-за разнотипности русловых процессов рек, сложности и многообразия крупных русловых форм.

Подводные переходы газопроводов через водные преграды проектируются на основании данных гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий с учетом условий эксплуатации в районе строительства. Учитываются ранее построенные подводные переходы, существующие и проектируемые гидротехнические сооружения, влияющие на режим водной преграды в месте перехода, перспективных дноуглубительных и выправительных работ в заданном районе пересечения газопроводом водной преграды и требований по охране рыбных ресурсов. Решение этих технологических проблем может быть облегчено при использовании специальных землесосных снарядов, предназначенных для траншейной разработки тяжелых глинистых и торфяных грунтов.

Технология разработки подводных траншей земснарядами сочетает в себе выполнение целого ряда технологических операций,

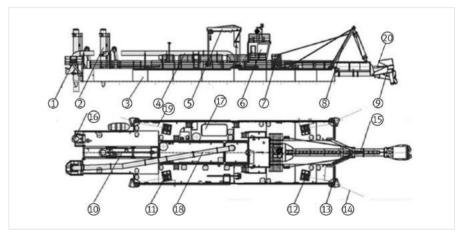


Рис. 1 — Общий вид траншейного земснаряда фрезерно-шнекового типа 1 — кормовой поворотный шарнир; 2 — свая напорная; 3 — корпус земснаряда; 4 — напорная линия; 5 — кран консольный; 6 — рубка управления; 7 — рамоподъемная лебедка; 8 — стрела; 9 — грунтозаборное устройство фрезерно-шнекового типа; 10 — тележка напорного свайного хода; 11 — кормовая папильонажная лебедка; 12 — носовая папильонажная лебедка; 13 — направляющий роульс; 14 — папильонажный трос; 15 — грунтозаборная рама; 16 — свая прикольная; 17 — станция масляная; 18 — напорный трубопровод; 19 — становой трос; 20 — гидроцилиндр изменения угла наклона фрезы

которые выполняются в едином технологическом цикле, и может выполняться с одновременным сбросом грунта на дно реки (водоема) по плавучему пульпопроводу. Возможны разные варианты выполнения строительных работ. Одна траншея разрабатываться землесосным снарядом, а вторая одновременно замываться. Одновременно производится намыв грунта в подводные отвалы или транспортирование его на берег по плавучим и магистральным пульпопроводам. Длина пульпопровода определяются типами земснарядов, дальностью транспортировки грунта, объемами его разработки и другими условиями.

В качестве технических средств, для подводной разработки грунта на переходах трассы газопровода могут использоваться:

- землесосные снаряды различного типа и класса;
- многочерпаковые земснаряды;
- одночерпаковые (штанговые) земснаряды;
- эжекторные установки;
- гидромониторные установки;
- экскаваторы;
- канатно-скреперные устройства (КСУ);
- плавучие буровзрывные установки.

В зависимости от условий производства работ на переходах могут предусматриваться как раздельное использование землесосных, черпаковых земснарядов так и других технических средств или их одновременную работу на объекте в зависимости от технических возможностей земснарядов (осадки, длины рамы рабочего органа), условий судоходства и природоохранных требований.

Выбор и рациональное использование тех или иных технических средств зависят от грунтовых условий, судоходности водной преграды и типов, используемых на переходе грунторазрабатывающих механизмов, соответствующих требованиям Российского Речного Регистра. Наибольшую трудность при строительстве подводных переходов представляет разработка грунтов V–VI категории по трудности разработки земснарядами и устройство траншей в обводненных торфяных грунтах.

До настоящего времени отечественные производители землесосных снарядов не предлагали на рынок регистровые землесосные снаряды способные выполнять специальные земляные работы по строительству подводных траншей в указанных условиях. Использование для этих целей, имеющуюся в арсенале дноуглубительную технику — морально и физически устаревшую, порой представляет угрозу, как техногенного характера, так и ставит под угрозу качество выполнения строительных работ.

Землесосный снаряд, представленный на (рис. 1) и предназначенный для траншейной разработки грунтов, может быть исполнен как с электрическим, так и с дизельным приводом и иметь производительность в соответствии с техническим заданием «Заказчика». Земснаряд изготавливается в соответствии с требованием и под наблюдением Российского Речного Регистра. Соответственно он ставится на учет в Бассейновых управлениях и у эксплуатирующих организаций не возникает проблем с возможностью его эксплуатации на водных акваториях. Конструкция земснаряда предусмотрена модульного типа. Каждый модуль при этом изготавливается в транспортных габаритах.

От существующих на сегодняшний день на

рынке землесосных снарядов новый проект отличают только ему присущие технологические особенности.

Земснаряд предназначен для траншейной разработки грунтов. Ширина траншеи за одну проходку определяется общей шириной специального грунтозаборного с соответствующей мощностью приводного устройства с регулируемой частотой вращения режущих фрез.

Одним из основных элементов является грунтозаборная рама земснаряда, оснащенная специальным грунтозаборным устройством фрезерно-шнекового типа с системой гидравлического привода (рис.2).

Шнеко-фрезерный режущий орган рыхлителя, состоящий из двух вертикальных фрез специальной конструкции, предназначен для резания высокопластичных глин. Два вертикально расположенных и синхронно вращающихся навстречу друг другу шнеко-фрезерных модуля, срезают глину и подают ее сверху вниз и снизу вверх в зону всасывания, расположенную в центральной части.

Зона всасывания располагается в центральной части высоты рыхлителя, в пределах размещения консольных криволинейных ножей, являющихся продолжением криволинейных поверхностей шнеков.

Режущие лопасти вращаются в направлении от бортов к центру траншеи, причем для предотвращения заклинивания

между режущими кромками древесных и других включений режущие элементы одного рыхлителя смещены по отношению друг к другу на половину углового шага.

Лопасти рабочих органов оснащены сменными (приварными) режущими элементами в виде стальных отливок усиленных по толщине и имеющих режущие кромки.

Концевой участок всасывающей трубы заканчивается всасывающим наконечником щелевидной формы с приваренным к нему экраном. Экран служит для уменьшения величины просора и как бы планирует основание траншеи.

В случае необходимости разработки траншеи в торфяных грунтах, производится замена грунтозаборного устройства на специальное грунтозаборное устройство, предназначенное для разработки торфяных грунтов (рис. 3).

В конструкции грунтозаборных устройств предусматривается универсальный фланец, который позволяет производить соответствующую замену. Данная конструкция обеспечивает эффективную работу в любых видах торфяных грунтов, как верховых, так и низинных с величиной пнистости до 3%, при этом обеспечивая проходку траншеи до необходимой проектной отметки и шириной за одну проходку 6 м.

Предусмотренная двухконтурная система гидравлического привода обеспечивает

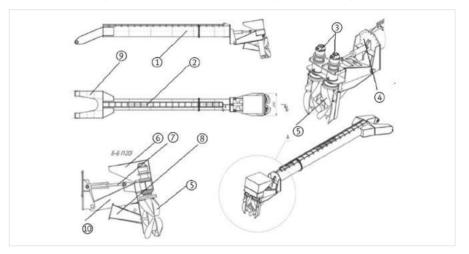


Рис. 2 — Общий вид грунтозаборной рамы землесосного снаряда с грунтозаборным устройством фрезерно-шнекового типа для разработки глинистых грунтов
1 — грунтозаборная рама; 2 — пешеходный трап для обслуживания грунтозаборного устройства; 3 — гидравлический двигатель (привод шнекового устройства);
4 — универсальное фланцевое устройство; 5 — режущие фрезы; 6 — защитный кожух;
7 — гидроцилиндр для изменения угла наклона фрезы относительно забоя;
8 — всасывающее устройство; 9 — узел крепления грунтозаборной рамы к корпусу земснаряда; 10 — механизм изменения угла наклона

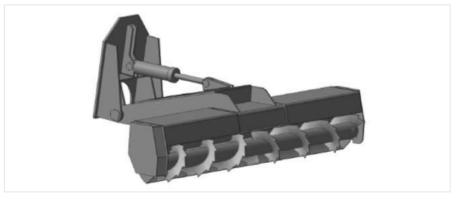


Рис. 3— Грунтозаборное устройство фрезерно-шнекового типа для разработки торфяных грунтов

возможность управления фрезерными рыхлителями и системой управления напорного свайного хода земснаряда, который обеспечивает постоянный контакт грунтозаборного устройства с разрабатываемым забоем.

Грунтозаборное устройство для торфяных грунтов состоит из двух горизонтально расположенных шнеков, вращающихся к центру на встречу друг другу. На внешней поверхности шнеков в специальных узлах крепления располагаются режущие ротационные ножи. Определяющее значение для эффективной работы. Вращающиеся шнеки режут торф ротационными ножами, прижимая отделенный торф к лобовой поверхности защитного элипсообразного экрана (бульдозерного типа). Экран препятствует всплытию торфа и выносу за пределы грунтозаборного устройства, а также регулирует направление потока в сторону всасывающего устройства.

При такой компоновке грунтозаборного устройства обеспечивается наиболее рациональная взаимосвязь скоростей вращения фрез, шнекового питателя, и скоростей всасывания, как по величине, так и по направлению.

Система напорного свайного хода и папильонажных лебедок обеспечивают нахождение и перемещение земснаряда по траншее.

При траншейном способе работ продвижение земснаряда вперед вдоль прорези осуществляется при движения земснаряда за счет движения напорной каретки вдоль приколотой сваи. Остальные лебедки в количестве 4 шт. служат для удержания снаряда на оси разрабатываемой траншеи. Для отвода его назад и для перевода на соседнюю, очередную для разработки траншею.

При внедрении автоматизированных ситсем управления в конструкции землесоных снарядов появляется возможность регулирования гидромеханических характеристик всей гидротранспортной системы по величине отклонения расходной концентрации твердой фазы от расчетных номинальных значений.

Приняв плотность пульпы за управляющий параметр можно ее использовать для создания системы автоматического регулирования всей гидротранспортной системы земснаряда.

В соответствии с современным пониманием конструкции землесосного снаряда, на земснаряде имеется три технологические точки, работа которых оказывает влияние на плотность пульпы: 1) скорость вращения режущих ножей грунтозаборного устройства с обеспечением постоянного контакта с забоем; 2) скорость перемещения напорной тележки напорного свайного хода; 3) частота вращения рабочего колеса землесосного агрегата.

Реализация системы регулирования осуществляется по следующей принципиальной схеме (рис. 5).

Основными элементами системы управления являются индукционный расходомер 16; радиоизотопный плотномер 13; вторичный сумматорно— преобразовательный прибор, выполненный в виде микропроцессора 14; тахогенератор или тиристорный преобразователь 17

Система работает следующим образом: исходный поток пульпы формируется за счет разрушения торфяного массива грунтозаборным устройством фрезерно— шнекового типа, образуя смесь торфа и воды (торфяную пульпу). Привод грунтозаборного устройства

осуществляется гидродвигателем, что обеспечивает возможность регулирования частоты вращения шнеков. Грунтозаборное устройство также оснащается системой гидроцилиндра и кренометра, которые обеспечивают необходимый угол наклона грунтозаборного устройства к забою для обеспечения плотного контакта.

Приготовленная пульпа поступает в центробежный насос по всасывающему трубопроводу.

На напорном трубопроводе 6 установлен радиоизотопный плотномер 13 типа ПР-2 или ПЖР (гамма-консистометр с элементом гамма излучения Со60) и вторичный

преобразователь 14, фиксирующий интенсивность величины поглощения гамма-излучения и преобразующий значение плотности гидросмеси в соответствующее значение силы тока. Усиленный сигнал управления поступает по линиям связи 15 в сумматор-преобразователь 14. Сюда же поступает сигнал от индукционного расходомера 16, установленного на нагнетательном участке напорного трубопровода 6. Обработанный и преобразованный в соответствии с функцией 5 сигнал поступает на вход тахогенератора или высокочастотного преобразователя 17, подключенного к асинхронному электродвигателю 8 и модулирует требуемую частоту вращения

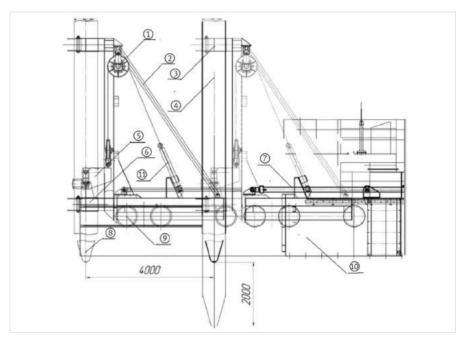
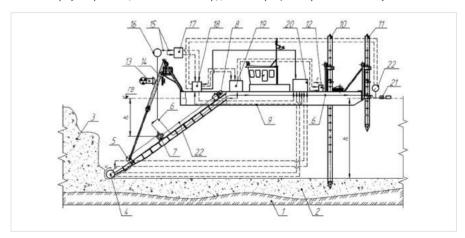


Рис. 4— Напорный свайный ход с гидравлическим приводом 1— направляющий блочок; 2— ванты; 3, 6— портал для удержания сваи в вертикальном положении; 4— прикольная свая; 5— фрикционный свайный захват; 7— горизонтальный гидроцилиндр, движение штока которого обеспечивает движение свайной каретки; 8— конусная закльная часть (наконечник сваи); 9— катки для передвижения напорной аретки; 10— корпус каретки (подвижный копер); 11— гидроцилиндр подъема и опускания сваи



Puc. 5— Схема регулирования гидротранспортной системы землесосного снаряда по управляющему параметру плотность пульпы

1 — минеральные подстилающие грунты; 2 — защитный слой; 3 — торфяной забой; 4 — грунтозаборное устройство фрезерно-шнекового типа; 5 — всасывающий трубопровод; 6 — напорный трубопровод; 7 — центробежный насос (землесос); 8 — главный двигатель; 9 — землесосный снаряд; 10 — напорная свая напорного свайного хода; 11 — прикольная свая; 12 — гидравлический привод напорного свайного хода; 13 — радиоизотопный плотномер (ПР-2); 14 — вторичный сумматорно - преобразовательный прибор; 15 — линии связи систем управления; 16 — индукционный расходомер; 17 — тахогенератор; 18 — бортовой компьютер; 19 — электрическая схема земснаряда; 20 — гидравлическая насосная станция; 21 — плавучий пульпопровод; 22 — прибор измерения скорости движения торфяной пульпы в трубопроводе на термоанемометрической основе

ротора и соответственно рабочего колеса насоса, соединенного с электродвигателем через приводной вал 22. Преобразованный сигнал также может поступать на гидравлическую насосную станцию 20 для изменения скорости вращения шнеков грунтозаборного устройства и скорости передвижения каретки напорного свайного хода.

На напорном трубопроводе устанавливается прибор для замера скорости движения торфяной пульпы 22. Установка настоящего прибора служит обеспечением основного правила движения пульпы в трубопроводе, что средняя скорость течения гидросмеси совпадает с критической скоростью потока, т. е.: $Vcp \ge V\kappa p$.

Команды регулирования осуществляются через бортовой промышленный компьютер типа PPC-3120-RGAE с адаптером PSDC19-L157E, жестким диском SQFMSATA 820 16G-S8C, драйвером для Windows Embedded Compact 7 (WinCE 7.0), расположенный в рубке управления.

Итоги

Повышение эффективности и экологической безопасности при строительстве газопроводов в местах переходов через водные преграды.

Выводы

- 1. Использование землесосных снарядов траншейного типа обеспечивает выполнение строительства подводных переходов газопроводов через водные преграды на высоком технологическом уровне как в высокопластичных глинистых грунтах, так и в обводненных торфяных грунтах без необходимости предварительного осушения.
- 2. Использование землесосных снарядов для разработки траншей в обводненных торфяных грунтах позволяет значительно ускорить сроки строительства газопроводов.
- 3. Конструкция землесосного снаряда траншейного типа соответствует современному пониманию землесосостроения.
- Внедрение систем автоматического управления производительностью земснаряда значительно повышает эффективность выполнения строительных и добычных работ.

Список используемой литературы

- 1. СНиП 11-02-96. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. Минстрой РФ, 1997.
- 2. ВСН 004-88.Строительство магистральных трубопроводов. Технология и организация. Миннефтегазстрой, 1989.
- 3. Демьянов С.Е. Повышение эффективности

- грунтовых насосов гидротранспортных систем на горных предприятиях регулированием режимов их работы. Санкт-Петербург: Государственный Горный Институт имени Г.В. Плеханова. 2010.
- 4. Штин С.М., Гурьев Б.Г., Цурган Ф.П., Фридман М.М., Хорьков Б.В. Патент на изобретение №2001999 от 30.10.93. Грунтозаборное устройство для разработки илистых грунтов. Государственный Реестр изобретений. 1993.
- 5. Штин С.М., Вовк В.С., Кочурков М.И, Краснопольский И.В., Липский И.В., Огородников С.П., Сладков В.Б., Шаповалов Н.А. Государственный Реестр изобретений. 1999.
- 6. Штин А.М., Штин С.М. Патент №103819 от 27.04.11 на полезную модель: Широкозахватное фрезерно-шнековое грунтозаборное устройство землесосного снаряда для разработки торфяных грунтов. Государственный Реестр Полезных моделей Российской Федерации. 2011.
- 7. Штин С.М. Энергетический баланс торфяной гидротранспортной Системы // Гидротехническое строительство. 2013.№4. С. 42–45.
- 8. Штин С.М. Использование торфов Западной Сибири в энергетических целях на основе применения гидромеханизированных технологий // Экспозиция Нефть Газ.2013. №5. С. 134–138.

ENGLISH GAS INDUSTRY

Construction of underwater trenches for pipelines crossing water obstacles and open peatlands (trench) method with the use of jetting

UDC 622.691

Authors:

Sergey M. Shtin — doctor of science, ph.d., associate professor, honored worker¹, head²; shtin@hydromec.ru

¹ministry of energyof the USSR, Moscow, Russian Federation

²research and development Center JSC"Plantjetting", Moscow, Russian Federation

Abstract

One of the most important sites in the construction of stretches of pipelines is necessary to build underwater crossing creeks, flood plains, rivers, canals and peatlands. To perform these operations with the necessary technological precision and quality there is a need in the special construction dredging equipment.

Materials and methods

Development of soils hydromechanization method.

Results

Improving the efficiency and environmental

safety in the construction of gas pipelines in the groundwater crossings.

Conclusions

- 1. Use dredges trench type ensures that the construction of underwater pipeline crossings over water obstacles at a high technological level in highly plastic clay soils and peat soils in wet without prior drying.
- Use dredges to develop trenches in flooded peat soils can significantly accelerate the timing of construction of gas pipelines.
- Construction dredge trench type consistent with current understanding dredger structure.

 Implementation of automated performance management significantly increases the efficiency of the dredger of construction and mining operations.

Keywords

pipeline,
earthmoving equipment,
underwater trench bay,
river peatlands Russian river register,
dredge trench type,
cutter development of clayey soils,
cutter soil of peat,
special dredge — backhoe,
man-made accidents

References

- SNIP 11-02-96. *Inzhenernye izyskaniya dlya stroitel'stva. Osnovnyepolozheniya*[Engineering survey for construction. Key provisions]. *RF Ministry of Construction*, 1997.
- VSN 004-88. Stroitel'stvo magistral'nykh truboprovodov. Tekhnologiya i organizatsiya [Construction of pipelines. Technology and Organization]. Minneftegazstroi, 1989.
- 3. Dem'yanov S.E. Povyshenie effektivnosti gruntovykh nasosov gidrotransportnykh sistem nagornykh predpriyatiyakh regulirovaniem rezhimovikhraboty [Improving the efficiency of hydropumps groundwater systemsin minesregulation of
- their operation modes].St. Petersburg: *State Mining Institutenamed after GVPlekhanov*. 2010.
- 4. Shtin S.M., Sasha B.G., Tsurgan F.P., Friedman M.M., Ferrets B.V. Patent №2001999 from 30.10.93 . *Gruntozabornoe ustroystvo dlya razrabotki ilistykh gruntov* [Dredge to develop silty soils. State Register of Inventions]. 1993.
- Shtin S.M., Vovk V.S., Kochurkov M.I, Krasnopol'skiy I.V., Lipskiy I.V., Ogorodnikov S.P., Sladkov V.B., Shapovalov N.A. Gosudarstvennyy Reestr izobreteniy [State Register of Inventions]. 1999.
- 6. Shtin A.M., Shtin S.M. Patent number 103819 from 27.04.11 utility model:

- wide- milling auger dredge dredger for development of peat soils. State Register of Utility Models of the Russian Federation. 2011
- Shtin S.M. Energeticheskiy balans torfyanoy gidrotransportnoy Sistemy [Energy balance peat hydrotransportSystem]. Hydraulic Engineering, 2013,issue 4,pp. 42–45.
- 8. Shtin S.M. Ispol'zovanie torfov Zapadnoy Sibiri v energeticheskikh tselyakh na osnove primeneniya gidromekhanizirovannykh tekhnologiy [Using Western Siberia peat for energy purposes on the basis of the application of technology hydromechanized]. Exposition Oil Gas, 2013, issue 5, pp. 134–138.

20 газовая промышленность удк 622.691

Магнитная обработка газового потока для удаления механических примесей

В.В. Шайдаков

д.т.н., директор¹ incompneft@yandex.ru

Е.В. Шайдаков

технический директор¹ incompneft@yandex.ru

А.С. Тотанов

управляющий² incompneft@yandex.ru

¹OOO «Инжиниринговая компания «Инкомп-нефть», Уфа, Россия ²OOO «Самара-ЭлектроСервис», Самара, Россия

В статье рассмотрено влияние температуры, давления и скорости перекачки газа, размеров постоянных магнитов, состава механических примесей, а именно их магнитной восприимчивости, на эффективность коагуляции частиц в потоке газа. Использованы теории газовой динамики, магнитного поля. Предложено устройство для магнитной обработки потока газа, рекомендации по очистке попутного газа на компрессорной станции с целью предотвращения нагарообразования в компрессоре высокого давления.

Материалы и методы

Аналитические методы исследования, основанные на теории магнитного поля и теории газовой динамики.

Ключевые слова

коагуляция, магнитная сила, постоянный магнит, магнитная восприимчивость, попутный нефтяной газ, сила сопротивления потока, коэффициент лобового сопротивления, скорость и давление газового потока

Попутный газ — ценнейшее углеводородное сырье, имеющее массу возможных вариантов переработки, а также использования его в качестве рабочего агента для добычи нефти газлифтным способом, поддержания пластового давления. С каждым годом объемы использования попутного нефтяного газа неуклонно растут, но темпы роста нельзя признать удовлетворительными. Это связано с достаточно дорогостоящими и сложными технологиями подготовки попутного газа. Одной из наиболее сложных технологически и затратных материально является удаление из попутного газа механических примесей. Традиционно применяемые для этого технологии фильтрования и циклонирования не обеспечивают достаточной эффективности, либо технические средства для их реализации слишком материалоемки и дороги, как в приобретении, так и в обслуживании.

Решающим фактором для выбора технологии использования газа является его состав, определяющий не только возможные технологии его использования, но и выбор технических решений по его промысловой подготовке. В отличие от природного газа попутный нефтяной газ содержит в своем составе кроме метана и этана большую долю пропанов, бутанов и паров более тяжелых углеводородов. Во многих попутных газах, в зависимости от месторождения, содержатся также сероводород и меркаптаны, углекислый газ, азот, гелий и аргон.

Кроме газообразной составляющей, попутные газы содержат минерализованную воду, механические примеси. Механические примеси представляют собой сочетание породообразующих компонентов, продуктов коррозии, соли.

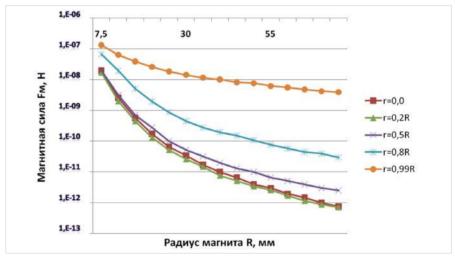


Рис. 1— Зависимость магнитной силы, действующую на гематитовую частицу (магнитная восприимчивость 0,019) диаметром 10 мкм, от радиуса магнита (r— расстояние между положением частицы на магните и осью магнита).

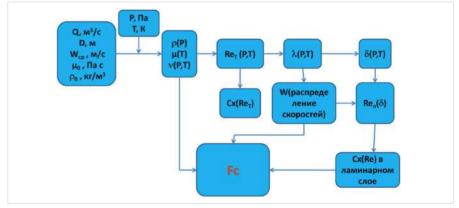


Рис. 2— блок-схема определения силы сопротивления частицы, находящейся на магнитной поверхности, в газовом потоке

Q — объемный расход газа; D — линейный размер (в случае круглого сечения — диаметр); W_{cp} — средняя скорость течения; μ_0 — динамический коэффициент вязкости при 0° С; ρ_0 — плотность газа при нормальных условиях (p_0 =101,3 кПа); v — кинематический коэффициент вязкости; p, T — давление и температура газа; Re_{τ} — число Рейнольдса в турбулентном потоке; λ — коэффициент гидравлического трения; λ — толщина ламинарного слоя; Re_{π} — число Рейнольдса в ламинарном слое; c_x — коэффициент лобового сопротивления; W — скорость потока на уровне центра тяжести миделева сечения частицы (распределение скоростей по сечению)

Механические примеси в попутном нефтяном газе инициируют локальное разрушение металла внутренней поверхности труб, образуют отложения на поверхности труб и оборудования, приводят к образованию нагара на рабочих органах компрессоров. Согласно техническим требованиям к нефтяным газам, содержание твердой взвеси не должно превышать 0,05 мг/м³. Повышение же содержания механических примесей до 30 мг/м3 приводит к резкому увеличению скорости эрозионного разрушения металла газопроводов и оборудования. Удаление механических примесей из попутного газа вызывает интерес ввиду того, что, несмотря на значительный объем исследований и разработанных технологий, существующие методы несовершенны и не позволяют удалять механические примеси с необходимой чистотой. Методы удаления механических примесей из попутных газов можно подразделить на четыре группы -«сухое» улавливание, «мокрое» улавливание, магнитодинамические методы и комплексные, сочетающие несколько методов. Одним из эффективных методов очистки потока газа от механических примесей осуществляется с применение магнитных установок. Под действием магнитного поля происходит коагуляция механических примесей и их дальнейшее эффективное отделение [1, 2].

Механизм магнитной коагуляции, заключающийся в закреплении на магнитной поверхности осажденных под действием магнитного поля частиц, образования из этих частиц агломератов, которые при достижении определенных размеров срываются потоком с магнитной поверхности. Далее укрупненные агломераты осаждаются или отфильтровываются. Аппараты для магнитной коагуляции выполняются на основе постоянных магнитов цилиндрической формы, закрепленных на пластинах, установленных в корпусе.

Началом процесса коагуляции является осаждение и закрепление частицы на магнитной поверхности. Соотношение сил магнитной $F_{_{\Sigma}}$ и сопротивления $F_{_{C}}$ позволяет либо закрепляться частице на магните, либо препятствует этому процессу. Для того, чтобы частица закрепилась на магнитной поверхности в начальный момент необходимо выполнения условия $F_{_{TP}} > F_{_{C}}$, причем $F_{_{TP}} = kF_{_{M}}$, где k — коэффициент трения.

Сила $f_{\mathbb{R}}$, действующая на единицу объема

ферромагнитной частицы со стороны магнитного поля, равна [3, 4]:

$$f_B = \frac{1}{2} \mu_0 \chi (\mathbf{H} \cdot \nabla) \mathbf{H}. \tag{1}$$

где H — напряженность магнитного поля; Δ — векторный дифференциальный оператор; χ — магнитная восприимчивость частицы; μ_0 — магнитная постоянная.

С учетом закона Био-Савара расписываются компоненты H по осям цилиндрической системы координат (ρ , ϕ , z):

$$H_{r} = \frac{B}{4\pi\mu_{0}} \int_{0}^{2\pi} \int_{\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} \frac{R(z-z')d\varphi'dz'}{\left(e^{z} + R^{2} - 2\rho R\cos(\varphi - \varphi') + (z-z')^{2}\right)^{\frac{\pi}{2}}};$$

$$H_{q} = 0;$$

$$R^{-\frac{\pi}{2}} \int_{\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} \frac{e^{-\frac{\pi}{2}}}{2\pi} \frac{e^{-\frac{\pi}{2}}}{R(R - \rho\cos(\varphi - \varphi'))d\varphi'dz'}$$

где В — остаточная намагниченность, b — высота магнита, R — радиус магнита, ρ , φ , z и ρ ', φ ', z' — координаты точки наблюдения и элемента тока

Для определения магнитной силы, действующей на частицу конечной величины, находящейся в различных точках магнитного

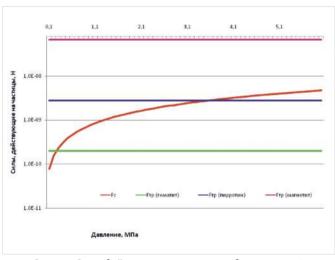


Рис. 3— Силы, действующие на частицу диаметром 10 мкм, находящуюся на поверхности магнита в потоке газа (Wcp=5,7 м/c)

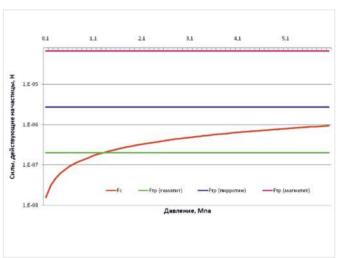


Рис. 5— Силы, действующие на частицу диаметром 100 мкм, находящуюся на поверхности магнита в потоке газа (Wcp=5,7 м/c)

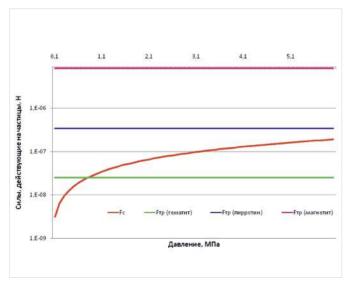


Рис. 4— Силы, действующие на частицу диаметром 50 мкм, находящуюся на поверхности магнита в потоке газа (Wcp=5,7 м/c)

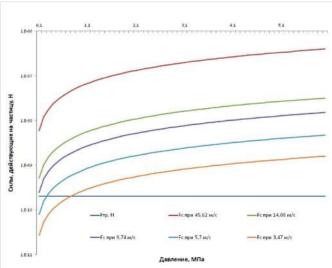


Рис. 6— Силы, действующие на гематитовую частицу диаметром 10 мкм при разных скоростях потока

поля, созданного одним постоянным цилиндрическим магнитом, численно интегрировали уравнения (1) и (2) с помощью программного пакета Maple 11.

Выявлено что, сила, удерживающая частицу на поверхности магнита, с увеличением радиуса магнита уменьшается (Рис. 1). Связано это с тем, что для одного и того же значения остаточной намагниченности В плотность магнитной энергии вблизи поверхности будет больше у магнита меньшего объема, а магнитная сила, действующая на частицу, пропорциональна градиенту плотности магнитной энергии. Чем лальше частица находится от оси магнита, тем больше магнитная сила, удерживающая частицу на поверхности. Поэтому при дальнейшем определении условий для удержания частиц на магните, т.е. условий начала коагуляции, рассматривается случай, когда частица находится на оси магнита.

Когда частица конечной величины находится на поверхности и на оси магнита магнитную силу можно определить по формуле:

$$F_{M} = \frac{1}{6}\pi r^{3} c \frac{B^{2}}{\mu_{0}} \frac{b}{R} \frac{(R^{3} - (R^{2} + b^{2})^{\frac{3}{2}}}{(R^{2} + b^{2})^{2}}$$
(3)

где r — радиус частицы, м;

магнитная восприимчивость;

R — радиус магнита, м;

b — высота магнита. м:

B — остаточная намагниченность, Тл;

 μ_0 — магнитная постоянная, H/A².

Силу сопротивления F, определяли по формуле

$$F_c = c_v S \rho_c W^2 / 2$$
,

где S — площадь миделева сечения частицы, W скорость потока на уровне центра тяжести миделева сечения частицы, $\rho_{\rm r}$ — плотность газа, ${\rm c_{\scriptscriptstyle v}}$ — коэффициент лобового сопротивления [5].

Влиять на процесс коагуляции можно изменением магнитной силы за счет варьированием диаметра магнита, а также изменением режима течения газа.

Была решена задача, когда рассматривались частицы разной магнитной восприимчивости — 0,019 (Fe_3O_3), 0,26 (Fe_2S_9), 6,36 (Fe₃O₄), и диаметром 10, 50, 100 мкм находящиеся на поверхности магнита в потоке газа. Не учитывалось влияние соседних магнитов, намагниченность пластин.

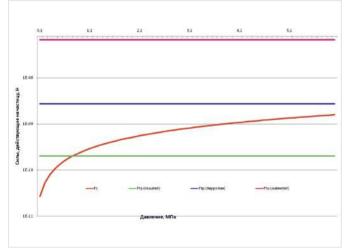
Сила сопротивления частицы, находящейся на магнитной поверхности, в газовом потоке определялась для следующих параметров газового потока: температура 273-373 К; давление газа 0,1-6,0 МПа; средняя скорость газа 3,47—45,6 м/с. Свойства газа при 0° С и атмосферном давлении: μ 0= 0,000162 $\Pi a * c; v_0 = 0,000151-0,000198 \text{ m}^2/c; \rho_0 = 0,82$ -1,07 кг/м³. Исходные данные для расчета

магнитной силы: В=1,15 Тл, диаметр магнита 10 мм, высота магнита 10 мм.

Было выявлено, что температура не оказывает влияния на процесс крепления частицы на магнитной поверхности. Так для частиц диаметром 10 мкм сила сопротивления при давлении 3 МПа, при температуре 0°C составляет 2,3458*10⁻⁹ Н. А при температуре 100°C при прочих равных условиях сила сопротивления составляет 2,3419*10-9 H.

Влияние же давления на процесс крепления частицы значимо (рис. 3-5). С увеличением давления перекачки газа увеличивается сила сопротивления, так как увеличивается плотность газа.

Частицы гематита (χ =0,019) диаметром 10 мкм закрепляются на магнитной поверхности при давлении менее 0.2 МПа. так как сила трения превышает силу сопротивления, частицы пирротина (χ =0,26) того же диаметра закрепляются при давлении менее 3,3 МПа, частицы магнетита (χ =6,36) на магнитной поверхности закрепляются, в связи с тем что имеют высокое значение магнитной восприимчивости по сравнению с пирротином и гематитом. Частицы пирротина и магнетита диаметром 50 мкм удерживаются на магнитной поверхности, так как в данном случае силы трения в 3 раза превышает силу сопротивления. Частицы гематита диаметром 50 мкм



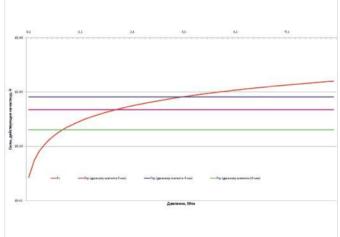


Рис. 8 — Силы, действующие на частицу диаметром 10

Содержа-

ние, %

41,7

32,4

8.3

следы

- сульфид

железа

- оксид

железа

Ca, Si, Cr, Ni

Рис. 7 — Силы, действующие на частицу диаметром 10 мкм, находящуюся на поверхности магнита в потоке газа (W_{cp} =3,47 м/c)

мкм, находящуюся на поверхности магнитов разного диаметра в потоке газа Компонент Содержа-Компонент ние, % Углеводородная составля-Осадок из 58,3 юшая из них них -парафино-нафтеновые

68,7

16,8

7,5

9.3

12

нет

углеводороды

углеводороды

из них - легкие арены

- смолы

- ароматические

- тяжелые арены

- асфальтены

В-01 →	ЦНД К-100]-[A-101	-	B-101	}-
Выход сухого газа	C400]•[A-102]+[ЦВД К-100	•
D 04 pougant in concept						
В-01 - приемный сепарато ЦНД К-100 – корпус низко		тициклон»				
	ого давления					
ЦНД K-100 — корпус низко	ого давления воздушного о					
ЦНД К-100 — корпус низко А-101, А-102 — аппараты	ого давления воздушного оз епаратор	хлаждения				

Рис. 9 — Схема компримирования и осушки газа

Таб. 1 — Состав отложений в первой ступени компрессора высокого давления КС-20

при давлении менее 0,8 МПа не закрепляются на магнитной поверхности.

Частицы пирротина и магнетита диаметром 100 мкм удерживаются на магнитной поверхности, а частицы гематита этого диаметра на магните удерживаются при давлении перекачки менее 1,2 МПа.

Необходимо отметить, что расчет производился для реальных условий перекачки газа при давлении 2,74-3,92 МПа. При таких условиях частицы гематита менее 100 мкм, а также частицы пирротина диаметром 10 мкм на магнитной поверхности закрепиться не могут. Поэтому необходимо изменить дибо условия перекачки, что может повлиять на режим работы всего оборудования, либо установить устройство, где будет изменена скорость потока газа. Были произведены расчеты также и для устройств диаметром 159, 273, 325, 426 и 530 мм. В случае увеличения скорости потока (при установке устройства меньшего диаметра) сила сопротивления только увеличивается и, как видно из рис. 6, при любом из расчетных давлений закрепления гематитовой частицы диаметром 10 мкм не произойдет, поэтому можно рассматривать вопрос только уменьшения скорости.

Расчет устройства диаметром 530 мм показал, что частицы пирротина и магнетита диаметром 10–100 мкм, имеющие более высокую магнитную восприимчивость по сравнению с гематитом закрепляются на магнитной поверхности при любом давлении (расчетный интервал 0,1–6 МПа), а вот частицы гематита диаметром 10 мкм закрепятся при давлении ниже 0,8 МПа (рис. 7), диаметром 50 мкм ниже 2,3 МПа, диаметром 100 мкм — ниже 3,8 МПа. Для того чтобы гематитовые частицы диаметром 10 мкм закрепились на магните необходимо подобрать диаметр магнита. При

установке магнитов диаметром 3 мм возможно удержать частицы диаметром 10 мкм при лавлении перекачки менее 3.1 МПа (рис. 8). Условия перекачки газа 2,74-3,92 МПа, поэтому при установке устройства диаметром 530 мм с установленными магнитами диаметром 3 мм возможно удержание частиц диаметром 10 мкм на магнитной поверхности. Важно создать в устройстве условия, когда частицы будут осаждаться на магнит, закрепляться на нем и образовывать крупные агломераты, которые и будут срываться потоком — такое устройство позволяет увеличить эффективность очистки потока от механических примесей, и позволяет устанавливать фильтрующий элемент сразу после устройства для коагуляции.

На основании данных расчетов было изготовлено устройство [5] для коагуляции и дальнейшей очистки газа на компрессорной станции.

Станция предназначена для подготовки нефтяного попутного газа и использования его в качестве рабочего агента для добычи нефти газлифтным способом. Компрессорная станция включает в себя машинный зал, в котором установлены три центробежных компрессора производства фирмы «Крезо-Луар» (Франция), маслосистему, установку регенерации триэтиленгликоля, воздушную компрессорную, аппаратный двор, аппараты воздушного охлаждения газа и масла, объекты электроснабжения, водоснабжения и канализации, факельное хозяйство и котельную (Рис. 9).

При компримировании газа в происходит интенсивный процесс нагарообразования на рабочих органах компрессоров, в связи с чем резко снижается их межремонтный период работы. Проведя исследования состава отложений первой ступени компрессора

высокого давления (Таб. 1) было выявлено, что основными компонентами являются сульфид железа, тяжелые углеводороды и оксид железа. Для снижения интенсивности нагарообразования необходимо удалять из газа перед компрессором низкого давления механические примеси в виде сульфидов и оксидов

Для удаления из потока газа непосредственно перед компрессором оксидов и сульфидов железа, которые являются продуктами коррозии и взаимодействия металла труб с сероводородом, а так же частично углеводородной составляющей был установлен магнитный коагулятор типа УМЖ-530-0.1 (патенты РФ № 69859, 71976). который представляет собой трубу 530х8 мм с расположенными внутри неё параллельно потоку газа перфорированными металлическими пластинами, в отверстия которых в определенной последовательности закреплены постоянные высокоэнергетические магниты Nd₃Fe₁₄B. С целью защиты от коррозии внутренняя поверхность коагулятора покрыта специально разработанной трехкомпонентной цинконаполненной композицией.

Магниты по длине трубы создают магнитные поля разных напряженностей от 0,01 до 0,1 Тл по ходу движения газа, что позволяет улавливать ферромагнитные частицы различных магнитных восприимчивостей и различных размеров. Данный коагулятор был смонтирован после аппаратов воздушного охлаждения по ходу потока газа перед корпусом высокого давления (Рис. 10).

Использование магнитной обработки газа, путем установки магнитного коагулятора с фильтром, позволило существенно снизить нагарообразования в компрессорах.

Итоги

На основе аналитических исследований предложен процесс очистки попутного нефтяного газа от механических примесей с использованием устройства магнитной обработки потока газа.

Выводы

Установлено влияние температуры, давления и скорости потока газа на процесс крепления частицы разного диаметра и магнитной восприимчивости на магнитной поверхности, что является начальным этапом коагуляции частиц.

Список используемой литературы

- 1. Шайдаков Е.В. Очистка попутного газа от механических примесей. Уфа: Монография. 2010. 52 с.
- 2. Шайдаков В.В., Урманчеев С.Ф., Полетаева О.Ю., Балапанов Д.М., Мусаев М.В., Шайдаков Е.В. Коагуляция механических примесей в потоке жидкости // Нефтепромысловое дело. 2009. №9. С. 53–55.
- 3. Рабинович Е.З. Гидравлика. М: Недра, 1980. 278 с.
- 4. Россель Ж. Общая физика. М: Мир, 1964.
- 5. Шайдаков В.В., Мусаев М.В., Шайдаков Е.В., Полетаева О.Ю., Чернова К.В., Канзафаров Ф.Я., Гамолин О.Е., Педорич В.Н., Рудой В.В. Пат. 71976 Российской Федерации, МПК СО2F 1/48. Устройство для удаления ферромагнитных частиц из потока жидкости или газа. ООО Инжиниринговая компания. Инкомп-нефть. № 2007146510/22; Заявлено 12.12.2007; опубл. 27.03.2008, № 9.

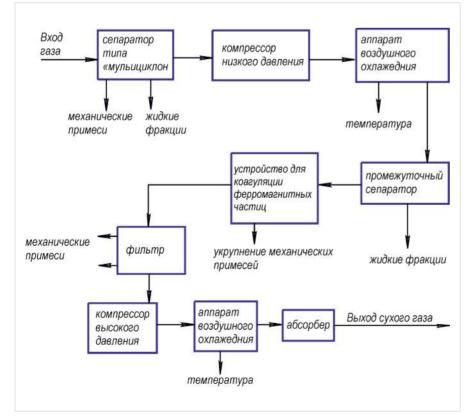


Рис. 10— Усовершенствованная схема компримирования и осушки газа

ENGLISH GAS INDUSTRY

Magnetic treatment of a gas stream to remove mechanical impurities

UDC 622.691

Authors

Vladimir V. Shaydakov — ph.d, director¹; <u>incompneft@yandex.ru</u> Evgeny V. Shaydakov — technical director¹; <u>incompneft@yandex.ru</u> Alexander S. Totanov — managing director²; <u>incompneft@yandex.ru</u>

 $^{1}\mbox{Incomp-neft}$ Engineering Company JSC, Ufa, Russian Federation

Abstract

The article discusses the effect of temperature, pressure and speed pumping gas sizes of permanent magnets of mechanical impurities, namely their magnetic susceptibility, the efficiency of particle coagulation in the gas stream. Used the theory of gas dynamics, magnetic field. A device for magnetic treatment of a gas stream, cleaning advice associated gas compressor stations to prevent carbon formation in the high pressure compressor.

Materials and methods

Analytical methods, based on the theory of magnetic field and the theory of gas dynamics.

Daculte

On the basis of analytical researches process of purification of oil gas from mechanical impurity with use of the device of magnetic processing of a stream of gas is offered.

Conclusions

Influence of temperature, pressure and speed

of a stream of gas on process of fastening of a particle of different diameter and a magnetic susceptibility on a magnetic surface that is the initial stage of coagulation of particles is established.

Keywords

coagulation, magnetic force, permanent magnet, magnetic susceptibility, associated gas, the force of the flow resistance coefficient of drag, the velocity and pressure of the gas flow

References

- Shaidakov E.V. Ochistka poputnogo gaza ot mekhanicheskikh primesey [Cleaning associated gas from impurities]. Ufa: Monographiya, 2010, 52 p.
- 2. Shaidakov V.V., Urmancheev S.F., Poletaeva O.Y., Balapanov D.M., Musayev M.V., Shaidakov E.V. *Koagulyatsiya mekhanicheskikh primesey v potoke zhidkosti* [Coagulation of solids in the liquid stream].

Petroleum Engineering, 2009, issue 9, pp. 53–55.

- 3. Rabinovich E.Z. *Gidravlika* [Hydraulics]. Moscow: *Nedra*, 1980, 278 p.
- 4. Rossel J. *Obshchaya fizika* [General Physics]. Moscow: *Mir*, 1964.
- Shaidakov V.V., Musayev M.V., Shaidakov E.V., Poletaeva O.U., Chernova K.V., Kanzafarov F.Y., Gamolin O.E., Pedorich V.N., Rudoi V.V. Pat . 71976 of the

Russian Federation , the IPC S02F 1/48.

Ustroystvo dlya udaleniya ferromagnitnykh chastits iz potoka zhidkosti ili gaza. OOO Inzhiniringovaya kompaniya. Inkompneft' [Device for removing ferromagnetic particles from the fluid stream. Inkompneft Engineering Company]. Ltd. Engineering Company. Inkompoil, issue 2007146510/22; Reported 12.12.2007; publ. 27.03.2008, issue 9.



ПРИВЕТСТВУЕМ УЧАСТНИКОВ ВСЕРОССИЙСКОГО СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОГО ФОРУМА

«Промышленная химия в России. Обзор рынка поверхностно-активных веществ и их композиций»



Партнеры:





²Samara-Elektroservice JSC, Samara, Russian Federation

ГЕОФИЗИКА УДК 665.62 **25**

Использование дипольной технологии акустического каротажа для уточнения структуры месторождения

Ю.В. Уточкин

инженер геофизик¹ utochkinvv@mail.ru

А.И. Губина

д.г.м.н., главный геолог¹ gubinaai@pitc.pnsh.ru,

¹000 «ПИТЦ «Геофизика», Пермь, Россия

В работе рассмотрено использование данных аппаратуры ABAK-11 для уточнения структуры месторождения на основе анализа данных дипольных зондов. Данное направление наиболее актуально в разведочных и обсаженных эксплуатационных скважинах на стадии разведки и начальной разработки месторождения.

Материалы и методы

Проведение исследований аппаратурой ABAK-11 в скважине, обработка данных дипольных зондов по методике Алфорда, получение азимутальной анизотропии, анализ данных совместно с профилеметрией и данными о ФМС.

Ключевые слова

широкополосный акустический каротаж, дипольная технология, азимутальная анизотропия, вращение Альфорда, направление напряжений Широкополосный акустический каротаж является одним из методов, увеличивающих полноту геологических данных, получаемых геофизическими методами и повышающих рациональность разработки месторождения. Он основан на измерении в скважине параметров поля упругих волн звукового и ультразвукового диапазона частот.

По кинематическим и динамическим параметрам регистрируемых волн решаются задачи литологического разделения пород, оценки петрофизических характеристик коллекторов, их проницаемости и нефтенасыщенности, получения упруго-механических модулей пород, уточнения данных о структуре месторождения и распределении трещиноватости, оценки эффективности методов интенсификации притока.

Определение физико-механических свойств (ФМС), степени трещиноватости пород вблизи стенки скважины — одна

из наиболее важных задач современного акустического каротажа, имеющая большое значение при решении геолого-технологических задач, возникающих при эксплуатации нефтегазовых скважин: оценке параметров проходки, расчете дисперсии, параметров гидроразрыва пласта и т.п. В совокупности параметры распространения продольной и поперечной волн при определенных условиях могут использоваться при оценке текущего характера насыщения.

Повышение информативности АК связано с использованием многоэлементных зондов и зондов с улучшенными характеристиками. В аппаратуре АВАК-11 реализована технология возбуждения упругих колебаний в скважине на различных частотах и длинах зондов, что позволяет уверенно разделять различные типы волн. При интерпретации АВАК-11 можно оперировать продольными (Р), поперечными (S) и волнами Стоунли (St),

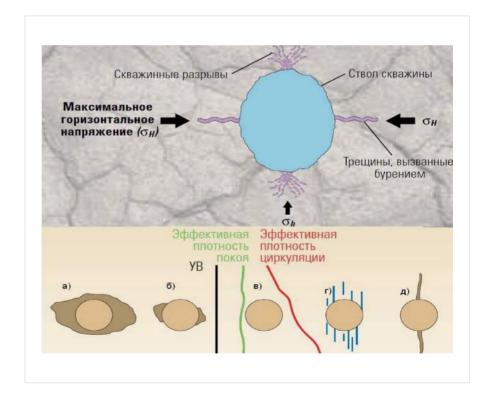


Рис. 1 — Влияние напряжений на состояние ствола скважины (сверху). Влияние плотности бурового раствора, используемого при вскрытии пласта а) — плотность очень низкая, возможно образование обширных каверн и создание аварийных ситуаций, б) — эквивалентная плотность покоящегося бурового раствора больше его удельного веса (УВ), незначительное увеличение диаметров скважины по направлению максимальных напряжений, в) — безопасный диапазон при буровом растворе с плотностью выше эффективной плотности покоя и меньше эффективной плотности циркуляции, г) — плотный раствор, проникновение ПЖ в пласт по направлению минимальных напряжений, д) — микро ГРП приувеличении плотности ПЖ

определяя их амплитуды, интервальные времена и затухания на длине базы, при этом применена дипольная акустическая технология, позволяющая оценивать поперечную волну в низкоскоростном разрезе. Важной особенностью дипольной акустической технологии, обеспечивающие определение азимутальной анизотропии, является поляризация поперечной волны. Амплитуда сигнала будет максимальной при совпадении направления дипольного источника и приемника, и минимальной при угле 90 градусов между приемником и источником. Это свойство направленности, если используется должным образом. дает ценную информацию, чтобы очертить азимутальные изменения или анизотропию свойств пласта.

При проектировании процесса выработки коллекторов, необходимы сведения о структуре продуктивной части месторождения, с целью рационального выбора системы размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин.

При этом недропользователи опираются на структурные карты, построенные по данным сейсморазведки и разведочного бурения. Густота сети разведочных скважин крайне мала и недостаточна для точного определения структуры месторождения. При определении структуры месторождения разведочные скважины служат для уточнения привязки данных сейсморазведки. Сейсморазведка обладает недостаточной детализацией из-за низкой вертикальной и горизонтальной разрешающий способности. Например, в МОВ вертикальную разрешающую способность сейсморазведки принято рассчитывать на основе условия Вайдса, как 1/4 - 1/8 длины волны. Т.е. если скорость волны меняется от 2000 до 5000 м/с, а используемая частота от 10 до 100 Гц, то из уравнения можно вычислить, что вертикальная разрешающая способность сейсморазведки меняется от 5 до 250 м и в среднем составляет 50 м.

В Пермском крае мощность продуктивных отложений на некоторых месторождениях сравнима с вертикальной разрешающей способностью сейсморазведки. Кроме того, по данным сейсморазведки выделяются только границы крупных структур, но не отражаются их внутренние строение и свойства. Для рациональной разработки месторождения прежде всего нужно учитывать структуру и физико-механические свойства (ФМС) нефтяного пласта. На начальных этапах разработки нефтегазового месторождения точные данные о структуре и ФМС пластов можно получить с использованием данных широкополосной акустики.

Данные по азимутальной анизотропии (ANI) и направлению распространения быстрой поляризованной S-волны (ANA) получают по известной методике Алфорда путем вращения волновых картин с построением волновых картин быстрой и медленной компонент поляризованной S-, исходя из условия минимизации энергии кросс-компонент либо по максимальным расхождениям кинематических параметров (времени прихода и интервального времени) [3]

Направление минимальных напряжений в большинстве случаев соответствует направлению простирания пласта, это связано с тем, что быстрая поляризованная S-волна распространяется в одном случае вдоль микродефектов, в другом перпендикулярно вывалам пород по менее разрушенной стенке скважины. Состояние и направления деформации стенок скважины после бурения в основном обусловлено выбором плотности бурового раствора и направлением действующих напряжений [1] (рис. 1).

При анализе ANA в скважине стоит учитывать методические и приборные ограничения.

В качестве примера возможности применения данных о направлении распространения быстрой волны для уточнения структуры месторождения приведены данные по пяти скважинам Озерного месторождения. Перед началом разработки Озерного месторождения имелась структурная карта по кровле продуктивного горизонта Фм. построенная по данным сейсморазаведки и разведочного бурения на которой отмечалась относительно пологая структура с одним куполом. Если мы нанесем на эту карту данные по направлению минимальных напряжений по пяти скважинам, где были выполнены исследования прибором АВАК-11, получится, что только в двух скважинах направление минимальных напряжений совпадает с направлением изолиний, то есть с направлением простирания пласта.

Если же нанести данные по ANA на уточненные карты, построенные по результатам межскважинной корреляции (рис. 2), получим, что по четырем скважинам направление ANA соответствует простиранию пласта, а на одной, находящейся на границе Озерного месторождения, отличается на 700, это легко объясняется отсутствием скважин выше. Нужно подчеркнуть, что для уточнения структуры месторождения необходимы данные по азимуту скважины и магнитному склонению.

Задача уточнения структуры месторождения методом ВАК-Д может быть решена однозначно, наличия наклонных (>200) относительно оси прибора частых слоев малой мощности (<0.25 м). Для повышения точности определения простирания пластов учитывать изменение профиля скважины, её угол и азимут.

Особую ценность применение метода ВАК-Д будет иметь в разведочных и эксплуатационных скважинах на стадии разведки и начальной разработки месторождения.

Итоги

Показана эффективность применения данных дипольных зондов для оценки направления простирания пластов и напряжений в скважине.

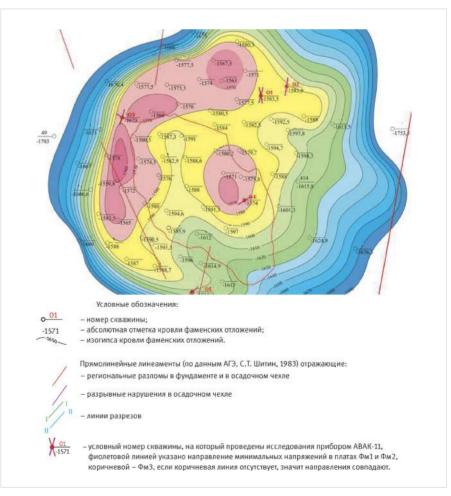


Рис. 2— Структурная карта Озёрного месторождения, уточненная по данным межскважинной корреляции, с нанесенными данными ABAK по направлению минимальных напряжений

Выводы

Использование данных широкополосного акустического каротажа, реализованного в аппаратуре АВАК-11, позволяет при проектировании процесса выработки коллекторов, получать сведения о структуре продуктивной части месторождения, помогая рационально выбирать системы

размещения и плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин.

Список используемой литературы

1. Али А., Брауни Т., Ли Д. Моделирование механических свойств геологической среды как средство расшифровки напряжений в горных породах //

Нефтегазовое обозрение. 2005.

- 2. Смирнов Н.А., Пивоварова Н.Е. Методическое руководство по применению аппаратуры волнового акустического каротажа АВАК-11. Тверь.
- 3. Tang X-M., Cheng. A. Quantitative Borehole Acoustic Methods, 2004.

ENGLISH GEOPHYSICS

Using dipole acoustic logging technology to refine the structure of the field

UDC 665.62

Authors

Yuriy V. Utochkin — engineer geophysicist¹; utochkinyv@mail.ru

¹PITS Geophysics LLC, Perm, Russian Federation

Abstract

The paper considers the use of these instruments AVAK-11 to clarify the structure of the field from the data analysis of dipole probes. This direction is the most important in the exploration and production wells cased at the exploration stage and the initial development of the field.

Materials and methods

Conducting research of equipment AVAK-11 in the downhole, data processing dipole probes

by procedure Alford, getting azimuthal anisotropy, data analysis, together with data on profilemetriey and FMS.

Results

The efficiency of these dipole probes to assess the direction of stretch recovery and stresses in the borehole.

Conclusions

Using broadband acoustic logging data, implemented in the apparatus

properties of the geological environment as a means of deciphering the stress

2. Smirnov N.A., Pivovarova N.E.

Metodicheskoe rukovodstvo po primeneniyu

AVAK-11, allows the design development process collectors, obtain information about the structure of the productive part of the field, helping to choose the system rationally organize and density grids production and injection wells.

Keywords

broadband acoustic logging, dipole technology, azimuthal anisotropy, Alford rotation, direction stress

apparatury volnovogo akusticheskogo karotazha AVAK-11 [Methodological guidance on the use of equipment wave acoustic logging AVAK-11]. *Tver*, 2011.

3. Tang X-M., Cheng. A. Quantitative Borehole Acoustic Methods, 2004.

References

1. A. Ali, T. Browne, Lee Jh. Modelirovanie mekhanicheskikh svoystv geologicheskoy sredy kak sredstvo rasshifrovki napryazheniy v gornykh porodakh [Modelling the mechanical as a means of deciphering the stress in the rocks]. *Neftegazovoe obozrenie*, 2005.

КСПРЕСС МОНТАЖНО ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

МЫ ПРОКЛАДЫВАЕМ ПОДЗЕМНЫЕ КОММУНИКАЦИИ ТАМ,

ТЕХНОЛОГИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ ДЛЯ БЕСТРАНШЕЙНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДЗЕМНЫХ КОММУНИКАЦИЙ





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 улобные полъезлные 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 вісо

Компания «Шоллер-Блэкманн Даррон» предоставляет в аренду винтовые забойные двигатели ВІСО, 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 беспрецелентную прочность в результате применения в них резиновых уплотнений равномерной толшины. 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 ВІСО используются для существенного поглощения ударных нагрузок и гашения вибрации при бурении.

Преимущества амортизаторов Shock-EZE компании ВІСО:



- 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 мошности.
- Номинальная установка затвора может

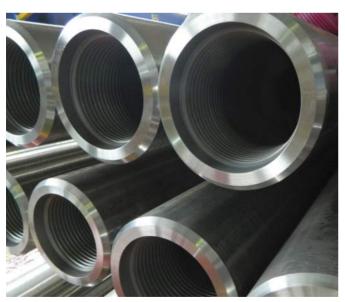


быть установлена таким образом, что яс может эксплуатироваться как в условиях натяжения, так и сжатия.

PBL MULTIPLE ACTIVATION AUTOLOCK BYPASS SYSTEM

РВЬ — 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 РВЬ 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.







629800 NOYABRSK, Industrial Zone, Panel XI YANAO, RUSSIAN FEDERATION

Tel/fax: +7 (3496) 34-30-42, 34-30-62 e-mail: sbdr_operation@mail.ru

Динамично развивающееся предприятие — лучший партнер в бизнесе





А.А. Соломаткин главный инженер¹

¹Котовский филиал ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент». Котово, Россия

Стихийный переход к рынку в конце прошлого века, безусловно, положительно повлиял на развитие добывающих отраслей как наиболее доходных, но негативно сказался на обрабатывающих отраслях промышленности и, в первую очередь, машиностроительной. Нынешняя доля машиностроения в общем объеме промышленного производства России составляет около 20%, уступая, по меньшей мере, в 2 раза показателям развитых стран. Успешное и динамичное развитие предприятия требует полной интеграции в производство достижений мировой науки, инновационных технических решений, технологий, привлечение высококвалифицированных специалистов.

Ключевые слова

инструмент, резьбовые соединений обсадных труб ТМК TTL-01, ТМК FMC, ТМК GF, TMK PF, TMK CWB

С 2005 года для предприятия начинается новый этап развития: Котовский филиал 000 «ВНИИБТ-Буровой инструмент» входит в группу предприятий компании «Интегра». Прогрессивные тенденции развития позволили сделать серьезный шаг в обновлении инфраструктуры, станочного парка, а именно: приобретение современных высокопроизводительных токарных и фрезерных обрабатывающих центров. В плане реализации программ стратегических преобразований, выделяются средства на освоение НИОКРов. Эффективное и результативное использование собственных ресурсов, высококачественного сырья, внедрение передовых технологий, а также привлечение к работе высококвалифицированных специалистов способствует выпуску конкурентной продукции.

Постоянное ведение мониторинга рынка, кропотливая совместная работа с заказчиками, позволяет быстро реализовывать и занимать новые позиции и сегменты в условиях изменяющихся потребностей и технических условий заказчиков. Одним из важнейших шагов навстречу потребностям рынка стало освоение резьбовых соединений обсадных труб класса «Премиум» ТМК TTL-01, ТМК FMC, ТМК GF, ТМК PF, ТМК CWB. Данные резьбовые соединения разработаны специалистами компании «ТМК» и выполняются на обсадных и насосно-компрессорных трубах, которые успешно применяются для строительства герметичных колонн различного назначения. Применяются они во всех видах нефтяных и газовых скважинах со сложными условиями эксплуатации, таких как высокие нагрузки. наличие агрессивных сред, высоких температур и т. д. Резьбовые соединения имеют жесткие технологические допуски и выполняются на специализированном высокоточном оборудовании с соблюдением специальных требований к контролю. Резьбовое

- ТМК PF используется для крепления наклонно-направленных нефтяных скважин с высокой интенсивностью искривления ствола. Соединение обеспечивает высокую герметичность при любых условиях эксплуатации.
- ТМК GF применяется для крепления наклонно-направленных с высокой интенсивностью искривления ствола скважин газовых месторождений. Обеспечивает высокую газогерметичность.
- ТМК FMC используется для крепления вертикальных и наклонно-направленных с малой интенсивностью искривления и с высокой степенью герметичности скважин нефтяных и газовых месторождений.
- ТМК CWB с повышенными эксплуатационными характеристиками. Применяется при спуске обсадных колонн с вращением и бурение на обсадной колонне.
- ТМК TTL-01 обеспечивает повышенную герметичность в сравнении со стандартными соединениями по российским и международным стандартам.

Применение этих резьбовых соединений дает возможность увеличения объема производства оборудования для цементации скважин, имеющегося в арсенале предприятия. Это как высококачественные аксессуары обсадной колонны: башмаки колонные. клапаны обратные, переводники, патрубки подгоночные, так и основные виды высокотехнологичного оборудования: пакеры заколонные ПДМ и ПГПМ, устройства и муфты двухступенчатого цементирования, а так же оборудование для спуска и цементирования хвостовиков. Изделия, выпускаемые с данными типами резьбовых соединений, изготавливаются с высокими механическими свойствами корпусных деталей и подвергаются обязательным гидравлическим испытаниям в интервале 70÷90 МПа.

С целью получения информации о состоянии пластов в различных интервалах



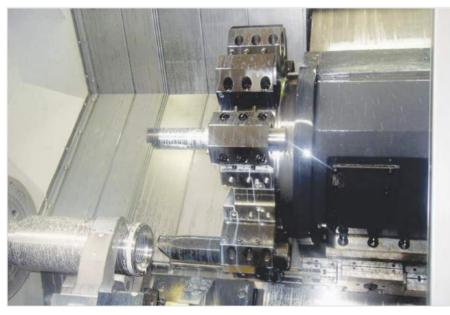
скважин, разработаны и эффективно применяются устройства керноприемные для любых условий эксплуатации как вертикальных. так и наклонно-направленных скважинах. Выпускаемые устройства успешно применяются в процессе оказания услуг по отбору керна высококвалифицированными сервисными инженерами ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент», так и самостоятельно буровыми компаниями. Устройства керноприемные в процессе своего развития и эволюции поистине являются универсальными, предоставляя возможность производить бурение с отбором керна с эффективностью 100% практически любой длины, как классическим методом, так и с отбором изолированного керна. Симбиоз различных видов бурового оборудования позволил создать и успешно выпускать керноприемные устройства, имеющие безопасный узел разъединения, что дает возможность сохранить керн в случаях осложнений и заклинок устройства в скважине. Кроме того, существуют конструкции керноприемных устройств, которые дают возможность производить бурение не только вращением ротора, но и используя винтовые забойные двигатели. Имеющийся в конструкции шарнирный узел обеспечивает набор угла.

В настоящее время завершены работы по созданию малогабаритного керноприемного устройства диаметром 95 мм. для отбора керна 45 мм. В стадии завершения находятся работы по созданию устройства для отбора ориентированного керна. Дополнительно ведется активная работа по созданию конструкции, которая исключала бы заклинки керна в процессе его отбора.

Залогом успешного развития предприятия в данном направлении являются сложившиеся партнерские отношения с буровыми и нефтесервисными компаниями. Трудно переоценить их огромный вклад в создание данных керноприемных устройств. Предложения и технические задачи инженеров по бурению ОАО «Сургутнефтегаз» позволили создать прекрасное и надежное керноприемное устройство УК2-127/80 для отбора за один рейс 11 метров изолированного керна. Благодаря совместной работе со специалистами ООО «Оренбургтехсервис», уже не один год используется эффективное и надежное устройство УКРБИ-185/100 с возможностью отбора за один рейс до 27 метров изолированного керна. При этом устройство снабжено безопасным узлом разъединения. Совместная работа с техническими специалистами ООО «Бурсервис» обеспечила возможность создания малогабаритного керноприемного устройства УКРБИ 93/45. Опираясь на огромный положительный опыт по отбору керна сервисным блоком ООО «ВНИИБТ — Буровой инструмент», позволяет предприятию получать определенное конкурентное преимущество перед другими компаниями, предлагающими услуги по отбору керна в части постоянной модернизации, а так же комплексного подхода к выполнению тех или иных задач.

Высокая результативность всех без исключения процессов на предприятии является следствием тщательно скоординированных действий всего персонала, что подтверждается ежегодными сертификационными аудитами техническими специалистами ООО «ТМК Премиум сервис», а также ежегодное подтверждение системы менеджмента качества требованиям международного стандарта ISO 9001:2008 аудиторов мирового класса TUV. Вся деятельность предприятия строго ориентирована на высокое качество выпускаемого оборудования, оказание качественных сервисных услуг, что, в свою очередь, гарантирует успешное развитие предприятия.

Основная наша задача — всестороннее содействие буровым компаниям в достижении высоких результатов.



Puc. 2



ООО «ВНИИБТ — Буровой инструмент» Котовский филиал Россия, Волгоградская обл., г. Котово, Промзона. Тел/факс: +7 (84455) 4-72-53 ASolomatkin@integra.ru www.kfbi.ru





Puc. 3 Puc. 4

32 БУРЕНИЕ УДК 622.24

Алюминиевая бурильная труба как оптимальный гидравлический проводник для бурения скважин со сверхбольшими отходами

И.А. Шевченко

технолог¹, аспирант² shev-vanya@yandex.ru

Р.С. Райхерт

ассистент3

raykhert roman@mail.ru

¹ООО «Газпром Добыча Шельф», Москва, Россия ²Технический нефтегазовый институт Сахалинский государственный университет, Южно-Сахалинск, Россия

³Российский Государственный Университет нефти и газа им. И. М. Губкина, кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», Москва, Россия

Сегодня все большую роль играет общий вес буровой колонны, в зависимости от веса возрастают силы трения, больше усилия и напряженнодеформированное состояние колонны. Для глубокого, сверхглубокого и горизонтального бурения бурильные трубы из алюминиевых сплавов имеют преимущество перед стальными - вес колонны в несколько раз меньше. Применение алюминиевой бурильной трубы также позволяет исключить максимальные гидравлические потери в циркуляционной системе скважины с целью передачи импульсов к забойной телеметрии, так и с целью наилучшего выноса шлама на поверхность.

Материалы и методы

Анализ, исследование.

Ключевые слова

алюминиевая бурильная труба, материал труб, бурильная колонна, запас прочности, продольное усилие При освоении морских нефтегазовых месторождений с помощью горизонтальных и многозабойных скважин на первый план выдвигаются проблемы, связанные условием обеспечения безаварийной проводки. Применение алюминиевых бурильных труб за счёт уменьшения веса бурильной колонны в буровом растворе позволяет в 1,5—2 раза снизить осевые усилия и крутящие моменты, необходимые для перемещения и вращения бурильной колонны. При этом коэффициент запаса прочности такой бурильной колонны в сопоставимых условиях, как правило, не ниже, чем у бурильной колонны той же длины, составленной из стальной бурильной трубы СБТ.

Выбор физико механических характеристик материала бурильных труб определяется конкретными геолого-техническими условиями бурения.

Основной характеристикой, во многом определяющей технико-экономические показатели проводки скважин является собственный вес колонны. Вес бурильной колонны — функция плотности материала бурильных труб, их геометрических параметров и глубины скважины. В буровом растворе происходит некоторое облегчение веса колонны, зависящее от соотношения плотностей материала бурильных труб и промывочной жидкости.

Материал, из которого изготавливаются бурильные трубы в первую очередь влияет на эксплуатационные характеристики бурильной колонны — удельную прочностью, упругость и устойчивость к динамическим напряжениям в бурильной колонне.

При анализе перспективности применения тех или иных материалов бурильных труб удобно пользоваться понятием удельной прочности материала, которое определяется соотношением предела текучести к удельному весу материала, т.е. с учетом облегчения в промывочной жидкости [1, 2].

 $L = \sigma / n(\gamma_n - \gamma_e)$

где: $\sigma_{_{\!\scriptscriptstyle V}}$ — предел текучести материала,

 γ_{p} и $\dot{\gamma_{f}}$ — удельные веса соответственно материала труб и промывочной жидкости

 \imath — коэффициент запаса прочности.

Удельная прочность материала имеет размерность длины и применительно к бурильной колонне характеризует предельную длину подвески одноразмерной бурильной колонны, при которой напряжения в точке подвеса достигают максимально допустимых значений.

Наибольшую длину подвески имеют алюминиевые бурильные колонны.

Важнейшими характеристиками материала бурильных труб являются модуль продольной упругости Е и модуль сдвига G, оказывающие существенное влияние на напряженно-деформированное состояние бурильной колонны.

Бурильная колонна при ее вращении испытывает знакопеременные напряжения изгиба, которые достигают высоких значений

особенно при проходке наклонных и горизонтальных скважин. Переменная составляющая напряжений изгиба в теле трубы определяется из выражения:

$$\sigma b = \pi^2 E df_0 / 4L^2 0$$

где: $f_0 = (D_b - d)/2$ — стрела прогиба

d- диаметр бурильных труб,

 D_b — диаметр скважины,

 $L_{\scriptscriptstyle 0}$ — длина полуволны изогнутой оси колонны.

При неизменных геометрических параметрах напряжения изгиба для ЛБТ будут почти в 3 раза меньше, чем для СБТ. На рисунке приведены результаты вычислений напряжений изгиба для СБТ, ЛБТ и ТБТ при изменении диаметра скважины, которые показывают на существенные преимущества ЛБТ в сравнении с СБТ.

Величина модуля продольной упругости материала бурильных труб играет решающую роль при прохождении колонной искривленных участков ствола скважины в процессе бурения. Чем меньше абсолютное значение Е, тем легче бурильная колонна вписывается в искривленный ствол скважины и тем меньше возникающие в ней напряжения изгиба, которые определяются по формуле:

$$\sigma_b = dE/2\rho$$

где ho — радиус искривления ствола скважины.

Следовательно, при бурении скважин с большими интенсивностями искривления предпочтение следует отдать бурильным трубам из материалов с меньшим модулем упругости — алюминиевые трубы [3, 4].

Ниже приведены результаты прочностных и гидравлических расчётов по выбору рациональной компоновки бурильной колонны (БК) для бурения скважины общей протяжённостью 12345 м с побережья под водной преградой.

Расчеты проводились согласно модели, ввиду которой бурение скважины осуществляется с помощью буровой установки «Ястреб» под заданным углом, оснащённой верхним гидроприводом, с помощью которого создаётся «толкающее» БК усилие и вращающий момент, позволяющий вести роторное бурение скважины.

Расчеты выполнены с применением разработанной ЗАО «Акватик»-групппа компаний «Weatherford», специализированной компьютерной программы 3-DDT.

Общие требования к выбору профиля ствола совмешённых скважин.

- Расчётный профиль должен иметь суммарную полную длину 12345 м при глубине скважин по вертикали — до 400 м;
- Радиус кривизны должен обеспечивать проходимость системы RSS и бурильных труб.
- Уровень изгибных напряжений в бурильных трубах с учётом сжимающих нагрузок и трения должен обеспечить возможность бурения горизонтальных стволов до проектной отметки.

Так как наихудшей вписываемостью в профиль ствола, вследствие большой жёсткости и длины, обладает роторная управляемая система RSS, подбор рациональной интенсивности набора кривизны стволов подбирался по парметрам RSS [5].

Согласно рекомендаций [3], оценка минимального радиуса искривления ствола R мин, обеспечивающего проходимость принятой для бурений RSS в стволе, может быть выполнена с помощью формулы [6]:

$$R$$
 мин=0.17 $L2 / (Dc-D_{RSS})$

где: Dc; $D_{\rm \scriptscriptstyle RSS}$ — диаметр ствола скважины и наружный диаметр RSS, м;

L — длина RSS

Имея ввиду, что Dc=0.445 м, $D_{\scriptscriptstyle RSS}$ =0.336 м,

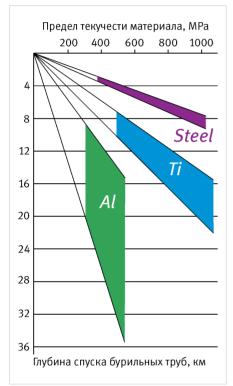


Рис. 1 — Удельная прочность одноразмерных бурильных колонн из различных материалов

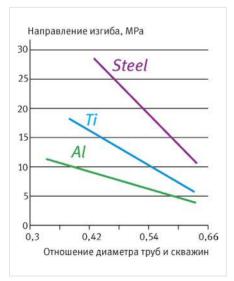


Рис. 2— Изменение напряжений изгиба в нейтральном сечении бурильной колонны диаметром 146 мм в скважинах различного диаметра

и L = 12.5 м., из формулы находим, что R мин = 243.7 м.

С учётом 30% запаса вписываемости RSS и обеспечения требований к прочностным характеристикам бурильных труб, в качестве расчётного был принят плоский J— образный профиль с углом наклона вышки— 6° и радиусом искривления R=350 м, что соответствует интенсивности набора кривизны, равной 1.6°/10м.

Принятый на основании вышеизложенных соображений расчётный совмещённый профиль представлен в графической части.

Общая длина ствола скважины — 12345 м.; Глубина по вертикали — 400 м;

Интенсивность набора кривизны стволов $-1^{\circ}/10$ м;

Конструкция скважины представлена в таб. 1.

Коэффициенты трения в парах.

При расчётах на основании данных литературы были приняты следующие значения коэффициентов трения:

0.35— в паре сталь-порода; 0.32— в паре алюминиевый сплав-порода.

Режимы бурения

Для расчётов напряжённо-деформированного состояния бурильной колонны и гидравлических потерь в циркуляционной системе скважины (ЦС) при бурении принимались следующие режимные параметры:

• Способ бурения: роторный;

Nº	Конструкция	Диаметр, мм	Интервал бурения	Номинальный диаметр скважины, мм
1	Направление	762	150	762
2	Кондуктор	406	400	609
3	Промежуточная	340	3500	445
4	Эксплуатацианная	244	9500	311
5	Хвостовик	178	12345	216

Таб. 1 — Характеристики скважины

№ Секции	Типоразмер трубы	Материал трубы	Наружный диаметр трубы, мм.	Толщина стенки, мм.	Диаметр замка, мм.	Вес 1 м трубы в воздухе, н/м	Длина секции, м
		E	Зариант S (ста	льная БК)			
1.		RSS + долото — 444,5; 311.1; 215,9		Сталь	213	_	_
2.		Труба стальная		S-135	139.7	9.17	190.5
		Вари	ант А(комбині	ированная	БК)		
1.	RSS + доло- то — 444,5; 311.1; 215,9		Сталь		213		_
2.			1953-T1		147,0		13,0

Ta6.-2 Основные технические характеристики рассмотренных компоновок

Перечень расчетных параметров БК при	Вариант компоновки БК			
бурении скважины Р-01 на проектной отметке 11945м	S	A		
1. Вес БК в буровом растворе, кН	3960	1650		
2. Нагрузка на крюке, кН: — при бурении; — при подъёме БК.	-805.9 (сжатие) +1187 (растяжене)	-523.3 (сжатие) +456.5 (растяжение)		
3. Крутящий момент на приводе вращения БК при бурении, кНм	176.0	83.8		
4. Минимальный запас прочности ^{*)} БК по максимальному эквивалентному напряжению: — при бурении; — при подъёме БК.	12.56 17.05	9.66 18.76		
5. Гидравлические потери в циркуляционной системе скважины, МПа	25.4	14.5		
7. Минимальная скорость бурового раствора а кольцевом затрубном пространстве скважины, м/сек.	0.74	0.76		

Таб. 3 — Сравнительные данные расчёта бурильной колонны, потерь давления в циркуляционной системе

- Нагрузка на долото: 80 кН;
- Момент сопротивления на долоте: 2.0 кН х М;
- Механическая скорость бурения: 30 м/час;
- Число оборотов бурильной колонны: 80 об/мин;
- Тип бурового раствора: бентонитовый, на водной основе;
- Расход бурового раствора: 45 л/сек;
- Плотность бурового раствора: 1050 кг/м³;

Варианты компоновок бурильной колонны.

Скважина имеет полную длину 12345 м, и далее рассматривается напряжённо-деформированное состояние БК применительно к условиям бурения данной скважины.

Сопоставлялись две компоновки бурильной колонны:

- Стальная компоновка (вариант-S), составленная из стандартных импортных стальных бурильных труб 139.7х9.17 мм из высокопрочной стали S-135;
- Легкосплавная компоновка (вариант А), составленная из разработанных ЗАО «Акватик» алюминиевых бурильных труб повышенной надёжности марки LAIDP-147x13P, изготовленных из алюминиевого сплава Д16Т.

С целью повышения продольной устойчивости, а также для снижения износа тела трубы при роторном бурении, что особенно актуально при бурении длинных горизонтальных

стволов, трубы LAIDP-147х13Р оснащены протекторным утолщением в центре [3, 7].

Основные технические характеристики рассмотренных компоновок для расчёта стальной и легкосплавной бурильной колонны при бурении долотами диаметром 444,5; 311,1; 215,9 мм приведены в таб. 2 и 3.

Сравнительные данные расчёта бурильной колонны, а также потерь давления в циркуляционной системе по представленным в таб. 2 вариантам компоновок, приведены в таб. 3.

Запас прочности бурильной колонны определяется как отношение минимального предела текучести материала трубы к максимальному эквивалентному напряжению, действующему в рассматриваемом сечении бурильной колонны.

На рис. 3—6 проиллюстрированы расчётные распределения вдоль бурильной колонны действующих и допустимых по условиям прочности вращающего момента при бурении и продольного усилия при подъёме бурильной колонны для вышеупомянутых вариантов S и A компоновок бурильной колонны соответственно.

Допустимые значения, как продольного усилия, так и вращающего момента, соответствуют развитию в теле трубы эквивалентных напряжений, составляющих 80% от предела текучести материала трубы.

С целью повышения продольной устойчивости, а также для снижения износа тела трубы при роторном бурении, что особенно актуально при бурении длинных горизонтальных стволов, трубы LAIDP-147x13P оснащены протекторным утолщением в центре.

К концам трубной заготовки на специальной трапецеидальной резьбе TT-138 с использованием «температурной» сборки по технологии 3AO «Акватик» присоединены стальные элементы замка: ниппель и муфта, оснащённые замковой резьбой 3-147(5½"-FH).

Итоги

Применение алюминиевых бурильных труб в составе компоновки А по сравнению со стальной компоновкой S, при бурении горизонтальной скважины длиной 11945 м, обеспечивает за счёт облегчения бурильной колонны и уменьшения сил трения, снижение основных показателей работы с буровой колонной:

- собственного веса бурильной колонны в буровом растворе в 2,4 раза;
- крутящего момента на приводе вращения БК при бурении — в 2,1 раза;
- растягивающей нагрузки на крюке при подъёме инструмента в 2,6 раза;
- сжимающей нагрузки на крюке при бурении в 1,54 раза.

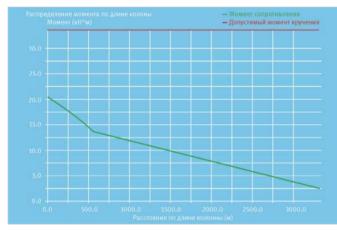


Рис. 3— Распределение крутящего момента вдоль БК при бурении на отметке 11945 м (Компоновка БК, составленная из алюминиевых бурильных труб LAIDP-147x13P)

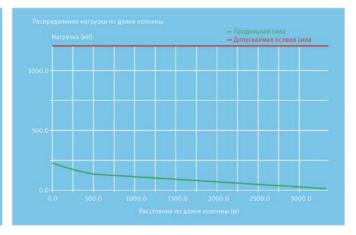


Рис. 4— Распределение продольного усилия вдоль БК при подъёме труб с отметки 11945 м (Компоновка БК, составленная из алюминиевых бурильных труб LAIDP-147x13P)

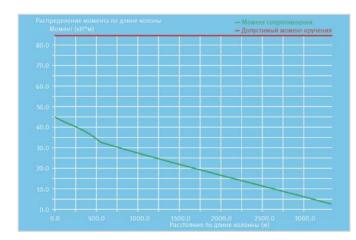


Рис. 5 — Распределение крутящего момента вдоль БК при бурении на отметке 11945 м (Компоновка БК, составленная из стальных бурильных труб)

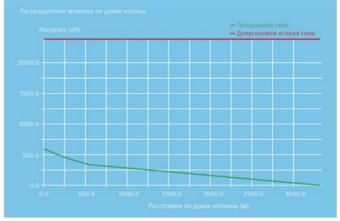


Рис. 6— Распределение продольного усилия вдоль БК при подъёме труб с отметки 11945 м (Компоновка БК, составленная из стальных бурильных труб)

Выводы

При этом минимальный запас прочности у комбинированной БК, как в процессе бурения, так и при подъёме инструмента, оказался выше нормативного, равного 1.2 и примерно одинаковым со стальной колонной. Гидравлические потери в циркуляционной скважины при использовании компоновки А оказались на 10.9 МПа меньше, чем для

Сопоставление полученных расчётных показателей с силовыми парметрами принятой для бурения скважины Р-01 буровой установки показывает, что для бурения стальной компоновкой буровая установка будет затрачивать больше энергии, как в части грузоподъёмности, так и в части привода вращения ротора.

компоновки S.

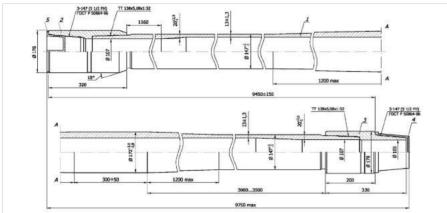


Рис. 7 — Общий вид легкосплавной бурильной трубы LAIDP-147x13P, 1953T1.

Список

используемой литературы

- 1. Будников В.Ф., Булатов А.И., Петерсон А.Я., Шаманов С.А.. Контроль и пути улучшения технического состояния скважин. Москва: Недра, 2001.
- 2. Басович В.С., Гельфгат М.Я., Файн Г.М. Состояние и перспективы применения изделий из алюминиевых сплавов в нефтегазодобывающей отрасли // Бурение и нефть. 2003. Апрель.
- 3. Кульчицкий В.В., Калинин А.Г. Естественное и искусственное искривление скважин // РГУ Нефти и газа. 2006.
- Шаков В.И., Трифель М.С., Ахмедов Г.М. Применение и защита от коррозии алюминия и его сплавов в морских нефтепромысловых сооружениях. М: ВНИИОЭНГ. 1971.
- 5. Файн Г.М. и др. Нефтяные трубы из легких сплавов. М: Недра, 1990.
- 6. Файн Г.М., Штамбург В.Ф., Данелянц С.М. Нефтяные трубы из легких сплавов. М: Недра, 1990.
- 7. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Куйбышев: ВИНИнефть, 1989.

ENGLISH DRILLING

Aluminum drill pipe as optimum hydraulic conductor for the drilling longest wells

UDC 622.24

Authors:

Ivan A. Shevchenko — technologist¹, graduate student², <u>shev-vanya@yandex.ru</u> Roman S. Raykhert — assistant³, <u>raykhert _roman@mail.ru</u>

¹Gazprom dobycha Shelf, Moscow, Russian Federation

²Technical Institute of Oil and Gas Sakhalin State University, Yuzhno-Sakhalinsk, Russian Federation

³Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Department of "Oil and gas wells", Moscow, Russian Federation

Abstract

Lately almost universally complicated drilling conditions. Increased drilling depth, started to drill horizontal wells with a large deviation from the vertical.

Today an increasingly important role played by the total weight of the drill string, depending on the weight increase of the friction force, more effort and stress-strain state of the column. For deep, ultra-deep drilling and horizontal drilling pipes of aluminum alloys have an advantage over steel - the weight of the column is several times smaller. Use of aluminum drill pipe also avoids the maximum flow resistance in the circulation system of the well in order to transmit impulses to downhole telemetry and to best removal of cuttings to the surface.

Materials and methods

Analysis, research.

Results

Use of aluminum drill pipe comprising A composition as compared with the arrangement of steel S, when the drilling of horizontal wells 11,945 m in length provides relief through the drill string and reduce friction forces, reducing the performance of the core with the drill string:

- Its own weight of the drill string in the drilling mud 2.4 times;
- The torque on the drive rotation BC when drilling — 2.1 times;
- A tensile load on the hook when lifting tool
 2.6 times;
- Compressive load on the hook when drilling

 1.54 times.

Conclusions

The minimum margin of safety combined BC, as in the drilling process, and when lifting tool was higher standard, equal to 1.2 and about the same with a steel column.

Hydraulic losses in the circulation wells using Layout A were 10.9 MPa less than to build S.

Comparison of the calculated indices with power parameter has adopted for drilling wells P-01 rig shows that for steel drilling rig layout will expend more energy, both in terms of carrying capacity, and the rotation of the rotor of the drive.

Keywords

aluminum drill pipe, pipe material, the drill string, margin of safety longitudinal force

References

- Budnikov V.F., Bulatov A.I., Peterson A.Ya., Shamanov S.A. Kontrol' i puti uluchsheniya tekhnicheskogo sostoyaniya skvazhin [Control and ways to improve the technical condition of the wells]. Moscow: Nedra, 2001
- 2. Basovich V.S., Gel'fgat M.Ya., Fayn G.M. Sostoyanie i perspektivy primeneniya izdeliy iz alyuminievykh splavov v neftegazodobyvayushchey otrasli [Status and prospects of production of aluminum
- alloys in the oil and gas industry]. *Burenie i neft'*, 2003. April.
- 3. Kul'chitskiy V.V., Kalinin A.G. *Estestvennoe i iskusstvennoe iskrivlenie skvazhin* [Natural and artificial bending wells]. *RGU Nefti i gaza*. 2006.
- 4. Shakov V.I., Trifel' M.S., Akhmedov G.M. Primenenie i zashchita ot korrozii alyuminiya i ego splavov v morskikh neftepromyslovykh sooruzheniyakh [Application and corrosion protection of aluminum and its alloys in offshore oil installations]. Moscow:
- VNIIOENG, 1971.
- 5. Fayn G.M. i dr. *Neftyanye truby iz legkikh* splavov [Oil pipes and other light alloys]. *Nedra*, 1990.
- 6. Fayn G.M., Shtamburg V.F., Danelyants S.M. *Neftyanye truby iz legkikh splavov* [Oil pipes of light alloys]. Moscow: *Nedra*, 1990
- 7. Instruktsiya po raschetu obsadnykh kolonn dlya neftyanykh i gazovykh skvazhin [Instructions for calculation of casing for oil and gas wells]. Kuybyshev: VINIneft', 1989.



Компания Амилко – крупнейший производитель широкого спектра крахмалопродуктов на территории РФ и стран СНГ.

- Мы производим и реализуем БУРИЛЬНЫЙ КРАХМАЛ предприятиям нефтяной и газовой промышленности.
- Наши крахмалы для бурения применяют для стабилизации буровых растворов при разработке месторождений нефти и газа.
- Продукция прошла сертификацию и соответствует мировому стандарту качества API Specification 13a, Section 16.
- Мы обеспечим удобную фасовку и доставку нашей продукции в любой регион России и мира.
- Если Вам необходима пробная партия мы предоставим ее абсолютно бесплатно.

С нами выгодно и надежно работать!



Оборудование для высокоэффективной разработки и добычи месторождений нефти и газа



Газовый компрессор



Нефтеоборудование по изготовлению азота

Буровая установка арктического исполнения



Энергосберегающий электродвигатель

www.keruigroup.com/ru

Головной офис в Китае

Адрес: КНР, пров. Шаньдун, г. Дуньин, ул. Наньэрлу, 233 Тел.: +86-546-8179682 8179683 Факс: +86-546-8179681

Филиал в России

Адрес: Россия, 119331, г. Москва, пр. Вернадского, д. 29, офис 609 Тел.: +7(495)565-35-58, 363-09-55 Факс: +7(495)363-09-66

KERUI



Современные технологии интенсификации добычи нефти с применением импульсно-волнового воздействия

Использование передовых технологий, созданных учеными и специалистами ЗАО «Ренфорс», позволяет нефтегазовым компаниям-заказчикам ускорить ввод в эксплуатацию бездействующий фонд скважин и существенно повысить нефтеотдачу пластов.





Сервисная компания «Ренфорс», созданная в 1996 г., в настоящее время специализируется в оказании услуг по восстановлению коллекторских свойств призабойной зоны пласта нефтяных и нагнетательных скважин.



Технологии «Ренфорс» по обработке призабойной зоны пласта (ОПЗП) показали свою успешность в различных геологических условиях на скважинах месторождений ОАО

«Лукойл-Нижневолжскнефть», «Саратовнефтегаз»,

«Удмуртнефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», «Томскнефть»,

«Самаранефтегаз», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» и других известных российских компаний. Успешность работ по ОПЗП по добывающим скважинам составляет более 80%, а усредненная дополнительная добыча нефти на одной скважине на низкодебитном фонде — не менее 50% от

базового дебита скважины до ОПЗП. Успешность работ по ОПЗП по нагнетательным скважинам по технологии «Ренфорс» превышает 85%, увеличение же приемистости на одной скважине — 2-5 pas.



- Освоение скважин после бурения и ремонта;
- Кислотные обработки ПЗП с применением импульсно-волнового воздействия;
- Ввод в эксплуатацию бездействующего фонда;
- Услуги лаборатории по петрофизическим исследованиям;
- Изготовление нефтегазового оборудования.

(495) 411-51-11 info@renfors.ru moscow@renfors.ru www.renfors.ru



PROCHEMICALS

Разработка реагентов для промышленности

Компания «Прогрессивные Решения» является российским производителем присадок для производства, хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов, а также приведения их параметров в соответствии с требованиями европейских и американских стандартов.

Наша компания разрабатывает, производит и поставляет присадки для улучшения качества, рабочих характеристик, безопасности и транспортировки топлив. Присадки компании «Прогрессивные Решения» имеют все необходимые российские и международные сертификаты (ВР по-harm list, REACH, сертификаты соответствия, экспертные заключения), референс-листы крупных нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих компаний, таких как ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпромнефть», допуски ВНИИ НП и заключения ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Башнефть» и ОАО «Сургутнефтегаз».



Присадки общего назначения, предлагаемые компанией ООО «Прогрессивные Решения»:

ДЛЯ ОБРАБОТКИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ (нефть, судовое и печное топливо, мазут):

- поглотитель сероводорода «Proeco TRS»;
- депрессор для нефти и мазутов «Proflow NF»;
- ингибиторы коррозии серии «Procor»;
- деэмульгаторы серии «Prodem»;
- соли для тяжелых жидкостей глушения серии «Procare»;
- ингибитор солеотложений;
- противотурбулентная присадка.

для дизельных топлив:



- цетанповышающая присадка «Procetan C451»;
- противоизносные присадки «LCA 300» и «Prolub 353»;
- депрессорно-диспергирующая присадка «Proflow 3234»;
- депрессор «Proflow 8203»;
- нейтрализатор меркаптанов.

ДЛЯ БИТУМОВ И СТРОИТЕЛЬСТВА:



- адгезионные присадки «Proroad A»;
- полимерно-битумные вяжущие серии «Proflex»;
- формовочная жидкость «Proeco Form-FT»;
- поглотитель аммиака «Proeco NH3»;
- интенсификатор помола «Proeco Pd».

ИНТЕНСИФИКАТОРЫ ГОРЕНИЯ ТОПЛИВ:



- оптимизатор горения углей «Proeco C»;
- интенсификатор горения мазутов «Proeco M».



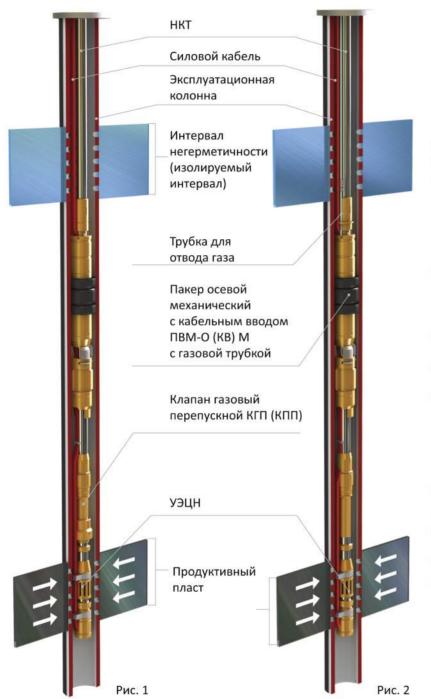
Новые требования к качеству нефти и нефтепродуктов, приведение их параметров к необходимым значениям с помощью присадок даёт значительную экономическую выгоду для нефтетрейдеров и других участников рынка. Наши научные знания и многолетний опыт позволяют адаптировать состав предлагаемых присадок в соответствии с запросами клиента. Для обеспечения максимальной экономической выгоды наши специалисты в сотрудничестве с вами предложат наилучшее решение.

+7 (812) 244 06 94 info@pro-chemicals.com www.pro-chemicals.com





Комплекс оборудования КОУС-ПВМ-О (КВ) М (модернизированный)



Предназначен для эксплуатации скважин электропогружным насосным оборудованием, имеющие нарушения эксплуатационной колонны.

Компоновка позволяет

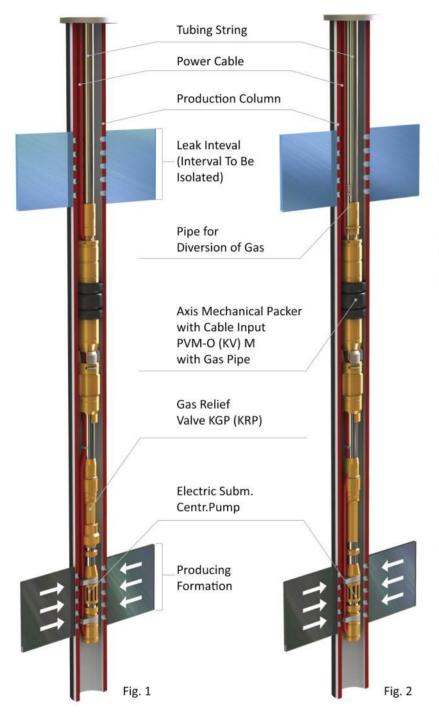
- Отводить газ из подпакерного пространства во внутреннюю полость НКТ при помощи клапанов газовых перепускных типа КГП и КПП (рис. 1);
- Отводить газ из подпакерного пространства по газоотводной трубке (рис. 2);
- Многократная переустановка за одну СПО, в том числе при наращивании устья;
- Быстрый и удобный монтаж без нарушения целостности жил электрокабеля.

Состав комплекса

- Пакер механический ПВМ-О (КВ) М с газовой трубкой;
- Трубка для отвода газа;
- Клапан газовый перепускной КГП (КПП).

Тип	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Толщина стенок обсадной колонны, мм	Макси-мальный перепад давления, МПа	Наружный диаметр комплекса, мм	Диаметр проходного канала, мм, не менее
КОУС-ПВМ-О (KB) M 118-50	140; 146	78; 8,511	50*	118	50
КОУС-ПВМ-О (KB) M 122-50	146	6,59	50*	122	50
КОУС-ПВМ-O (KB) M 140-50	168	810,45	50*	140	60
КОУС-ПВМ-О (КВ) М 145-50	168; 178	7,38,9; 11,514	50*	145	60

Equipment Kit KOUS-PVM-O (KV) M (Upgraded)



Designed for operation of the wells using Electric Submersible Centrifugal Pump equipment which have faulty production string.

Set-Up allows the following

- Gas diversion from under-the-Packer space into the inner space of the tubing using gas relief valves type KGP and KRP (Fig. 1):
- Gas diversion from under-the-Packer space through gas diversion tubing (Fig. 2);
- Multiple resetting in one tripping, including resetting during mouth expansion
- Quick and convenient installation without disturbing integrity of the electric cable strands.

Kit Makeup

- Mechnical Packer PVM-O (KV) M with Gas Pipe;
- Pipe for Diversion of Gas;
- Gas Relief Valve KGP (KRP).

	Casing size			Maximum				
Туре	Cas	ing size	OD		ID		pressure,	
	in	mm	in	mm	in	mm	psi	
KOUS-PVM-O (KV) M 118-50	5 ½; 5 ¾	139.7; 146.1	4.646	118	1.969	50	7252*	
KOUS-PVM-O (KV) M 122-50	5 ¾	146.1	4.803	122	1.969	50	7252*	
KOUS-PVM-O (KV) M 140-50	6 %	168.3	5.512	140	2.362	60	7252*	
KOUS-PVM-O (KV) M 145-50	6 %; 7	168.3; 177.8	5.709	145	2.362	60	7252*	





TMC POWER MAN

ПНЕВМОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ПРИВОД ШТАНГОВОГО СКВАЖИННОГО НАСОСА

НАЗНАЧЕНИЕ

Привод пневмогидравлический «TMC POWER MAN» предназначен для придания возвратнопоступательного движения плунжеру штангового скважинного насоса при откачивании жидкости из нефтяных скважин.





СОХРАНЯТЬ ПРИУМНОЖАЯ

ПРЕИМУЩЕСТВА

- ✔ Кратно низкие металлоемкость и масса по сравнению с другими приводами ШСН.
- ✔Сокращение сроков монтажно-демонтажных и пусконаладочных работ до 3-х часов.
- ✔Автоматизация процесса добычи нефти (дистанционное управление гидроприводом).
- ✔Применение энергоэффективного комплектующего оборудования в составе гидропривода (настраиваемый насос, стандартные баллоны с газом и т.д.).
- ✓ Бесступенчатое изменение числа качаний и длины хода плунжера насоса без остановки привода одним оператором в течение 5 минут.
- ✓ Задержка плунжера насоса в верхнем положении (увеличение коэффициента заполняемости насоса).
- ✓ Наличие функции «расхаживания» (вывод скважины из заклинивания).
- ✓ Сокращение энергозатрат до 30%.
- ✔ Возможность модернизации узлов гидропривода для установки дополнительного оборудования по желанию Заказчика.

423450, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Герцена, 1 «д» телефон: 8-800-250-79-39, e-mail: tmcg@tmcg.ru, сайт: тмс-групп.рф Специалист по направлению: Кашапов Ильшат , тел: (8553) 377-525 (доп. 2442); +7 (919) 623-45-88



TMC POWER MAN

ПНЕВМОГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ПРИВОД ШТАНГОВОГО СКВАЖИННОГО НАСОСА

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Освоение скважин после бурения и капитального ремонта. Оперативный подбор оптимальных параметров эксплуатации скважин в период освоения.

Эксплуатация на скважинах, оснащенных однолифтовыми установками одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). Проведение исследований обводненности скважины благодаря возможности оперативного изменения параметров работы плунжера ШСН при переключении с одного пласта на другой (в течение 5 минут одним оператором).

Эксплуатация периодически работающего фонда скважин, выведенного в бездействие. Возможность эксплуатировать ШСН в широких диапазонах, минимальная длина хода Lxoда – 0,25 м.

Проведение реанимационных работ на скважинах, имеющих риск зависания и заклинивания штанговых колонн. Наличие функции «расхаживания».

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ОСНАЩЕНИЕ (ПО ЖЕЛАНИЮ ЗАКАЗЧИКА)

- ✓ Штанговращателем ШВ.
- ✓ Ограждением гидравлической станции и коробами для рукавов высокого давления.
- Специальным укрытием (будкой) для гидравлической станции во взрывозащищенном и антивандальном исполнениях.
- Оттяжками рамы гидропривода для снижения действия ветровых нагрузок.
- √Функцией дистанционного управления с возможностью изменения параметров, дистанционного мониторинга и онлайн-контроля работы гидропривода с пульта оператора.



ТЕХНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

Марка привода	TMC POWER MAN ПШСНГ-80-4,0 (однолифтовый)	TMC POWER MAN ПШСНГ-80-4,0 (двухлифтовый)	TMC POWER MAN ПШСНГ-80-4,0 (реанимационный)	TMC POWER MAN ПШСНГ-80-6,0
Максимальная нагрузка на устьевом штоке, кН (кгс)	80 (8 000)	80 (8 000)	80 (8 000)	80 (8 000)
Длина хода устьевого штока, м	0 ,2÷4	0 ,2÷4	0 ,2÷ 4	0 ,2÷ 6
Шаг изменения длины хода, м	бесступенчатое	бесступенчатое	бесступенчатое	бесступенчатое
Число 2-х ходов в мин.	0,25 ÷ 4	0,25 ÷ 4	0,25 ÷ 5,5	0,25 ÷ 2
Мощность эл. двигателя, кВт.	5,5-7,5-11 кВт	5,5-7,5-11 кВт	15-18-22кВт	5,5-7,5-11 кВт
Защита эл. двигателя и насоса от перегруза	автоматическая	автоматическая	автоматическая	автоматическая
Система уравновешивания	пнев матическая (балансировка сжатым азотом)	пневматическая (балансировка сжатым азотом)	пневматическая (балансировка сжатым азотом)	пневматическая (балансировка сжатым азотом)
Станция управления	СУ СКАД (модернизированная)	СУ СКАД (адаптирована для работы с гидроприводом)	СУ СКАД (адаптирована для работы с гидроприводом)	СУ СКАД (адаптирована для работы с гидроприводом)
Масса привода (гидропривода и полного комплекта), кг	700 (2420±50) (мачта-1 шт. гидростанция -1 шт.)	700 (2420±50) (мачта-1 шт. гидростанция -2 шт.)	700 (2500±50) (мачта-1 шт. гидростанция -1 шт.)	750 (2500±50) (мачта-1 шт. гидростанция -1 шт.)
Габаритные размеры (длина, ширина, высота), м	2. 320	20 0000 0000	50 5400 100 1000 100 1000	
- рамы	0,7 x 0,7 x 9	0,7 x 0,7 x 9	0,7 x 0,7 x 9	0,7 x 0,7 x 12
- гидростанции	1,35 x 1,4 x 1,7	1,35 x 1,4 x 1,7	1,35 x 1,4 x 1,7	1,35 x 1,4 x 1,7
Температура окружающей среды	-40 до +40°C	-40 до +40°C	-40 до +40°C	-40 до +40°C

423450, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Герцена, 1 «д» телефон: 8-800-250-79-39, e-mail: tmcg@tmcg.ru, сайт: тмс-групп.рф Специалист по направлению: Кашапов Ильшат , тел: (8553) 377-525 (доп. 2442); +7 (919) 623-45-88

Энергоэффективные интеллектуальные высокооборотные насосные установки серии УЭЦН АКМ

А.В. Юрьев

генеральный директор¹ auriev@skwel.ru

¹ООО «ВЭЛТЕКС», Москва, Россия

В работе рассмотрены основные достижения в области автоматизации систем управления для качественного и оперативного принятия решения о состоянии нефтедобывающих установок, что является основным элементом диагностики, которая имеет огромную ценность для нефтянтедобывающей промышленности.

Ключевые слова

повышение темпа отбора пластовой жидкости, интеллектуальная система управления, уменьшенные вес и габариты, ускоренный вывод установки на режим, экономичность эксплуатации

Качество и оперативность принимаемого решения о состоянии нефтедобывающих установок являются основными элементами диагностики, которая имеет огромную ценность для нефтяников. Поэтому разработка новых методов и средств автоматической оперативной диагностики состояния нефтедобывающего оборудования является приоритетной задачей.

Однако на сегодняшний день современные системы электропитания и управления являются лишь высокоавтоматизированными системами. На наш взгляд система является интеллектуальной, если умеет самостоятельно обучаться, прогнозировать поведение окружающей среды и своё собственное как в рамках всего месторождения, так и в рамках отдельно взятого куста или скважины, и использует технологии искусственного интеллекта.

В этой связи необходимо акцентировать внимание в области автоматизации систем управления УЭЦН АКМ (автоматическая комплектная малогабаритная), на основе которой будет возможно осуществить переход к интеллектуальным УЭЦН АКМ.

Рассмотрим основные эксплуатационные качества УЭЦН АКМ по сравнению с серийно выпускаемыми насосами:

1. Повышение темпа отбора пластовой жидкости.

Применение интеллектуальной системы управления работой установки, основанной на разработанных компанией интеллектуальных алгоритмах управления УЭЦН АКМ, позволяет реализовать процесс динамической оптимизации работы системы «насос — скважина» в соответствии с изменяющимся притоком и свойствами пластовой жидкости и обеспечивает темп ее отбора на потенциале скважины в течение всего периода эксплуатации.

В настоящий момент отработаны основные алгоритмы, которые входят в программное обеспечение систем автоматического управления УЭЦН АКМ:

- регулирование частоты вращения насоса в зависимости от изменения тока электродвигателя. Периодическое увеличение частоты (сканирование) с целью обеспечения максимального дебита. После срыва подачи снижение частоты вращения на заданную величину (рис. 1);
- запрет сканирования на заданное время в случае, если после сканирования произошло заданное количество срывов подачи;
- автоматическая коррекция коэффициентов ЗСП;
- ограничение фазного тока электродвигателя при работе «на открытую задвижку»;
- «поиск подачи» при выводе на режим автоматический разгон до частоты, на которой появляется подача (рис. 2);
- задание частоты вращения ротора после срабатывания ЗСП, вычисленной за предыдущий нормальный период;
- работа на заданной оптимальной частоте вращения;
- автоматическое «расклинивание» ротора установки:

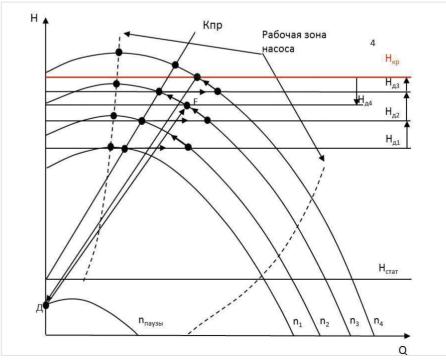


Рис. 1 — Режим сканирования

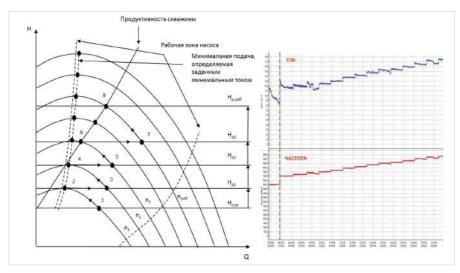


Рис. 2 — Автоматический вывод на режим

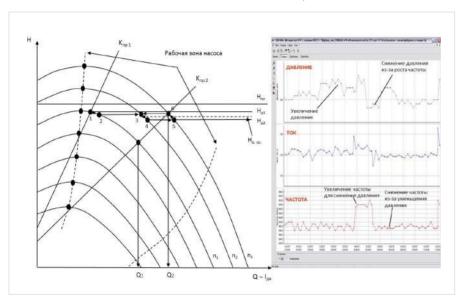


Рис. 3 — Автоадаптация

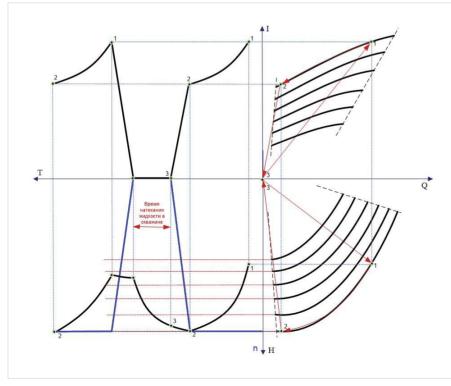


Рис. 4 — Режим кратковременной эксплуатации по давлению

- отмена последнего сканирования в случае снижения тока после сканирования для предотвращения возможного срыва полачи:
- автоадаптация частоты вращения ротора по давлению на приеме насоса (рис. 3);
- Кратковременная эксплуатация скважины (рис. 4). Отличительной особенностью данного алгоритма от режима работы по программе (присутствует практически во всех СУ) является то, что время простоя оборудования зависит от показания датчика давления. АПВ происходит при накоплении жидкости (при достижении допустимого уровня давление). Отключение (или переход на частоту технологической паузы) установки происходит по защите от срыва подачи. ЭЦН заменяется более производительным насосом, для которого характерен более высокий КПД.;
- анализ динамики фазного тока электродвигателя (рис. 5). При динамике тока определённого характера (нестабильный) и при достижении её значений до заданного оператором уровня, что означает увеличение количества КВЧ, станция управления уменьшит частоту двигателя до безопасного значения тока.
- анализ динамик температуры внутренней полости электродвигателя При работе оборудования с повышенным КВЧ, нестабильным или малым притоком, а также в «горячих» скважинах немаловажно обеспечить защиту от перегрева установки. Сегодня имеется лишь защита от перегрева, которая отключает установку с последующим АПВ. Целесообразно использовать такой алгоритм, который вообще не позволит достигать критической температуры электродвигателя.

Все перечисленные алгоритмы программного обеспечения системы управления УЭЦН АКМ являются основой интеллектуального управления и проявляются именно в автоматической адаптации к потенциальному притоку пластовой жидкости в скважине, обеспечивая работу на потенциале скважин в течение всего периода эксплуатации.

2. Уменьшенные вес и габариты (по длине) установки.

Применение высокооборотного вентильного двигателя позволило существенно снизить размеры погружной части УЭЦН АКМ. Общая длина установки с напором до 2500 м составляет порядка 9 м, что практически в три раза меньше, чем у стандартного оборудования. Сокращение размеров отразилось, прежде всего, на возможности эксплуатации скважин с высоким набором кривизны: вплоть до 6 на 10 м. Также значительно облегчился монтаж установки, так как теперь она поступает на скважину в собранном виде.

3. Ускоренный вывод установки на режим.

Сократилось время ввода скважин в эксплуатацию, так как вывод на режим осуществляется автоматически без остановок. Это стало возможным благодаря уникальной системе термозащиты привода УЭЦН АКМ для исключения его перегрева. В погружной части применен кожух принудительного обтекания, который является неотъемлемым

элементом электродвигателя и не требует отдельного монтажа на скважине. Эффективность кожуха принудительного обтекания проявляется при выводе скважины на режим, а также в условиях низких притоков и резкого повышения свободного газа на приеме насоса, то есть в условиях срыва подачи насоса.

4. Экономичность эксплуатации.

Применение высокооборотного вентильного привода снизило расход потребляемой электроэнергии на 5–10%, так как КПД вентильного двигателя выше асинхронного. Широкий диапазон регулирования подач установок (1000 — 10000 об/мин) позволяет уменьшить номенклатуру насосного оборудования и сократить складские и производственные помещения.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что нам удалось создать установку, которая может претендовать на внедрение в систему интеллектуального месторождения.

Итоги

Создание установки – претендента на внедрение в систему интеллектуального нефтяного месторождения.

Выводы

Интеллектуальная система управления установкой позволяет добиться максимальных результатов добычи в сложных эксплуатационных условиях, при этом сохраняя экономичность эксплуатации.

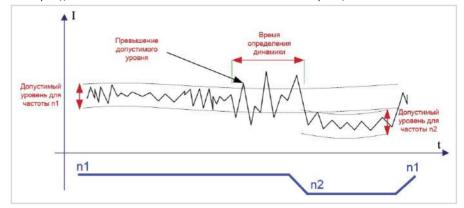


Рис. 5 — анализ динамики тока

ENGLISH PUMPS

Energy-efficient high-speed intelligent pumping units ESP AKM series

UDC 621.65/621.69

Authors:

Alexey V. Yuriev — general manager¹; auriev@skwel.ru

¹Velteks, Moscow, Russian Federation

Abstract

The paper discusses the main achievements in the field of automation control systems for quality and efficient decision-making on the state of the oil-producing plants, which is a key element of diagnosis, which is of great value for neftyantedobyvayuschey industry.

Keywords

increase in production rate of formation fluid, intelligent control system, reduced weight and dimensions, faster time setting mode, economical operation

Resulte

Creating installation — contender for

implementation in intelligent oilfield.

Conclusions

Intelligent control system allows the installation to achieve maximum results in the production of complex operational conditions, while maintaining economical operation.



Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков в отеле InterContinental Moscow Tverskaya



11 сентября 2014

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА Модернизация переработки нефти и газа

Увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов требуют реконструкции действующих мощностей. На конференции обсуждается практика работы с инжиниринговыми компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами



9 октября 2014

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

Телефоны: (495) 514-44-58, 514-58-56; info@n-g-k.ru; www.n-g-k.ru

Фланцевые шаровые краны

технический отдел¹ info@tdmarshal.ru

¹000 «ТД «Маршал», Москва, Россия

В данной статье рассматриваются характеристики и технические особенности фланцевого типа присоединения шаровых кранов к трубопроводу.

Материалы и методы

При подготовке статьи использовалась информация о типах, способах, характеристиках фланцевого присоединения шаровых кранов к трубопроводу, данные ГОСТ, ТУ, EN, DIN, ASME.

Ключевые слова

фланцевый тип присоединения, исполнения, выступ-выступ, выступ-впадина, шип-паз

Системы нефте- и газоснабжения предназначены для доставки сырья от мест его добычи до пунктов конечного потребления.

Транспортировка среды осуществляется с помощью трубопровода с установленной на нем специальной арматурой. Зачастую для нефтегазовых транспортных систем применяются шаровые краны с фланцевым типом присоединения, за счет удобства монтажа, надежности конструкции, способности обеспечить осмото или замену узлов трубопроводов.

Фланцевое соединение состоит из закрепленных с помощью болтов или шпилек двух фланцев и прокладки между ним. Рассмотрим характеристики и технические особенности подобных деталей трубопроводов.

Плоский приварной фланец является одним из самых распространенных при монтаже трубопроводов, он крепится к трубе при помощи двух сварочных швов. Используется, в основном, на низких и средних давлениях.

В трубопроводах, где требуется периодический ремонт, рекомендуется использовать свободный стальной фланец на приварном кольце. Он состоит из самого фланца и кольца, которое приваривается к трубопроводу, при этом сам фланец остается свободным, обеспечивая легкую стыковку отверстий без поворота трубы.

Фланец стальной приварной встык (воротниковый) имеет симметричный выступ в форме конуса («воротник»), и также является достаточно распространенным. С помощью особенностей конструкции — конуса, концентрация напряжения в основе фланца снижается. Внутренний диаметр воротника соответствует внутреннему диаметру трубы. Фланец приваривается к трубопроводу одним сварным швом.

На сегодняшний день существует девять вариантов исполнения поверхности

фланцев, выступ-выступ, выступ-впадина, шип-паз и прочие.

Фланцы могут быть изготовлены по различным стандартам: по отечественным — ГОСТ, ОСТ, ТУ; по европейским — DIN (Deutsches Institute für Normung), EN (European Committee for Standardization), и по американским ANSI/ASME (American National Standards Institute/American Society of Mechanical Engineers). Конечно, продукция, произведенная по зарубежным стандартам, отличается от российских. В таб. 1 отражена взаимосвязь типа уплотнительной поверхности и стандарта изготовления.

Итоги

Сделаны выводы о необходимости учета всех конструктивных параметров и условий эксплуатации при выборе фланцевых шаровых кранов, а также осуществления процесса установки в соответствии с выбранным стандартом.

Выводы

Фланцевые соединения в настоящее время достаточно востребованы, так как могут быть использованы при различных условиях среды, показателях температуры и давления. При этом важно учитывать все конструктивные параметры и условия эксплуатации для обеспечения надежности, а также осуществлять процесс установки в соответствии с выбранным стандартом.

Список используемой литературы

- 1. FOCT 54432
- 2. FOCT 12815
- 3. EN 1092-1
- 4. DIN 2526
- 5. ASME 16.5

ΓΟCT P 54432	ΓΟCT 12815	EN 1092-1	DIN 2526	ASME B 16.5
Исполнение А. Плоскость		Тип А. Плоская поверхность	Форма А. Форма В (Rz160). Плоская поверхность	
Исполнение В. Соединительный выступ	Исполнение 1. Соединительный выступ	Тип В. Соединительный выступ (В1 2,5÷4,0 МПа; В2 6,3÷10,0 МПа)	Форма C(Rz160). Форма D (Rz40). Форма E (Rz16). Соединительный выступ	RF Соединительный выступ
Исполнение Е. Выступ	Исполнение 2. Фланец с выступом	Тип Е. Выступ	Форма V13. Выступ	SM Малый выступ LM Крупный выступ
Исполнение F. Впадина	Исполнение 3. Фланец с впадиной	Тип F. Впадина	Форма R13. Впадина	SF Малая впадина LF Крупная впадина
Исполнения С, L. Шип	Исполнение 4. Фланец с шипом	Тип С. Шип	Форма Ғ. Шип	ST Малый шип LT Крупный шип
Исполнения D, M. Паз	Исполнение 5. Фланец с пазом	Тип D. Паз	Форма N. Паз	SG Малый паз LG Крупный паз
Исполнения К. Под линзовую прокладку	Исполнение 6. Фланец под линзовую прокладку			
Исполнения J. Под прокладку овально сечения	Исполнение 7. Фланец под прокладку овального сечения			RTJ Канавка под прокладку овального сечения
	Исполнение 8.	Тип G. Выступ под уплотнительное кольцо	Форма R14. Выступ под уплотнительное кольцо	
	Исполнение 9.	Тип Н. Канавка под уплотнительное кольцо	Форма V14. Канавка под уплотнительное кольцо	

Таб. 1 — Уплотнительные поверхности фланцев, изготовленные по различным стандартам



Надежный партнер надежное будущее!

Комплектующее Предприятие «EBHAT» — Комплексное снабжение и организация поставок промышленного оборудования и комплектующих для обеспечения строительства и бесперебойной работы объектов нефтяной, газовой и химической промышленности.

Если у вас на предприятии запланирован ремонт или строительство, Компания «ЕВНАТ» поможет сэкономить время на поиски и транспортировку необходимого вам оборудования, тем самым вы сможете заработать больше денег, себе и своему предприятию занимаясь другими не менее важными делами.

Компания «ЕВНАТ» готова предложить Вам, из наличия на складах, оборудование и материалы ведущих заводов России. Вся продукция 2014 **года выпуска** сопровождающаяся — Паспортом на изделие, Сертификатом качества на материал, Сертификатом соответствия или Сертификатом Таможенного Союза, а также Разрешением на применение. Всё оборудование имеет гарантию производителя до 36 месяцев. Продукция предлагаемая Комплектующим Предприятием «ЕВНАТ» включена в «Реестр оборудования, технические условия которого соответствуют требованиям **ОАО «Газпром»**. В случае необходимости или потребности в оборудовании для комплектации объектов АК «Транснефть» компания «ЕВНАТ» готова в кратчайшие сроки подобрать Вам оборудование, согласно перечня нормативных документов стандарта ОТТ.





Ваши выгоды:

- 1. Подобрав всё в одном месте, Вы сэкономите своё время на поиски и деньги на транспортировку.
- 2. Имея хорошие складские запасы, владея информацией о наличии продукции на складах заводов, мы предоставим вам оперативный ответ и доставим сам товар в нужное место, в кратчайшие сроки.
- 3. Взаимодействуя непосредственно с руководителями предприятий и основных производственных цехов, имеем возможность контролировать весь процесс изготовления, информируя Вас в режиме реального времени, о ходе производства заказанной Вами продукции исключив тем самым вариант задержки изготовления.

Комплектующее Предприятие «ЕВНАТ» 450065, Россия, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Буревестника д.11 офис 7.

Тел./факс: +7 (347) 260-08-58, 264-77-78, 260-47-07, 240-24-64.

e-mail: evnat@evnat.ru

www.evnat.ru | www.evnat.com



Разработка конструкции камеры печи для нагрева стальных труб

М.В. Калачев

магистрант¹ bosch116@mail.ru

Л.Ю. Тихонов

заведующий лабораторией³ ofskr@mail.ru

И.А. Савин

к.т.н., доцент²

А.А. Новичков

студент

¹кафедра «ПЛА», КНИТУ им. А.Н. Туполева-КАИ, Казань, Россия

²кафедра «КТМП», НЧФ КНИТУ им. А.Н. Туполева-КАИ, Набережные Челны, Россия

³ОАО «ТатНИИнефтемаш», Казань, Россия

С развитием промышленных отраслей РФ повышаются требования к качеству выпускаемой продукции, следовательно, повышаются требования к качеству выполняемых технологических операций, связанных с созданием данной продукции. В данной статье рассматриваются конструктивные особенности новой камеры печи для нагрева стальных труб, позволяющие повысить качество (равномерность) нагрева стальных труб, эффективность использования теплового потока (КПД) и уменьшить время нагрева стальных труб.

Материалы и методы

Металлы и сплавы, данные промышленных исследований.

Ключевые слова

стальная труба, нагрев, полимеризация покрытия

Несмотря на то, что в последнее время широкое применение получили трубы из полимерных материалов, стальная труба своих позиций практически не утратила. Ряд свойств, которые присущи данному материалу, делает ее незаменимой во многих случаях, а полимерное покрытие на внутренней и наружной поверхностях стальной трубы устраняет ряд их недостатков, связанных с коррозией.

Однако технологический процесс производства таких труб подразумевает ряд этапов, где стальная трубная заготовка подвергается нагреву до определенных температур и выдержке.

Наиболее распространенным способом нагрева металлических длинномерных полых изделий является конвективный нагрев в печи.

На сегодняшний день существует множество видов печей для нагрева труб из сталей и сплавов.

Тем не менее, большинство печей для нагрева стальных труб имеет ряд схожих существенных недостатков.

Основным недостатком таких печей является неравномерный нагрев по всей площади нагреваемого изделия, за счет ламинарного движения потока нагретых газов, что значительно снижает качество и увеличивает время нагрева.

Также малая производительность печей, из-за долгого ожидания нагрева длинномерного изделия до заданной температуры, ввиду того, что большой объем тепла уходит на нагрев самой камеры печи;

Можно также выделить один из недостатков — это неэффективное использование выделяемого потока нагретого воздуха, так как:

- 1. Теплообмен при нагревании изделия происходит при ламинарном движении потоков нагретого воздуха, что так же увеличивает время нагрева и уменьшает производительность;
- 2. Большой объем тепла уходит на нагрев камеры печи, где находятся стальные трубы.

Можно сделать вывод, что для качественного, эффективного нагрева стальной трубы конструкция печи должна равномерно регулировать температуру и направление потоков нагретых газов.

Поставленную задачу мы решили, разработав новую конструкцию высокоэнергоэффективной печи с качественным, быстрым нагревом по всей площади изделия, использующей выделяемый поток нагретого газа от автономного источника.

Новизной данного конструкции является камера печи, позволяющая направлять поток нагретых газов, как на наружную, так и на внутреннюю поверхности длинномерного полого изделия, при этом регулируя угол атаки потока нагретых газов.

Камера печи — это помещение нагрева изделия (стальной трубы).

Воздуховод боковой направляет поток нагретых газов в камеру печи через боковое сопло.

Воздуховод нижний направляет поток нагретых газов в камеру печи через нижние жалюзийные решетки.

Боковое сопло установлено на одной из торцевых сторон камеры печи и направляет поток нагретых газов на внутреннюю поверхность трубы и регулирует угол атаки потока нагретых газов на внутреннюю поверхность трубы.

Нижние жалюзийные решетки установлены у основания камеры печи и направляют поток нагретых газов на наружную поверхность трубы и регулирует угол атаки потока нагретых газов на наружную поверхность трубы.

Стальная труба — нагреваемое изделие. Дымоотвод направляет поток использованных для нагрева изделия (стальная труба) газов в дымоход.

Специальная оснастка предназначена для предания вращательного движения трубе и для сохранения наружной поверхности трубы от внешних контактов.

Подвесной конвейер предназначен для транспортировки трубы.

Дефлектор предназначен для создания дополнительной (искусственной) тяги в камере печи.

Шлюз предназначен для открытия/за-крытия входа в камеру печи.

Перед началом работы, на концы стальной трубы устанавливают специальные оснастки, предусмотренные данным способом, предающие стальной трубе вращательное движение во время их нагрева.

В рабочем режиме потоки нагретых газов направляют в камеру печи через воздуховод боковой и воздуховод нижний, боковое сопло и нижние жалюзийные решетки. Боковое сопло регулирует направление потока нагретых газов, поступающих через воздуховод боковой, и регулирует угол атаки потока нагретых газов на внутреннюю поверхность стальной трубы. Нижние жалюзийные решетки регулируют направление потока нагретых газов, поступающих через воздуховод нижний, и регулирует угол атаки потока нагретых газов на наружную поверхность стальной трубы.

Во время нагрева стальной трубы поток нагретых газов от автономного источника, поступающий через боковое сопло в камеру печи, направляют на внутреннюю поверхность стальной трубы, и направляют по спирали, чтобы предает потоку нагретых газов турбулентное движение. Это уменьшает время нагрева стальной трубы, способствуя повышению производительности печи и эффективному использованию тепла потока нагретых газов.

Во время нагрева стальной трубе предают вращательное движение с помощью специальных оснасток, установленных на концы стальной трубы 6, исключающих контакт наружной поверхности стальной трубы с иными поверхностями, что делает нагрев стальной трубы более качественным.

Продолжительность нагрева длинномерного изделия до заданной температуры является важным параметром, определяющим

производительность печи и ее габаритные размеры.

Расчет нагрева металла начинается с определения критерия Bi.

Критерий Ві проводит границу «тонких» и «массивных» тел.

$$Bi \le 0.25$$
 — тело «тонкое» $Bi \ge 0.5$ — тело «массивное»

$$Bi = \alpha * S/\lambda$$

где S — прогреваемая толщина стенки трубы, м. $S = 0.01 \,\mathrm{M}$

 λ — средний коэффициент теплопроводности, $\mathit{Bm}/$ (m * °C)

$$\lambda_{20} = 51.9 \text{ Bm/(M} * {}^{\circ}C)$$

$$\lambda_{400} = 45 \text{ Bm/(M} * {}^{\circ}C)$$

$$\lambda_{cp} = (\lambda_{20} + \lambda_{400})/2 = (51.9 + 45)/2 = 48.45 \text{ Bm/(M} * {}^{\circ}C)$$

a — коэффициент теплоотдачи конвекцией, Bт/(м² * °C) /при турбулентном движении в трубах или между ними находится в интервале $-12 - 115 \, \text{BT/(м}^2 * \, ^{\circ}\text{C)/;}$ возьмем значение ближе к максимальному 100 BT/($M^2 * {}^{\circ}C$).

$$Bi = 100 * 0,01/48,45 = 0,02 -$$
тело «тонкое»

При расчете времени тонкостенных труб следует использовать формулу -

$$\tau = \left(1 - \frac{S}{d_{nop.}}\right) \cdot \frac{\overline{C}_p \cdot \rho \cdot S}{K' \cdot \alpha} \cdot \ln \frac{T_n - t_{non.}^{now.}}{T_n - t_{nom.}^{now.}}$$

где S — прогреваемая толщина стенки трубы, м;

 $d_{_{\!\mathit{nap.}}}-$ наружный диаметр трубы, м; $K^{\hat{\,\,\,}}-$ коэффициент, учитывающий способ укладки труб и зависящий от относительного расстояния между центрами труб $\mathit{m/d}_{\scriptscriptstyle \mathit{нар}}$, где m — расстояние между центрами труб = 0,475 м, для одностороннего нагрева при m/d_{uan} составляющем 1,0; 1,5; 2,0, коэф- 1. Предания вращательного движения стальфициент K равен соответственно 0,5; 0,8; 1,0/;

$$m/d_{\text{\tiny HAD}} = 0.475/0.325 \approx 1.5 \rightarrow K^{\circ} = 0.8$$

a — коэффициент теплоотдачи конвекцией, Вт/(м² * °C) / при турбулентном движении в трубах или между ними находится в интервале — $12 - 115 \, \text{BT/(M}^2 * {}^{\circ}\text{C)/;}$ возьмем значение ближе к максимальному - 100 BT/(M2*0C).

$$\begin{split} \tau &= \left(1 - \frac{S}{d_{nap}}\right) \cdot \frac{\overline{C}_p \cdot \rho \cdot S}{K' \alpha} \cdot \ln \frac{T_n - t_{nem}^{naq}}{T_n - t_{nem}^{soneq}} = \\ &= \left(1 - \frac{0.01}{0.325}\right) \cdot \frac{624 \cdot 7800 \cdot 0.01}{0.8 \cdot 100} \cdot \ln \frac{440 - 20}{440 - 420} = \\ &= (1 - 0.0307) \cdot \frac{39936}{80} \cdot \ln 20 = \end{split}$$

 $= 0.9693 \cdot 608.4 \cdot 3.04 \approx 1792.75c \approx 29.8$ мин

Так как нагрев производит при направлении потока нагретых газов, как к наружной. так и к внутренней поверхности стальной трубы, то время уменьшиться примерно 1,5-2,0 раза (среднее 1,75).

$$au_{dasm.} pprox au/1,75 pprox 17$$
 мин

Из таблицы видно, что производительность новой печи для нагрева стальных труб будет выше на 45-75% относительно известных аналогов.

Подведя итоги, можно сказать, что конструкция новой печи имеет ряд преимуществ относительно существующих аналогов.

Основное преимущество — это повышение качества нагрева наружной и внутренней поверхности стальной трубы, за счет:

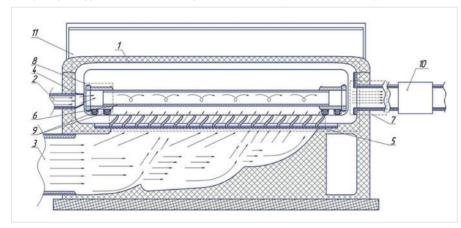


Рис. 1 — эскиз камеры печи. 1 — рабочая камера печи; 2 — воздуховод боковой; 3-воздуховод нижний; 4- боковое сопло; 5-нижние жалюзийные решетки; 6-стальная труба; 7-дымоотвод; 8-специальная оснастка; 9 — подвесной конвейер; 10 - дефлектор; 11 - шлюз.

Nº	Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Время нагрева до 420°С, мин (обычная печь)	Время нагрева до 420°C, мин (новая печь для нагрева стальных труб)
1	57	3,5	14	≈ 8,0
2	76	4	≈ 15	≈ 8,6
3	89	5	≈ 17, 5	≈ 10,0
4	114	6	≈ 20	≈ 11,4
5	159	7	≈ 22	≈ 12,8
6	219	8	≈ 25	≈ 14,2
7	273	9	≈ 28	≈ 15,6
8	325	10	≈ 30	≈ 17

Таб. 1 — Представлены наиболее часто применяемые стальные трубы и время их нагрева.

- ной трубе специальными оснастками;
- 2. Направления потока нагретых газов на наружную и внутреннюю поверхности стальной трубы:
- 3. Исключения контакта наружной поверхности стальной трубы с иными поверхностями;

А также уменьшение времени нагрева стальной трубы, за счет:

- 1. Предания вращательного движения стальной трубе специальными оснастками;
- 2. Направления потока нагретых газов на наружную и внутреннюю поверхности стальной трубы:
- 3. Турбулентного движения потока нагретых газов в камере печи:

Новая конструкция камеры печи повышает эффективность нагрева стальной трубы, за счет увеличения площади контакта стальной трубы с потоком нагретых газов, которое достигается, за счет направления потока нагретых газов непосредственно на наружную и внутреннюю поверхности стальной трубы.

Повышается производительность печи, за счет уменьшения времени нагрева стальной трубы.

Итоги

Предлагаемая печь для нагрева труб по сравнению с аналогами:

- Повышает качество нагрева наружной и внутренней поверхности стальной трубы, за счет:
- 1.1. Предания вращательного движения стальной трубе специальными оснастками:
- 1.2. Направления потока нагретых газов на наружную и внутреннюю поверхности стальной трубы;
- 1.3. Исключения контакта наружной поверхности стальной трубы с иными поверхностями:
- Уменьшает время нагрева стальной трубы, за счет:
- 2.1. Предания вращательного движения стальной трубе специальными оснастками:
- 2.2. Направления потока нагретых газов на наружную и внутреннюю поверхности стальной трубы;
- 2.3. Турбулентного движения потока нагретых газов в камере печи;
- Повышает эффективность нагрева стальной трубы, за счет увеличения площади контакта стальной трубы с потоком нагретых газов, которое достигается, за счет направления потока нагретых газов непосредственно на наружную и внутреннюю поверхности стальной трубы;
- Повышается производительность печи, за счет уменьшения времени нагрева стальной трубы.

Выволы

Внедрение данной технологии позволит повысить качество изготавливаемой продукции, производительность. А повышение эффективности использования теплового потока уменьшит срок окупаемости данной технологии.

Список используемой литературы

1. Калачев М.В., Калачев И.Ф., Савин И.А., Новичков А.А. Заявка на патент РФ № 2014103388 от 31.01.2014.

ENGLISH PIPES

Development of a design of the camera of the furnace for heating of steel pipes

UDC 621.643

Authors

Maxim V. Kalachev — master¹; bosch116@mail.ru Leonid Yu. Tikhonov — head of laboratory³; ofskr@mail.ru Igor A. Savin — ph.d., associate professor²;

Alexander A. Novichkov — student²;

¹Department of "PLA" Kazan National Research Technical University named after A.N. Tupolev — KAI (KNRTU-KAI), Kazan, Russian Federation ²Department of "KTMP" Naberezhnye Chelny branch Kazan National Research Technical University named after A.N. Tupolev — KAI (KNRTU-KAI), Naberezhnye Chelny, Russian Federation

³TatNIIneftemash JSC, Kazan, Russian Federation

Abstract

With development of industrial branches of the Russian Federation requirements to quality of products raise, therefore, requirements to quality of the carried-out technological operations connected with creation of this production raise. In this article design features of the new camera of the furnace for heating of the steel pipes, allowing to increase quality (uniformity) of heating of steel pipes, efficiency of use of a thermal stream (efficiency) and to reduce time of heating of steel pipes are considered.

Materials and methods

Metals and alloys, data of industrial researches.

Results

References

The offered furnace for heating of pipes in

comparison with analogs:

- Increases quality of heating of an external and internal surface of a steel pipe, for the account:
- 1.1. Legends of a rotary motion to a steel pipe special equipments;
- 1.2. The directions of a stream of heated gases on external and internal surfaces of a steel pipe:
- 1.3. Exceptions of contact of an external surface of a steel pipe with other surfaces;2. Reduces time of heating of a steel pipe, for
- the account:
 2.1. Legends of a rotary motion to a steel pipe
- 2.1. Legends of a rotary motion to a steel pipe special equipments;
- 2.2. The directions of a stream of heated gases on external and internal surfaces of a steel pipe:
- 2.3. Whirl of a stream of heated gases in the furnace camera;

- Increases efficiency of heating of a steel pipe, at the expense of increase in the area of contact of a steel pipe with a stream of heated gases which is reached, at the expense of the direction of a stream of heated gases directly on external and internal surfaces of a steel pipe;
- 4. Furnace productivity, due to reduction of time of heating of a steel pipe increases.

Conclusions

Introduction of this technology will allow to increase quality of made production, productivity. And increase of efficiency of use of a thermal stream will reduce a payback period of this technology.

Keywords

steel pipe, heating, covering polymerization

Savin I.A., Novichkov A.A. Patent application of the Russian

Federation No. 2014103388 of 31.01.2014.

1. Kalachev M.V., Kalachev I.F.,



ЛИДЕР В ПРОИЗВОДСТВЕ НЕТКАНЫХ МАТЕРИАЛОВ В РОССИИ

Геотекстильные полотна «Геоком» для:

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

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



ТРУБОПРОВОД УДК 622.692.4 **51**

«Дунай» — система мониторинга активности в охранной зоне трубопровода

Д.И. Грознов

начальник отдела

А.В. Леонов

к.ф.-м.н., научный консультант¹

О.Е. Наний

д.ф.-м.н., начальник отдела¹

Е.Т. Нестеров

инженер1

В.Н. Трещиков

 κ .ф.-м.н., генеральный директор¹ vt@t8.ru

¹Т8, Москва, Россия

Один из перспективных способов контроля активности в охранной зоне трубопровода мониторинг микровибраций грунта с использованием когерентного рефлектометра. В качестве датчика используется обычное оптическое волокно, проложенное вдоль трубопровода (например, свободное волокно в телекоммуникационном кабеле связи). Перемещение людей или техники, выполнение земляных работ вызывают вибрацию грунта, которая передаётся кабелю и детектируется системой мониторинга.

Материалы и методы

Используется когерентный рефлектометр. Зондирующий импульс посылается в волокно с частотой 1...2 кГц, анализируются изменения в рефлектограмме. Классификация воздействий производится на основе предварительной калибровки (по аналогии с распознаванием изображений).

Ключевые слова

когерентный оптический рефлектометр, безопасность трубопроводов, охранная система

Анализ сигнала, поступающего на когерентный рефлектометр, позволяет не только обнаружить наличие активности в охранной зоне, но и классифицировать источник воздействия. Важное преимущество системы — возможность заблаговременно выявить несанкционированные действия (перемещение техники, земляные работы), угрожающие трубопроводу, и предотвратить ущерб. Также систему можно использовать для обнаружения утечек, наблюдения за движением средств внутритрубной диагностики, контроля работы подрядчиков.

Принцип работы

При распространении оптического импульса по оптическому волокну часть света отражается обратно. Отражение происходит как от дефектов волокна, так и от неоднородностей показателя преломления (центров рассеяния), равномерно распределенных по волокну. Если на стороне передатчика дополнительно поставить фотоприёмник, то можно зарегистрировать отражённое излучение и построить график зависимости мощности отражённого сигнала от времени — рефлектограмму.

Вид этой рефлектограммы будет зависеть от того, какой источник излучения используется в рефлектометре — обычный или узкополосный (когерентный). Разницу можно пояснить на простом примере: представим, что в волокне есть всего два близко расположенных центра рассеяния, от которых отражается зондирующий импульс, рис. 1. Будем для простоты считать, что мощности отражённых сигналов одинаковы и равны Р.

В обычном рефлектометре, который применяется для измерения потерь в линии и обнаружения дефектов волокна, используется широкополосный лазер. Отражённые сигналы при этом складываются не когерентно: разность их фаз друг относительно друга меняется во времени, и амплитуда суммарного сигнала получается не регулярной (случайной). Мощность такого сигнала равна сумме мощностей отдельных сигналов, и не зависит от колебаний расстояния между центрами рассеяния.

В когерентном рефлектометре используется существенно более узкополосный и стабильный источник излучения, за счёт чего отражённые сигналы складываются когерентно: разность их фаз друг относительно друга постоянна во времени. Суммарный сигнал при этом может иметь мощность от нуля (если отражённые сигналы сложились в противофазе) до 4Р (если фазы двух отражённых сигналов совпали). Разность фаз очень чувствительна к колебаниям расстояния между центрами рассеяния: его изменение всего на 100 нм вызывает заметное изменение мощности суммарного сигнала. На этом эффекте и основано применение когерентного рефлектометра для задач мониторинга.

Когерентная рефлектограмма представляет собой сильно изрезанную линию, форма которой очень чувствительна к различным

воздействиям на волокно (тепловым, акустическим, электромагнитным), рис. 2. Такая рефлектограмма практически непригодна для обнаружения дефектов волокна, но зато может эффективно применяться для обнаружения и анализа внешних воздействий.

Обнаружение воздействий

Для обнаружения воздействия на волокно, необходимо сделать ряд последовательных рефлектограмм. В данной системе зондирующий импульс посылается в волокно с частотой 1...2 кГц, таким образом, каждую секунду снимается 1–2 тыс. рефлектограмм. Анализируя происходящие в них изменения, можно локализовать место воздействия, изучить спектр воздействующего сигнала, оценить частоту и интенсивность воздействия, его продолжительность и характер изменения во времени. На основе этих данных можно сделать предположения о причине воздействия.

Простейший приём обработки полученных данных заключается в вычислении максимальной разности между несколькими последовательными рефлектограммами для каждой точки волокна. Построенный таким образом график называется разностной рефлектограммой, рис. 3. Для тех участков волокна, где осуществляется внешнее воздействие, амплитуда разностной рефлектограммы будет заметно выше уровня шума.

По набору рефлектограмм можно для любой интересующей точки волокна построить график зависимости амплитуды сигнала от времени (сигналограмму). В лабораторных условиях сигналограмма позволяет оператору буквально прослушать воздействующий сигнал (например, голос человека). Для кабеля, проложенного в грунте, применяется в основном автоматический анализ сигналограмм, т.к. почва не пропускает колебания с частотой выше 200 Гц и прослушивание сигнала не столь информативно.

Применяя к сигналограмме фурье-преобразование, можно получить спектр воздействующего сигнала в интересующей точке волокна (спектрограмму). Экспериментально установлено, что воздействие внешних событий по-разному проявляется в различных спектральных диапазонах. Поэтому для более эффективного анализа внешних воздействий можно выделять полосовыми фильтрами определённые участки спектра, и затем восстанавливать и анализировать отфильтрованную сигналограмму.

На рис. 4 показан ещё один способ визуализации сигнала, который применяется в системе «Дунай» — окно «Водопад». Это комбинация рефлектограммы и сигналограммы. По горизонтали отложено расстояние вдоль кабеля, по вертикали — время (размер окна — 1 мин, чем выше — тем старее). Цветом отображается превышение интенсивности разностной рефлектограммы над пороговым уровнем.

При условии тщательной предварительной калибровки и настройки пороговых значений, «Водопад» представляет собой

эффективное средство визуального анализа ситуации на всём протяжении охранной зоны. Тренированный оператор способен дать оперативную оценку типа воздействия на основе визуального анализа «Водопада».

Сигнал от внешнего воздействия может быть также визуализирован в виде 3D-графика (по оси X отложено расстояние вдоль кабеля, по оси Y — время, по оси Z — интенсивность сигнала разностной рефлектограммы), рис. 5.

Распознавание воздействий

Задача распознавания формулируется следующим образом: по измеренному распределению акустического воздействия вдоль кабеля и спектру сигнала на каждом участке кабеля необходимо распознать причину воздействия.

В настоящее время, классификация воздействий в системе «Дунай» производится на основе предварительной калибровки (по аналогии с распознаванием изображений). Калибровка системы распознавания включает следующие шаги:

- Первоначальная настройка системы (устанавливаются пороговые значения для каждого участка волокна в зависимости от характерных уровней шумов).
- 2. Коррекция параметров распознавания в соответствии с определенными физическими характеристиками линии.
- 3. Генерация тестовых событий интересующих типов (например, проход человека поперёк кабеля, проезд тяжёлой техники вдоль кабеля и т.п.).
- 4. Изучение отклика системы на эти события: периодичность и пространственное распределение зон чувствительности, спектральные характеристики.
- 5. Перевод системы в режим автоматической классификации событий.

Система надёжно распознаёт около 10 типов событий, включая перемещение пешехода, ручную копку, проезд грузового автомобиля, работу тяжёлой техники и др. События

отображаются на карте местности, сохраняются в архиве событий, рис. 6.

Практическое применение

Для создания когерентного рефлектометра, пригодного для практического применения, необходимо решить целый ряд технических задач. Они связаны как с подбором физических характеристик источника излучения и параметров зондирующего импульса, так и с реализацией алгоритмов обработки сигнала и распознавания (классификации) воздействий.

Основное назначение системы — это обнаружение несанкционированной активности (перемещение людей и техники, разработка грунта ручным или механизированным способом), локализация аварий и неисправностей (например, утечек газа из магистрального газопровода). Также система может применяться для контроля прохождения внутритрубных устройств, отслеживания работы подрядчиков.

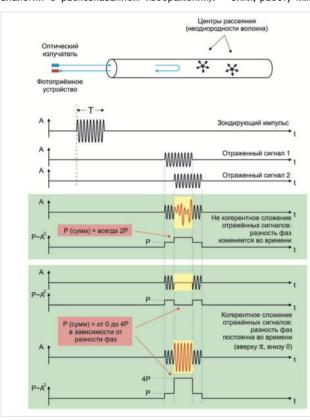
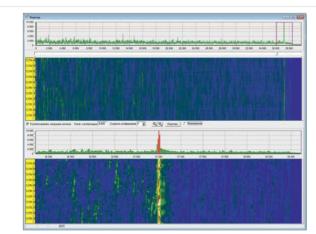


Рис. 1 — Когерентное и не когерентное сложение сигналов



Puc. 4— «Водопад»: пространственно-временная цветовая индикация сигнала. Нижнее окно— увеличенный участок верхнего окна

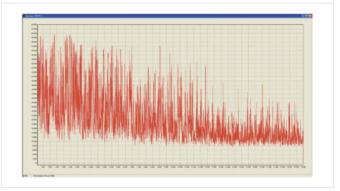


Рис. 2 — Когерентная рефлектограмма

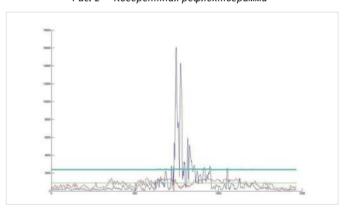


Рис. 3 — Разностная рефлектограмма: проезд лёгкой техники

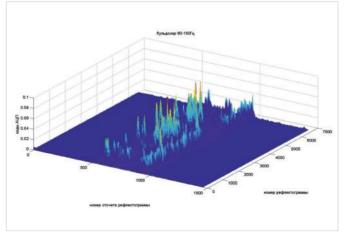


Рис. 5 — 3D-визуализация сигнала от проезда бульдозера, диапазон 60—150 Гц

Итоги

Протяжённость охранной зоны, контролируемой одним рефлектометром, может составлять несколько десятков километров. Чувствительность системы к внешним воздействиям зависит от типа воздействия, физических характеристик кабеля (конструкции, глубины укладки), состояния грунта. В среднем, перемещение и работа тяжёлой техники надёжно детектируется на расстоянии до 100 м от кабеля, движение грузового автомобиля — до 10 м, движение пешехода — непосредственно над кабелем.

Выводы

Системы контроля активности в охранной зоне на основе когерентного рефлектометра обладают многими преимуществами, среди которых: экономичность, скрытность установки, высокая чувствительность, всепогодность, простота в обслуживании. Несомненно, они найдут широкое применение в задачах охраны и обслуживания трубопроводов.

Список используемой литературы

1. Juškaitis R., Mamedov A.M., Potapov V.T.,

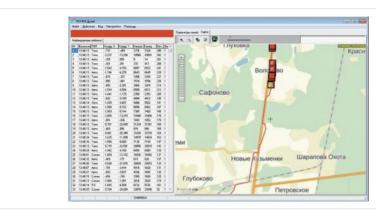


Рис. 6 — Автоматическая классификация событий и их отображение на карте местности

- Shatalin S.V. Distributed interferometric fiber sensor system. Optics Letters, Vol. 17, Issue 22, pp. 1623-1625 (1992). http://dx.doi. org/10.1364/OL.17.001623.
- 2. Shatalin S.V., Treschikov V.N., and Rogers A.J. Interferometric Optical Time-Domain Reflectometry for Distributed Optical-Fiber Sensing // Applied Optics, Vol. 37, Issue 24, pp. 5600-5604 (1998). Available at: http:// dx.doi.org/10.1364/A0.37.005600.
- 3. Нестеров Е.Т., Слепцов М.А., Трещиков В.Н., Наний О.Е., Сусьян А.А. Когерентный оптический рефлектометр. Концепция создания прибора // T-Comm. Телекоммуникации и транспорт. 2010. №8. С. 51-54.
- 4. Нестеров Е.Т., Трешиков В.Н., Камынин В.А., Наний О.Е. Когерентный рефлектометр с полупроводниковым источником излучения // T-Comm. Телекоммуникации и транспорт. 2010. С. 36-39.
- 5. Оборудование волоконно-оптической системы мониторинга протяжённых объектов «Дунай». Сертификат соответствия № РОСС RU.MЛ05.B01507, срок действия до 18.07.2015 г.
- 6. Трещиков В.Н., Наний О.Е., Грознов Д.И., Нестеров Е.Т. Устройство контроля движения объекта в трубопроводе. Патент на изобретение № 2503879 от 10.01.2014 г. (приоритет 07.12.2012 г.).

ENGLISH PIPELINE

"Dunay" — a system for monitoring of activity in the buffer zone of the pipeline

UDC 331.45

Authors:

Denis I. Groznov — head of department¹;

Andrey V. Leonov — ph.d, scientific consultant¹;

Oleg E. Naniy — professor, head of department¹;

Evgeniy T. Nesterov — engineer¹;

Vladimir N. Treshchikov — ph.d, general director¹; vt@t8.ru

¹T8, Moscow, Russian Federation

Abstract

Monitoring of micro-vibrations of soil using coherent OTDR is one of the most promising ways to monitor activity in the buffer zone of the pipeline. An ordinary optical fiber which is laid along the pipeline is used as the sensor (for example, the "dark" fiber in a fiber optic telecommunication cable). Movement of people or vehicles, excavation works are causing a vibration of the soil which is transmitted to the cable and is detected by the monitoring system.

Materials and methods

A coherent OTDR is used. A sounding pulse is sent into the fiber at a frequency of 1 ... 2 kHz, and changes in the reflectogram are analyzed. Classification of influences is based on precalibration (by analogy with the recognition of images).

Results

The length of the buffer zone controlled by a single OTDR may reach up to several dozens of kilometers. The system sensitivity to external influences depends on the type of influence, the physical characteristics of cable (design, depth of installation), and the ground condition. In average, the movement and work of heavy vehicles are reliably detected at a distance of 100 m from the

cable, the movement of the truck — up to 10 m, pedestrian movement — directly over the cable.

Conclusions

Systems for monitoring of activity in the buffer zone with the use of coherent OTDR have many advantages, among which are: cost efficiency, hidden installation, high sensitivity, all-weather operation, easy maintenance. With no doubt they will be widely used for tasks of pipelines' security and maintenance.

Kevwords

coherent OTDR, pipeline safety, security system

- 1. Juškaitis R., Mamedov A.M., Potapov V.T., Shatalin S.V. Distributed interferometric fiber sensor system. Optics Letters, Vol. 17, Issue 22, pp. 1623-1625. Available at: http:// dx.doi.org/10.1364/OL.17.001623.
- 2. Shatalin S.V., Treschikov V.N., Rogers A.J. Interferometric Optical Time-Domain Reflectometry for Distributed Optical-Fiber Sensing. Applied Optics, Vol. 37, Issue 24, pp. 5600-5604. Available at: http://dx.doi. org/10.1364/AO.37.005600.
- 3. Nesterov E.T., Sleptsov M.A., Treshchikov
- V.N., Naniy O.E., Sus'yan A.A. Kogerentnyy opticheskiy reflektometr. Kontseptsiya sozdaniya pribora [Kogerentnyy opticheskiy reflektometr. Kontseptsiya sozdaniya pribora]. T-Comm. Telekommunikatsii i transport, 2010, Nº8, pp. 51-54.
- 4. Nesterov E.T., Treshchikov V.N., Kamynin V.A., Naniy O.E. Kogerentnyy reflektometr s poluprovodnikovym istochnikom izlucheniya [Kogerentnyy reflektometr s poluprovodnikovym istochnikom izlucheniya]. T-Comm. Telekommunikatsii i transport, 2010, pp. 36-39.
- 5. Oborudovanie volokonno-opticheskoy sistemy monitoringa protyazhennykh ob"ektov "Dunay" [Oborudovanie volokonno-opticheskoy sistemy monitoringa protyazhennykh ob"ektov «Dunay»]. Sertifikat sootvetstviya № ROSS RU.ML05.V01507, srok deystviya do 18.07.2015.
- 6. Treshchikov V.N., Naniy O.E., Groznov D.I., Nesterov E.T. Ustroystvo kontrolya dvizheniya ob"ekta v truboprovode [Ustroystvo kontrolya dvizheniya ob"ekta v truboprovode]. Patent na izobretenie № 2503879 ot 10.01.2014 g. (priority 07.12.2012).

54 КОРРОЗИЯ УДК 620.193

Оборудование для нанесения покрытий при строительстве и ремонте трубопроводов и объектов ТЭК

С.Н. Некрасов

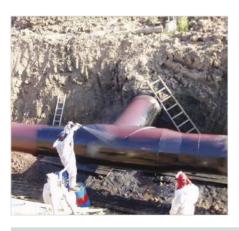
генеральный директор¹ wiwa-olimp@mail.ru

1000 «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 & Со. КG 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 установки 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, алые габариты (проходит в проем для стандартной двери), рама имеет крепления для транспортировки краном, погрузчиком, простота в эксплуатации и ремонте.

Рентабельность в первую очередь вопрос всеохватывающего качества:

- Равномерный факел распыла обеспечивается быстрым переключением пневматического двигателя — пульсации практически не заметны;
- Увеличение производительности обеспечивается впечатляющим соотношением давления и подачи;
- Существенное снижение времени и стоимости предоставляют упрощенные промывочные и сервисные работы;
- Высокая безопасность оборудования и пониженный износ достигнуты благодаря конструкции;
- Постоянно доказывают свою рентабельность при жёстком ежедневном применении
- Гарантом служат высокая производительность, простой техуход и широко известная долговечность.



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



Полувековой опыт, постоянный прогресс с высочайшими требованиями качества и собственное экономичное производство, а также тесное сотрудничество с партнёрами являются фундаментом 50-летнего успеха.

Наш девиз «НЕВОЗМОЖНОГО НЕ БЫВАЕТ», поэтому мы всегда готовы обсудить Ваши специальные пожелания.

DUOMIX 333/300 и 230

WIWA 2K-установки для нанесения двухкомпонентных материалов с коротким периодом жизни. Совершенные решения высокой производительности для практически всех областей применения.

Области применения: Судостроение и оффшорная промышленность, резервуары, цистерны и контейнеры, железнодорожный транспорт, огнезащита, защитные покрытия строительных конструкций и другие покрытия больших площадей, как к примеру сборники, отстойники, градирни.

Материал: Для работы с высоковязкими, свободными от растворителей 2K- или 3K-материалами.





ПЕНООБРАЗУЮЩИЕ АППАРАТЫ DUOMIX PU 460 и 280

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-теплошумоизоляции трубопроводов, резервуаров, кровли и антикоррозионной защиты силовых конструкций.

Области применения:

Резервуары, трубы и трубо-проводы, 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.





PROFIT

Компактные, производительные и недорогие WIWA безвоздушные аппараты и воздушно-комбинированные установки. Переносные краскораспылительные аппараты для гибкого применения. Идеальны для мастерских и промышленности.

Области применения: Экономичный, экологичный метод распыления для малярных участков, столярных мастерских, мебельной промышленности, а так же машино- и автомобилестроения.

Материал: Для работы с маслами и жирами, толстослойными лазурями, грунтовками, распыляемыми шпаклёвками, лаками и красками, 2К-материалами, структурным лаком, молотобойной краской, водорастворимыми и водяными красками.



PROFESSIONAL

WIWA безвоздушные краскораспылительные аппараты класса высокой производительности для тяжёлой антикоррозийной защиты. Особо широкая программа для любых окрасочных работ в промышленном масштабе.

Области применения: Окраска больших площадей и толстослойные покрытия как к примеру в судостроении и оффшорной промышленности, бетонно-и антикоррозийная защита, системы подачи краски и лакировальные линии, металлоконструкции и ангары, вагонос-

троение, малярные участки, покрытия промышленного масштаба, изоляция, огнезащита и в качестве насосов подачи удалённой раздачи.

Материал: Для работы с абразивными материалами (средне- и высоковязкие), огнезащитными, содержащими стеклохлопья, изоляционными и толстослойными материалами, антифоулингами, холодными битумами, свободными от растворителей, с коротковолокнистым наполнителем, лаками и красками, 2Кэпоксидами (высоковязкие и грубопигментированные), красками на основе цинковой пыли, антикоррозийными и железослюдистыми красками (высоковязкие и / или грубопигментированные).



ИНЖЕКТОРНЫЕ УСТАНОВКИ INJECT 14025

Новые масштабы при ремонте

Области применения: Идеально для применения при ремонтах в строительстве, к примеру заполнение трещин, поверхностные или завесные инжекции, горизонтальные запоры или изоляция строительных конструкций.

Материал: Укрывные материалы, 1К- или 2К-эпоксидные смолы, полиуретаны, 2К-акрилатгели.



56 коррозия УДК 620.193

Современное состояние химико-технологической защиты от коррозии установок первичной переработки нефти. Проблемы, пути совершенствования

Ф.М. Хуторянский

д.т.н., профессор1

А.Л. Цветков

к.х.н., директор химического департамента²

Ю.Ю. Кляцкий начальник НИЛ3

¹ОАО «ВНИИ НП», Москва, Россия ²000 «Колтек Экохим», Москва, Россия ³НИЛ ООО «Колтек Экохим», Москва, Россия

Мы рассматриваем комплексную химико-технологическую защиту от коррозии как самостоятельный технологический процесс. обеспечивающий безаварийную длительную эксплуатацию технологического оборудования.

Ключевые слова

нефтепереработка, коррозия, отложения, поглотители сероводорода, ингибитор коррозии, триазин, формальдегид

Известно, что коррозия является исключительно вредным явлением при работе нефтеперерабатывающего завода и наиболее крупной причиной затрат на техобслуживание. Высокие температуры при фракционировании сырой нефти повышают вероятность коррозии. Следовательно, очень важно, чтобы вещества, вызывающие коррозию, выводились из системы или нейтрализовались, и чтобы все металлы, подверженные коррозии, защищались физически или химически.

С этой задачей в значительной мере успешно справляется комплекс мероприятий по химико-технологической защите от коррозии, включающий применение специальных реагентов (нейтрализаторов и ингибиторов (иикоааон

Однако с конца 2012 года на ряде НПЗ (Киришский, Московский, Ярославский, Мозырский и др.) стали наблюдаться «нетипичные» случаи с коррозионной ситуацией и образованием больших количеств отложений в секциях аппаратов воздушного охлаждения и в рефлюксных емкостях. Причем, это наблюдалось независимо от применяемых «пакетов» реагентов различных производителей (рис. 1-3).

Образцы отложений были отобраны и проанализированы. Даже по внешнему виду отложения, отобранные из рефлюксных емкостей и с трубных решеток КВО, принципиально отличались друг от друга.

Отложения из рефлюксных емкостей (рис. 3) были светло-серого, почти белого или слегка кремового цвета, мелкодисперсные, глиноподобные, по консистенции похожие на строительную шпатлевку.

Отложения из коллектора, решеток и трубок КВО (рис. 1 и 2) были в виде твердых слоистых чешуйчатых отложений, которые имели цвет от темно-бурого до угольно-черного.

Проведенный анализ отложений (таб. 1) показал разницу по зольности и элементному составу этих двух типов отложений.

Из анализа результатов проведенных исследований были сделаны выводы, что отложения из рефлюксных емкостей представляют собой хорошо озоляемое вещество с низкой зольностью (10-20%), в состав которого, в основном, входит сера (до 50%), углерод (до

Отложения, отобранные с трубок и решеток секции КВО, имели высокую зольность (до 99%) и представляли, в основном смесь сульфидов и окислов металлов, входящих в состав конструкционных материалов коллектора, решеток и трубок аппаратов — меди, железа,

Дальнейший масс-спектрометрический и ИК-анализ показал, что основа этих отложений представлено соединением со связями C-C, C-S, C-H, S-S (рис. 4). Анализ показал, что в состав отложений входят различные серосодержащие соединения — полиметиленсульфид с различной степенью полимеризации, набор наиболее легких шиклических и линейных сероорганических соединений и элементарной серы в видее циклооктасульфида, а также примесь остатков тяжелых алифатических, в меньшей степени, ароматических углеводородов линейного и разветвленного строения.

Таким образом, наличие значительных количеств серы в виде сульфидов металлов в









Мозырский НПЗ, отложения из трубок ВХО



СалаватНПЗ. отложения из ХВ, уст. АВТ-4



Московский НПЗ, отложения из ХВ-2

Рис. 1 — Отложения на трубных решетках и в крышках воздушных холодильников

Рис. 2 — Отложения из аппаратов (конденсаторов) воздушного охлаждения (КВО)

отложениях с трубной решетки секций КВО и в виде серосоединений и элементарной серы в отложениях из рефлюксных емкостей, подводит к выводу, что данный фактор связан с образующимися соединениями серы. Серосодержащие соединения играют значимую роль в образовании различных отложений, наблюдаемых в зоне секции конденсаторов и рефлюксных емкостях, а также повышенного коррозионного разрушения металлов теплообменного оборудования.

Возможным источником соединений серы отлагающихся в рефлюксных емкостях являются продукты поглощения сероводорода различными поглотителями, применяемые с недавнего времени на ряде промыслов. Например, поглотители сероводорода широко

применяются на месторождениях Поволжья (Татарстан), Удмуртии, Южного Урала, Самарской области, Коми.

В последние годы основными поглотителями сероводорода, применяемыми на промыслах, являются поглотители на основе альдегидов (формалина, глиоксаля) и на основе аминов (триазинов). Однако, исходя из соображений стоимости, реально на практике в последние 2—3 года в большинстве случаев на промыслах применяют поглотители на основе формальдегида.

Так, например, на промыслах Коми, по нашим данным, в 2013 году было вовлечено в нефть около 6000 тонн альдегидсодержащих поглотителей сероводорода. А в целом их потребление превысило 15000 тонн.

Из многочисленных литературных источников следует, что формальдегид в условиях применения взаимодействует с сероводородом по довольно сложному пути, но конечным продуктом этого взаимодействия являются тиоспирты (I) (тиоформалин), которые при потере воды переходят в димеры (II) и далее в полисульфиды (III) (рис. 4).

Таким образом, исходная сероводородная сера из нефти, в конечном итоге, никуда не исчезает, а остается в связанном виде в нефти в составе полисульфида.

В случае большого содержания сероводорода в нефти, количество полисульфидов может быть значительным. В зависимости от длины цепи и молекулярного веса полисульфиды в нефти могут находиться как в растворенном

Из аппаратов воздушного охлаждения

			, ,	азот	железо	медь	цинк
(%)							
99	7,35	-	-	-	31,8	50,9	7,41
53	11,02	5,98	13,32	2,26	43,07	1,6	2,2
97	5,88	2,86	-	-	5,57	31,2	7,55
95	8,23	-	-	-	0,34	31,5	7,97
53 97	,	11,02	11,02 5,98 5,88 2,86	7,35 11,02 5,98 13,32 5,88 2,86 -	7,35	7,35 31,8 11,02 5,98 13,32 2,26 43,07 5,88 2,86 5,57	7,35 31,8 50,9 11,02 5,98 13,32 2,26 43,07 1,6 5,88 2,86 5,57 31,2

Из рефлюксных емкостей

	зола	cepa	хлор	углер.	азот	железо	медь	цинк	
	(%)	(%)							
КИНЕФ ЭЛОУ-АВТ-2	11,7	52	< 0,1	19,6	1	3,8	4,01	0,74	
емкость Е-2									
ЯНОС, отложения из Е-4 колонна К-4, установка	14	35,03	< 0,1	-	-	17,2	⟨0,1	< 0,1	
ЭЛОУ-АТ									
Московский НПЗ, отложения	17	55,9	-	23,7	1,04	0,88	3,43	2,77	
из емкости Е-14									

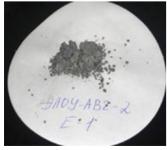
Таб. 1 — Зольность и основной элементный состав некоторых отложений







ОАО «ЯНОС», отложения слитые из дренажной емкости Е-1







«ЯНОС», отложения из Е-1



Московский НПЗ, отложения из E-14

состоянии, так и в виде мелкодисперсной

Если учесть, что в исходной нефти содержание Н₂S может достигать 3000 ppm (0,3%), то несмотря на разные стадии подготовки нефти (обессоливание, ЭЛОУ), значительное количество серосодержащих соединений могут достигать ректификационных колонн первичной переработки нефти на НПЗ.

условиях высоких температур ректификации (360оС и выше) полисульфиды претерпевают термическую деструкцию.

По литературным данным, (рис. 4) продукты распада полиметиленсульфидов являются различные летучие соединения, которые способны свободно продвигаться по ректификационной колонне и далее накапливаться в погонах. Вследствие своей высокой реакционной способности данные соединения при конденсации легко могут опять полимеризоваться,

наращивая цепи. В литературе описаны различные реакции разложения полисульфидов: в том числе с образованием меркаптанов и других летучих сераорганических соединений, попадающих в конденсационно-холодильную систему атмосферных колонн и приводя к коррозии оборудования из латунных сплавов, что мы и наблюдаем в последние два года.

Предположение 0 термодеструкции продуктов взаимодействия сероводорода

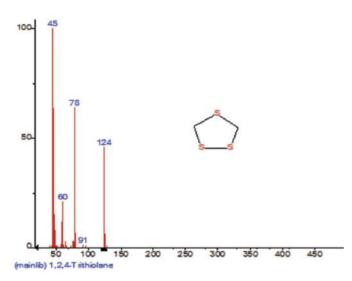
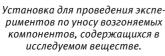


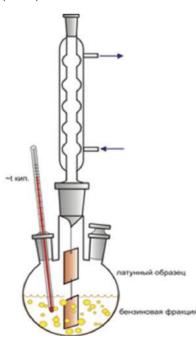
Рис. 4 — Результаты хроматомасспектрометрического анализа отложений

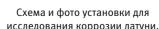






Кристаллизация отложений в холодильнике при кипении дизельного топлива с синтезированным ПМС.





исследования коррозии латуни.

Материал купона	Л63	Медь	Л63							
№ опыта	1	2	3	4	9	11	13	17	18	19
Фаза, где находится купон	ж	ж	ж	ж	ж	пар	пар	ж	пар	ж
Время, час	3	3	4	4	4	4	26,5	4	4	25,3
Петролейный эфир	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Вода,%					5	5	5	5	5	5
Cepa, %	0,2		1		0,2	0,2	0,2		0,2	0,2
Полиметиленсульфид, %		0,25		1						
Отложения, %								0,2		
Скорость коррозии , (г/(м²×час)	0,762	0,826	0,418	0,557	1,438	0,635	0,092	0,865	1,082	5,694

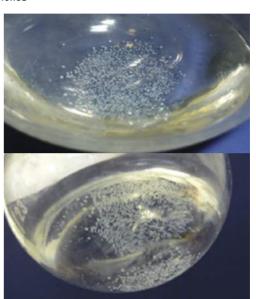
Таб. 2 — Скорость коррозии латунных купонов







Вид холодильника после отгона фракции до 110°C



Отложения в отгоне фракции до 110°C.

Содержание $H_2S=3500$ ppm. Расход поглотителя – 7,5 кг/тонну нефти Этап I: отгон фракции до $t=110^{\circ}C$

Этап II: кипячение с обратным холодильником при 110°С в течение 16 часов

Рис. 6 — Лабораторные исследования обработанной поглотителем нефти месторождения «Ламбемор» (г. Усинск)

с поглотителями на основе альдегида (формальдегида), их возгонки, перегонке с парами углеводородных фракций, образовании отложений, взаимодействии с металлами, были нами исследованы в лабораторных экспериментах.

Полученные результаты экспериментов подтвердили, что при поглощении сероводорода в нефтях поглотителями на основе формальдегида образуется набор сераорганических соединений, которых нет в природной нефти. Данные соединения не удаляются при подготовке нефти на промысле и на ЭЛОУ НПЗ, попадая на первичную перегонку нефти, претерпевают термическую деструкцию, образуя активные летучие соединения серы, вступающие в реакцию с металлами оборудования (особенно из цветных сплавов на основе меди).

В таб. 2 приведены данные по скорости коррозии. Частично активные сероорганические соединения полимеризуются в полиметиленсульфид, который не растворим, ни в бензиновой фракции, ни в воде и образует отложения на поверхностях теплообменного оборудования и в рефлюксных емкостях.

Прямым подтверждением полученных результатов является лабораторный эксперимент

перегонки образца нефти из Усинска, содержащей 3500 ppm ${\rm H_2S}$ и обработанной на промысле формальдегидным поглотителем (7,5 кг на тонну). Было наглядно установлено образование отложений и на стенках холодильника и в отгоне.

Ситуация напоминает аналогичную с неконтролируемой закачкой в нефть в прошлом летучих хлорорганических соединений, в результате которой наблюдалась усиленная коррозия оборудования. На наш взгляд, прежде всего, необходимо ввести ограничение на применение альдегидсодержащих поглотителей сероводорода, поручить компетентным научным организациям провести глубокие исследования состава и вида сероорганических соединений по всей технологической цепочке: от поглощения сероводорода на месте добычи нефти до распределения соединений серы и их типам по технологическим потокам нефтепродуктов при первичной переработке нефти.

Итоги

При поглощении сероводорода в нефтях поглотителями на основе формальдегида образуется набор сераорганических соединений, которых нет в природной нефти. Данные

соединения не удаляются при подготовке нефти на промысле и на ЭЛОУ НПЗ, попадая на первичную перегонку нефти, претерпевают термическую деструкцию, образуя активные летучие соединения серы, вступающие в реакцию с металлами оборудования (особенно из цветных сплавов на основе меди).

Выводы

Необходимо ввести ограничение на применение альдегидсодержащих поглотителей сероводорода.



Группа Компаний Колтек ООО «КОЛТЕК ЭКОХИМ» 125371, Москва, Волоколамское ш., 97 Тел.: +7 (495) 276-25-35 Факс: +7 (495) 276-25-36 E-mail: ecochem@koltech.ru www.koltech.ru **60** химия удк 66

Метод расчета молекулярных масс и плотностей углеводородных фракций пластовых систем

А.Г. Захарченко

соискатель степени кандидата наук 1 , заведующий отделом физико-химических исследований 2 ; alex.zakh1@gmail.com

О.В. Андреев

д.х.н., заведующий кафедрой¹

¹Тюменский Государственный Университет, Химический факультет, Кафедра неорганической и физической химии, Тюмень, Россия ²ОАО СибНИИНП, Тюмень, Россия

В настоящее время при моделировании фазовых переходов используются молекулярные массы и плотности фракций, взятые из справочных данных, либо определенные экспериментально. Справочные данные могут не подойти для исследуемого флюида, экспериментальное определение долгое и дорогое. В то же время, в России уже накоплено достаточно экспериментальных данных по определению свойств фракций нефтей и конденсатов. В работе представлен метод расчета молярных масс и плотностей углеводородных фракций пластовых **УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ**, основанный на статистической схожести свойств фракций углеводородных флюидов.

Материалы и методы

Результаты разгонок ИТК и определения физических свойств узких фракций нефтей и конденсатов. Методы — определение компонентно-фракционного состава нефти/газового конденсата хроматографическим методом (имитированная дистилляция) по ГОСТ Р 54291-2010 или ASTM D 2887, определение молекулярной массы криоскопическим методом, определение плотности углеводородной жидкости плотномером.

Ключевые слова

пластовые углеводородные флюиды, углеводородные фракции, молекулярная масса, плотность, компонентный состав

Авторами предлагается экспресс-способ подбора молярных масс и плотностей углеводородных фракций стабильной углеводородной жидкости — стабильного газового конденсата или нефти. В качестве исходных параметров принимается определенный с помощью хроматографии компонентно-фракционный состав, молярную массу и плотность. Также для расчета потребуется набор результатов определений молярной массы и плотности фракций по флюидам различных месторождений, близких по свойствам к исследуемому. Для подготовки материала к данной статье авторами использовались результаты разгонок ИТК (истинная температура кипения). описанные в [1] и [2], а также результаты разгонок ИТК, проведенных аналитической лабораторией ОАО «СибНИИНП» в период с 2010-2013гг.

В настоящее время для расчетов физико-химических свойств и математического моделирования фазовых превращений пластовых углеводородных систем в процессе разработки месторождений часто пользуются наборами физических свойств углеводородных фракций, разделяющихся температурами кипения нормальных алканов. Такой метод представления удобен, потому что при хроматографическом исследовании легко идентифицировать сами нормальные алканы-границы фракций. Один из таких самых известных наборов данных приведен в [3]. В различных программных продуктах, например, Eclipse от компании Schlumberger, используется своя фиксированная библиотека свойств углеводородных фракций. Авторами Eclipse подчеркивается необходимость научного подхода к описанию свойств тяжелых фракций исследуемого флюида [4].

Известен подход, при котором молярную массу и плотность фракций определяют экспериментально, предварительно разделяя стабильную углеводородную жидкость на требуемые фракции и рассчитывая

Т кип. Фракции,	молярная масса фрак- ции, г/моль		Разница эксперта	Плотность фра	Разница эксперта и	
°C	Эксперимент	Расчет	и расчета ММ, %	Эксперимент	Расчет	расчета плотности, %
135	120	114,1	4,94	759,7	762,8	0,41
145	125	118,1	5,51	767,8	771,1	0,44
155	130	122,3	5,93	776,5	778,9	0,31
165	135	126,6	6,19	784,5	786,2	0,22
175	140	131,1	6,33	793,0	793,0	0,00
185	146	140,8	3,57	802,1	799,4	0,33
195	152	147,0	3,28	810,0	805,5	0,55
205	158	153,5	2,86	817,9	811,3	0,81
215	164	160,2	2,33	823,8	816,8	0,85
225	172	167,1	2,83	826,3	822,0	0,52
235	179	174,3	2,62	827,9	827,0	0,11
245	188	181,7	3,33	828,9	831,8	0,35
255	196	189,4	3,35	829,7	836,4	0,81
265	205	197,4	3,72	830,8	840,8	1,20
275	214	205,6	3,94	832,1	845,1	1,56
285	224	214,0	4,45	834,6	849,2	1,74
295	234	222,7	4,81	836,4	853,1	2,00
305	244	231,9	4,97	840,5	856,9	1,95
315	255	241,2	5,41	845,1	860,6	1,84
325	266	250,9	5,69	849,8	864,2	1,69
335	277	260,8	5,85	852,9	867,7	1,73
345	289	271,0	6,22	856,9	871,0	1,65

Таб. 1 — Результаты сравнения значений молярных масс и плотностей фракций, полученных экспериментальным и расчетным методом

остальные свойства через полученные результаты через корреляционные зависимости. Экспериментальный подход хорошо описан в признанной зарубежной литературе [5], [6], [7].

Сущность метода заключается в следующем. Исследуемый жидкий флюид подвергают разгонке на лабораторном дистилляционном аппарате с достаточным числом теоретических тарелок (не менее 15). При этом сливают испарившийся и затем сконденсировавшийся флюид, меняя приемный сосуд для сливаемой жидкости при достижении заранее намеченной температуры колонки. Температуру, при которой разделяют фракции, как правило, выбирают либо равной температуре кипения нормального алкана, либо берут температуру на несколько градусов выше. При достижении определенной температуры (как правило, около 200°C), создают пониженное давление в емкости с разделяемым на фракции флюидом, чтобы кипение углеводородов происходило при низких температурах (для предотвращения деструктивных процессов). Истинная температура кипения фракции (в англоязычной литературе TBP—trueboiling point) вычисляется, исходя из величины установившегося вакуума и реальной температуры. Сам процесс так и называется разгонкой ИТК или ТВР distillation.

У выделившихся фракций определяют

плотность и молярную массу любым экспериментальным методом, за температуру кипения принимают, например, температуру выхода половины объема фракции, и из получившихся параметров рассчитывают все остальные. Данный подход необходим для исследования недавно открытых залежей, при проектировании и прогнозировании разработки, несмотря на его дороговизну и требования к аппаратуре.

Цель работы предложить достоверный метод вычисления свойств углеводородных фракций, слагающих данный флюид, на основе статистических данных по подобным углеводородным флюидам.

В ОАО «СибНИИНП» разработан метод, который позволяет найти молярную массу и плотность фракций углеводородного флюида. В России к настоящему времени накоплены результаты многих разгонок ИТК по флюидам многих залежей. Эта работа является частью стандартного комплекса определения товарных свойств продукции скважины и является базовым для недропользователя с точки зрения переработки добываемого флюида. Флюид, как правило, делится уже описанным методом атмосферно-вакуумной дистилляции на фракции, впоследствии у полученных фракций определяются вязкость. плотность, молярная масса, коэффициент преломления, содержание серы и т.д. Все эти данные потенциально можно использовать для вычисления нужных параметров.

Сущность метода

Определяем компонентно-фракционный состав исследуемого флюида методом имитированной дистилляции, его молярную массу криоскопическим методом и плотность ареометром или любым плотномером.

Возьмем набор результатов разгонок ИТК (далее выборка) легче и тяжелее исследуемого флюида. Температура кипения каждой фракции в выборке представляется одним числом — условной температурой кипения. Можно взять среднюю из температур начала и конца кипения, а можно взять температуру, соответствующую выходу половины объема фракции. Можно также взять температуру кипения конца фракции, соответствующую температуре кипения н-алкана.

Далее, помещаем все нужные нам свойства фракций выборки (молярную массу и плотность) в интервалы кипения температур, в соответствии с которыми исследован фракционный состав исследуемого флюида. Выбираем в каждом таком интервале экстремальные значения исследуемых величин. Приписываем их условным температурам кипения исследуемых фракций.

Аппроксимируем получившиеся графики экстремумов исследуемых свойств монотонными функциями от условной температуры кипения фракции. На рис. 1 и 2 представлен примерный результат обработки выборки с аппроксимирующими

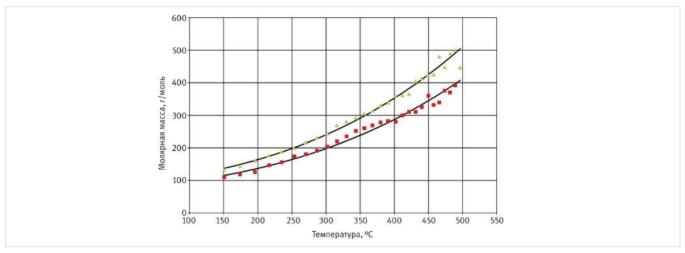


Рис. 1 — Экстремумы выборки с аппроксимирующими кривыми, молярная масса

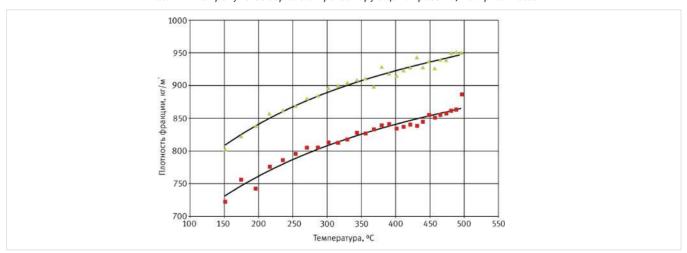


Рис. 2 — Экстремумы выборки с аппроксимирующими кривыми, плотность

кривыми (рис. 1 — молярная масса, рис. 2 — плотность).

Для каждой вычисляемой величины искомое значение находится в данном интервале экстремумов. При этом соотношение положения всех фракций относительно соответствующих экстремумов считаем постоянным

Когда посчитаны молярные массы и плотности всех исследуемых фракций кроме остатка, можно посчитать плотности остатка из формул:

$$\begin{array}{l} \mu_{o\textit{Gul}} = & \sum_{\mu_i} c_i + \mu_{o\textit{cm}} \ c_{o\textit{cm}} \ \text{N} \\ \rho_{o\textit{Gul}} = & \sum_{i} \rho_i c_i + \rho_{o\textit{cm}} \ c_{o\textit{cm}}, \ \text{где символы} \\ \mu = & \text{молярная масса} \\ \rho = & \text{плотность} \end{array}$$

c — массовая концентрация компонента (фракции) и индексы i, общ и ост означают номер компонента (фракции), исследуемый флюид и остаток соответственно.

Для проверки методики проводилась разгонка ИТК с определением плотности и молярной массы узких фракций и сравнение экспериментальных и рассчитанных результатов. Компонентно-фракционный состав исследуемого флюида был рассчитан по группам углеводородов, выкипающим между нормальными алканами (SCNF—single carbon number fractions). Была сделана выборка, состоящая из 79 элементов, использовались результаты разгонок нефтей Западной Сибири, Узбекистана и Сахалина с плотностями от 802,2 до 859,9 кг/м³. Исследуемый флюид имеет плотность 835,4 кг/м³. В выборке

определены минимумы и максимумы молярных масс и плотностей в интервалах кипения температур нормальных алканов, и построены соответствующие аппроксимирующие функции.

Проведена атмосферно-вакуумная разгонка флюида по ГОСТ 11011-85 на аппарате APH-2 с выделением узких фракций через каждые 10°C.

Так как экспериментальная разгонка проводилась с интервалами в 10°С, то в посчитанные рассчитанные аппроксимирующие функции были подставлены середины этих интервалов. Результаты сравнения приведены в таблице 1:

Как видно из таблицы 1, разница между расчетом и определением молярной массы не превысила 7% от своего значения, также разница возрастает с увеличением температуры кипения фракции. При равномерном возрастании величины этой разницы с ростом температуры до 500°С она не превышает порога 10%. Сравнительно высокая разница при расчете молярной массы связана с низкой точностью экспериментального определения молярной массы криоскопическим методом.

Разница в расчете плотности выше в более тяжелых фракциях (температура кипения выше 200°С), что связано с тем, что после выкипания флюида до 200°С при атмосферном давлении, дальнейшая разгонка ведется под вакуумом, что изменяет свойства получаемых фракций.

Итоги

Предложенная авторами методика расчета молекулярных масс и плотностей углеводородных фракций показала свою достоверность и эффективность.

Выводы

Предложенную методику можно использовать для получения первичных данных для моделирования фазовых переходов пластового углеводородного флюида в условиях отсутствия детальных экспериментов.

Список используемой литературы

- 1. Дриацкая 3.В., Ходжаев Г.Х. Нефти СССР (справочник) т. IV. М.: Химия, 1974. 792 с.
- 2. Дриацкая З.В., Павлова С.Н. Новые нефти восточных регионов СССР (справочник). М.: Химия. 1967. 670 с.
- Katz D.L., and Firoozabadi A. Predicting phase behavior of condensate crude oil systems using methane interaction coefficients. Petroleum Technology, 1978, issue 11. pp. 1649-1655.
- 4. PVTi and ECLIPSE 300 Manual, Schlumberger 2005.
- Whitson C.H., Brule M.R. Phase Behavior. SPE Monograph Series. Richardson. Texas: 2000, pp. 68–70.
- Danesh A. PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. Elsevier, 1998. pp. 210–212;
- 7. Riazi M.R. Characterization and Properties of Petroleum Fractions. ASTM. 2005. pp. 88–89.

ENGLISH CHEMICAL TECHNOLOGY

Method of calculation of molecular weights and densities of hydrocarbon fractions of reservoir fluids

UDC 66

Authors:

Aleksei G. Zakharchenko — competitor ph.d degree¹, head of department of physical and chemical research²; <u>alex.zakh1@gmail.com</u> **Oleg V. Andreev** — prof., head of department¹;

¹Tyumen State University, Department of Chemistry, Department of Inorganic and Physical Chemistry, Tyumen, Russian Federation ²SibNIINP, Tyumen, Russian Federation

Abstract

Properties of hydrocarbon fractions for phase change simulation are uncertain and in most cases are taken from datasets (so-called libraries). Better way is to perform a TBP experiment to acquire molecular weights and densities and calculate the rest of the properties from these two. Dataset properties could turn up being not fit for a studied fluid, and experiments are expensive and time consuming. At the same time there is a lot of experimental TBP results performed in Russian Federation with experimentally determined molecular weights and densities of fractions. Method of hydrocarbon fractions' molecular weights and densities calculation is proposed, based on a statistical similarity of similar reservoir fluids.

Materials and methods

Materials — TBP results set with molecular weights and densities of narrow petroleum fractions determined experimentally;

Methods — determination of fractional composition of a petroleum fluid by ASTM D2887, GOST R 54291-2010 or similar (simulated distillation by gas chromatography), determination of molar weights by cryoscopic method, determination of hydrocarbon fluid density with densitometer.

Results

Presented method of molecular weights and densities calculation proved its effectiveness.

Conclusions

Presented method could be used for producing primary data for phase behavior modeling of reservoir fluids when detailed experiments have not been performed.

Keywords

reservoir hydrocarbon fluids, hydrocarbon fraction, molecular weights, density, component composition

References

- 1. Driatskaya Z.V., Khodzhaev G.Kh. *Nefti SSSR* (spravochnik) t. IV. [USSR Oils (directory) vol. IV.] Moscow: *Khimiya*, 1974, 792 p.
- Driatskaya Z.V., Pavlova S.N. Novye nefti vostochnykh regionov SSSR (spravochnik). [New oils of eastern regions of the USSR (directory)]. Khimiya, 1967, 670 p.
- Katz D.L., Firoozabadi A. Predicting phase behavior of condensate crude oil systems using methane interaction coefficients. Petroleum Technology, 1978, issue 11. pp. 1649–1655;
- 4. PVTi and ECLIPSE 300 Manual, Schlumberger 2005.
- 5. Whitson C.H. and Brulé M.R. Phase
- Behavior. SPE Monograph Series. Richardson. Texas: 2000, pp. 68–70;
- Danesh A. PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. Elsevier, 1998. pp. 210–212.
- Riazi M.R. Characterization and Properties of Petroleum Fractions. ASTM. 2005. pp. 88–89.





хранение 65

Нефтетанки — резервуары для нефтепродуктов

Мягкие резервуары давно стали привычным видом хранения нефтепродуктов на разработках месторождений и шельфов. Их легко и удобно использовать для создания запаса топлива, завозимого по «зимнику» или в период навигации. Они просты и неприхотливы в эксплуатации, удобны в перемещении с объекта на объект. Развернуть и полностью подготовить к заливу топлива такой резервуар можно менее, чем за 15 минут.

ООО «Нефтетанк» единственная компания на Российском рынке резервуаров производит нефтетанки из запатентованного материала Enviro немецкой компании Mehler Texnologies GmbH. Данный материал был специально разработан для эксплуатации в суровых климатических условиях и выдерживает повышенные нагрузки.

Нефтетанк это резервуар, произведенный из полимерного материала, устойчивого к воздействию любых нефтепродуктов. Вес порожнего резервуара, вместимостью 250 000 литров в порожнем состоянии без тары составляет чуть более 500 кг. Разворачивание и полная подготовка резервуара к приему топлива осуществляется силами одной бригады за считанные минуты.

Во времена Советского Союза мягкие резервуары серии МР активно использовались во всех родах войск Вооруженных Сил. Вообще, мягкие резервуары в нашей стране начали использоваться именно в армии, первое упоминание о них относится к 1936 году. В 60-е годы мягкие резервуары серии МР были приняты на вооружение и широко применялись для организации запаса горючего.

В те годы мягкие резервуары были резинотканевыми, весили примерно в три раза больше современных нефтетанков и довольно плохо переносили холодную температуру ниже 25°С. Однако даже такие резервуары были незаменимы для оперативной организации склада горючего или небольшого запаса топлива.

Преимущества нефтетанков перед металлическими резервуарами заключаются не только в весе (например, нефтетанк, объемом 250 м³ легче своего металлического аналога почти в 30 раз), но и в простоте установки на объекте. Нефтетанку не требуется бетонное основание, он сейсмоустойчив.

Основное направление работ ООО «Нефтетанк» это производство и поставка резервуаров, но Заказчики получают полный комплекс услуг по монтажным и шеф-монтажным работам, подбору и поставке дополнительного сопутствующего оборудования (насосы, счетчики и т.д.).

Чтобы по достоинству оценить все



Рис. 1 — Нефтетанк объемом 100 м³



Рис. 2— Склад горючего на основе нефтетанков, объемом 1 250 000 литров

преимущества нефтетанков, можно для примера рассмотреть частую ситуацию, когда на объекте срочно нужно организовать запас горючего. Топливо уже заказано, люди на объекте, а место хранения топлива не подготовлено.

В этой ситуации ООО «Нефтетанк» может предложить оперативное создание склада горючего «с нуля» всего за несколько дней. Все что требуется — ровная площадка для резервуаров. В наличии всегда имеются готовые и полностью укомплектованные всем необходимым нефтетанки. Для начала работы надо только доставить их на место эксплуатации и развернуть.

4 нефтетанка, объемом 250 м³ составляют склад горючего, объемом 1 000 000 литров. Все необходимое оборудование для приема и выдачи топлива может быть поставлено вместе с нефтетанками, оно также всегда в наличии на складе.

Можно много писать о надежности нефтетанков, о патентах на новую технологию, о швейцарском оборудовании, но это гораздо лучше сделают сотни компаний, которые уже не первый год используют продукцию ООО «Нефтетанк». Обратитесь в офис «Нефтетанк» и вы сможете лично познакомиться с опытом компаний, которые уже повысили эффективность своей работы, применяя современные нефтетанки.

Внимание! Все, кому срочно необходимо оборудование для приемки топлива, могут получить готовый полевой склад горючего в день обращения.



Телефон: (495) 504-12-48, E-mail: info@neftetank.ru, Web: www.neftetank.ru **66** ХРАНЕНИЕ УДК 621.64

Прочнее стали Эластичные резервуары морозов не боятся

И.Г. Барышев

магистр, научный руководитель¹ <u>ibaryshev@mail.ru</u>

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

Современные высокотехнологичные материалы идут на смену традиционным. Легендарные РВС и РГС (резервуары вертикальные и горизонтальные стальные), которые стали привычным пейзажем любого северного аэро-, морского порта или скважинной площадки, — могут быть успешно заменены современными мобильными передвижными эластичными резервуарами (ПЭР).

Ранее считалось, что ничто не может быть крепче и надежнее стали, когда речь шла о резервуарах для хранения горючего. Сегодня появились композиционные, полимерные и другие материалы, по своим техническим характеристикам не уступающие традиционному металлу. Они активно замещают сталь и ее сплавы в различных секторах экономики. Например, для изготовления передвижных эластичных резервуаров применяется высокопрочная капроновая ткань баллистического (полотняного) плетения с двусторонним покрытием. Ее прочность в 7 раз превышает прочность стали (полоска композитного эластомера шириной 50 мм выдерживает нагрузку от 180 до 750 кг и более, она обеспечивает механическую прочность материала на разрыв и прокол). При этом ткань не подвержена коррозии, не боится экстремальных температур и негативного влияния окружающей среды. Использование ПЭР позволяет сохранить природу — не требуется рекультивации земель, поскольку емкости легко сворачиваются и перемещаются на другое место. При соблюдении инструкций, норм и правил срок эксплуатации таких резервуаров составляет 20 лет и более.

Кроме того, установка стальных резервуаров в районах Крайнего Севера всегда была сопряжена с высокими финансовыми затратами на транспортировку, сложностями подготовки площадки под их установку, длительностью и «капризностью» шеф-монтажа (от 6 месяцев до одного года). Это увеличивает сроки реализации всего проекта, ведь без склада ГСМ немыслимо дальнейшее формирование инженерной инфраструктуры на труднодоступных площадках.

Другое дело передвижные эластичные резервуары. Они в транспортном положении имеют малые габариты и небольшой вес. Комплектная оболочка резервуара ПЭР-320Н вместимостью 320 м³ имеет вес 560 кг. Более того, в одном стандартном 20-ти футовом контейнере можно установить целое свернутое мобильное полевое нефтехранилище объемом 3 000 м³, что равно по вместимости железнодорожному составу из 50-ти железнодорожных цистерн или одному танкеру типа река-море проекта «Ленанефть». Разворачивание эластичного резервуара ПЭР-320Н (максимальная вместимость 320 м³ для серийных ПЭР-Н) проводится расчетом из 8-ми человек в течение 1-3-х часов, зачистка и



Рис. 2 — Госприемка склада ПСГ 600 для нужд МО на учениях Калининград 2013



Рис. 1 — Проверка на прочность полимерного эластичного резервуара



Рис. 3 — Полимерный эластичный резервуар

сворачивание занимают до 6–12 часов. Экономия денежных средств при применении ПЭР составляет 70% от суммы, необходимой для установки стандартного железного хранилища на базе РВС или РГС. При этом учитываются расходы на транспортировку, шеф-монтаж и обслуживание парка эластичных резервуаров, а также стоимость самой емкости.

ПЭР уже нашли применение в проекте Ямал-СПГ», самом масштабном для России начала XXI века. Напомним, он включает строительство морского порта Сабетта, имеющего большое геостратегическое значение как главная гавань Северного морского пути освоение Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения, ввод в эксплуатацию завода по сжижению природного газа (три линии по 5,5 млн тонн), создание флотилии газовозов и другое. По решению правительства РФ на реализацию проекта отведено около 5 лет. Значительно сократить временные издержки при формировании инфраструктуры «Ямала СПГ» позволил мобильный полевой склад горюче- смазочных материалов, состоящий из 25 передвижных эластичных резервуаров (ПЭР — 320Н) общим объемом 15 000 м³, изготовления НПФ «Политехника». Эластичные резервуары разместились на площадке между Сабеттой и Южно-Тамбейским месторождением.

Склад был построен специалистами предприятия в самые короткие сроки, всего за 42 дня с момента обращения заказчика в компанию.

Добавим, что установка проводилась осенью прошлого года на неподготовленной поверхности, в условиях минусовых температур.

Важной особенностью ПЭР является возможность размещать емкости на песке, грунте, снеге, в болотах, оврагах, траншеях и т.д. При выполнении работ не требуется выравнивание площадки и формирование фундамента, что немыслимо при установке стальных резервуаров. По своим характеристикам склад из передвижных эластичных резервуаров не уступает традиционным РВС или РГС.

Полевые склады горючего (ПСГ) можно использовать, без какихлибо ограничений для приемки, хранения и выдачи топлива и горюче-смазочных материалов (ГСМ), а также для хранения сырой нефти в полевых условиях на период проведения работ в районе. Обычно каждый ПСГ комплектуется насосным модулем, установленным в том же контейнере, в котором осуществлялась его доставка.

Модуль позволяет производить до 5–10 выдач топлива в автоцистерны или подвижную технику единовременно, кроме того, он оборудован фильтрами и счетчиками контроля объемов потока горючего.

Следует отметить, что это был не первый выход на полуостров Ямал НПФ «Политехника». В 2007 г. по заявке ОАО «Газпром» впервые в России был реализован проект организации полевого склада горючего (Арктическая ДТ) на базе эластичных, мягких

резервуаров ПЭР-Н для нефтепродуктов, вместимостью 3000 м³ берегового базирования на участке пионерного выхода магистрального трубопровода Ямал — Европа (Байдарацкая губа). ПСГ был доставлен на место проведения работ морским путем и смонтирован на береговой линии в течение 3-х рабочих дней. После чего была осуществлена приемка дизельного топлива по плавающему гибкому трубопроводу с борта танкера, который находился на расстоянии более 2-х километров от берега. Операция по приемке топлива заняла около 12-ти часов. Благодаря рекордной скорости монтажа срок освоения данного объекта был сокращен более чем на один год. Также были сэкономлены существенные материальные средства. В этом же году специалисты компании, опять же в самые короткие сроки, за 8 дней, разместили полевой склад горючего.



ООО НПФ «Политехника» 109383 Москва, ул. Шоссейная, 110В. Тел./факсы: +7 (495) 783-01-67, 783-01-68 E-mail: info@poli.ru



Рис. 4— Южно-тамбейское месторождение, склад 15000м.куб. Заказчик — Газпром геологоразведка



Преобразователь давления микропроцессорный АКСОН-150

Интеллектуальные датчики давления Аксон-150 предназначены для непрерывного преобразования значений измеряемого параметра:

- давления абсолютного,
- избыточного давления,
- давления-разрежения,
- гидростатического давления,
- разности давлений,
- разности давлений и избыточного (абсолютного) давления; в том числе агрессивных сред, газообразного кислорода и кислородосодержащих газовых смесей в унифицированный токовый сигнал и цифровой сигнал на базе HART-протокола.

Датчики давления оснащенны современным графическим индикатором с подсветкой, удобным пользовательским меню с кнопочным управлением, обладают современными чувствительными элементами, позволяющими достигнуть высоких метрологических характеристик.





Буйковый уровнемер АКСОН-ДУ

Аксон-ДУ — это новое поколение буйковых уровнемеров созданный для замены устаревших моделей Сапфир 22Р-ДУ, Сапфир 22МП-ДУ, УБ-ЭМ и других аналогичных приборов. Прибор предназначен для измерения уровня жидких сред в цистернах и технологических резервуарах в том числе под давлением. Буйковый уровнемер Аксон-ДУ идеально подходит для измерения уровня раздела сред, кипящих жидкостей, агрессивных растворов.

Счетчик газа ультразвуковой ГОБОЙ-1М

Ультразвуковой счетчик газа «Гобой-1М» разработан как улучшенная модификация счетчика газа Гобой -1.

Предназначен для местного и дистанционного измерения объема природного газа по ГОСТ 5542-87 приведенного к стандартным условиям (ГОСТ 2939-63).

«Гобой-1М» используется для коммерческого учета природного газа в жилых домах, административных зданиях, производственных помещениях, газовых котельных.

Возможно также использование на других промышленных газах.





Ультразвуковой теплосчетчик Уран 3Т

Теплосчетчик предназначен для измерения тепловой энергии, тепловой мощности, расхода объема и температуры теплоносителя в закрытых и открытых системах теплоснабжения, а также для непрерывного преобразования значений объемного расхода жидкости, температуры, в том числе агрессивных сред, в унифицированный выходной токовый и цифровой сигналы, вычисления количества тепла, переданного теплоносителем потребителям.

Вихревой расходомер «СИГНАЛ-ВР»

Предназначен для измерения скорости потока воздуха в широком диапазоне с высокой точностью.

Особенности и преимущества

- линейный выходной сигнал
- широкий динамический диапазон измерений
- малая потеря давления
- простота и надежность в эксплуатации





Уровнемер радарныйволноводный ЛУЧ-3

Коммерческий учет

Погрешность измерений менее \pm 3 мм на всем диапазоне контроля, позволяет использовать прибор не только для управлениями технологическими процессами, но и для коммерческого учета продукта.

Применение без ограничений

Применение радиоволнового принципа измерения позволяет исключить влияние электрофизических свойств среды, изменений температуры и давления на качество измерения. Теперь наличие налипаний и отложений на волноводе не оказывает влияние на точность измерений.

Быстрый старт

Прибор имеет гарантированный физический ноль дальности, позволяющий легко откалибровать уровнемер в любых условиях и быстро ввести его в эксплуатацию. С удобным, пошаговым меню у вас не возникнет затруднений с настройкой прибора.





Регистраторы технологические типа УИ ОТП ТЩ-1;2

Регистраторы технологические УИ ОТП ТЩ-1,2 предназначены для измерения, регулирования и архивирования значений температуры и других неэлектрических величин (частоты, давления, расхода, уровня и т. д.), преобразованных в унифицированные сигналы силы, напряжения постоянного тока и активное сопротивление постоянному току. Регистраторами технологическими типа УИ ОТП ТЩ-1,2 (устройство для измерения и отображения технологических параметров) возможно замещение морально и физически устаревших самопишущих и показывающих приборов типов КС-1 и КС-2 на центральных щитах управления котловыми агрегатами и другими устройствами в системах автоматического контроля технологических процессов.

Преобразователь давления микропроцессорный Сапфир 22MP

Интеллектуальные датчики давления Сапфир 22МР предназначены для непрерывного преобразования значений измеряемого параметра:

- давления абсолютного,
- избыточного давления,
- давления-разрежения,
- гидростатического давления,
- разности давлений,
- разности давлений и избыточного (абсолютного) давления, в том числе агрессивных сред, газообразного кислорода и кислородосодержащих газовых смесей в унифицированный токовый сигнал и цифровой сигнал на базе НАRT-протокола. Датчики давления оснащенны современным графическим индикатором с подсветкой, удобным пользовательским меню с

индикатором с подсветкой, удобным пользовательским меню с кнопочным управлением, обладают современными чувствительными элементами, позволяющими достигнуть высоких метрологических характеристик.



390011, Россия, г. Рязань, Куйбышевское шоссе, д. 14а

Приемная: тел. (4912) 24-89-02, факс (4912) 44-16-78 e-mail: teplopr@teplopribor.ru

Отдел сбыта: тел./факс (4912) 24-89-24, 24-89-88 e-mail: market@teplopribor.ru

www.teplopribor.ru

Продукция выпускаемая ООО НПО «Неотехнология»

- Взрывозащищенные обогреватели типа ОША-Р. Предназначены для обогрева с заданной температурой шкафов, блоков, технологических помещений во взрывоопасных зонах.
- Одним из популярных видов запорной трубопроводной арматуры является стальная задвижка. Главное ее достоинство малое сопротивление при перемещении запорного органа, так как он не преодолевает давления среды, а это позволяет уменьшить усилие, необходимое для перемещения затвора. В открытом положении, благодаря полнопроходной конструкции, малой длине, коэффициент местного сопротивления незначителен.
- Утепляющие пожаробезопасные влагозащитные чехлы УПВЧ. Применяются в топливно-энергетических комплексах, нефтяной, газовой, химической и другой промышленности и позволяют решить следующие проблемы при эксплуатации оборудования КИПиА:
- защитить от обмерзания (появление сосулек, ледяных наростов и т.п.);
- защитить от загрязнений, осадков, механических воздействий;
- поддержать комфортную температуру для работы электроники;
- в специальном исполнении защитить от наводок и помех.

Чехлы обладают хорошей шумо – теплоизоляцией, могут кратковременно выдержать температуру открытого пламени свыше 1000 С°.











ООО НПО «Неотехнология»

390047, город Рязань, улица Связи, дом 21 www.neotechnology.ru

Телефон/факс: +7 (4912) 911-502 (многоканальный)

E-mail: info@neotechnology.ru

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА И БЕСПЕРЕБОЙНОЕ ПИТАНИЕ

УНИВЕРСАЛЬНАЯ ГИБРИДНАЯ СИСТЕМА ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ

Компания «Неотехнология» предлагает вашему вниманию свою разработку, позволяющую избавиться от проблем с электроснабжением в офисе, на предприятии и дома. Основной принцип нашей системы — потребитель получает всю энергию, генерируемую альтернативными источниками, а недостающая добирается из общей сети . Система позволяет добиться:

- экономии энергии, потребляемой от сети;
- улучшения качества сетевого напряжения (если оно необходимо);
- бесперебойности в электроснабжении;
- независимости от сети, в местах, где она полностью отсутствует.

Система включает в себя набор устройств с высоким уровнем качества и надёжности, собранных в едином корпусе на элементной базе ведущих мировых компаний. В зависимости от требований заказчика система может включать в себя:

СОЛНЕЧНЫЕ БАТАРЕИ

Гелеоэнергетика — использование света солнца для выработки

электричества. Основой гелеоэнергетики являются солнечные

монокристаллические, поликристаллические и тонкопленочные

фотоэлектрических элементов более эффективны, но и более

батареи, принцип действия которых состоит в прямом

панели. Солнечные панели из монокристаллических

дороги в пересчете на ватт мощности. Их КПД, как правило, в диапазоне 14-18%.

преобразовании солнечного света в электрический ток. В настоящее время для генерации электрической энергии используются солнечные батареи на основе кремния:

- солнечные батареи;
- ветрогенератор;
- дизель-генератор;
- мини гидроэлектростанцию;
- сеть общего пользования.

Потребители = 12 В Потребители = 18 В Рациостанция Ветрагениератор Ветрагениератор Вола: — 220 В

Автономная система энергообеспечения

Солнечные батареи из аморфного кремния обладают одним из самых низких КПД

Альтернативой монокристаллического кремния является поликристаллический кремний. У него более низкая себестоимость





ГОРЯЧАЯ ВОДА И ОТОПЛЕНИЕ ОТ СОЛНЦА

Поток солнечного излучения на земную поверхность в среднем составляет от 100 до 250 Вт/м², причем в полдень при ясном небе, когда солнце в зените, достигает максимума и составляет около 1 кВт/м². В средней полосе России мощность солнечного излучения, попадающего на поверхность земли, эквивалентна энергии примерно 100-150 кг условного топлива на м² в год. Используя энергию солнца, такие системы позволяют ежегодно экономить традиционное топливо:

- до 75% для горячего водоснабжения (ГВС) при круглогодичном использовании;
- до 95% для ГВС при сезонном использовании;
- до 50% для целей отопления;
- до 80% для целей дежурного отопления.
 В летний период благодаря высоким внешним температурам воздуха они способны полностью покрывать потребность в горячей воде офиса, квартиры, загородного дома или дачи, предприятий малого и среднего бизнеса, осуществлять подогрев воды в бассейне, поддерживать необходимые температурные режимы в теплицах и т. д.



72 ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ УДК 681.2

Заблуждение про ІР

Мадоян Гор Ишханович Представитель¹

В статье обсуждается пылевлагозащита (ІР) электроприводов. Для некоторых производителей это больная тема, т.к. очень часто их заявки отклоняют в участии конкурсов, только из-за того, что в техническом задании, проектный институт или непосредственно заказчики прописывают оборудования со степенью пылевлагозащиты ІР67 или ІР68. Иногда даже случаются такие абсурдные ситуации, когда в том же помещении, на отметке выше ноля у основного оборудования пылевлагозащита IP44, а электропривода требуют с защитой ІР67, ІР68.

IP — IngressProtectionRating — система классификации степеней защиты оболочки электрооборудования, от проникновения твёрдых предметов и воды в соответствии с международным стандартом IEC 60529 (DIN 40050, ГОСТ 14254-96). Очень удобный и во всем мире широко распространенный стандарт.

Часто при выборе оборудования, люди сталкиваются с трудностями или делают не самый лучший выбор, сами не подозревая об этом. Такое происходит из-за того, что многие вопросы имеют неоднозначные ответы.

Конечно, всем хочется, чтобы оборудование, которое они будут эксплуатировать, было качественным и надежным и поэтому, выбирают с наивысшей защитой IP67, IP68. Но далеко не всегда самый высокий степень защиты является залогом надежности и иногда, от этого страдает надежность или заказчики переплачивают за то, что в действительности им не нужно.

Дело в том, что у электроприводов с защитой IP67, IP68, электродвигателине имеют вентилятора и по этому, плохо охлаждаются. В результатеони быстро нагреваются и в самый ответственный момент могут отказать. Именно по этому, у этих электроприводов, в электродвигателе обязательно имеетсятермозащита (термисторы PTC или термоконтакт). А у взрывозащищенных электроприводов тем

более, потому что, толщина стен корпусовеще толще или изготовлены из прочных материалов с более высокой плотностьюи соответственно теплопроводимость значительно хуже. А срок службы электродвигателей напрямую зависит от температуры.

Влияние температуры на срок службы изоляции электродвигателей

Применяемые при изготовлении электрических машин материалы имеют определенную нагревостойкость, поэтому для любых режимов работы температура их частей не должна превышать некоторого предельно допустимого значения.

Нагрев электрической машины обычно лимитируется допустимой температурой изоляционных материалов, которая в свою очередь устанавливается исходя из необходимого срока службы изоляции — примерно 10 лет. В электромашиностроении применяются несколько классов изоляции, каждый из которых имеет определенную допустимую температуру нагрева.

Небольшое превышение допустимой температуры, вообще говоря, не означает, что двигатель «сгорит», однако при этом происходит интенсивное старение изоляции обмоток и резкое сокращение срока эксплуатации машины, обусловленное потерей диэлектрической прочности изоляции.

Твердые тела		Вода	Вода			
Индекс	Степень защиты	Характеристика	Характеристика	Степень защиты	Индекс	
0	Отсутствие защиты	Отсутствие защиты от случайного контакта и инородных тел	Отсутствие защиты	Отсутствие защиты от влаги	0	
1	Защита от крупных инородных тел	Защита от контакта с рукой человека на большой площади и защита от крупных твердых инородных тел диаметром > 50 мм	Защита от капель воды, падающих вертикально	Защита от капель	1	
2	Защита от инородных тел среднего размера	Защита от контакта с пальцами руки человека и защита от небольших твердых инородных тел диаметром >12 мм	Защита от капель воды, падающих под углом до 15°	Защита от капель	2	
3	Защита от инородных тел небольшого размера	Защита от инструмента, проводов или подобных им объектов диаметром > 2.5 мм и от небольших инородных тел диаметром > 2.5 мм	Защита от капель воды, падающих под углом до 60°	Защита от брызг	3	
4	Защита от гранулообразных инородных тел	Защита от инструмента, проводов или подобных им объектов диаметром > 1 мм и от небольших инородных тел диаметром > 1 мм	Защита от воды, льющейся со всех направлений	Защита от брызг	4	
5	Защита от оседающей пыли	Полная защита от контакта. Защита от внутренних повреждений оборудования вследствие пылевых отложений	Защита от струй воды, льющихся под давлением со всех направлений	Защита от струи	5	
6	Защита от проникновения пыли	Полная защита от контакта. Защита от проникновения пыли	Защита от кратковременного затопления	Защита от затопления	6	
			Защита от временного конденсата	Защита от конденсата	7	
			Защита от воды под давлением (полное погружение)	Полная защита от влаги (герметичность)	8	

Температура изоляции обмоток определяется не только уровнем внутренних тепловыделений, но и температурой окружающей среды. Принято указывать уровень допустимых тепловых потерь в электрической машине в расчете на температуру окружающей среды, равную 40°С, поэтому чаще оказывается удобным оперировать превышением температуры t по отношению к температуре среды.

Под допустимым тепловым режимом следует понимать такой режим, при котором срок службы изоляции будет не меньше заданного. В процессе эксплуатации двигателя идет непрерывный износ изоляции, связанный с ее нагреванием, и темп этого процесса определяется характером температурного режима.

В тех случаях, когда двигатель работает при неизменной температуре изоляции, оценить скорость процесса старения

изоляции или срок службы сравнительно не сложно. Известны зависимости, связывающие срок службы изоляции данного класса — время, в течение которого сохраняются заданные диэлектрические свойства, с определенным постоянным уровнем температуры в течение срока службы.

Чаще всего зависимость срока службы от температуры T(Q) аппроксимируется экспонентами вида

$$T = Re^{g(Q)} \tag{1.1}$$

где R — постоянный коэффициент; g(Q) — функция, определяемая классом изоляции.

Нетрудно запомнить простое эмпирическое правило, гласящее, что срок службы изоляции уменьшается вдвое при увеличении рабочей температуры на 8–10°С. Средняя скорость старения изоляции

является удобным показателем, достаточно точно характеризующим температурный режим.

Давайте вместе разберемся, в каких случаях, это оправдано, а в каких нет. Например: если нужен электропривод, который должен работать под открытым небом, или в помещениях, где есть вероятность попадания струи воды на оборудования, тоІР55 вполне достаточно. Такой электропривод полностью защищён от проникновения пылии от струй воды, льющихся под давлением со всех направлений. А для электроприводов, используемых на атомных станциях, по требованиям НП-068-05 пункт 5.1.1., дажепод оболочкой допускается использовать электропривода с пылевлагозащитой ІР55. Высокий степень защиты ІР68 актуально в тех случаях, когда в помещениях, где эти электропривода стоят, есть вероятность затопления, например на кораблях или в колодцах.

ENGLISH MEASURING EQUIPMENT

Misconception about IP

UDC 681.2

Authors:

Madoyan I. Gor — representative¹, aeskinfo@mail.ru

¹AESK, Russian Federation

Abstract

The article discusses the ingress protection (IP) drives. For some manufacturers is a sensitive issue, because very often reject their requests to

participate competitions, only because in the TOR, Design Institute directly or prescribed equipment customers with a degree of ingress protection IP67 or IP68. Sometimes there are such absurd situations when in the same room, at the level above zero in the main equipment ingress protection IP44, electric and require protection IP67, IP68.



Установка вибрационная поверочная ВМВП

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

Основные преимущества:

- Высокая точность воспроизведения и измерени параметров вибрации ВМВП осуществляет воспроизведение и измерение параметров вибрации с высокой точностью благодаря метрологическим и 2-го разряда
- Встроенный преобразователь заряда нали встроенного преобразователя заряда позволяет проводить поверку пьезоэлектрических вибропреобразователей с выходом по заряду и с выходом по напряжению (датчики ІСР)
- Встроенный мультиметр наличие встроенного мультиметра позволяет проводить поверочные работы без подключения дополнительных измерительных приборов. Отображение задаваемых и измеренны
- приогров. Опоражение задаваемых и измеренных сигналов осуществяляется при помощи дисплея ВМВП. Возможность крепления любых типов датчиков основание вибростола ВМВП позволяет при использовании переходника закрепить любые типы пьезоэлектрических вибропреобразователей, а входящее в комплект поставки универсальное устройство УКД позволяет закрепить любые типы датчиков токовихревых.
- Универсальное питание ВМВП работает как от сети питания постоянного тока (24 ± 2,4)В, сети переменного тока (187–242)В, так и автономно при подключении модуля питания МП. Благодаря встроенному в модуль питания аккумулятору ВМВП обеспечивает р с аппаратурой непосредственно на объекте. Время автономной работы без подзарядки — более 4-х часов. Компактность — установка ВМВП является переносной
- благодаря небольшим размерам. ВМВП состоит из

вибрационной установки ВУ и модуля питания МП, на

корпусах которых закреплены ручки для их переноса Эргономичность — удобство работы с установкой ВМВП обеспечивается за счет расположения панели индикаци и управления в съемной крышке, гибко соединенной с орпусом ВУ.

Технические характеристики ВМВП

Диапазон воспроизводимых параметров вибрации:

 $0.4 - 100 \text{ m/c}^2$ $0.8 - 200 \, \text{MM/c}$ виброскорости 5 - 250 MKM

- Диапазон частот воспроизводимых параметров вибраций: виброускорения 10 - 1000 Fu
- 10 500 Гц • Коэффициент гармоник воспроизводимых етров вибраций
- Предел основной относительной погрешности воспроизводимых параметров вибраций: на частоте 80 Ги и 160 Ги в диапазоне частот от 30 до 5000 Гц в диапазоне частот от 10 до 5000 Гц
- Максимальная нагрузочная масса Диапазоны измерения сигналов: 0,5 - 20 mA 0,3 - 10 B напряжения постоянного тока
- 14.0 2000 MB переменного тока Относительная погрешность измерения электрических сигналов:
 постоянного тока и напряжения постоянного тока



размаха напряжения переменного тока	±2%
• Относительная погрешность встроенно	ого виброметра:
на частоте 80 Гц и 160 Гц	±1,5%
в диапазоне частот от 30 до 5000 Гц	±3%
в диапазоне частот от 10 до 5000 Гц	±4%
• Характеристики встроенного	
преобразователя заряда:	
Диапазон преобразуемых зарядов	5 – 500 пКл
Коэффициент преобразования	1,0 мВ/пКл
Относительная погрешность	
коэффициента преобразования	±1,5%
Неравномерность АЧХ	
в полосе частот от 10 до 5000 Гц	±2,0%
• Электрическое питание:	
напряжением постоянного тока	21,6 - 26,4
напряжением переменного тока	
частотой (50±1) Гц	187 - 242

Аппаратура контроля абсолютной и относительной вибрации ИВ-Д-ПФ

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

В аппаратуре решены следующие задачи:

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

Технические характеристики аппаратуры

- Максимальное количество каналов измерения абсолютной (корпусной) вибрации: виброускорение, виброскорость, виброперемещение
- каналов измерения относительной вибрации: размах виброперемещения, радиальный зазор, осевой сдвиг
- частоты вращения ротора Предельные значения
- не более 8 Максимальное количество не более 8 Максимальное количество каналов измерения оборотов не более 3 иапазона измерений (диапазон измерений уточняется заказчиком):

аоежности.	
виброускорения 2,5 – 500 м/с ² виброскорости 0,35 – 141 мм/с виброперемещения 5–300 мкм размаха виброперемещения 0.650 мкм осевого сдвига (радиального зазора) 0,25 – 2,5 мм	: напряжение постоянного тока 0 – 5000 мВ выходной постоянный ток 4 – 20 мА • <i>Предел основной</i>
числа оборотов вращения ротора 240 — 9999 об/мин • Предельные значения диапазона частот	вибрации и размаха виброперемещения ±10% • Предел основной
измеряемых величин (диапазон частот уточняется заказчиком): виброускорения 10 − 10000 ГL виброскорости 10 − 2000 Гu виброперемещения 10 − 100 ГL	• Предел основной
размаха виброперемещения 10 – 500 Ги • Выходные сигналы, пропорциональные измеряемым параметрам	измерения числа оборотов вращения ротора ±0,1% • Напряжение питания постоянного тока 18 – 728





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



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

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

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

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

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

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

Лабораторное оборудование для нефтегазовой промышленности

А.В. Герасимов

магистр физики, начальник отдела продаж¹ Gerasimov@rvs-ltd.ru

И.В. Тябина

генеральный лиректор¹ Tyabina@rvs-ltd.ru

¹000 «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 3 мм, так и глины субмикронного диапазона до 0,01 мкм. 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 20 ррт и повторяемости в 15 ppm. 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 5 ррт 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 олин образец.

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





Puc. 1 - SLFA 20

Puc. 2 — SLFA-UV21 ANS c 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 30 ppb и большого диапазона измерений от 30 ppm до 1 wt%.

Предел детектирования серы в 30 ppb 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.



Puc. 3 — LA950 V2 with DryUnit



ENGLISH LABORATORY EQUIPMENT

Laboratory equipment for the oil and gas industry

UDC 681.2

Authors:

Andrey V. Gerasimov — vaster of physics, head of sales¹; <u>Gerasimov@rvs-ltd.ru</u> Irina V. Tyabina — general manager¹; <u>Tyabina@rvs-ltd.ru</u>

¹RVS, 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

ОАО «СТАР» — комплексная автоматизация газотурбинных агрегатов

ОАО «СТАР» обеспечивает полный цикл работ по автоматизации управления промышленных газотурбинных приводов и газотурбинных энергоблоков: проектирование и разработка систем и алгоритмов, программирование контроллеров и изготовление аппаратной части, монтажные и пуско-наладочные работы, сервисное обслуживание.

Разработанные и изготовленные ОАО «СТАР» системы автоматического управления промышленных газотурбинных двигателей и газотурбинных агрегатов работают на объектах газовых и нефтяных компаний «Газпром», «Лукойл-Коми», «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Юганскнефтегаз», в энергетических компаниях, на промышленных предприятиях и в муниципальных образованиях. Всего в эксплуатации

функционирует более трехсот систем управления, в том числе более полусотни систем управления энергоблоками.

При внедрении систем автоматического управления промышленными энергетическими установками в эксплуатацию, специалисты ОАО «СТАР» осуществляют монтажные и пусконаладочные работы, проверку работоспособности САУ на работающем и неработающем двигателе, проверку технического обслуживания САУ.

В рамках программ послепродажного сервисного обслуживания ОАО «СТАР» проводит модернизацию и совершенствование систем управления: обновление ПО САУ и пультов, расширение системы диагностики и контроля, модернизацию и переоснащение аппаратной части. Для повышения

качества обслуживания систем персоналом заказчика, предприятие осуществляет обучение и аттестацию специалистов заказчика по эксплуатации поставляемых систем.



OAO «CTAP» 614990, Пермь, ул. Куйбышева, 140А Тел.: +7 (342) 249-32-07 Факс: +7 (342) 281-21-79 e-mail: star@ao-star.ru www.ao-star.ru







ОИВСТРОНГ

Горелки мазутные. Сделано в Новосибирске

Вас приветствует компания СибСтронг - производитель автоматических дутьевых горелок марки ILKA-N, работающие на тяжелых мазутах, сырой нефти, газо- конденсате, отработанных автомобильных масел и др. нефтепродуктах.

Разработанные конструктивные элементы горелки позволяют стабильно работать в сложных условиях эксплуатации (влажность, запыленность, вибрация, высокие температуры), при этом проста в эксплуатации и обслуживании.

ВСЕГДА В НАЛИЧИИ ВСЕ НЕОБХОДИМЫЕ КОМПЛЕКТУЮЩИЕ.

Высококвалифицированные технические специалисты Центра сервисного обслуживания готовы ответить на все вопросы связанные с подключением и работы горелок.



Адрес: 630039, Россия, г. Новосибирск, ул. Автогенная, д. 144, оф. 3, 4 Телефон: +7 (383) 344-98-76, 267-35-59, 291-14-56

> E-mail: info@sibstrong.com www.sibstrong.com

Что такое «мазутное хозяйство» в 2014 г.

В.С. Клименко

главный инженер¹ info@sibstrong.com

¹ООО «СибСтронг», Новосибирск, Россия

Снижение расхода топлива при производстве для многих компаний одна из основных задач. О возможных их решениях готовы рассказать новосибирские инженеры.

Ключевые слова

мазут, топливо, горелка, горелка мазутная, котлы, котельная

В наше время, когда поставлены задачи всеобщей газификации, безопасность экологии и просто снижение затрат на коммунальное хозяйство, мазутные котельные и технологические установки работающие на мазуте считаются пережитком прошлого.

Для потребителей тепловой энергии более 3 МВ т/ч, это действительно так. А какое решение остается для небольших предприятий, для которых газ, как вид топлива не доступен, производству требуется тепловая энергия только сезонно или периодически? Таких предприятий, которые с риском первооткрывателей внедряют, адаптируют и производят конкурентную продукцию без научных и проектных институтов и больших конструкторских отделов огромных заводов.

Еще год два назад было одно решение использовать дизельные топливо. Все термины, все устройства просты и понятны для рядового электрика, который одновременно, как правило, выполняет функции оператора установки или небольшой котельной. Более тяжелые виды топлива не рассматривались ввиду их сложности подготовки и не всегда «понятной» эксплуатации.

Но в последние годы, одновременно с ростом цен на дизельное топливо, все большей популярностью пользуется печное топливо, сырая нефть и другие продукты нефтепереработки. Их бесспорное преимущество по сравнению с тяжелыми мазутами — они не требуют постоянного подогрева хранилищ. Попытки их применения на дизельных горелках результата не дали: приходится очень часто останавливать и чистить горелку (до одного раза в сутки), быстро изнашивается в первую очередь насос, а затем и другие элементы. Российские горелки старого образца типа ГМГ, Ф1 не совместимы с современным котельным оборудованием и не отвечают последним требованиям автоматизации. Горелки на тяжелом жидком виде топлива импортного производства тоже имеют несколько «особенностей»: эксплуатация согласно предъявленного паспорта на топливо, т.е. горелки изготавливаются под определенный вид топлива рассчитаны только на конкретное топливо и при отступлении от заданных параметров производитель не гарантирует стабильную работу; а также большой срок поставки, ну и высокая цена.

Новосибирскими специалистами разработаны универсальные автоматические дутьевые горелки, обеспечивающие стабильную работу на различных видах жидкого топлива — от дизельного до тяжелого мазута (от 10 до 100 cSt при 80°C), причем простым переключением режимов. Такие горелочные устройства получили широкое распространение в сущильных хозяйствах элеваторов. нефтеперерабатывающих, плавильных и сушильных технологических установках. Оптимальная и малогабаритная система предварительного подогрева и фильтрации топлива позволяет обеспечить стабильную и экономичную работу горелки на топливе с различными характеристиками. Возможность применения, в системе топливоподачи горелки, различных типов и производителей топливных насосов (НШ, БГ, НМШ и т.п.) позволяет снизить расходы на эксплуатацию при ее работе на низкокачественном топливе.

Возможность использовать различное топливо, в разные периоды времени, ориентируясь на оптимальную цену, которую предлагает рынок ГСМ, без замены оборудования, позволяет небольшим компаниям оставаться максимально гибкими и конкурентными.

Итоги

Горелки, работающие в большом диапазоне предложенных рынком ГСМ нефтепродуктах, обеспечивающие стабильную работу при изменяющихся условиях, позволяют снизить затраты на топливо.

Выводы

Возможность использовать российские инновационные разработки, дает преимущество отечественным производителям в конкуренции с иностранными компаниями.

ENGLISH EQUIPMENT

What is a "black oil facilities" in 2014

Authors:

V.S. Klimenko — chief engineer¹; e-mail: info@sibstrong.com

¹SibStrong, Novosibirsk, Russian Federation

Abstract

Fuel savings in production for many companies, one of the main tasks. The possible solutions are ready to tell their engineers Novosibirsk.

Materials and methods

The analysis is taken of experience in the installation and operation of burners engineering staff of the enterprise; manual block burners Russian producers; manual automatic blow torches on a heavy liquid fuel produced in Europe.

Keywords

oil, fuel, burner, heavy oil burner, boiler, boiler

Results

Burners in a wide range of proposed petroleum

market petroleum products, ensuring stable operation under varying conditions will reduce fuel costs.

Conclusions

Ability to use Russian innovations, gives an advantage to domestic producers to compete with foreign companies.

АВТОМОБИЛИ КАМАЗ И ПРИЦЕПЫ

ООО «АВТОСОКОЛ» осуществляет следующие направления деятельности:
Продажа новых тягачей и самосвалов Shacman(Shaanxi), Foton, Howo, Dongfeng, XCMG, KAMA3, УРАЛ, MA3.
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:



• Столовые , кухни.

- Сушилки.
- Передвижные медицинские пункты.
- Гигиенические комплексы.
- Мастерские.
- Будки оператора.
 Посты-охраны.
- Блок-контейнеры.



Форма оплаты любая; Работаем по ЛИЗИНГУ, АВТОКРЕДИТУ. Надеемся на долгосрочное взаимовыгодное сотрудничество.



000 «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

Модульное ограждение производственных и складских площадок

И.В. Васильев

главный конструктор

¹ЦеСИС НИКИРЭТ, Пенза, Россия

Учитывая потребности предприятий нефтяной и газовой промышленности, было разработано комбинированное железобетонное ограждение, отвечающее современным требованиям безопасности объектов топливно-энергетического комплекса.

Материалы и методы

Железобетонное основание, сетчатая панель, сталь, комбинированные конструкции.

Ключевые слова

ограждение, колючая проволока, железобетон, сталь, изгородь, промышленная безопасность



Рис. 1 — Ограждение разрабатывалось с учетом возможности его быстрой и многократной установки на местности, последующего демонтажа и перевозки. При этом бетонные блоки перемещают автопогрузчиком или краном, для чего в составе блока предусмотрены все необходимые для этого конструкционные элементы

Разработка является разновидностью быстро устанавливаемого ограждения. Функционально ограждение состоит из отдельных секций, каждая из которых, в свою очередь, имеет два основных конструкционных элемента:

- железобетонное основание, придающее секции устойчивость;
- стальную сетчатую панель, обеспечивающую требуемую высоту ограждения.

Типовая высота ограждения -2,5 м, но она может быть увеличена за счёт установки козырька из армированной колючей ленты.

Внешний вид секции ограждения с сетчатой панелью представлен на рис. 1.

Вполне очевидно, что применение данного типа ограждения актуально и целесообразно в случае необходимости оперативного оборудования средствами физической защиты крановых и других технологических площадок.

Конструктивно ограждение адаптировано к установке на него технических средств охраны (TCO). Совместное использование ограждения и TCO выстраивает эффективную систему охраны материальных ценностей и является по сути быстровозводимым охранным комплексом для открытых временных или постоянных складов и парковок дорогостоящего оборудования, машин и механизмов. Вместе с тем с помощью данного ограждения можно в сжатые сроки организовать безопасные проходы как на территории действующего объекта, так и на прилегающей к нему местности. При монтаже бетонные блоки перемещают автопогрузчиком или краном, для чего в блоке предусмотрены необходимые конструкционные элементы.

После монтажа оснований на местности, с учетом требуемой конфигурации ограждения, в них устанавливаются панели сетчатого ограждения и закрепляются штатными приспособлениями (Рис. 2). На местности с уклоном секции ограждения устанавливаются ступенчато.

Для прохода на огороженный таким образом объект ограждения комплектуют калитками (Рис. 3), а при необходимости проезда автотранспорта на охраняемую территорию объекта — распашными воротами с шириной проезда 4 м, адаптированными к совместному использованию с секциями ограждения.

Для исключения несанкционированных перемещений установленных секций ограждения блоки имеют специальные паз и выступ на торцевых поверхностях бетонных оснований. Вместе с тем имеется возможность скрепить блоки стальным канатом, продеваемым через проушины рым-болтов, штатно устанавливаемых на бетонном основании. При увязке модулей ограждения стальными тросами конструкция в целом успешно противостоит попыткам её растаскивания.

Заполнение используемых в ограждении сетчатых панелей имеет различные варианты: сварное сетчатое полотно, плоское колючее заграждение и другие подобные изделия, выбранные из списка серийно выпускаемой продукции.

UDC 331.45



Puc. 2



Рис. 3 — Калитка

ENGLISH INDUSTRIAL SAFETY

Modular temporary fencing and stationary objects

Author:

Igor V. Vasilyev — chief designer¹;

¹CeSIS NIKIRET, Penza, Russian Federation

Abstrac

Considering the needs of oil and gas industry, we developed a combined concrete fence that meets modern safety requirements of the fuel and

energy complex.

Materials and methods

The concrete base steel, combined constructions, reinforced concrete.

Keywords

fencing, barbed wire, concrete, iron, fence, industrial safety

Новые разработки FENSYS для объектов группы ГАЗПРОМ

М.С. Ковалев

технический директор¹ kovalev@fensys.ru

¹000 «Системы ограждений», Москва, Россия

ООО «Системы ограждений» получило сертификат соответствия требованиям ГАЗПРОМ.

Ключевые слова

ограждение периметра, насадка на столб с боковым креплением, комплексная безопасность, сварная панель ограждения, откатные ворота, защита периметра

Инженерами и конструкторами компании проделана большая работа по разработке новой и доработке существующей продукции FENSYS, в соответствие с действующими «Требованиями к основному ограждению из сварных металлических решетчатых панелей, к просматриваемым воротам (калиткам), устанавливаемым на объектах группы ГАЗПРОМ».

Приведены некоторые новые разработки 000 «Системы ограждений» (торговая марка FENSYS):

1. Насадка на столб с боковым креплением.

2013 Выпускающаяся до насадка имела ряд недостатков и не соответствовала требованиям газпром.

Новая универсальная насадка разработана для крепления СББ любого диаметра (от 500 до 950 мм) поверху основного ограждения. Длина насадки 530 мм. Крепление к столбу осуществляется сбоку с помощью двух скоб болтами через сквозные отверстия в столбе. Отверстия выполняются в процессе производства столба на заводе-изготовителе. Насадка имеет 6 отверстий по всей длине для крепления СББ различного диаметра, что делает ее универсальной. За счет бокового крепления насадки, столб ограждения сверху закрывается пластиковой крышкой, что предотвращает попадание осадков внутрь столба.

2. Панель с ячейкой 50х150 мм.

Согласно требованиям ГАЗПРОМ, ячейка решетчатой панели должна быть размером не более 50х150 мм. Для крепления новой насадки была разработана специальная панель, у которой верхняя часть начинается с ячейки 50х150 мм, а затем выполняется 3D-изгиб. Это позволяет крепить насадку на столбе сбоку.

3. Откатные ворота с І-образными насадками.

Для увеличения степени безопасности объекта, ограждаемого продукцией FENSYS, были разработаны специальные ворота. В специальные откатные ворота теперь входят І-образные насадки для крепления ПББ, что позволяет устанавливать дополнительный барьер безопасности непосредственно на створке ворот.





Действие воды на свойства кабеля с гигроскопическим заполнителем

Д.В. Хвостов генеральный директор¹

Е.В. Вишняков

старший преподаватель²

¹ЗАО «СИМПЭК», Москва, Россия ²Озёрский филиал МИФИ, Оёрск, Россия

С помощью особо точных методик, примененных СИМПЭК, исследовано влияние воды на ряд электрических параметров инструментального кабеля, оборудованного гидрофильным (гигроскопичным) водоблокирующим заполнителем. Подтверждена обоснованность рекомендации на применение негигроскопичных заполнителей, предписанного стандартом IEC 60079-14-2011 «Взрывоопасные среды. Часть 14. Проектирование, выбор и монтаж электроустановок».

Ключевые слова

электрический кабель, сверхабсорбирующий полимер, водоблокирующие элементы, измерение, электрические параметры, точность, погрешность, искробезопасность, взрывоопасные зоны, безопасность Для предотвращения проникновения воды, сердечники кабелей (как электрических так и оптических) оборудуют водоблокирующими заполнителями: водоотталкивающими (гидрофобными), либо, водонабухающими (гидрофильными).

На первый взгляд, последние обладают многочисленными преимуществами, вытекающими из принципа их действия. Гидрофилы, поглощая воду, на порядки величины увеличивают объём и забивают гелеобразной пробкой пути, по которым вода способна протечь в объём кабеля сквозь дефекты и повреждения оболочек, экранов и поясной изоляции [1].

К примеру, в конструкции одного из широко применяемых в средствах автоматизации технологических процессов нефтехимических заводов, инструментального кабеля (рис. 1) между сердечником, скрученным из двух витых пар, и экраном проложена водоблокирующая лента, содержащая сверхабсорбирующий полимер. В этом кабеле множество путей для свободного протекания воды. Их заполнение твёрдой водоотталкивающей пластмассой увеличило бы общую массу кабеля и его жёсткость. С жидкими же гидрофобными заполнителями связаны свои монтажные и эксплуатационные проблемы и проблемы обеспечения пожарной безопасности. Оба заполнителя увеличивают электрическую ёмкость С проводников кабеля. Что не рекомендуется с точки зрения искробезопасности кабелей полевых шин и автоматизации во взрывоопасных зонах [2, 3] (в дальнейшем — безопасных кабелей). Для снижения С надо увеличить габариты изоляции жил сигнальных пар и, стало быть, поперечник и, опять же, массу кабеля. То же для обеспечения требуемых для некоторых систем номиналов 100...120 Ом волнового сопротивления сигнальных пар $Z = (L/C)^{1/2}$. Кабели же, оборудованные гидрофильными водоблокаторами, в сухом состоянии свободны от этих недостатков. Тем не менее, в безопасных кабелях запрещено использование таких и вообще гигроскопических заполнителей [4]. Не повергая сомнению обоснованность запрета, интересно всё же получить ответ на вопрос: к насколько серьёзными последствиям для электрических и информационных свойств кабеля с гидрофильным заполнителем приведёт попадание в его сердечник некоторого, пусть и небольшого, объёма воды?

Такие, и ряд других вопросов, связанных с расчётом, конструированием, технологией и диагностикой безопасных кабелей, потребовали применение комплекса точных (класса 0.2% и лучше) частотных и импульсных методов контроля первичных и вторичных параметров кабелей разного назначения. В том числе:

- T [c] = D/V времени прохождения (импульсного) сигнала вдоль сигнальной пары;
- С [Ф/м] диэлектрической проницаемости («погонной» ёмкости);
- L [Гн/м] магнитной проницаемости («погонной» индуктивности);
- длины D [м];
- CD, LD [Ф/м] распределённых ёмкости и индуктивности пары длиной D;
- L/R [c] показателя искробезопасности индуктивных цепей [4];
- Rи [Ом] сопротивления изоляции;
- Запаса взрывобезопасности и вероятности подрыва горючих пыле-газо-водушных смесей при аварии безопасных кабелей;
- V [м/с] =1/(L C)^{1/2} (групповой) скорости сигнала;
- Z [Ом] (импульсного) волнового сопротивления;
- Att [дБ/м] = 8.686 *a*, параметр продольного

время, часы	0	8	29	47	143	[7] *	220**
U1 (Att, дБ/м)	0.045	0.053	0.052	0.061	0.088	0.118 (0.22)	0.062
Attв, дБ/м	-	22.8	10.5	18.8	28.9	-	9.2

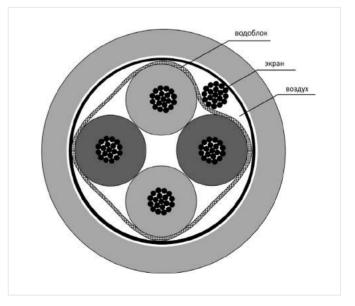
^{*} кат. 5е, 31.25 МГц (100 МГц)

Таб.1 — Зависимость электрических параметров кабеля от времени выдержки (часы) в воде

сутки	0	9	14	15	16	17	18	19
R _u , MOM	-	1	12	10	13	14	12	13
сутки	20	23	24	24	26	27		
R _u , MOM	58	52	109	96	74	84		
						ввод воды*		
сутки	34	35	36	37	38	39	40	41
R _u , MOM	131	132.5	144	130	109	113	142	137

^{*} В сердечник кабеля с помощью шприца

Таб. 2— Зависимость сопротивления изоляции от времени выдержки кабеля с водой в объёме



Puc. 1 — Сечение кабеля инструментального марки ***2x2x1,0. (Марка и изготовитель не указаны для предотвращения обвинений в недобросовестных рекламе и конкуренции). Следует обратить внимание на зазор между алюминиевой фольгой экрана и оболочкой (толщина для наглядности увеличена).

^{** 48} вне воды

затухания сигналов, где a [1/м] = R/2Z + GZ/2, R[Oм/м] и G [Сим/м] — параметры омических и диэлектрических потерь.

Описание комплекса в целом выходит далеко за рамки публикации и заслуживает ряда отдельных обстоятельных обсуждений. Здесь сосредоточимся на применении наиболее точного из методов — измерения T (0.002%) для получения ответов на поставленные выше вопросы. И, в дополнение к нему — $R_{\rm u}$ (5%) и Att.

Цель работы — демонстрация полученных результатов.

1. Постановка эксперимента.

Согласно [1] в кабель, защищённый водоблоком, вода, под давлением 1 м водяного столба [4], способна проникнуть на длину 0.6... 2.5 м в течение 3 суток. Но для целей настоящей работы от давления следовало отказаться. Поэтому участок кабеля (250...300 мм) с локальным повреждением разместили в пустом сосуде и произвели начальные «сухие» исследования. А затем, в течение ~10 мин заполнили сосуд водой через тонкий капилляр до полного погружения кабеля (рис. 2). Таким образом, скорость проникновения воды в кабель предположительно определялась в основном свойствами водоблокирующего

элемента. Одну из сигнальных пар кабеля (кабель — двухпарный) подключили к ИИС — информационно-измерительной системе на базе ПК, оборудованном:

- платой генератора сигналов произвольной формы ГСПФ-052 PCI;
- системой сбора данных ЛА-н4 USB;
- устройством связи с объектом УСО.

С помощью ИИС производили исследования:

- времени T = D/V прохождения сигнала вдоль кабеля с длиной D (31.5 м);
- выходного сигнала кабеля U₁;
- сопротивления изоляции R_{..}.

2. Исследование Т.

Для исследования Т применили частотное преобразование. С этой целью УСО оборудовали генератором на базе усилителя-инвертора (рис. 3) в цепь обратной связи которого включили исследуемый объект. Частота генератора $F = 1/(2T + t_{01} + t_{10})$ где $t_{01} + t_{10}$ — время их переключения в инверторе: $F0 = 1/(t_{01} + t_{10})$ (при коротком замыкании выход-вход).

На рис. 4 представлен график изменения частоты F (частота 1 на графике) от $t^{1/2}$. По наклону графика получим закон:

$$d = 1.9 t^{1/2}$$

где d — длина участка, заполненного водой.

Как видно из рисунка, частота генерации хаотически колеблется с СКО ≈ 0.09 % около закона $\sim t^{1/2}$ (с периодом от ~ 10 час и до ~ 10 мин).

Отметим, что полуширина головной линии (частота 1 на рис. 4) составляла 0.003 % (добротность ~3•10⁴). А стабильность частоты F_0 (около 43 МГц) достигала 0.002%. Это намного меньше СКО колебаний частоты в процессе заполнения гелем объёма сердечника.

Важнейшим из побочных результатов этих исследований является величина V = D/T — групповая скорость сигнала вдольлинии (D = 19.2 м — длина отрезка кабеля).

3. Исследование продольного затухания.

Это один из важных результатов. На рис. 5 показано изменение сигнала на выходе кабеля по мере заполнения кабеля водой. Как видно, по мере насыщения кабеля водой, амплитуда сигнала падает, что соответствует росту общего затухания Att = 20 log(UO/ U1):

$$Att = Att_{_0} (1-d/D) + Att_{_B} d/D$$

где ${\rm Att}_{\rm o}$ — затухание в «сухом кабеле», ${\rm Att}_{\rm a}$ — «водной» части (Таб. 1). ${\rm Att}_{\rm o}$ намного меньше предусмотренного нормативом [7] (так как, диаметр жил 1.1 мм вдвое больше, чем у кабелей ЛАН).

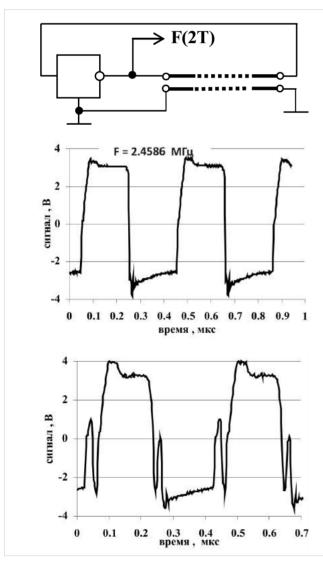


Рис. 3— Функциональная схема преобразователя удвоенного времени прохождения сигнала по кабелю 2T = 2D/V. И осциллограмма выходного сигнала F(2T). Внизу— при достаточно сильном заполнении водой.

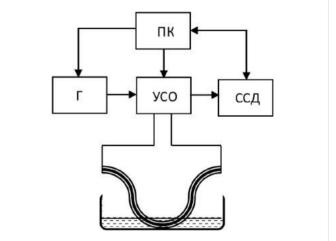


Рис. 2— Функциональная схема опыта. Г— генератор измерительных импульсов ГСПФ-052, УСО— устройство связи с объектом, ССД— система сбора данных (ЛА-н4 USB), ПК— персональный компьютер. Стрелками обозначены информационные потоки.

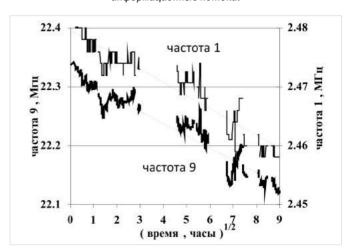


Рис. 4— Зависимость частоты генерации от времени протекания воды в объём кабеля Частота 1— главный тон, частота 9— 9-й обертон.

Но, по мере заполнения кабеля водой, Att ухудшается и через 147 часов выпадает из норматива. Впрочем, через двое суток выдержки на воздухе, показатель возвращается в норму, хотя и остаётся завышенным относительно исходного значения.

Сильный разброс Att, не позволяет получить точные оценки потери сигнала в водной части. Но они достоверно превышают омические на два порядка.

Следует обратить внимание также на не монотонный ход искажений формы U1 (особенно контрастно на графике 47 часов). Здесь же наблюдали скачки частоты генерации вверх на 4...8%. И резкие искажения сигнала генератора вплоть до отслоения паразитных импульсов от фронта и среза меандра на рис. 3.

4. Измерение сопротивления изоляции.

С этой целью собрали цепь на рис. 6, в которой исследуемое сопротивление R_и жил относительно экрана и входное

сопротивление ИИС $R_2=2$ МОм образуют делитель напряжений. При подаче на проводник прямоугольного напряжения U_0 и после выхода U_2 на горизонталь (заряда всех ёмкостей):

$$U_2 = U_0 R_2/(R_2 + R_u)$$
 или $R_u = R_2 (U_0/U_2 - 1)$

Таким способом удалось проследить изменение $R_{_{\rm H}}$ со временем выдержки кабеля на воздухе (после извлечения из воды). Из таб. 2 видно, что первые 9 суток измерить сопротивление изоляции не удавалось ни тестером в режиме мегомметра постоянного тока (из-за контактных эдс), ни с помощью осциллографа. На 9-е сутки было зафиксировано сопротивление изоляции 1...3 МОм. На 14-е сутки — скачок и на 20-е — ещё. Сильный разброс обусловлен в основном сетевой помехой.

Скачки связаны, скорее всего, с тем, что, по мере отвода воды из места «аварии» за счёт испарения воды в атмосферу

и её диффузии-дрейфа в объём гидрофила кабеля, исчезают контакты жил с водой (точнее, водоблоком), водные шунты и электролитические эдс вода-детали сердечника. И появляется возможность хоть как-то уверенно измерять сопротивление жилы-изоляция-водоблок-экран (1–3 МОм).

А затем, по мере усыхания и сжатия водоблока, обрываются его контакты с изоляцией и экраном и исчезает «водоблочный шунт». И через месяц выдержки R_и выходит на уровень сопротивления жилы-изоляцияэкран. Разнонаправленные скачки вызваны, скорее всего, неравномерным характером обрыва контактов водоблока с другими деталями кабеля. Не исключено и их (локальное, частичное, временное) восстановление из-за снятия давления водоблока на детали кабеля.

В любом случае подтверждается восстановление свойств изоляции. Равно как и путей для свободного протекания воды.

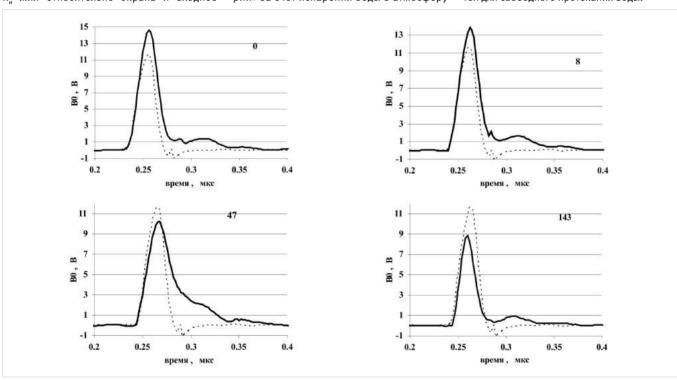


Рис. 5 — Изменение выходного сигнала U1 по мере (локального) заполнения кабеля водой (цифры – часы выдержки). Пунктир — входной сигнал U0 (для наглядности по ординате — в условных единицах, а по абсциссе — совмещён по фронту с U1).

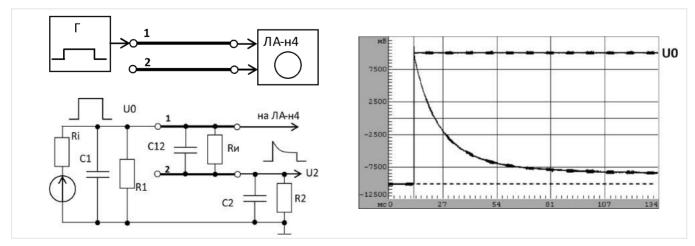


Рис. 6— Структура измерителя сопротивления изоляции Ru между проводниками 1 и 2. Г— плата генератора ПК ГСПФ-052 PCI. ЛА-н4— осциллограф на базе ПК с блоком сбора данных ЛА-н4 USB. Внизу— эквивалентная схема измерительных цепей. C1, C2— паразитные ёмкости монтажа, выхода генератора и входов осциллографа. C12— (распределённая) ёмкость проводников. R1 = R2— входные сопротивления каналов ЛА-н4. Ri— выходное сопротивление генератора прямоугольного импульса.

5. Ранняя диагностика замокания.

Высокая точность частотного преобразования времени 2T = 2D/V позволяет использовать этот контроль для ранней диагностики попадания воды в кабель. В том числе, оборудованного водоблоком. Для демонстрации его возможностей в кабель в начале 39-х суток наблюдения ввели 1 мл воды с помощью шприца и наблюдали за изменением частоты генерации (рис. 7).

Как можно было ожидать, момент ввода воды сопровождал резкий скачок частоты

вниз на $\approx 0.15\%$. Неожиданным оказалось длительное, в течение многих часов, сползание на ту же величину, сопровождаемое хаотическими скачками с СКО = 0.014% и распределением, близким гауссову относительно плавной усредняющей кривой.

Изменение частоты в последующие вводы по 1...3 мл выглядели «приличнее». Если посмотреть в таб. 1, то эти драматические изменения частоты мало сказывались на величине сопротивления изоляции жилы-экран. Более того, через несколько часов после

первого ввода и через сутки после последующих частота генерации восстанавливалась почти к исходным значениям. Кабель «забывал» о воде в его сердечнике.

Для уточнения некоторых деталей взаимодействия водоблока с водой, произвели опыт с плавным, в течение часа (на рис. 8 — между 1-и 2-м часами) вводом 1 мл воды с таким расчётом, чтобы гелевая пробка образовалась практически сразу. И, как видно, спад частоты стал плавнее.

Попутно наблюдали изменение сопротивления изоляции $R_{_{19}}$ между экраном и одной из жил и экраном и $R_{_{39}}$ — остальными жилами, включёнными параплельно (в таб. 1 — между экраном и всеми жилами). Поведение $R_{_{19}}$ оказалось качественно отличным от $R_{_{39}}$ (рис. 8). Вначале оно, «как и положено» было втрое больше. Но после ввода воды упало в сотни раз, а потом, в течение нескольких суток восстановилось до почти начального значения. При этом $R_{_{39}}$ изменялось не значительно.

Скорее всего, у выделенной из «коллектива» жилы есть дефекты изоляции, сквозь которые к её металлу просачивается вода. Если так, то понятна причина эдс, нарушающих работу мегомметра на постоянном токе, а также начального отказа импульсного мегомметра (таб. 1), где все 4 жилы работали в параллель, и жила с дефектным изолятором шунтировала все остальные.

Так что гидрофильный водоблок в принципе не способен компенсировать такой дефект изоляции жил. В отличие, очевидно, от водоотталкивающих заполнителей.

0.0 -0.1 -0.2 -0.3 -0.4 -0.5 -0.6 0 2 4 6 8 10 12 14 16 18 часы

Рис. 7 — Изменение частоты генератора в результате ввода в объём сердечника воды порциями по 1 см³ (моменты ввода обозначены стрелками). Следует обратить внимание на существенное отличие реакции кабеля на первый ввод воды от остальных как по общему снижению частоты, так и длительности выхода её на стационарный уровень.

Рис. 8 — Изменение частоты после медленного (в течение указанного интервала) ввода 1 см³ воды.
Внизу — зависимость от времени сопротивления изоляции

6. Обсуждение.

Стабильность частоты генерации 0.002% (особенно «сухого» кабеля) прежде всего обеспечивает, пожалуй, самую высокую точность метода в кабельной метрологии. И чувствительность метода в целом. Особенно, если отслеживать высшие гармоники: до 50...100 МГц (на рис. 8 41-я с частотой выше 91 МГц).

И, как видно из таб. 1, наличие воды в объёме даже небольших (~1 м) участков кабеля способно существенно ухудшить его связные свойства. И не только из-за повышенного уровня перекрёстных и других помех, но и за счёт резкого возрастания затухания сигнала и искажения его формы. Вплоть до распада импульсов на части. Что, скорее всего, связано с отражением фронтов и срезов измерительных (и информационных) от границ дефектных участков.

Основной результат работы в том, что гидрофильные водоблокирующие детали способны задержать заполнение объёма кабелей водой в случае аварии и замедлить ухудшение его эксплуатационных свойств. Но не предотвратить и не остановить.

Хуже того. После извлечения кабеля из воды, вода продолжает распространяться вдоль кабеля: «размазывается» по его объему: гидрофил сухих областей сердечника впитывает её из области аварии. И она может пройти туда, куда не могла бы попасть при аварии. Гелевые пробки усыхают, отрываются от жил и электродов, что приводит к (частичному) восстановлению наблюдаемых электрических свойств кабеля. А также путей проникания воды в кабель.

На первый взгляд, восстановление свойств кабеля после локального затопления

сердечника — преимущество гидрофильных водоблоков. Но это, если аварию во-время обнаружили и приняли меры по ликвидации. Иначе наличие в сердечнике воды чревато долговременными (месяцы и годы) последствиями.

Вода — агрессивная среда по отношению к поверхности металлов и изоляторов. И, будучи электролитом, — особенно к контактам металлов, полупроводников и изоляторов, образующих гальванические пары. И здесь неизбежна электрохимическая коррозия.

Вода, хотя бы и связанная гидрофилом, — хороший проводник токов смещения. Помимо сильного диэлектрического затухания сигналов, это ведёт к генерации свободных радикалов ${\rm H_3O^+}$ и OH $^-$ и их электрохимической активизации. Что плохо как для самого гидрофила, так и контактирующих с ним деталей кабеля.

Помимо этого, электрический ток разлагает воду на кислород и водород с образованием гремучего газа $2H_2 + 0_2$ в сердечнике кабеля.

Итоги

Из всех этих соображений кабели с гидрофильным наполнением не целесообразно применять в зонах с повышенной взрывоопасностью.

Выводы

Запрет стандарта [4] на применение

гигроскопических наполнений в конструкции искро- и взрывобезопасных кабелей обоснован. Данный факт подтверждают надзорные органы [9, 10].

Применение точных методов контроля параметров кабелей, например, времени прохождения в них импульсных сигналов позволяет выявлять проникание воды в сердечник и другие аварии и дефекты кабеля, появляющиеся в процессе его эксплуатации задолго до того, как это может быть обнаружено традиционными методами. Например, контролем сопротивления изоляции между сигнальными проводами датчиков аварий теплотрасс.

Одним из важнейших результатов исследований является метод измерения групповой скорости прохождения сигналов по линии связи, точность которого. определяется в основном классом точности длины линии.

Список используемой литературы

- Шолуденко М.В., Геча Э.Я. Продольная влагонепроницаемость кабелей парной скрутки с элементами из водоблокирующих материалов // Кабели и провода. 2009. №2 (315). С. 8-13.
- Foundation Fieldbus Application Guide. 31.25 kbit/s Intrinsically Safe Systems / AG-181. Revision 2, 2004:
- 3. ГОСТ Р МЭК 60079-27-2008. Взрывоопасные среды. Концепция искробезопасной

- системы полевой шины (FISCO).
- 4. ГОСТ ІЕС 60079-14-2011. Взрывоопасные среды. Часть 14. Проектирование, выбор и монтаж электроустановок.
- 5. Джонсон Г., Грэхем М. Конструирование высокоскоростных цифровых устройств. Начальный курс чёрной магии. М: Вильямс, 2008.
- 6. ГОСТ 27893-88, ГОСТ 27893-88. Кабели связи. Методы испытаний.
- ГОСТ Р 54429-2011. Кабели связи симметричные для цифровых систем передачи.
 Общие технические условия.
- Вишняков Е.М., Хвостов Д.В. Скрутка пар и перекрёстные помехи // Кабель-news. 2010. № 10. С. 40–47.
- 9. Технический комитет по стандартизации. ТК 403. Оборудование для взрывоопасных сред (Ех-оборудование). Исх. № 06 от 27.01.2014. О требованиях ГОСТ IEC 60079-14-2011.
- 10. Росстандарт. ФГУП ВНИИНМАШ. Исх. № 301/14-86 от 03.04.2014. В соответствии с поручением Росстандарта (письмо от 27.02.2014 № 130-18/613) ВНИИНМАШ совместно с техническим комитетом по стандартизации ТК 403. Оборудование для взрывоопасных сред (Ех-оборудование). Рассмотрено обращение (19.02.2014 №120/14) о требованиях ГОСТ ІЕС 60079-14-2011.

ENGLISH CABLES AND WIRES

The water influence onto a hydroscopick filler cable properties

UDC 621.315.2

Authors:

D.V. Khvostov — general manager¹ **E.M. Vishnyakov** — senior teacher²

¹SIMPEC, Russian Federation

 2 Ozersky branch of National Research Nuclear University "MEPHI", Ozersk, Russian Federation

Abstract

There are water influence onto same electric parameters of a cable with a hydroscopick filler is in investigations with a high precision methods, designed in SIMPEC. It is confirmed the reason to forbid such fillers using, as ordered in standard IEC 60079-14-2011 (Explosive atmospheres — part 14: Electrical installation desine, selection an erection (IDT)).

Keywords

electric cable a superabsorbent polymer, water blocking elements, measurement, electrical parameters, accuracy, error, intrinsic safety, hazardous areas, safety

Results

For all these reasons the cables to the hydrophilic content is not advisable to use in areas with potentially explosive atmosphere.

Conclusions

Ban standard [4] on the use of hygroscopic fillings design spark and explosion-proof cables justified. Which fact is confirmed by the supervisory authorities [9, 10].

Application methods accurate control cable parameters, such as the passage of time in which the pulse signals can detect the penetration of water into the core, and the other cable failure or defects appearing during its operation, long before it can be detected by conventional methods. For example, monitoring the insulation resistance between the signal wires sensors accidents heating mains. One of the most important results of research is to measure the group velocity of the signals on the link whose accuracy. mainly determined by the accuracy class of the line length.

- Sholudenko M.V., Hecha E.Ya. Prodol'naya vlagonepronitsaemost' kabeley parnoy skrutki s elementami iz vodoblokiruyushchikh materialov [Longitudinal watertight cable Paired with elements of water-blocking materials]. Cables and wires, 2009, issue 2 (315), pp. 8–13.
- Foundation Fieldbus Application Guide. 31.25 kbit/s Intrinsically Safe Systems .AG-181, Revision 2, 2004;
- 3. GOST R IEC 60079-27-2008. Vzryvoopasnye sredy. Kontseptsiya iskrobezopasnoy sistemy polevoy shiny (FISCO) [Explosive atmospheres. The concept of an intrinsically safe fieldbus systems (FISCO)].
- 4. GOST IEC 60079-14-2011 Vzryvoopasnye sredy. Chast' 14. Proektirovanie, vybor i

- montazh elektroustanovok [Explosive atmospheres. Part 14. Design, selection and installation of electrical installations].
- Johnson G., Graham M. Konstruirovanie vysokoskorostnykh tsifrovykh ustroystv. Nachal'nyy kurs chernoy magii [Construction of high-speed digital devices. Initial rate of black magic]. Moscow: Williams, 2008.
- 6. GOST 27893-88, GOST 27893-88. *Kabeli svyazi. Metody ispytaniy* [Communication cables. Test methods].
- GOST R 54429-2011. Kabeli svyazi simmetrichnye dlya tsifrovykh sistem peredachi. Obshchie tekhnicheskie usloviya [Symmetrical communication cables for digital transmission systems. General specifications].
- 8. Vishnjakov E.M., Khvostov D.V. Skrutka par

- *i perekrestnye pomekhi* [Twisted pairs and crosstalk]. Cable-news, 2010, issue 10, pp. 40–47.
- Standardization Technical Committee. TC 403 Equipment for explosive atmospheres (Ex equipment). Ex. Number 06 of 01/27/2014. On the requirements of GOST IEC 60079-14-2011.
- 10. Rosstandart. FSUE VNIINMASH. Ex. № 301/14-86 on 03.04.2014. In accordance with the request Rosstandart (letter dated 27.02.2014 № 130-18/613) VNIINMASH conjunction with the Technical Committee for Standardization TC 403. Equipment for explosive atmospheres (Ex equipment). Considered treatment (19.02.2014 № 120/14) of the requirements of GOST IEC 60079-14-2011.



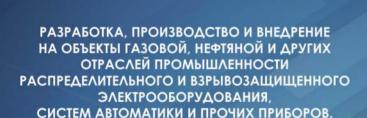
125130, г. Москва, ул. Клары Цеткин д. 33, корп. 41 Тел./факс. 8-495-617-04-52 E-mail: simpec@rambler.ru; ssmk@bk.ru

В настоящее время, в связи с широким внедрением в России современных зарубежных нефтегазовых технологий, остается затруднительным выбор заказчиками и проектировщиками необходимого компонента – кабеля для КИП и А, применяемого преимущественно во взрывопожароопасных зонах.

Наше предприятие постоянно занимается с 2003 г. модификацией и разработкой новых кабельных изделий с целью удовлетворения взаимно противоречивых требований национальных российских и международных нормативов, регулирующих выбор и применение таких кабелей для взрывоопасных зон в нефтегазовом производстве, где основными являются такие параметры, как эксплуатационная надежность и, прежде всего, взрыво- и пожаро-

В результате кропотливой работы появился ряд оригинальных технических решений, внедренных в широкой линейке монтажных кабелей, выпускаемых по нашим патентам на заводах ОАО «Экспокабель» (ТУ 16.К46-017-2003, ТУ 16.К46-020-2006) и ОАО «Электрокабель «Кольчугинский завод» (ТУ 16.К01-52-2006, ТУ 16.К01-53-2006, ТУ 3581-067-21059747-2009). Данная продукция уже имеет обширный референц-лист в нефтегазовой Промышленности России. Исключительное право продажи данных кабелей принадлежит патентообладателям -ООО «СПЕЦСВЯЗЬМОНТАЖКОМПЛЕКТ» И ЗАО «СИМПЭК»".

Отметим только некоторые отличительные черты нашей продукции. Это, при прочих равных условиях, гарантированное круглое сечение кабеля, наличие негигроскопичного полимерного заполнения большей части сечения кабеля, контролируемое изолирование экранов пар (или троек), применение оптимизированных полимерных материалов (прежде всего на базе ПВХ), и полное соответствие ПУЭ, современным ГОСТ Р и ГОСТ Р МЭК для взрывоопасных зон, Правилам безопасности для нефтегазовой отрасли, а также новым нормативам Пожарной безопасности.





CIDADA

ОСНОВНЫМ ВИДОМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗАВОДА ЯВЛЯЕТСЯ ПРОИЗВОДСТВО:

- ЯЧЕЕК КРУ КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ 6-10 КВ СЕРИИ МСЅЕТ И NEXIMA
 С ЭЛЕГАЗОВЫМИ И ВАКУУМНЫМИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ
- ШКАФОВ НКУ ДО1000 В СЕРИИ OKKEN И PRISMA PLUS
- КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ВНУТРЕННЕЙ
- УСТАНОВКИ (ЦЕХОВЫЕ)
- СИСТЕМ ГАРАНТИРОВАННОГО БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ
- ШКАФОВ УПРАВЛЕНИЯ ДВИГАТЕЛЯМИ АВО ГАЗА
- УЗЛОВ УПРАВЛЕНИЯ КРАНАМИ (ЭПУУ)
- ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫХ ОБОЛОЧЕК (КО́РОБОК) ЩИТОВ И ПУЛЬТОВ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ
- ШКАФНОЙ ПРОДУКЦИИ
- ПРОЧИХ ПРИБОРОВ И СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ



Благодаря высокому качеству и надежности выпускаемого оборудования, а также безупречной работе на протяжении многих лет, завод завоевал себе репутацию надежного поставщика энергетического оборудования на российском рынке. Среди предприятий использующих наше оборудование можно выделить следующие: ОАО "Газпром", ОАО "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ", ФСК ЕЭС, холдинг МРСК, ОАО "ГМК Норникель", ООО УК "Металлоинвест" и ряд других.

ООО ЗАВОД «КАЛИНИНГРАДГАЗАВТОМАТИКА» 236022, РФ, г. Калининград, Гвардейский пр-т, д. 15 Тел.: (4012) 576-032, факс (4012) 576-024 Отдел продаж: 576-033, 576-028, 576-125. E-mail: zavod@kga.ru Web.: www.kga.ru

90 ЭКОЛОГИЯ УДК 504.06

Установки термической утилизации отходов ООО «ТюменНИИгипрогаз»

H.A. Созонов главный конструктор¹ sozonov@tngg.info

¹СКБ ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

Проблема утилизации отходов вышла на первый план практически во всех странах, в том числе и России.

Отходы подразделяются на промышленные и бытовые. По фазовому состоянию они могут быть жидкими, газообразными или твердыми. Жидкие отходы — это промышленные стоки предприятий (в том числе нефтегазодобывающих) и бытовые стоки — продукты жизнедеятельности человека. Твердые бытовые отходы (ТБО) — это также продукты жизнедеятельности человека, образующиеся в местах его проживания.



Рис. 1 — Установка ГФУ-5 на промысле

В настоящее время основным способом утилизации отходов в России является их захоронение. При этом захоронение жидких отходов отравляет почву, а захоронение ТБО к тому же выводит из хозяйственного оборота большие площади земли: для захоронения 1 т мусора требуется 3 м² земли.

Наиболее приемлемым способом утилизации отходов во всем мире считается их сжигание (термическая утилизация). Во всех развитых странах, а в последнее время и в России, спроектированы и работают установки по сжиганию отходов, получившие название «инсинераторы» и представляющие собой печи различного типа: барабанные, циклонные, подовые. Сжигание любых отходов сопровождается выбросом в атмосферу продуктов горения, которые, в свою очередь, сами являются загрязнителями окружающей среды. Наиболее опасными считаются окислы азота NO_{x} , окись углерода (угарный газ) CO, двуокись серы SO_{2} , углерод (сажа).

Для того, чтобы не допустить загрязнения атмосферы, помимо камеры сжигания инсинераторы, как правило, оборудуются камерой дожигания и многоступенчатой системой очистки дымовых газов — без этих составляющих не будут обеспечены санитарные нормы по вредным выбросам. Это влечет за собой усложнение конструкции инсинераторов и рост их стоимости. По оценкам, такой способ утилизации отходов в 10 раз дороже захоронения, в связи с чем в России он не получил большого распространения. Соотношение сжигаемых и захораниваемых отходов в России составляет 3:85, в то время как в Японии — 75:20.

В 2003 г. перед специалистами 000 «ТюменНИИгипрогаз» была поставлена задача: разработать установку для термической нейтрализации промышленных стоков для установок комплексной подготовки газа (УКПГ). Промстоки — это неотъемлемый продукт подготовки газа и состоят они из водометанольного раствора, минеральных солей, различных органических примесей, а также небольшого количества газового

конденсата. В течение года были проведены исследовательские работы и в результате разработана и запущена в серийное производство горизонтальная факельная установка ГФУ-5 с производительностью по промстокам 6 м³/ч. Установка выпускается по настоящее время и во многом решила экологические проблемы объектов добычи газа.

Установка ГФУ-5 имеет систему дистанционного розжига и контроля пламени и состоит из следующих блоков: устройство горелочное, блок редуцирования и подачи газа на дежурную и запальную горелки, шкаф с трансформатором зажигания, панель управления местная и блок управления факелом (из операторной). Горелочное устройство ГФУ-5 оснащено запальной и дежурной горелками и фотодатчиком контроля пламени. Подвод промстоков и газа для их распыления осуществляется по отдельным трубопроводам, на трубопроводе газа на входе в устройство горелочное установлен огнепреградитель. Устройство имеет две пневматические форсунки, куда подводятся сопла промстоков.

Пневматические форсунки обеспечивают распыление промстоков газом. Форсунка состоит из корпуса, объединяющего подводы газа и промстоков, раструба и сопла. При прохождении газа и промстоков раструба форсунки их скорость достигает значений, близких к скорости звука в газе, за счет чего достигается мелкодисперсное раздробление жидкой фазы и обеспечивается эффективная термическая утилизация в основном факеле. Под форсунками расположен обтекатель в виде тела Коанда, на который через узкие шели подается часть газа. Газ. огибая обтекатель, насыщается воздухом из окружающего пространства и образует горючую смесь. Сгорая, данная смесь образует дополнительный плоский настильный факел, способствующий более качественной утилизации промстоков.

Компьютерное моделирование горелки с расширяющимся соплом показало, что температура пламени факела в среднем

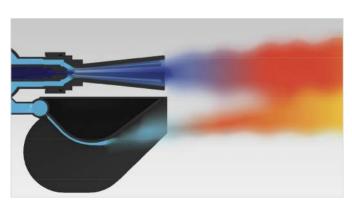


Рис. 2— Схема горелки установки ГФУ-5 (ГФУ-5М)

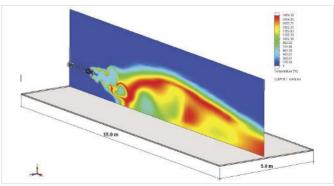


Рис. 3 — Диаграмма распределения температур горизонтальной установки

составляет 1300°С.

При впрыскивании воды в факел температура падает на 200–250°С, однако остается более чем достаточной для термического разложения (сгорания) органических и других веществ и испарения воды.

Согласно существующей теории горения газов, чем более скорость истечения газа из сопла, тем более качественным и полным будет его сгорание, выше молярная масса газа и больше количество примесей, с которыми можно качественно сжечь смесь. При большой скорости истечения происходит интенсивное перемешивание газа с воздухом, которое и обеспечивает эффективное горение горючей смеси. Визуально горение газа и термическая утилизация промстоков в установке ГФУ-5 наблюдается как полностью бездымное.

К недостаткам утилизации отходов в открытом факеле все же следует отнести то, что на периферии факела его температура ниже и небольшая часть промстоков не переходит в паровую фазу, а остается в виде тумана и осаждается на отбойной стенке факельного амбара. Однако этот недостаток перекрывается низкой стоимостью установки при достаточно высокой производительности.

В 2012 г. установка ГФУ-5 была модернизирована и получила индекс ГФУ-5М. Была применена более совершенная автоматика и добавилась камера рециркуляции, решившая проблему неполного испарения жидкости на периферии факела. Расход топливного газа на установках ГФУ-5 составил в среднем 460 ст. м³/ч, на установках ГФУ-5М – 420 ст. м³/ч на 1 м³ промстоков.

Сравнительный технико-экономический анализ горизонтальных факельных установок и инсинераторов показал, что стоимость установок примерно в 6–10 раз меньше при производительности в 6–10 раз большей, чем у инсинераторов. Связано это с тем, что в инсинераторах добиться высоких скоростей газа сложнее, а при низких скоростей газа сложнее, а качественным сгоранием, решать которые приходится усложнением и удорожанием конструкции.

Дальнейшим развитием установок горизонтальных факельных ГФУ-5 и ГФУ-5М в ООО «ТюменНИИгипрогаз» стала разработка установки термической утилизации жидких отходов УТУ-1ж с производительностью по отходам до 10 м³/ч. Данная установка сохранила принцип утилизации жидких отходов (промышленных и очищенных бытовых

стоков) путем распыления их в высокоскоростном потоке газа. При этом она получила полузакрытую камеру сжигания, автоматизированную систему управления (АСУ) на основе промышленного контроллера с передачей всех параметров работы на верхний уровень по интерфейсу RS-485 и управление с верхнего уровня.

Розжиг установки осуществляется свечой накаливания в отличие от традиционных высоковольтных систем, чем обеспечивается гарантированный розжиг даже при экстремально низких температурах окружающего воздуха. По желанию заказчика в камере сжигания устанавливается теплообменник для получения горячей воды от тепла продуктов сгорания (рекуператор). Основная задача разработки — сохранить низкую стоимость и высокую производительность горизонтальных факельных установок при качестве утилизации и удельном расходе топлива, сопоставимыми с показателями инсинераторов.

В настоящее время разработана конструкторская документация на установку УТУ-1ж, осуществляется ее сертификация как продукции экологического назначения. Экспериментальный завод ООО «ТюменНИ-Игипрогаз» планирует серийное производство установок УТУ-1ж со второй половины 2014 г.

В планах завода разработать к 2015 г более экономичную установку термической утилизации жидких отходов УТУ-2ж с закрытой камерой сжигания.

В области термической утилизации твердых бытовых отходов дела в России обстоят далеко не лучшим образом. По опубликованным данным, большинство мусоросжигательных заводов нерентабельны и существуют только благодаря государственным дотациям. Для исправления сложившейся ситуации государство должно применять стимулы, направленные на внедрение установок переработки отходов, в первую очередь, налоговые льготы и штрафы за загрязнение территории.

Технико-экономический анализ методов захоронения и сжигания ТБО, учитывающий все аспекты, а не только текущие расходы, показывает, что в перспективе не существует альтернативы сжиганию ТБО.

Специалистами ООО «ТюменНИИгипрогаз» проведен сбор информации по выпускаемым в России и за рубежом установкам сжигания твердых отходов.

Анализ технических характеристик инсинераторов по предельным выбросам продуктов сгорания дает следующую картину в таб. 1.

Отсюда следует, что разрабатываемая установка термической утилизации ТБО должна обязательно иметь в своем составе камеру дожигания и хотя бы сухую очистку дымовых газов. Критерием экологической безопасности являются выбросы, выраженные в количественном выражении (г/с), и эти выбросы должны соответствовать нормам предельно допустимых концентраций (ПДК). Предварительные расчеты показывают, для достижения этих целей температура в камере дожигания должна быть не менее 1200°С, время дожигания — не менее 2 с, избыток кислорода — не менее 10% от необхолимого.

ООО «ТюменНИИгипрогаз» в настоящее время планирует разработать установку утилизации твердых бытовых отходов УТУ-3т с производительностью до 1000 кг/ч.

Данная установка должна состоять из следующих составных частей:

- система загрузки ТБО с шлюзовой камерой:
- камера сжигания с газовыми форсунками и ворошителем;
- камера дожигания с газовой форсункой;
- камера охлаждения продуктов сгорания и рекуперации;
- система очистки дымовых газов;
- система автоматизированного управления (шкаф автоматики с пультом управления).

Экспериментальный завод планирует предложить заказчикам установки термической утилизации твердых бытовых отходов УТУ-3т во второй половине 2015 г.

Считаем, что данная установка будет востребована в первую очередь нефтегазопромыслами и северными поселениями.



625019, г. Тюмень, ул. Воровского 2 Тел.: +7 (3452) 284-315, 284-062, 284-061 www.tngg.ru

|--|--|

Рис. 4— Установка термической утилизации УТУ-1ж. 1— Устройство горелочное; 2— Камера сжигания; 3— Блок редуцирования; 4— Шкаф автоматики; 5— Панель управления; 6— Выносной пульт управления; 7— Стойка; 8— Операторная

Загрязняющие вещества	Без очистки	Сухая очистка	Сухая и мокрая очистка
Пыль	200-1500	30-50	10-15
SO ₂	100-300	10-20	5–8
HCl	100-200	5-10	2-5
СО	200-500	200-500	200-500
СО с камерой дожигания	10-30	10-30	10-30
С (сажа)	100-300	50-100	40-50
С (сажа) с камерой дожигания	1-2	1-2	0-1

Таб. 1 — Предельные значения выбросов, мг/ $м^3$

92 экология УДК 504.06

Полициклические ароматические углеводороды как геохимические маркеры нефтяного загрязнения окружающей среды

А.П. Хаустов

доктор геол.-мин. наук, профессор¹ akhaustov@yandex.ru

М.М. Редина

доктор экон. наук, заведующая¹ redina@yandex.ru

¹кафедра прикладной экологии РУДН, Москва, Россия

Обосновывается роль полициклических ароматических углеводородов (ПАУ) как геохимических маркеров загрязнения окружающей среды. Рассмотрены возможности использования индикаторных соотношений, основанных на концентрациях ПАУ в природных средах и техногенных объектах, для идентификации природы загрязнений. На примере 24 проб сырых нефтей различных регионов мира и нефтешламов, включая нефтезагрязненные грунты и осадки резервуаров, оценена эффективность использования различных индикаторных соотношений и адекватность их рекомендованных ориентировочных значений для российских условий. Показана возможность идентификации генезиса нефтяного загрязнения с использованием методов многомерной статистики.

Материалы и методы

- 1. Литературные данные о составе нефтей и нефтесодержащих отходов (содержание полициклических ароматических углеводородов, ПАУ) в различных регионах России, США. Северном море и др.
- Расчет индикаторных соотношений для идентификации природы ПАУ (петрогенная или пирогенная) и выявления их источника.
- 3. Анализ информативности индикаторных соотношений ПАУ (точность отнесения проб к источнику происхождения).
- 4. Статистические методы, включая корреляционный и компонентный анализ.

Ключевые слова

полициклические ароматические углеводороды, ПАУ, нефтяное загрязнение, шлам, идентификация, генезис, индикаторное соотношение

Загрязнение окружающей среды нефтью и нефтепродуктами (НП) в настоящее время является одним из самых распространенных видов, приводящих к деградации природных комплексов. Оно обусловлено как аварийными последствиями деятельности на объектах НГК, так и повседневными проблемами загрязнений (утечки, неизбежные потери и др.). Следствие этой ситуации — масштабные загрязнения почв и грунтов, подземных вод, вывод земель из хозяйственного оборота, а также необходимость значительных затрат на восстановление нарушенных природных комплексов. В этой ситуации весьма актуальна проблема установления источников тех или иных загрязнений и установление виновников экологических ущербов, которые формируются и накапливаются в течение длительного времени.

В качестве решения проблемы идентификации происхождения загрязнений в отечественной и зарубежной литературе предложен подход, основанный на использовании геохимических маркеров. В роли маркеров могут выступать отдельные компоненты нефти и НП, в частности — вещества из категории суперэкотоксикантов — полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). Эти вещества

Значение для петрогенных ПАУ	Значение для пирогенных ПАУ
Фенантрен	/ антрацен (Ph/ An)
Ph/ An > 10 [рум] Ph/A \approx 3 при горении дерева и угля [4]	Ph/ An <10 [3]
Антрацен/(сумма изомеров	массой 178), An/(Ph + An) или An/178
$An/(Ph+An) > 0,10 \rightarrow$ дизельное масло, сланцевое масло, уголь и некоторые образцы сырой нефти [5, 6]	An/(Ph + An) <0,10 → лигнит, выбросы дизельного топлива и мазута [5, 6]
Флуорант	ен/ пирен, Flu/ Ру
Fl/ Py > 1 [6] Fl/ Py < 0,4 [3]	FI/ Py < 1 [6] • FI/ Py < 1,4 сжигание угля; • FI/ Py <1,0 сжигание древесины [6] FI/ Py > 0,4 [3]
Флуорантен/ (флуор	рантен + пирен), Fl/ (Fl + Py)
Fl/ (Fl + Py) < 0,50 → большинство НП и продуктов их сгорания [5, 6]	$FI/(FI + Py) > 0,50 \rightarrow$ сжигание керосина и травы, большинства углей и древесины; креозот [5, 6]
Бенз(а)антрацен / (бенз(а)антр	рацен + хризен (трифенилен)), BaA/228
BaA/228 <0,20 [7]	BaA/228 > 0,50 ΠΑΥ [7] BaA/228 > 0,35 [5, 6]
Индено(1,2,3-cd)пирен/ индено (1,2 3	3-cd)пирен + бенз(ghi)перилен, IP/ (IP + Bghi)
менее ≈0,20 [5-7]	 IP/ IP + Bghi >0,5 сжигание травы, древесной сажи, креозота, древесины и угля, кустарниковых пожаров, IP/ IP + Bghi < 0,5 пожары в саванне; продукты сгорания НП и сырой нефти [5, 7]
Сумма пирена и флуорантена к сумм	е хризена и фенантрена (Py + Flu)/(Chr + Ph)
<0,5 [5]	×0,5 [5]
Соотношение концентраций низкомоле	кулярных (НМ) и высокомолекулярных (ВМ) ПАУ
HM/ BM > 1 [5, 6]	HM/BM < 1 [5, 6]
Метилфенантр	ен и фенантрен (МР/ Р)
MP/ P > 4,0 — моторные масла [5, 6]	 • ≈ 1,0 для улиц и образцов городской пыли; • 2 6 сжигание ископаемого топлива (технологии прямого впрыска) [5, 6]
Сумма метилфлуорантена и мети	лпирена к флуорантену (Mflu + MPy)/ Flu
(MFl+MPy)/Fl > 1 [5, 6]	(MFl+MPy)/Fl < 1 [5, 6]

входят в состав сырой нефти (до 4%) и продукты ее переработки. Соединения данной группы рассматриваются как стойкие органические загрязнители (СОЗ): для части из них подтверждены канцерогенные и мутагенные эффекты. В зарубежной научной экологической литературе проблемы экологических последствий ПАУ-загрязнений — одно из центральных направлений исследований. Несмотря на относительно длительную отечественную историю изучения поведения ПАУ в окружающей среде (ОС), в настоящее время эти вопросы изучаются лишь отдельными коллективами, а на законодательном уровне узаконен контроль единственного представителя ПАУ — 3,4-бензпирена (для сравнения - список агентства по охране ОС США включает 16 обязательных для контроля ПАУ). Нами проведены патентный поиск и ряд библиометрических исследований, которые выявили значительное отставание уровня отечественных исследований по данной тематике. Весьма показателен факт отсутствия в России данных по суммарным объемам

образования ПАУ, а также отсутствие расчетов эмиссионных факторов для ПАУ.

Однако проблема идентификации природы загрязнений (источника поступления ПАУ и, следовательно, содержащих их нефтей и НП) осложняется тем, что это распространенные вещества, формируюшиеся во многих как природных, так и техногенных процессах. С точки зрения генезиса условно все ПАУ подразделяются на пирогенные (образовавшиеся в результате различных процессов горения, в том числе и бытовых отхолов), биогенные и петрогенные (например, нефтяного происхождения, не связанные с горением). Петрогенные ПАУ образуются в результате многих геохимических процессов с участием углеводородов. Состав и строение ПАУ, а также их стабильность зависят от их генезиса, температуры и обстановки, в которую они попадают.

В связи с этим более точную картину происхождения загрязнений можно сформировать, применяя индикаторные соотношения ПАУ. Такие соотношения в настоящее время активно используются

Индикаторное соотношение	Количество совпадений (из 24 измерений)	% совпадений
<i>Ph</i> / <i>An</i> > 10	16	66,7 %
<i>Fl/Py</i> > 1	5	20,8 %
<i>Fl/Py</i> > 0,4	12	50,0 %
An/(Ph + An) > 0,10	12	50,0 %
<i>Fl/ (Fl + Py)</i> < 0,50	19	79,2 %
<i>BaA</i> /228 < 0,20	16	66,7 %
IP/(IP + Bghi) < 0,20	9	37,5 %
Py+Flu/Chr+Ph>0,5	17	70,8 %

Таб. 2 — Оценка информативности индикаторных соотношений ПАУ

	Ph/An	Fl/Py	An/ $(Ph + An)$	Fl/ (Fl + Py)	Fl/ (Fl + Py)	BaA/ (BaA+Chr)	IP/ (IP + Bghi)
Ph/An	1,00						
Fl/Py	-0,05	1,00					
An/(Ph + An)	-0,41	-0,07	1,00				
Fl/(Fl + Py)	-0,16	0,68	0,32	1,00			
Py+Fl/Chr+Ph	0,32	-0,25	-0,28	-0,27	1,00		
BaA/(BaA+Chr)	0,32	-0,16	0,17	0,13	0,64	1,00	
IP/(IP + Bghi)	-0,30	-0,05	-0,21	-0,20	0,42	0,27	1,00

Таб. 3 — Коэффициенты корреляции между индикаторными соотношениями ПАУ

	ΓK₁	ΓK ₂	ΓK₃	ΓK ₄
Ph/An	0,44	0,06	0,54	-0,67
Fl/Py	-0,16	-0,93	0,17	0,04
An/(Ph + An)	0,04	-0,05	-0,96	-0,07
Fl/(Fl + Py)	0,06	-0,89	-0,33	-0,10
Py+Flu/Chr+Ph	0,80	0,23	0,31	0,23
BaA/228	0,96	-0,03	-0,17	0,02
IP/(IP + Bghi)	0,28	0,07	0,18	0,90
Expl.Var	1,86	1,72	1,51	1,32
Prp.Totl	0,27	0,25	0,22	0,19

Таб. 4 — Факторные нагрузки для ГК, — ГК,

отечественными и зарубежными (США, Канада, КНР, Тайвань и др.) исследователями. Однако, несмотря на это, автоматический перенос установленных значений, полученных ранее, для целей индикации нефтяных загрязнений не всегда возможен. Это обусловлено активным преобразованием нефтяных и НП-загрязнений в ОС под действием множества факторов. Это не позволяет оценить истинную картину ПАУ-загрязнений, адекватно оценить накопленные к настоящему времени экологические ущербы и сформировать стратегию их ликвилации. Недооценка роли ПАУ как супертоксичных соединений не только не позволяет выбрать оптимальные технологии восстановления нарушенных природных систем, но и искажает эффективность превентивных природоохранных мер. Так, в США на конец 90-х гг. произошла остановка более половины установок по утилизации медицинских отходов в связи с потребностью исследований выбросов СОЗ при их работе, которые недооценивались ранее.

Ранее в наших работах были обобщены основные результаты исследований по трансформации нефти и НП в условиях окружающей среды [1–2]. Несмотря на принадлежность ПАУ к группе стойких загрязнителей, они также подвергаются трансформации и могут мигрировать в средах на достаточно длительные расстояния. Эти процессы необходимо учитывать при моделировании поведения нефтяных и НП-загрязнений и при установлении их источников.

В результате процессов трансформации и разложения, спустя некоторое время после попадания ПАУ в ОС, четко установить их природу бывает уже достаточно сложно. По некоторым данным, например, в почвах отдельные виды ПАУ могут сохраняться в зависимости от геохимической стойкости от десятков до сотен лет. После попадания в водную среду петрогенные и пирогенные ПАУ, как правило, демонстрируют аналогичное поведение. Пирогенные ПАУ имеют сильное сродство к летучим органическим частицам (сажа, биогенные взвеси), которые могут двигаться на большие расстояния благодаря ветру и другим атмосферным явлениям. Это позволяет связанным ПАУ достигать верхнего слоя водной толщи, перемещаться в ней с течениями и попадать на дно, оставаясь в осадке. Далеко не последнюю роль в перемещении ПАУ могут играть механические и органические взвеси в водных потоках, которые соосаждаются в виде донных отложений.

Более тяжелые и сложные соединения сырой нефти и НП характеризуются относительно более высокой устойчивостью к микробной деградации. В водной среде ПАУ различного происхождения осаждаются на частицах (глина, ил, организмы, детрит и микробы) и оседают на осадках, где микробное сообщество усваивает их до более простых и легких соединений. Накопление и биологическая аккумуляция ПАУ в водной среде и организмах обратно коррелирует с потенциалом и способностью углеводородов к метаболизму, а также их химическим превращениям. Аналогичные процессы микробной деградации характерны и для условий загрязнения почв нефтью и НП.

При использовании соотношений концентраций ПАУ для определения их источников необходимо учитывать относительную термодинамическую стабильность различных исходных («родительских») ПАУ. Также необходимо знать характеристики различных источников ПАУ и изменения в составе ПАУ при миграции от источника к «принимающим» средам и относительную устойчивость различных изомеров ПАУ. В частности, невозможность автоматического переноса зарубежных данных на российские условия обусловлена различием природных условий, включая наличие сезонности. Так, обшеизвестно, что при различных режимах освещенности, температуры и влажности ряды стабильности ПАУ в зимний и летний периоды различны.

Наибольшее распространение получили индикаторные соотношения ПАУ, рассчитываемые для веществ одной молекулярной массы — изомеров, часть из которых рассматривают как «кинетические», а другие относят к «термодинамическим» (более стабильным). В таб. 1 приведены наиболее часто используемые индикаторные соотношения.

Таким образом, имеется возможность разделения петрогенной и пирогенной составляющей загрязнений. Иными словами, использование данных коэффициентов может уточнить генезис ПАУ в загрязненных почвах и грунтах, а также уточнить виновников экологических ущербов, включая старые загрязнения (так называемые «накопленные ущербы»). Как уже было сказано, такие оценки не всегда однозначны, а представленные в таб. 1 граничные значения индикаторных соотношений в ряде случаев могут потребовать корректировки. Покажем это на примере оценки информативности данных коэффициентов для случаев нефтяных загрязнений (по данным российских и зарубежных источников).

Были рассмотрены возможности диагностики происхождения загрязнений для следующих источников явно нефтяной (петрогенной) природы:

- усредненные пробы нефтей Западно-Сибирскй и Волго-Уральской нефтегазовых провинций по данным [8] — эти нефти поступают на НПЗ после предварительной подготовки на месторождении и транспортировки по трубопроводу;
- пробы из шламового амбаров старых геолого-разведочных скважин на территории ХМАО (Уватская группа месторождений) по данным [9];
- сведения о содержании ПАУ в контрольном образце почв, сырой нефти в смеси с почвой (глубины 0-7 и 7-30 см), а также в пробах нефтешламов (глубины 0-3 и 3-30 см) данные [10] о распределении ПАУ по разрезу при загрязнениях грунтов усинской нефтью (респ. Коми);
- содержания ПАУ в пробах со дна резервуара для хранения нефтепродуктов (США) по данным [11];
- содержание ПАУ в нефтезагрязненных почвах в США [11];
- содержание ПАУ в усредненной пробе, составленной из 48 различных нефтей США [11];

• содержание ПАУ в нефти с месторождений в Северном море [12].

Безусловно, невозможно выделить два месторождения, где нефть была бы полностью идентична по химическому составу; более того, содержание ПАУ варьирует и для одной и той же скважины в разные периоды добычи. Однако целью исследования было оценить саму «работоспособность» индикаторных соотношений ПАУ. Все рассмотренные источники не связаны с термической обработкой нефти, поэтому исходным предположением было, что коэффициенты должны быть близки к общепризнанным граничным значениям диагностических коэффициентов и не должны варьировать значительно.

Однако, как показали наши расчеты, приведенные индикаторные соотношения ПАУ оказались в разной степени информативными (таб. 2). Процент совпадений с указанными в таблице 1 границами составил от 20,8 до 79,2%. Максимально точные оценки генезиса ПАУ позволяют получить соотношение Fl/(Fl + Py) < 0,50 и Py+Fl/Chr+Ph > 0,5, минимальная точность — для Fl/Py > 1.

Различия могут объясняться разнообразием условий трансформации исходных ПАУ-соединений в различных природных условиях (ХМАО, Северное море, республика Коми и США). Соответственно, состав загрязнений (соотношения различных изомеров ПАУ) варьирует весьма значительно. Также определенную роль могло сыграть и время контакта нефтей с наземными условиями (различия для нефтешламов и сырых нефтей). Один из наиболее ярких примеров такого влияния приведен в [13] для сезона засухи и сезона дождей. Автор убедительно показывает, что в нефтезагрязненных почвах меняется не только суммарное содержание ПАУ-соединений, но и их соотношение.

Анализ корреляционных взаимосвязей позволяет выявить наиболее тесно связанные индикаторные соотношения и сократить число рассматриваемых коэффициентов. Однако в нашем случае выявлены значимые корреляционные связи лишь для пар Fl/Py - Fl/(Fl + Py) и Py+Fl/Chr+Ph - BaA/(BaA+Chr) (таб. 3).

Таким образом, учитывая различную точность и «смысловую нагрузку» данных

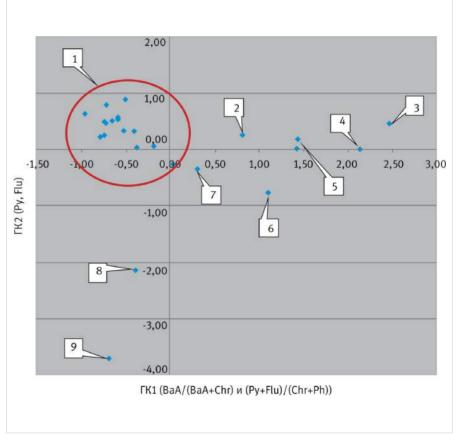


Рис. 1 — Распределение проб в плоскостях ГК₁ и ГК₂ 1 — нефтесодержащие пробы из шламовых амбаров старых геологоразведочных скважин на территории Уватской группы месторождений (Нефтеюганский район Ханты-Мансийского автономного округа) + нефтешлам из шламонакопителя ДНС №8 и товарную нефть, отобранную на пункте подготовке нефти с Головных сооружений г . Усинска + сырая нефть в глинистом субстрате (г. Усинск) 0-7 см;

2 — Усинск, шлам в глинистом субстрате 3- 30 см; 3 — смесь 48 сырых нефтей, США; 4 — нефть, м/р в Сев. море; 5 — шлам на дне резервуара и нефтезагрязненные почвы, США; 6 — шлам в амбаре геологоразведочной СКВ.№ 16 (Уватская группа месторождений); 7 — Усинск, контроль (чистая почва); 8 — Усинск, сырая нефть в глинистом субстрате, 7 — 30 см; 9 — нефть Западно-Сибирской нефтегазовой провинции коэффициентов, в дальнейшем можно не рассматривать коэффициент Fl/Py как наименее информативный из пары.

Далее был проведен компонентный анализ для массива из 24 объектов по 7 коэффициентам-индикаторам генезиса ПАУ. Процедура компонентного анализа применяется в практике исследований для свертки пространства признаков и выделения нескольких главных векторов (главных компонент), «аккумулирующих» большую часть дисперсии признаков. Этот метод позволяет избавиться от малозначительных переменных и рассматривать объекты с точки зрения их распределения относительно выделенных главных компонент. Нами были проведены расчеты с помощью ПК STATISTICA 7.0 (метод главных компонент, вращение осей – метод Varimax raw). В результате выделено 4 главные компоненты, объединившие 92% дисперсии признаков, что позволяет признать данный вариант разложения удовлетворительным. Выделенные главные компоненты интерпретируются следующим образом:

- ГК₁ объединяет индексы (Py+Fl)/(Chr+Ph) и BaA/(BaA+Chr) с высокими значениям вкладов; такая группировка может быть объяснена значительным влиянием относительно «тяжелого» ПАУ Chr:
- ГК₂ объединяет индексы Fl/Py и Fl/(Fl + Py) с высокими отрицательными значениями; как уже было показано, эти индексы позволяют весьма точно идентифицировать нефтяную природу ПАУ; сама ГК₂ практически равнозначна по проценту объясняемой дисперсии ГК.;
- ГК₃ объединяет индексы Ph/An и An/ (Ph + An), со значимым и высоким вкладом в ГКЗ (разнонаправленные знаки);
- ГК₄ сформирована вкладами *Ph/An* и *IP/ (IP + Bghi)* с разнонаправленными знаками, однако сама ГК₄ имеет относительно невысокую нагрузку (19% дисперсии).

Распределение объектов (24 проб) в плоскости ГК, и ГК, представленое на рис. 1 позволяет сделать ряд выводов. Группа нефтешламов, расположившаяся преимущественно в квадранте отрицательных значений ГК, и положительных значений ГК, представлена преимущественно застарелыми тяжелыми фракциями (асфальто-парафиновыми). В область минимальных значений ГК, и отрицательных значений ГК₁ попали пробы усинской сырой нефти (образец, отобранный с глубины 7-30 см) и нефти западно-сибирской нефтегазовой провинции). Остальные пробы расположились вдоль области положительных значений ГК. В частности, это пробы смеси из 48 сырых нефтей США, шлам на дне резервуара (США), нефтезагрязненные почвы (США), нефть на месторождении в Северном море.

Таким образом, относительно уверенно можно выделить группу проб, отобранных из шламовых амбаров геологоразведочных скважин. Несмотря на возможность значительного искажения физико-химического и механического составов материала в шламовом амбаре по сравнению с исходным шламом

(влияние погодных условий, длительного окисления, возможность замусоривания с поверхности и др. факторы), эти пробы достаточно уверенно отнесены к петрогенным, что полностью соответствует их природе. Однако, очевидно влияние отличия условий существования шламов, состава исходной нефти и время контакта различных проб с поверхностными условиями сформировали существенные различия в соотношениях ПАУ, характерных для разных проб.

Итоги

Определены оптимальные индикаторные соотношения для идентификации нефтяной природы загрязнений природных сред и техногенных объектов. Получены выводы о возможности применения граничных значений индикаторных соотношений, установленных в зарубежных исследованиях, для природных и техногенных объектов в России. Оценена роль природных факторов в перестройке соотношений ПАУ в составе нефтяных загрязнений, что позволяет учитывать «старение» загрязнений при анализе индикаторных соотношений.

Выводы

- 1. Использование индикаторных соотношений ПАУ позволяет идентифицировать генезис ПАУ нефтей и нефтешламов с различной степенью достоверности. Максимальная точность в разделении петрогенных и пирогенных ПАУ достигается при использовании индикаторных соотношений Fl/ (Fl + Py), т.е. ПАУ молекулярной массы 202.
- 2. Широко используемые в зарубежных исследованиях граничные значения индикаторных соотношений не могут автоматически переноситься на все условия ОС и все виды сред. Необходима существенная корректировка их использования в зависимости от исследуемых материалов и времени их хранения. Необходимо дублировать проведение физико-химических анализов, а также способов и методов экстракции ПАУ.
- 3. Применение комплекса коэффициентов-индикаторов генезиса ПАУ позволяет более уверенно разделить нефтесодержащие пробы различного происхождения, состава и времени контакта с условиями земной поверхности.
- 4. Условия ОС (земной поверхности) накладывают значительный отпечаток на состав и соотношение ПАУ. Трансформация НП на дневной поверхности и их миграция в компонентах среды приводит к перестройке соотношений ПАУ в их составе по сравнению с исходными «свежими» нефтями и загрязнениями. Это отражается и на величинах индикаторных соотношений. Таким образом, появляется возможность разделения загрязнений различного «возраста».

Список используемой литературы:

 Хаустов А.П., Редина М.М. Трансформация нефтепродуктов в геологической среде при изменении их битумоидного статуса// Геоэкология. Инженерная

- геология. Геокриология, 2013. №6. C. 502-515.
- Хаустов А.П., Редина М.М. Трансформация нефтепродуктов как источник токсичных загрязнений природных сред // Экология и промышленность России. 2012. №12. С. 38–44.
- 3. Țigănuș D., Coatu V., Lazăr L. et al. Identification of the Sources of Polycyclic Aromatic Hydrocarbons in Sediments from the Romanian Black Sea Sector. "Cercetări Marine" Issue 43, pp. 187–196.
- 4. Ровинский Ф.Я., Теплицкая Т.А., Алексеева Т.А. Фоновый мониторинг полициклических ароматических углеводородов. Л.: Гидрометеоиздат, 1988. 226 с.
- Sakari M. Depositional History of Polycyclic Aromatic Hydrocarbons: Reconstruction of Petroleum Pollution Record in Peninsular Malaysia/ Organic Pollutants Ten Years After the Stockholm Convention – Environmental and Analytical Update. Edited by Tomasz Puzyn and Aleksandra Mostrag-Szlichtyng. InTech. 472 p.
- Yunker M.B., Macdonald R.W., Vingarzan R. et al. PAHs in the Fraser River basin: a critical appraisal of PAH ratios as indicators of PAH source and composition/ Organic Geochemistry, 2002, Vol. 33, pp. 489-515.
- 7. Soclo, H.H., Garrigues, P., Ewald, M., 2000. Origin of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) in coastal marine sediments: case studies in Cotonou (Benin) and Aquitaine (France) areas. Mar. Pollut. Bull. 40, C. 387–396.
- 8. Ожегов Э.А., Гадышев В.А., Щербаков О.В. Изучение возможности использования полиароматических углеводородов нефти для идентификации нефтяных загрязнений. Режим доступа: http://vestnik.igps.ru/wp-content/uploads/V52/5.pdf. (дата обращения 15.03.2014).
- 9. Соромотин А.В., Самсонов Д.П., Гертер О.В., Пислегин Д.В. Методические подходы к совместному анализу полиароматических соединений и суммы углеводородов старых шламовых амбаров геологоразведочных скважин. // Вестник Тюм. ГУ. 2010. №7. С. 210-217.
- 10. Анчугова Е.М., Маркарова М.Ю., Щемелинина Т.Н., Володин В.В. Особенности вертикального распределения углеводородов в почвенных субстратах // Известия Самарского научного центра РАН. 2010. Т. 12. С. 1203-1207.
- Kerr J.M. et al. Polyaromatic hydrocarbon content in crude oils around the world. SPE/EPA exploration and production environmental conference. 1999. C. 359-368.
- Pampanin D.M., Sydnes M.O. Polycyclic Aromatic Hydrocarbons a Constituent of Petroleum: Presence and Influence in the Aquatic Environment. 2013.
- 13. Inengite A.K., Oforka N.C., Osuji Leo C. Sources of Polycyclic Aromatic Hydrocarbons in an Environment Urbanised by Crude Oil Exploration. Environment & Natural Resources Research. 2012. T. 2. № 3.

ENGLISH ELECTRICAL ENGINEERING

Polycyclic aromatic hydrocarbons as a geochemical markers for oil pollution of the environment

UDC 621.3

Authors:

Alexandr P. Khaustov — dr. sc. geol, professor¹, <u>akhaustov@yandex.ru</u> **Margarita M. Redina** — dr. sc. econ, head¹, <u>redina@yandex.ru</u>

¹the department of the Applied Ecology, Peoples' Friendship University of Russia Moscow, Russian Federation

Abstract

Justify the role of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAH) as a geochemical marker of the environment pollution. Considered the possibilities of use of the indicator ratios based on the PAHs' concentrations in the environmental and technogenic objects for the identification of the genesis of the pollution. On the example of 24 cases (crude oil from different regions of the world, oil slimes and oil reservoir sediments) estimated the efficiency of different diagnostic ratios and their adequacy for the conditions of Russia. Shown the possibility of identification of the genesis of oil pollution using multivariate statistical methods.

Materials and methods

- Published information about composition of oils and oil containing wastes (concentrations of Polycyclic aromatic hydrocarbons, PAH) in different regions of Russia, USA, North sea at al.
- Calculation of the indicator ratios for the identification of genesis of PAH (petrogenic or pyrogenic) and their source.
- Analyses of the informativity of indicator ratios of PAH (Accuracy of the classification of samples according to the source of origin).

4. Statistical methods, including correlation and component analysis.

Results

The optimal indicator ratios for the identification of oil genesis of the pollution of environment and technogenic objects are justified. Received the conclusions about the possibility of use of the transit points of the indicator ratios of PAHs, established in the foreign studies, for the natural and technogenic objects in Russia. The role of the natural factors in the restructuring of the PAH ratios as a part of oil pollutions is assessed. It allows to consider the age of the pollutions at the analyses of the indicator ratios.

Conclusions

- Use of the indicator ratios of PAHs allows to identify the genesis of PAHs in oils and oil slimes with the different level of reliability. Maximum accuracy in the division of the pyrogenic and petrogenic PAHs achieves using the indicator ratio Fl/ (Fl + Py) – PAH with the molecular mass 202.
- Wide used in the foreign researches "transition points" of the indicator ratios can not be automatically translated for all the conditions of the environment and all components of the environment.

- The significant correction of their use is necessary depending on studied materials and the period of their storage. It is necessary to duplicate the physical-chemical analyses as well as ways and methods of extraction of PAHs.
- Application of the complex of coefficients

 indicators of PAHs genesis allows
 to more sure divide the oil containing
 samples of the different nature,
 composition and "age" (time of the
 contact with the terms of the earth's
 surface).
- 4. Conditions of the environment (of the earth surface) make a significant effect on the composition and relation of PAHs. Transformation of the oil products on the earth surface and their migration in the components of the environment leads to the restructuring of the ratios of the PAH in their compared with the initial "fresh" oils and pollutions. This is reflected in the values of the indicator ratios. Thus, there is the possibility of the identification of oil pollutions of different "ages".

Keywords

polycyclic aromatic hydrocarbons, PAH, oil pollution, slime, identification, genesis, indicator ratio

References

- 1. Khaustov A.P., Redina M.M. *Transformaciya* nefteproduktov v geologicheskoi srede pri izmenenii ih bitumoidnogo statusa [Transformation of oil products in the geological environment at the change of their bitumoide status]. *Geoekologiya*. *Injenernaya geologiya*. *Geokriologiya*, 2013, issue 6, pp. 502–515.
- Khaustov A.P., Redina M.M. Transformaciya nefteproduktov kak istochnik toksichnyh zagryaznenii prirodnyh sred [Transformation of oil products as a source of the toxic pollution of natural environments]. Ekologiya I promyshlennost' Rossii, 2012, issue 12, pp. 38–44.
- 3. Țigănuș D., Coatu V., Lazăr L. et al. Identification of the Sources of Polycyclic Aromatic Hydrocarbons in Sediments from the Romanian Black Sea Sector. "Cercetări Marine" Issue 43, pp. 187–196
- Rovinskii F.Ja., Teplickaya T.A., Alekseeva T.A. Fonovyi monitoring policiklicheskih aromaticheskih uglevodorodov [The background monitoring of the polycyclic aromatic hydrocarbons]. Leningrad: Gidrometeoizdat, 1988, 226 p.
- 5. Sakari M. Depositional History of Polycyclic Aromatic Hydrocarbons: Reconstruction of

- Petroleum Pollution Record in Peninsular Malaysia/ Organic Pollutants Ten Years After the Stockholm Convention – Environmental and Analytical Update. Edited by Tomasz Puzyn and Aleksandra Mostrag-Szlichtyng. InTech. 472 p.
- Yunker M.B., Macdonald R.W., Vingarzan R. et al. PAHs in the Fraser River basin: a critical appraisal of PAH ratios as indicators of PAH source and composition/ Organic Geochemistry, 2002, Vol. 33, pp. 489–515.
- Soclo, H.H., Garrigues, P., Ewald, M., 2000.
 Origin of polycyclic aromatic hydrocarbons
 (PAHs) in coastal marine sediments: case
 studies in Cotonou (Benin) and Aquitaine
 (France) areas. Mar. Pollut. Bull. 40,
 387–396.
- Ozhegov E.A., Gadyshev V.A., Scherbakov O.V. Izuchenie vozmozhnosti ispol'zovaniya poliaromaticheskih ulevodorodov nefti dlya identifikacii neftanh zagryaznenii [Study of the possibility of the use of polyaromatic hydrocarbons for the identification of the oil pollutions]. Available at: http://vestnik. igps.ru/wp-content/uploads/V52/5.pdf.
- 9. Soromotin A.V., Samsonov D.P., Gerter O.V., Pislegin D.V. Metodicheskie podhody k sovmestnonu analizu poliaromaticheskih soedinenii i summy uglevodorodov staryh shlamovyh ambarov geologorazvedochnyh

- skvazhin [Methodical approaches to the common study of the polyaromatic compositions and total hydrocarbons of the old sludge pits of the exploration wells]. Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta, 2010, issue 7, pp. 210–217.
- 10. Anchugova E.M., Markarova M.Yu., Schemelinina T.N., Volodin V.V. Osobennosti vertikal'nogo raspredeleniya uglevodorodov v pochvennyh substratah [Specific of the vertical distribution of hydrocarbons an the soil substrates]. Izvestiya Samarskogo nauchnogo centra RAS, 2010, vol. 12, pp. 1203–1207.
- Kerr J.M. et al. Polyaromatic hydrocarbon content in crude oils around the world. SPE/EPA exploration and production environmental conference. 1999. pp. 359–368.
- Pampanin D.M., Sydnes M.O. Polycyclic Aromatic Hydrocarbons a Constituent of Petroleum: Presence and Influence in the Aquatic Environment. 2013.
- 13. Inengite A.K., Oforka N.C., Osuji Leo C. Sources of Polycyclic Aromatic Hydrocarbons in an Environment Urbanised by Crude Oil Exploration. Environment & Natural Resources Research. 2012. Vol. 2. №3.

УФА-2015



19-22 мая

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

XXIII международная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ-2015



Место проведения:

ВАНХ ЭКСПО

ул. Менделеева, 158



(347) 253 38 00, 253 11 01 e-mail: gasoil@bvkexpo.ru



Одновременно с выставками









13-я международная выставка «Насосы. Компрессоры. Арматура. Приводы и двигатели»

> 28-31 октября 2014 года МВЦ «Крокус Экспо»



Престиж участия. Содействие бизнесу. Вклад в отрасль

Электронный билет на www.pcvexpo.ru

Организаторы:





Генеральные информационные партнеры:







Стратегический медиа-партнер:



18-20 НОЯБРЬ 2014



МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА 2014

Выставочный Дворец / Ашхабад / Туркменистан











126 ЭКСПОНЕНТОВ ИЗ 22 СТРАН

Net Organization

ТЕЛ: +90.212 272 61 62 вн (121) www.ogtexpo.com info@ogtexpo.com

21-я международная специализированная выставка

HEOTES LA3 SHEOTEXNINA TABLES HEOTEXNINA TABLES T





BPAMKAX



Организатор: ОАО «Казанская ярмарка»

При поддержке: Президента Республики Татарстан Правительства Республики Татарстан

При содействии и участии ОАО «ТАТНЕФТЬ»

3-5 сентября Казань, 2014

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.expokazan.ru







www.oilexpo.ru



www.mioge.ru

2014-2015

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ **НЕФТЕГАЗОВЫХ**

ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ ІТЕ



LEARNING FROM YESTERDAY DISCUSSING TODAY PLANNING FOR TOMORROW





9 - 12 марта 2015

Янгон, Мьянма

2-я НЕДЕЛЯ НЕФТИ И ГАЗА





6-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ ЮГА РОССИИ»

2 - 4 сентября 2014 Краснодар, Россия



2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОГО СРЕДИЗЕМНОМОРЬЯ»

9-10 сентября 2014 Пафос, Кипр



2-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЙ ФОРУМ «НЕФТЬ И ГАЗ. КАДРОВЫЕ РЕСУРСЫ»

23 - 24 сентября 2014 Абердин, Шотландия



22-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

30 сентября - 3 октября 2014 Алматы, Казахстан





ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ газовый форум (ВЫСТАВКА И КОНГРЕССНАЯ ПРОГРАММА)

7 - 10 октября 2014 Санкт-Петербург, Россия



OIL & GAS

9-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»

11 - 13 ноября 2014 Актау, Казахстан



3-я РУМЫНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

18 - 19 ноября 2014 Бухарест, Румыния



19-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»

18 - 20 ноября 2014 Ашхабад, Туркменистан



FUROPE

OIL & GAS

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ» ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ

25 - 27 ноября 2014 Афины, Греция



MYANMAR

GIOGIE

14-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ, ГАЗ, ЭНЕРГЕТИКА И ИНФРАСТРУКТУРА ГРУЗИИ»

25 - 26 марта 2015 Тбилиси, Грузия



4-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ АРКТИКИ»

март 2015 Ставангер, Норвегия



14-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

март 2015 Анкара, Турция



OGU

19-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

12 - 14 мая 2015 Ташкент, Узбекистан





6-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА

май 2015 Туркменистан



22-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»

13-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ

июнь 2015 Баку, Азербайджан





MIOGE

OIL & GAS

ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ» 23 - 26 июня 2015





Москва, Россия

12-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ» / MIOGE 2015

23 - 25 июня 2015 Москва, Россия



ITE MOSCOW

T +7 495 935 7350 E oil-gas@ite-expo.ru

W www.mioge.ru

ITE GROUP PLC

T +44 (0) 207 596 5000

E oilgas@ite-exhibitions.com

W www.oilgas-events.com



















I Международный форум

НЕФТЬ И ГАЗ БОЛЬШОГО УРАЛА

9-12 сентября 2014 года

Екатеринбург

Уважаемые Господа!

Рады пригласить Вашу компанию к участию

ПОЧЕМУ ЕКАТЕРИНБУРГ

Екатеринбург — столица Уральского федерального округа, который является местом сосредоточения крупнейших нефтяных и газовых месторождений, относящихся к Западносибирс-кой нефтегазоносной провинции, в которой сконцентрировано 66,7% отечественных запасов нефти (6%-мировых) и 77,8% запасов газа (26%-мировых).

Согласно Энергетической Стратегии Министерства Энергетики РФ к «2030 году Уральский федеральный округ сохранит за собой позиции главного нефте- и газодобывающего района России, поставляющего энергоносители в энергодефицитные районы страны и на экспорт. Возрастет энергоэффективность экономики региона, будут использованы экологически безопасные и эффективные способы добычи и производства энергоресурсов в сложных природно-климатических условиях».

ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА ФОРУМА ВКЛЮЧАЕТ:

- Общее пленарное заседание «Топливно-энергетический комплекс Большого Урала: состояние, проблемы, достижения, задачи, тенденции и перспективы развития»;
- Специализированную выставку, основной целью которой является Демонстрация предложений, научных и конструкторских разработок, оборудования и технологий для нефтегазодобывающей отрасли;
- Технологическую конференцию «Актуальные вопросы нефтегазового комплекса Уральского федерального округа и Восточной Сибири»:
- Международную конференцию «Альтернативные энергетические ресурсы и источники. Перспективы их развития на Урале».
- Тематические круглые столы:
 - «Стимулирование импортозамещения в ТЭК»;
 - «Актуальные вопросы сотрудничества нефтегазосервиса РФ и РК»;
 - «Эффективное социальное партнерство базовых отраслей УрФО».
- Специализированную биржу промышленной кооперации;
- Отраслевой конкурс имени Ф. Прядунова на звание «Лучшего в нефти и газе РФ»;
- Ярмарка вакансий.

КЛЮЧЕВЫЕ УЧАСТНИКИ:

Среди ключевых участников форума: ООО «Газпром Добыча Ноябрьск», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО НК «РуссНефть», ОАО «Новатэк-Челябинск», ЗАО «Инвестгеосервис», ООО «Уралмаш НГО Холдинг», Группа ТМК, Нефтяная компания «Янгпур», ОАО «Уралхиммаш», ООО «АББ», ООО «ЛУКОЙЛ-инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» и др.



Выставочный Комплекс «Екатеринбург-Экспо» www.uoge.ru E-mail: info@uoge.ru

Тел.: (343) 381-00-25, +7-951-123-56-92













ВЫСТАВКА ПРОХОДИТ ПОД ПАТРОНАЖЕМ ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ПАЛАТЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



XIII Международная специализированная выставка

Нефть. Газ. Химия. 9-11 СЕНТЯБРЯ/ 2014

РИГЛАШАЕМ ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ!



Место проведения:

г. Ижевск, ул. Кооперативная, 9

тел./факс: (3412) 733-581, 733-585, 733-587, 733-664 neft@vcudm.ru | www.neft.vcudm.ru | vk.com/ngxmmm

Официальный интернет-партнер



Информационны партнеры





Интернет-партнеры

TOTABILLIKIN MALLINH
"OGOPYDOBAHUS

ONTOBAS TOPFOBIS

XXI специализированная выставка



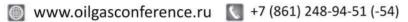
Генеральный спонсор выставки Фармконтракт группа компаний



e-mail: tyumfair@gmail.com. www.expo72.ru

КАЛЕНДАРЬ КОНФЕРЕНЦИЙ

МЕЖДУНАРОДНЫЕ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

























Строительство и ремонт скважин - 2014

22 - 27 сентября 2014 г. **АНАПА**

- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- проектирование, организация, контроль и супервайзинг буровых работ;
- геофизическое сопровождение процессов строительства и ремонта скважин;
- управление траекторией ствола скважины, геонавигация;
- 🔳 строительство многоствольных скважин и КРС зарезкой боковых стволов;
- буровые установки и установки для КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- колтюбинговые технологии, оборудование и инструмент;
- системы буровых растворов, материалы и химические реагенты;

- цементирование скважин: технологии, оборудование и материалы:
- освоение скважин и вызов притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- ремонтно-изоляционные работы:
- трубы нефтяного сортамента, резьбовые соединения, защита от коррозии;
- автоматизированные системы управления;
- энергоэффективные технологии;



ОРГАНИЗАТОРЫ

нитпо

000 "НПФ "Нитпо"

Metalier (

ОРГАНИЗАТОРЫ

нитпо

NITPO

000 "НПФ "Нитпо"

- организация сервиса;
- снижение степени рисков и промышленная безопасность.

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы

20 - 25 октября 2014 года сочи

- передовые технологии сбора и обработки геологической и геофизической информации, создание геологической модели, цифровая модель керна;
- моделирование разработки месторождений: инновационные подходы, интегрированное моделирование, программные комплексы;
- проектирование высокотехнологичных скважин;
- удаленный мониторинг буровых работ, инновации в бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин, боковых стволов:
- технологии «интеллектуального» заканчивания скважин, многостадийные ГРП;
- проектирование, мониторинг и управление «интеллектуальной» разработкой нефтяного месторождения, планирование МУН;

- интеллектуальный контроль скважин в процессе добычи нефти и газа, системы погружной телеметрии;
- материалы, реагенты и технологии для «интеллектуальных» скважин, пакерное и вспомогательное оборудование;
- оптимизация работы промысловых объектов нефтегазодобычи с помощью внедрения высокотехнологичных систем измерений и контроля, станции дистанционного управления;
- вавтоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) нефтегазодобывающего производства;
- энергоэффективные технологии в добыче нефти и газа;
- технологии «интеллектуальных» скважин на ПХГ;
- «интеллектуальные» тренажеры для обучения специалистов нефтегазового комплекса.

Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов - 2015

март 2015 год сочи

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

май 2015 год ГЕЛЕНДЖИК













































сентября



18-я специализированная выставка международным участием

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ. 2014 CAPATOB

Официальная поддержка:

Правительство Саратовской области

Министерство промышленности и энергетики Саратовской области Общероссийская общественная организация «Союз машиностроителей России»

Союз нефтегазопромышленников РФ Союз производителей нефтегазового оборудования Российский Союз химиков



НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА НЕФТИ И ГАЗА.

ДОБЫЧА И ПЕРЕРАБОТКА. ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ НЕФТИ. НЕФТЕПРОДУКТОВ И ГАЗА. ТРУБЫ И ТРУБОПРОВОДЫ. НЕФТЕХИМИЯ.

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ. ПРОМЫШЛЕННАЯ, ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. ОХРАНА ТРУДА. СРЕДСТВА АВТОМАТИЗАЦИИ. ЛАБОРАТОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ.

ХИМИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

СВАРКА-СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ САЛОН





ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР софит-экспо ТЕЛ.: (8452) 205-470, 206-926 http://expo.sofit.ru http://vk.com/sofit.expo

20-22 августа



XV Межрегиональная специализированная выставка-конгресс

НЕФТЬ.ГАЗ.ГЕОЛОГИЯ. ТЗК

директор выставки: Ямпольский Владимир тел.89095429444, e-mail:501919@mail.ru www.t-park.ru



* ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ *



П ОАО "СУРГУТНЕФТЕГАЗ"



ХІХ МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ. НЕФТЬГНЗ 24-26 сентября 2014г.

24 сентября 2014г. - IV-я практическая конференция "Промышленная безопасность: утилизация попутного нефтяного газа, нефтяного и бурового шлама, ликвидация нефтяных загрязнений"

(3462) 52-00-40, 32-34-53, 32-04-32, e-mail: expo@wsmail.ru, www.yugcont.ru

18-ая ЕЖЕГОДНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ В САХАЛИНА

22-25 сентября 2014 | ТДЦ «Столица», Южно-Сахалинск, Россия

ВТОРАЯ ВОЛНА В РАЗВИТИИ ПРОЕКТОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ –

новые коммерческие возможности на Сахалине и Дальнем Востоке России

СПИСОК ДОКЛАДЧИКОВ В 2013 ГОДУ ВКЛЮЧАЛ:



Александр Хорошавин Губернатор Сахалинской области



Кирипл Молодцов Заместитель министра энергетики Российской Федерации



Денис Храмов Заместитель министра природных ресурсов и экологии Российской Федерации



Александр Медведев Заместитель Председателя правления ОАО «Газпром»



Влада Русакова Вице-президент ОАО «НК «Роснефть»



Оливье Лазар Президент и Руководитель российского подразделения Shell



Джим Флад
Президент, Арктика
и Восточная Канада
ExxonMobil
Development
Company Ltd.



Нильс Тельнес Вице-президент, добыча Statoil

ЧТО ГОВОРЯТ ОБ ЭТОЙ КОНФЕРЕНЦИИ НАШИ УЧАСТНИКИ?

«Эта конференция была проведена на высшем уровне»

ВИТАЛИЙ ЕРМАКОВ Директор, Российская и Каспийская Энергетика, IHS

«Действительно одно из лучших мероприятий не только для нефтегазовой промышленности Дальнего Востока России, но и для нефтегазовой промышленности России в целомі»

ГЛЕН УОЛЛЕР Президент, ExxonMobil Russia Inc

«Посещение конференции «Нефть и газ Сахалина» является одним из ежегодных приоритетов компании Kvaerner»

ЭРИК ГУПЬДБРАНСЕН Вице-президент, Россия Kvaerner

Adam Smith CONFERENCES





VIP CODE: AS2288E

Медиа парнер:

энспо**⊕зиция** НЕФТЬ ГАЗ

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ 2014 ГОДА:

- НОВОСТИ И ПЛАНЫ РАЗВИТИЯ ПРОЕКТОВ от всех крупнейших операторов, задействованных на Сахалине и ДВ России
- КЛЮЧЕВЫЕ ПРЕЗЕНТАЦИИ ОТ РУКОВОДИТЕЛЕЙ ПРАВИТЕЛЬСТВА на тему стратегии развития нефтегазовой промышленности региона и ближайших планов
- ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ФОКУС ДЕНЬ, освещающий новейшие инновационные технологии и последние технологические успехи на второй стадии развития проектов на Сахалине и ДВ России
- ПОСЛЕДНИЕ НОВОСТИ от ключевых ПОДРЯДЧИКОВ, задействованных в регионе
- 4 ВЕЧЕРНИХ ПРИЕМА, включая прием от имени Губернатора Сахалинской области
- ЭКСПЕРТНЫЕ ДЕБАТЫ об экспорте и будущем рынка СПГ на Дальнем Востоке России
- РАССМОТРЕНИЕ ПРИМЕРОВ ПРОЕКТОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ В ДРУГИХ РЕГИОНАХ МИРА И АРКТИКЕ

НЕФТЬ И ГАЗ САХАЛИНА В ЦИФРАХ:

500+ участников из числа профессионалов нефтегазовой промышленности в 2013 году

80+ высокопоставленных докладчиков

4 дня наполненных информацией

4 вечерних приема

30+ часов для общения и налаживания деловых контактов

25+ участников выставки, представляющих крупнейших игроков, подрядчиков и проекты







Чтобы получить последнюю информацию о конференции «Нефть и Газ Сахалина 2014» и о том, как принять в ней участие, пожалуйста, связывайтесь: с Ириной Норрис: +44 20 7017 7436; irina@adamsmithconferences.com или Дмитрием Срыбным: +44 20 3377 5095; DSrybny@adamsmithconferences.com

ТЕЛ.: +44 20 7017 7444 EMAIL: sakhalin@adamsmithconferences.com

www.sakhalin-oil-gas.com



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



ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ





Правительство Республики Татарстан



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР

энспо**€**зиция
НЕФТЬ ГАЗ



SMACHI

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА

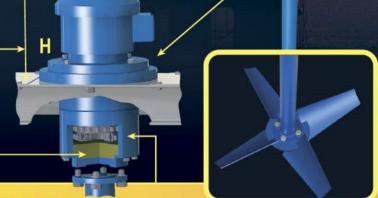
ПБРТ-ГК-turbo

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

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°C до +50°C.

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.



!HOBUHKA!!!

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 !!!

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

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», OOO«СГК-БУРЕНИЕ», OAO«ТАТНЕФТЬ», OAO«УСИНСКГЕОНЕФТЬ», KOMПАНИЯ «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.

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







СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

634040, г.Томск, ул.Высоцкого, 28 стр.2 E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru

тел/факс: (3822) **63-38-19, 64-37-86**, факс: (3822) **63-39-59** http://www.smc.tomsk.ru





Двухпакерная компоновка для селективных обработок пластов под давлением, а также поинтервальной опрессовки и поиска негерметичности (на 35Мпа)

2ПРОК-СО-2

Компоновка позволяет

- проводить селективные обработки под давлением различного рода химическими реагентами и освоения скважины;
- проводить многократное повторение операций за 1 СПО;
- производить исследования каждого пласта при внедрении ОРЭ;
- производить поинтервальные опрессовки эксплуатационной колонны для определения интервала негерметичности.

Особенности

Дополнительное оборудование позволяет минимизировать риски и повысить безопасность проведения ремонтных работ и освоения скважины.

Технические характеристики

Обсадная колонна, мм		диаметр не		Диаметр НКТ между пакерами, мм	Присоединительная резьба компоновки по ГОСТ 633-80		
Устовный диаметр	Толщина стенок	Наружный диам компоновки, мм	Диаметр проходного канала, мм (не менее)	Диаметр НКТ _и пакерами, мм	Верх (муфта)	Низ (ниппель	
140	9-11	112		73		77 LE	
146	12	112	46				
140	7-8	118	40				
146	9-11	110					
146	6,5-9	122			89	73	
168	10-12	136	59				
168	7-9	142		89			
178	7-14	145					

Максимальная температура $+100^{\circ}$ C, по отдельному заказу поставляется на температуру $+150^{\circ}$ C

Two-packer set-ups for selective treatments of the formations under pressure as well as interval pressure test and searching for leaks (5076 psi)

2PROK-SO-2

Set up allows the following

- to conduct selective treatments under pressure with various kinds of chemical agents and well completions
- to make multiple repeats of operations in 1 tripping;
- to investigate each formation when implementing dual completion;
- to make interval pressure tests of the casing string when determining leak interval.

Special features

Additional equipment allows minimization of risks and makes conduct of repairs and well completion safer.

Technical specifications

Casing size		Equipment size				Connecting thread of the equipment			
		Outside diameter		Inside diameter		Top (coupling)		Bottom (nipple)	
inch	mm	inch	mm	inch	mm	inch	mm	inch	mm
5 ½	139.7	4.41	112	1.81	46	3.5	88.9	2.875	73.03
5 3/4	146.1								
5 ½	139.7	4.646	118						
5 3/4	146.1								
5 ¾	146.1	4.803	122						
6 5/8	168.3	5.354	136		59				
6 5/8	168.3	5.59	142	2.32					
7.0	177.8	5.709	145						

Maximum temperature 212°F, customer can specify temperature 302 °F for us to deliver on such an order



Сагиров Максим Хамитович
Заместитель директора по развитию сервиса и сбыта в России и на внешних рынках
+7-927-334-34-94
+7 (34767) 5-03-05
SagirovM@npf-paker.ru



Dinar Sufiyanov Head of sale and service development in Russia and foreign markets +7-937-318-87-56 +7 (34767) 5-21-01 SufiyanovDl@npf-paker.ru

