ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК № 1 (19) ФЕВРАЛЬ 2012

ТЕМА НОМЕРА:

ОСВОЕНИЕ СЕВЕРА И ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

04 • АРМАТУРА
11 • БЕЗОПАСНОСТЬ
16 • БУРЕНИЕ
17 • ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
38 • ГЕОФИЗИКА
21 • ДИАГНОСТИКА
29 • ДОБЫЧА
42 • ИЗОЛЯЦИЯ
47 • КИПиА
57 • ПЕРЕРАБОТКА
55 • ХРАНЕНИЕ
55 • ЭКОЛОГИЯ
65 • ЭНЕРГЕТИКА
55 • ХРАНЕНИЕ

www.runeft.ru

СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

С момента основания в 1991 году чешская электротехническая компания ComAp стала всемирно известным брендом и лидером в области автоматизации и модернизации промышленного оборудования. Основной областью применения продукции производства компании ComAp являются промышленные системы управления, которые при эксплуатации в тяжелейших условиях должны обеспечивать высокую степень надежности, поэтому все компоненты изготавливаются из качественных высокотехнологичных и современных материалов.

Системы управления генераторным оборудованием применяются как для простых решений – одиночный или резервный источник питания, так и для обеспечения работы сложнейших индивидуальных алгоритмов энергетических комплексов на базе генераторного оборудования любых типов (ДГУ, ГПГУ, КГУ, ТГУ, ДТГУ и т.д.) и производителей (Caterpillar, Cummins, Deutz, MAN, Perkins, Mercedes, Mitsubishi, MTU, Rolls-Royce, Jenbacher, Waukesha, Wartsila, Volvo Penta и т.д.).

Двухтопливные системы применяются для модернизации дизельных двигателей на двухтопливный режим работы, т.е. в двигатель дополнительно подается газ, замещая часть дизельного топлива. Уникальность технологий заключается в постоянном автоматическом контроле необходимых внешних и внутренних параметров системы, который позволяет подавать максимальное количество газа, не снижая заводских характеристик двигателя.

Системы управления промышленного применения позволяют автоматизировать любое промышленное оборудование, у которого в качестве привода используются двигатели внутреннего сгорания, не зависимо от типа и условий применения.

Системы управления морского применения используются для автоматизации не только генераторного оборудования, но для комплексного управления двигателями судна и электропитанием. Причем область применения не ограничивается вновь строящимися судами, а подходит для модернизации уже существующего речного и морского флота.

ComAp
107023, Россия, г. Москва
ул. Электрозаводская, 24, офис 220
Тел. +7 495 787 56 33, Факс: +7 495 787 74 38
E-mail: info@comapsystems.ru, www.comapsystems.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

ВЫПУСК:
№ 1 (19) февраль 2012 г.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ОФИС:
Республика Татарстан, Наб. Челны,
Мира, д. 3/14, оф. 145
(8552) 38-51-26, 38-49-47

АДРЕС ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВА:
Москва,
Народного ополчения, д. 38/3, каб. 212
(499) 681-04-25

САЙТ:
www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

ДИРЕКТОР:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Завидей В.И. / zavidey@vei.ru
Мануков В.С. / manukov@cge.ru
Кемалов А.Ф. / kemalov@mail.ru
Кемалов Р.А. / kemalov@mail.ru
Теляшев Э.Г. / redactor@anrb.ru
Лукьянов О.В. / lab105@rambler.ru
Котельникова Е.Н. / elena@ek7740.spb.edu
Султанов А.Х. / soultanov@gmail.com
Ишматов З.Ш. / ishmatov@mail.ru

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

ОТПЕЧАТАНО:
В типографии «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: (843) 231-05-46
citlogos@mail.ru
www.logos-press.ru
№ заказа 02-12/08-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ:
06.02.2012

ТИРАЖ:
10000 экз.

ЦЕНА:
свободная

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

СОДЕРЖАНИЕ:

М.В. ДРОЗДОВ
Фланцы – опорные точки в добыче нефти 4

А.Г. КАРПОВ
Титан или керамика? 9

С.Ю. СЕРЕБРЕННИКОВ
Эффективное применение конверсионных технологий твердотопливной ракетной техники при автоматизации системы пожарозащиты нефтерезервуаров 11

Р.Р. РАХМАТУЛЛИН, О.А. ДАНЬШИНА, Ю.А. ПОЛИН
Об упрощении расчетов минимальных безопасных расстояний от источников опасности до объектов воздействия 14

В.В. ЕФИМОВ, Д.В. ХАЛИУЛИН
Предупреждение образования газовых гидратов на элементах внутренних устройств входных сепараторов при промысловой подготовке газа сеноманской залежи ямбургского НГКМ 17

Р.А. РОМАНОВ
Надежность энергетического оборудования и методы термографии 22

ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ
Горизонтальные факельные установки ООО «Тюменниигипрогаз» – решение проблемы нейтрализации промстоков 26

В.Н.СЫЗРАНЦЕВ, Ю.Г.ДЕНИСОВ, В.П.ВИБЕ, А.В. ЕМЕЛЬЯНОВ
Установка электровинтового насоса с приводом на базе прецессирующей передачи 29

А.А. ИШМУРЗИН, А.Г. ХАБИБРАХМАНОВ, И.Д. ВАХИТОВ, А.Л. ЖЕЛОНКИН, Р.Г. САДЫКОВ
Самоориентируемый децентратор для спуска параллельных колонн труб в скважину 32

М.Н. АМИНЕВ, А.А. ЗМЕУ
Технологии изоляции мест негерметичности эксплуатационной колонны пакерными компоновками. Методы установки пакеров при недостаточной нагрузке 36

С.А. АФОНИН
Компенсация девиации азимутального канала инклинометра 38

С.И. БИЛИБИН, М.В. ПЕРЕПЕЧКИН, Е.В. КОВАЛЕВСКИЙ, И.А. ГОНЧАРОВ
Реализация имитационного моделирования объемов пластовой залежи углеводородов для задач оценки запасов в программном комплексе DV-GEO 43

О.А. КАЛУГИНА
Обеспечение рабочих климатических условий эксплуатации промышленного оборудования 47

А.В. ВОТИНОВ
К вопросу о перспективах спроса и предложения на светлые нефтепродукты в европе и США 57

А.Г. ШИШИНА, К.Г. САДИКОВ, А.А. МУХУТДИНОВ, Р.Г. ГАРИФУЛЛИН
Мониторинг вредных компонентов при плазмохимической утилизации сероводородсодержащего газа 60

Р.А. РОМАНОВ
Методы обработки теплограмм при тепловизионной диагностике сложных объектов 65

ФЛАНЦЫ – ОПОРНЫЕ ТОЧКИ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ

THE FLANGES AS THE PIVOTS IN THE OIL EXTRUCTION

УДК 621.643.412

М.В. ДРОЗДОВ | магистр прикладных математики и физики, ООО «Инженерный Союз» | Омск tech@12821-80.ru

M.V. DROZDOV | Master of applied mathematics and physics, OOO «Inzhenernyj Soyuz» | Omsk

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: добыча нефти, нефтедобывающее оборудование, фланцевое соединение
KEYWORDS: oil extraction, oil-producing equipment

Многие узлы нефтедобывающего оборудования и других устройств и сооружений должны качественно соединяться между собой. Типы соединений должны быть унифицированными, надёжными и разборными.

Many units of oil extraction equipment and other devices and facilities must be properly connected between themselves. Types of connections should be unified, reliable and mobile. The effective implementation of these characteristics is flange joint.

ЗНАЧЕНИЕ НЕФТИ В ЭКОНОМИКЕ

До последнего времени в мире основным горючим материалом остаётся нефть и продукты её переработки. Только транспорт с двигателями внутреннего сгорания – а это более 400 млн. автомобилей, 70 тыс. судов, не считая авиации, сельхозмашин и военной техники, – потребляет более 60% всех производимых нефтепродуктов.

Нефтяная промышленность России – это крупный народнохозяйственный комплекс, который функционирует и развивается по своим законам. Нефть – наше национальное богатство, источник могущества страны, фундамент ее экономики.

Самый выгодный вид транспорта вещества в жидком и газообразном состоянии – трубопроводный. Для добычи нефти на из глубин на поверхность земли также используются трубы.

В связи с этим возникает потребность в надёжном разъёмном унифицированном способе соединения различных участков труб с арматурой, аппаратами, резервуарами и другим оборудованием.

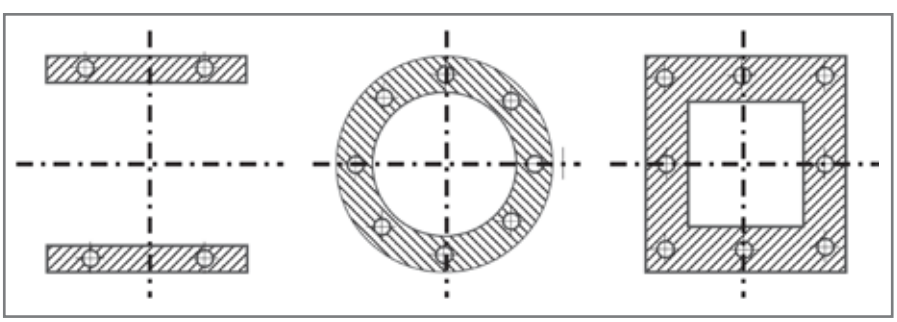


Рис. 1. Формы стыков фланцевых соединений общемашиностроительного применения

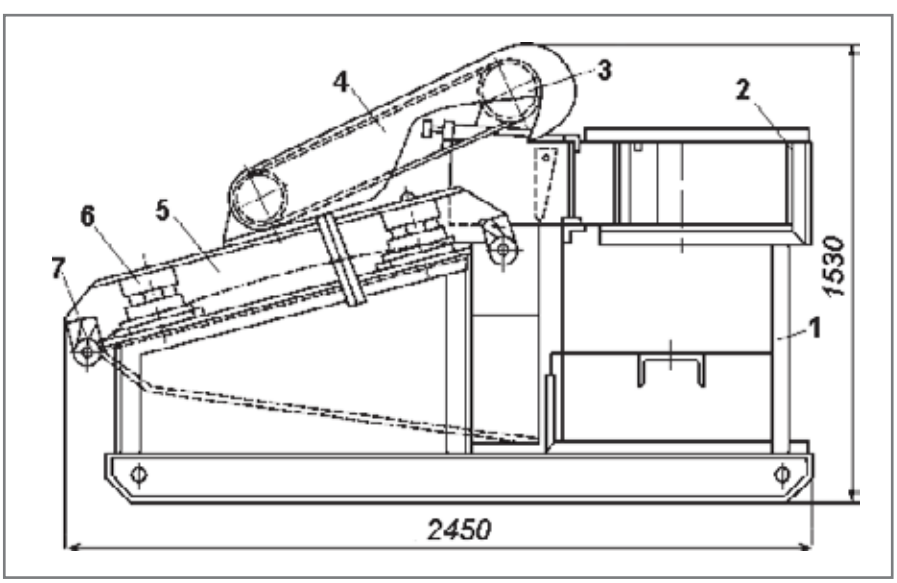


Рис. 2. Вибросито СВ-2

ЗНАЧЕНИЕ ФЛАНЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ В МАШИНОСТРОЕНИИ

В машиностроительной практике применяется множество деталей, выполненных в виде разнообразных оболочек и пластин, соединяющихся с помощью фланцев (рис. 1).

Фланцевые соединения находят применение в строительстве, трубопроводах, энергетике и других отраслях техники.

ФЛАНЦЫ И ДОБЫЧА НЕФТИ ФЛАНЦЫ В БУРОВОМ ОБОРУДОВАНИИ

Турбобур

Уже при бурении разведочных скважин возникает необходимость применения фланцевых соединений. Широко используемым инструментом для бурения скважин является турбобур – забойный гидравлический двигатель для бурения глубоких скважин, преобразующий энергию потока жидкости в механическую энергию вала или штока.

Наример, в турбобуре-забурнике с вращающимся корпусом-ротором большого наружного диаметра (обеспечивающим достаточный запас кинетической энергии, а следовательно, и высокую стабильность при работе на низких частотах вращения) фланцевой системы затяжки роторных ступеней давления турбины. Корпус турбобура в своей нижней части имеет фланец, который крепится к корпусу на резьбе или сварке. К нему присоединяется фланец переводника корпуса турбобура. К переводнику на резьбе или с помощью фланцевого соединения крепится вихревой гидротормоз, к нижней части которого на резьбе или с помощью фланца крепится долото сверхбольшого диаметра.

Буровые станки и фланцы

Буровой станок СКБ-4 является шпиндельным станком моноблочной компоновки с продольным расположением лебедки и системой гидравлической подачи бурового инструмента. В станке применены автомобильная коробка скоростей и муфта сцепления автомашины ЗИЛ-131, имеющие высокую надёжность. Крутящий момент подаётся к вращателю через раздаточную коробку с закрепленным на ней фланцем. ►

Вибрацоннное сито – фланец на выходе

Для очистки буровых растворов от породы в циркуляционных системах применяют вибросита.

Вибрационное сдвоенное вибросито СВ-2 состоит (рис. 2) из рамы 1, распределительного желоба 2, двух электродвигателей 3, ограждения 4, вибрирующей рамы 5, амортизаторов 6 и барабанов для натяжения сетки 7. Боковые стенки, приваренные к полозьям опорной рамы, образуют ванну, в которую поступает очищенный буровой раствор. На опорной раме установлены распределительный желоб и две вибрирующие рамы.

Колебательные движения сеткам сообщают вибраторы, приводимые в движение двумя электродвигателями.

Вибрационное сито СВ-2Б представляет собой модернизированный вариант сита СВ-2. Оно рассчитано для установки непосредственно над ёмкостью ЦС и поэтому не имеет ванны для приема очищенного раствора. Кроме того, к корпусной стенке распределительной коробки приварены патрубки диаметрами 325 и 60 мм. К 325-мм патрубку присоединяют рас-творопровод, идущий от устья скважины; 60-мм патрубок с фланцем через задвижку соединяется с вспомогательным нагнетательным трубопроводом блока очистки.

Электродвигатель вертикальный шламового насоса с фланцевым соединением

Агрегат вертикальный шламовый ВШН-150 (рис. 3) предназначен для перекачки применяемого для бурения скважин промывочного раствора с удельным весом 1300 кг/м^3 и подачи отработанного промывочного раствора в гидроциклонную установку для очистки от выбуренной породы. Механизм его приводится в действие от асинхронного фланцевого электродвигателя через упругую пальцевую муфту.

Вертикальный шламовый насос представляет собой центробежный насос погружного типа с открытым рабочим колесом 5, установленным в полости 8. Колесо защищено дисками 7. Вместо сальника в нем используется разъемная резиновая втулка 4, которая служит не только уплотнителем, но и одновременно является опорой нижнего конца вала 6 насоса.

Буровые рукава с фланцами

Буровые рукава резиновые с металлокордной конструкцией, предназначенные для комплектации стационарных и мобильных буровых установок, используемых при бурении глубоких скважин на нефть и газ. На концах рукава опрессованы штуцерами или фланцевым соединением.

ФЛАНЦЫ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИН

Фланцы колонных головок

На устье скважины обсадные колонны соединяются колонной головкой.

Колонная головка (рис. 5) жёстко соединяет в одну систему все обсадные колонны скважины, воспринимает усилия от их веса ►

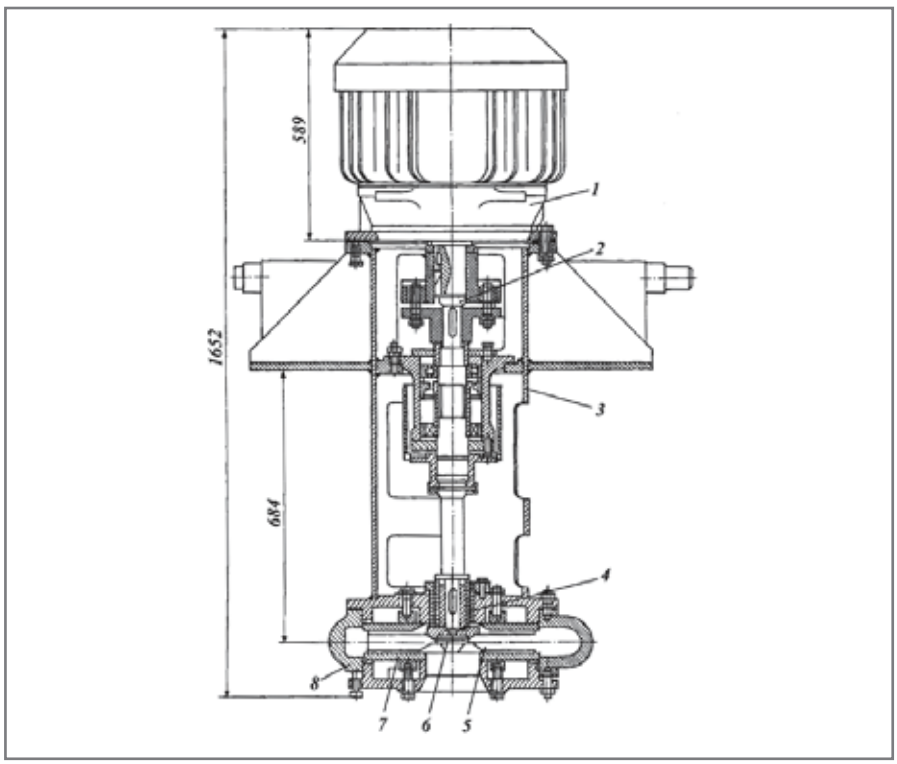


Рис. 3. Вертикальный шламовый насос ВШН-150

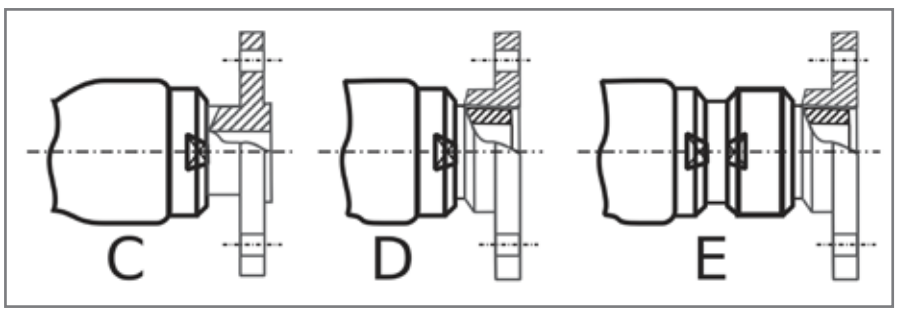


Рис. 4. Типы штуцеров буровых рукавов с фланцами
C – сварное соединение внахлестку фланца с торцевым уплотнением;
D – на резьбу бурового рукава смонтирован фланец, соответствующий стандарту API 6B со стальным уплотнением типа RX и BX по требованиям стандарта API 6A;
E – исполнение D с переводником, оснащенным конической резьбой

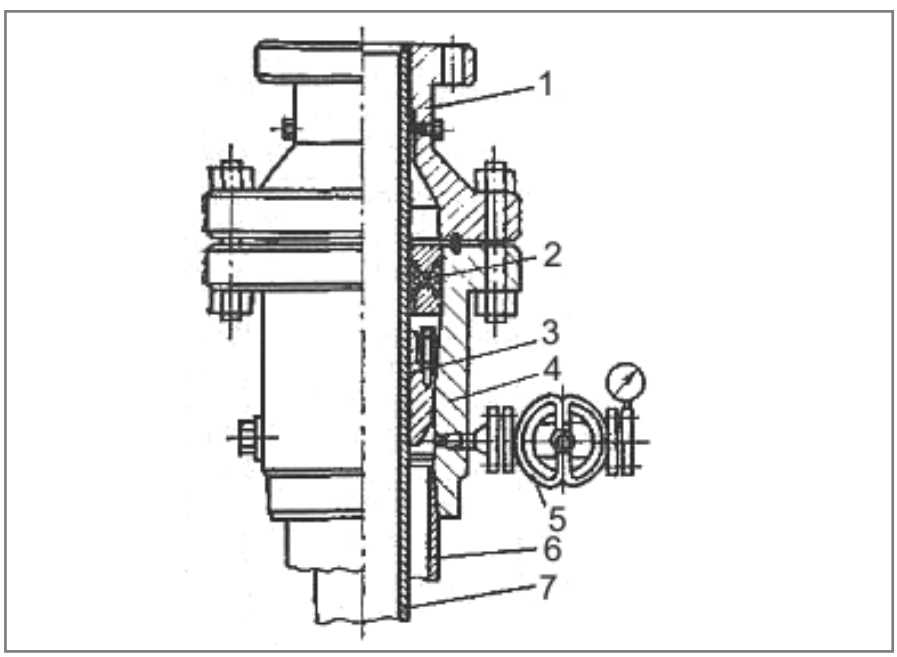


Рис. 5. Колонная головка

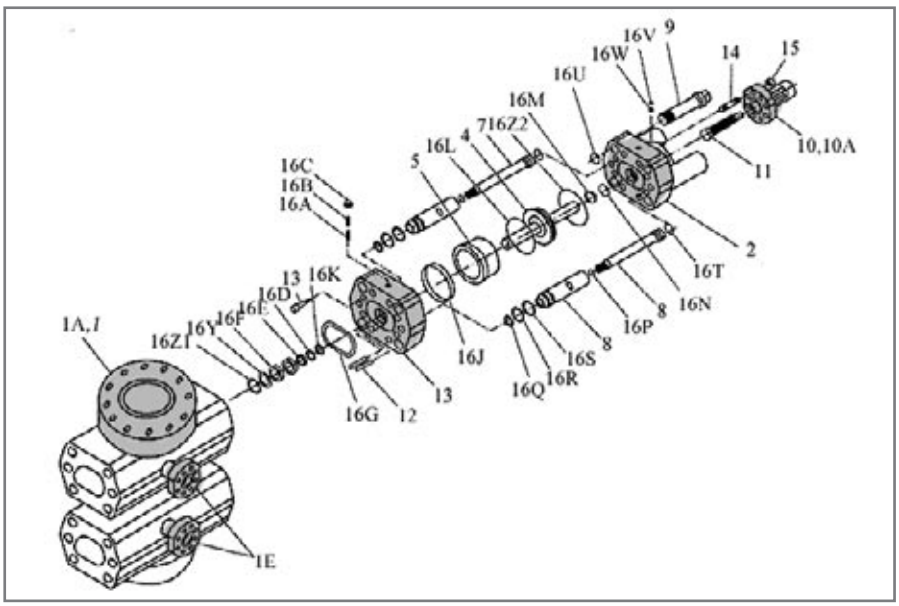


Рис. 6. Превентор плашечный сдвоенный (Ду =180 мм, Ру = 70 МПа) 1 – корпус; 1А – фланец корпуса; IE – боковые отводы из под плашек с фланцами; 2 – крышка; 3 – промежуточный фланец корпуса; 4 – поршень гидроцилиндра; 5 – гидроцилиндр; 6 – поршень для открытия крышки; 7 – поршень для закрывания крышки; 8 – цилиндр для открытия крышки; 9 – болт крышки; 10 – корпус фиксатора плашки; 11 – фиксатор плашки; 12, 14 – шпильки; 13 – болт крепления крышки и промежуточного фланца корпуса; 15 – гайка; 16А – обратный клапан с уплотнением; 16В – втулка с уплотнением; 16С – пробка с уплотнением; 16D, E, F, I, O, K, L, M, N, P, R, S, U, T, Z – кольца уплотнительные

Рис. 7. Фонтанная арматура на нефтяном месторождении

и передает всю нагрузку кондуктору (верхнему комплексу обсадки скважины). Она обеспечивает изоляцию и герметизацию межколонных пространств и одновременно доступ к ним для контроля состояния стволовой части скважины и выполнения необходимых технологических операций. Колонная головка служит пьедесталом для монтажа эксплуатационного оборудования, спущенного в скважину. Во время бурения на ней монтируются превенторы противовыбросового оборудования, демонтируемые после окончания бурения.

Колонная головка для обвязки двух колонн (см. рис. 5) состоит из корпуса 4, навинченного на обсадную трубу 6. Внутренняя поверхность корпуса коническая, и в ней размещены клинья 3, удерживающие внутреннюю колонну обсадных труб 7. На фланце корпуса установлена катушка 1, надетая на трубу и обычно сваренная с ней. Катушка болтами соединена с корпусом. Межтрубные пространства разобщаются уплотнениями 2.

Такими головками оборудуются скважины глубиной до 1500...2000 м с давлением до 25 МПа.

Фланцы превенторов. Противовыбросовое оборудование

Плашечные превенторы предназначены для герметизации устья скважины при наличии или отсутствии в скважине труб.

Другие виды превенторов: вращающийся, кольцевой, универсальный — также имеют фланцевое крепление.

Фланцы фонтанной арматуры

Фонтанные арматуры изготавливают по восьми схемам согласно ГОСТ 13846-84. Основной тип соединения элементов фонтанной арматуры – фланцевое соединение.

Таким образом, фланцы и их соединения находят применение на всех стадиях добычи нефти.

Производство фланцев

Безопасность нефтедобывающего оборудования во многом зависит от фланцев, точнее, от их качества.

Ведётся производство как стандартных фланцев по ГОСТ, DIN, EN,ASME, API и другим мировым стандартам, так и изготовление нестандартных фланцев по чертежам заказчика. ■

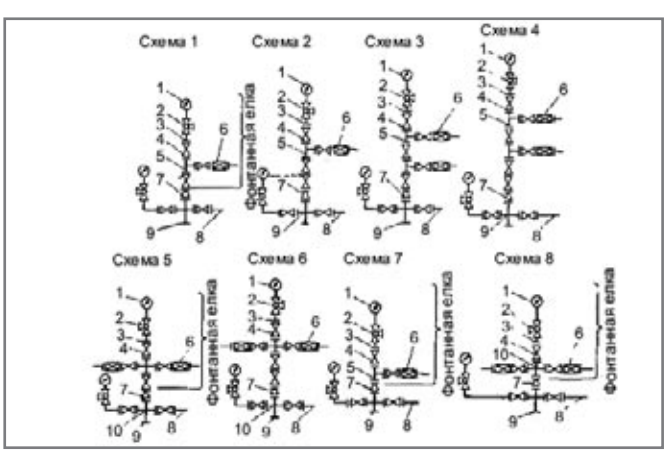


Рис. 8. Типовые схемы фонтанных арматур: 1 – манометр; 2 – вентиль; 3 – буферный фланец под манометр; 4 – запорное устройство; 5 – тройник; 6 – дроссель; 7 – переводник трубной головки; 8 – ответный фланец; 9 – трубная головка; 10 – крестовина елки.

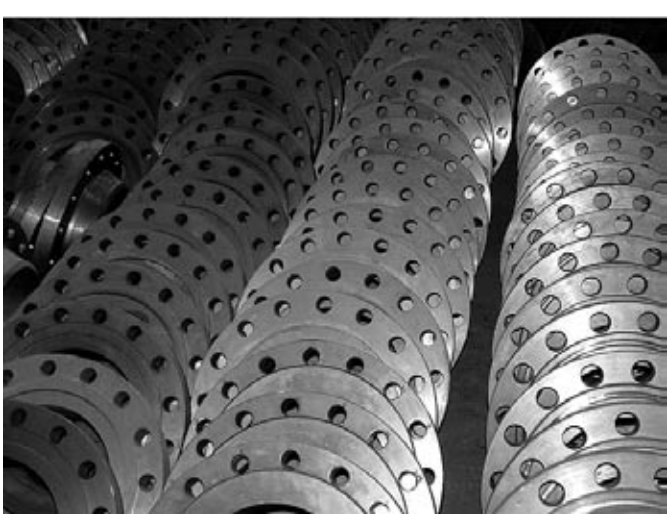


Рис. 9. Фланцы

Электротележки с неподвижной платформой типа ET

ЭЛЕКТРОТЕЛЕЖКИ

НА СКЛАДАХ И ПОД ЗАКАЗ

Электротележки с неподвижной платформой типа ET

Электротележки с неподвижной платформой типа ЭК

Мы являемся представительством ОАО «СЭГЗ»

РОСТПРОМ

Москва: т. (495) 940-76-93
Санкт-Петербург: т. (812) 313-21-69
e-mail: moscow@rostprom.com
Сайт: www.rostprom.com

отводы • тройники • переходы • заглушки • днища • фланцы

ИФС • крепеж • детали в изоляции • задвижки • электро-приводы • клапаны • краны шаровые

ЗАО «Серебряный мир 2000»

Большой ассортимент продукции на складе компании. Детали по ГОСТ и ТУ.
Поставки по всей России!

Комплексные поставки соединительных деталей трубопроводов и запорной арматуры!

Изготовление деталей возможно из сталей: 20, 09Г2С, 10Г2ФБЮ, 09ГСФ, 20А, 20С, 13ХФА, 12Х18Н10Т, 08Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т, 15Х5М, 20ФА.

Официальный представитель:

ГАЗСТРОЙДЕТАЛЬ ОМК ТРУБОДЕТАЛЬ СОТ Технологии АЛИТ СЕВЕРМАШ

620089, Россия, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Луганская, 2, офис 1
Тел/факс: (343) 385-05-85, 270-58-85.
E-mail: office@sm2000.ru • www.sm2000.ru

ТИТАН ИЛИ КЕРАМИКА?

TITANIUM OR CERAMIC?

А.Г. КАРПОВ Заместитель директора ООО «ЕвроАрм» Чебоксары
evro-arm@mail.ru
A.G. KARPOV LLC «EvroArm», Deputy Director Cheboksary

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Трубопроводная арматура, керамика, коррозионная стойкость, титановые сплавы, арматура футерованная керамикой
KEYWORDS: Pipe and fittings, ceramic, corrosion resistance, titanium alloys, fittings lined with ceramics

В статье приведено сравнение титановой арматуры и арматуры футерованной технической керамикой. При их сравнении неоспоримое преимущество находится у арматуры, футерованной керамикой, за счет отсутствия температурных ограничений, высокой химической стойкости к большинству агрессивных сред и износостойкости. В статье приведены максимально возможно полная характеристика материалов, используемых для изготовления арматуры для химических производств.

The article compares the titanium valves and fittings lined with technical ceramics. When comparing them is a distinct advantage in fitting, lined with ceramics, due to the lack of temperature limits, high chemical resistance to most aggressive environments and durability. The article describes the extent possible, a complete characterization of the materials used to manufacture valves for the chemical industry.

Опубликованная в журнале «Экспозиция Нефть Газ» № 6 за 2011г. статья «В защиту керамики, как материала для трубопроводной арматуры» дала возможность проектировщикам и эксплуатирующим службам предприятий проводить первичную сравнительную оценку целесообразности применения легированных сталей и различных видов керамики для конкретных условий работы арматуры. Это особенно актуально, когда речь идет о высокоагрессивных средах, а также в случае присутствия абразивных примесей.

Из содержания статьи, следует, что в случае работы арматуры с агрессивными средами при повышенных температурах, а так же, в случае, присутствия в средах большого количества абразивных частиц, более долговечной является арматура, рабочие органы которой изготовлены из технической керамики.

К нам стали поступать вопросы: «А что же получится, если сравнивать керамику с титаном и его сплавами, которые также используются в арматуре для химической промышленности?»

В данной статье мы постараемся ответить на этот вопрос.

Титан достаточно распространен в земной коре и занимает четвертое место по запасам после железа, алюминия и магния. Чистый титан представляет собой, пластичный материал, невысокой прочности. В присутствии железа, кремния, углерода, кислорода, водорода, азота и других элементов, даже в небольших количествах, титан становится более прочным и менее пластичным. Сплавы титана своими свойствами похожи на твердые материалы (алмаз, корунд, стекло), в силу плохой пластической деформации которых, разрушение происходит лавинообразно (разрушение происходит стремительно и на большую протяженность). В Таблице 1 приведены составы наиболее распространенных сплавов титана.

Информация по коррозионной стойкости титана весьма скудна и противоречива, поскольку зависит от состава среды (наличия примесей, концентраций) и других рабочих ►

Марки титановых сплавов	Примеси, %										
	Fe	Si	C	O_2	N_2	H_2	Al	Mn	V	Mo	Cr
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ВТ1-1	0,3	0,12	0,08	0,15	0,05	0,012	-	-	-	-	-
ВТ1-0	0,25	0,1	0,07	0,12	0,04	0,01	-	-	-	-	-
ВТ1-00	0,1	0,08	0,05	0,1	0,04	0,008	-	-	-	-	-
ВТ5	-	-	-	-	-	-	6,3	-	-	-	-
ВТ6	0,3	0,1	0,1	0,2	0,05	0,015	6,0	-	4,0	-	-
ОТ4-0	-	-	-	-	-	-	1,4	1,3	-	-	-

Таб. 1. Состав титановых сплавов

Среда	Концентрация, %	Температура, ° С	Коррозия, мм/год	Категория стойкости
1	2	3	4	5
HCl	25 20 1,5	70 60 100	52 29,8 4,4	Нестойкие Нестойкие Малостойкие
H_2SO_4	40 96 20	70 70 60	62 35 10	Нестойкие Нестойкие Малостойкие
H_3PO_4	10 20	100 35	1,29 0,18	Пониженной стойкости Стойкие
HNO_3	любые	любые	0,125	Стойкие
HF	любые	любые	Более 10	Нестойкие
NaOH	40 28	80 20	5 0,1	Малостойкие Стойкие

Таб. 2. Химическая стойкость титана и его сплавов

параметров. Химическая стойкость титана и его сплавов приведена в Таблице 2.

Коррозия свыше 1 мм/год считается значительной и арматуру из таких материалов следует применять с периодическими осмотрами, в случае отсутствия особых требований к герметичности. При коррозии свыше 3 мм/год – использование нецелесообразно.

В целом, титан и его сплавы обладают достаточно высокой коррозионной стойкостью в кислых окислительных средах (азотная, хромовая и другие кислоты) и растворах щелочей при невысоких температурах. При повышенной температуре и концентрации коррозия резко возрастает. В неокислительных кислотах (плавиковой, соляной и в других) титан и его сплавы обладают неудовлетворительной коррозионной стойкостью.

Очень низкую коррозионную стойкость титан и его сплавы имеют в растворах плавиковой кислоты. Очень интенсивная коррозия идет уже при 1% концентрации и нормальной температуре. В этом случае, положительного эффекта не дают даже добавки окислителей, скорость коррозии наоборот повышается.

Коррозионные свойства титана определяет тонкая окисная пленка, толщиной в несколько Ангстрем, образующаяся на его поверхности (наподобие окисной пленки алюминия) под воздействием кислорода или других сильных окислителей, поэтому добавление в среду окислителей обычно значительно снижает его коррозию. Например, титан почти не коррозирует в среде царской водки.

Соляная кислота наоборот сильно разрушает окисную пленку. При повышении температуры и концентрации соляной кислоты процесс коррозии резко усиливается.

Так же сильно коррозируют сплавы титана в средах кремнийфторводродистой, фосфорной кислот, перекиси водорода, сухого хлора и брома, а так же в спиртах, включая спиртовую настойку йода.

В Таблице 3 приведены основные физико-механические свойства титановых сплавов, легированной стали и технических керамик.

Из приведенных данных видно, что титановые сплавы легче легированных сталей и по весу стоят в одном ряду с технической керамикой.

По прочностным характеристикам титановые сплавы не уступают, а кое-где превосходят легированные стали.

По температурному режиму работы титановые сплавы также могут конкурировать с легированными сталями, но сильно уступают технической керамике.

Устойчивость титановых сплавов к воздействию абразивных включений выше, чем у легированных стальных сплавов. Это объясняется наличием на поверхности титановых сплавов оксидной пленки, твердость которой намного превосходит твердость титана.

Образование оксидной пленки на поверхности титана происходит за счет находящихся во внешней среде окислителей. По мере роста толщины оксидной пленки проникновение окислителя, например кислорода, к чистому титану затрудняется. Поэтому, если на самой поверхности титана кислорода достаточно и образуется двуокись титана, то количество кислорода поступающего в глубину через оксидную пленку становится все меньше, вследствие чего по мере роста толщины пленки между самим титаном и его двуокисью образуется слой окиси титана ($Ti\text{-}TiO\text{-}TiO_2$). Появление слоя TiO сильно уменьшает сцепление поверхностного слоя TiO_2 с титаном. В результате чего при воздействии сжимающих напряжений, при наличии в транспортируемой среде твердых примесей, а так же кавитационных пузырьков разрушается поверхностная целостность защитной пленки, и возникают задиры. Далее в этот процесс формирования задиров вовлекается чистый титан, что приводит к повышенному износу трущихся поверхностей и выходу из строя самой арматуры.

Титановая арматура значительно дороже стальной, при этом ее применение на агрессивных средах при повышенных температурах имеет достаточно много ограничений. И целесообразность ее использования необходимо рассматривать отдельно в каждом случае.

Если сравнивать титановую арматуру с арматурой, футерованной технической керамикой, то здесь неоспоримое преимущество у арматуры, футерованной керамикой, за счет отсутствия температурных ограничений, высокой химической стойкости к большинству агрессивных сред и износостойкости. При этом цены на арматуру из керамики и титановых сплавов приблизительно одинаковы.

Таким образом, мы постарались дать максимально полную характеристику материалов, используемых для изготовления арматуры для химических производств.

Решение, какую арматуру приобрести – за Вами, уважаемые потребители трубопроводной арматуры. Надеемся, наш труд не останется без Вашего внимания. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Титан и его сплавы в химической промышленности. Справочное пособие. Фокин М.Н., Рускол Ю.В., Мосолов А.В. «Химия», 1978г.
2. Конструкционные титановые сплавы. Глазунов С.Г., Моисеев В.Н. «Металлургия», 1974г.
3. Механические свойства титана и его сплавов. Колачев Б.А., Ливанов Б.А., Буханова А.А. «Металлургия», 1974г.
4. Таблицы коррозионной стойкости титана и его сплавов в агрессивных промышленных средах. «Цветметинформация», 1968г.

Материалы	Плотность, г/мм^2	Предел прочности, МПа/м^2	Предел текучести, МПа/м^2	Температура плавления, °С	Твердость по Виккерсу
1	2	3	4	5	6
Титановые сплавы	4,5	390 -540	294 -362	250 (1665)*	210-340
Легированная сталь	7,9	490	460	1500	200
Керамика на основе Al_2O_3	3,9	3900	390	1600**	1700
Керамика на основе ZrO	5,7	1800	625	1600**	1300
Керамика на основе SiC	3,1	2500	350	1600**	2100
Керамика на основе Si_2N_4	3,2	2600	700	1600**	1650

Таб. 3. Основные физико-механические свойства материалов
Где: * - максимальная рабочая температура для изделий из титановых сплавов в химической промышленности установлена в 250°С;
**** - максимальная рабочая температура изделий из технической керамики.**

428022, Россия,Чувашская Республика, г. Чебоксары, ул. Декабристов, д. 33-А, оф. 311
тел./факс (8352) 63-00-24 , тел. (8352) 23-03-41;
e-mail: evro-arm@mail.ru ; http://www.evro-arm.ru/

ООО «ЕвроАрм» консультирует по подбору, применению предлагаемой арматуры для различных условий эксплуатации, разрабатывает нестандартные решения для сложных мест установки и тяжелых условий эксплуатации арматуры (сильноагрессивные, абразивные, чистые среды, высокие температуры и давление) и осуществляет комплексные поставки.

Компания является официальным представителем производителей запорной, регулирующей, предохранительной, дозирующей арматуры для химии, нефтепереработки, энергетики и других отраслей: CERA SYSTEM, LESER (Германия), ABO Valve, LDM (Чехия).

ЭФФЕКТИВНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ КОНВЕРСИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ТВЕРДОТОПЛИВНОЙ РАКЕТНОЙ ТЕХНИКИ ПРИ АВТОМАТИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ПОЖАРОЗАЩИТЫ НЕФТЕРЕЗЕРВУАРОВ

С.Ю. СЕРЕБРЕННИКОВ	д.т.н., профессор Пермского национального исследовательского политехнического университета (ПНИПУ), директор ОКБ «Темп» ПНИПУ	Пермь
К.В. ПРОХОРЕНКО	коммерческий директор ООО «ИВЦ Техномаш»	
С.В. ЧЕРНОВ	аспирант ПНИПУ	
М.Б. ГРУБИЯН	соискатель ПНИПУ	

Основные трудности защиты резервуаров нефтепродуктов (РНП) от быстроразвивающихся пожаров связаны с ускоренным обнаружением загорания и быстрым включением автоматической системы пожаротушения при t = ± 50°С. Таким образом, для надежного тушения РНП главным является временной фактор, т.к. после первоначальной вспышки паров нефтепродуктов до момента начала подачи огнетушащего вещества не должно проходить время более 90…120 секунд. В противном случае элементы конструкции резервуара разогреваются до высоких температур и сами становятся источником поддержания горения.

При длительном горении нефтепродуктов в резервуаре в некоторых случаях перегретые стенки теряют механическую устойчивость, раскрываются по верхним швам и происходит перелив горящих нефтепродуктов в обваловку РНП, что ведет к его горению с внешней стороны, полному раскрытию боковой стенки и уничтожению резервуара, а также распространению аварии на соседние объекты.

Официально существует два способа автоматического тушения резервуаров: наружное пенотушение и подслойное тушение пеной низкой кратности, подаваемой со дна резервуара под горящий слой нефтепродуктов. Оба они с большой натяжкой признаются автоматическими, т. к. на практике не существует датчиков обнаружения возгорания и автоматики включения установок пожаротушения, надежно работающих в диапазоне температур ± 50°С. К тому же, монтаж таких ненадежных и очень дорогих стационарных систем на каждом резервуаре не оправдан как с экономической, так и с технической точки зрения (необходимы теплые помещения для аппаратуры, резервуаров с реагентами и насосными станциями и т. д.).

Поэтому на практике «подслойники» и пенотушение применяют только в мобильном исполнении, что уже само собой подразумевает десятки минут от момента обнаружения возгорания до начала ликвидации пожара. Эффект от такого тушения прогретых резервуаров крайне низок, особенно на крупных РНП, и сводится ►

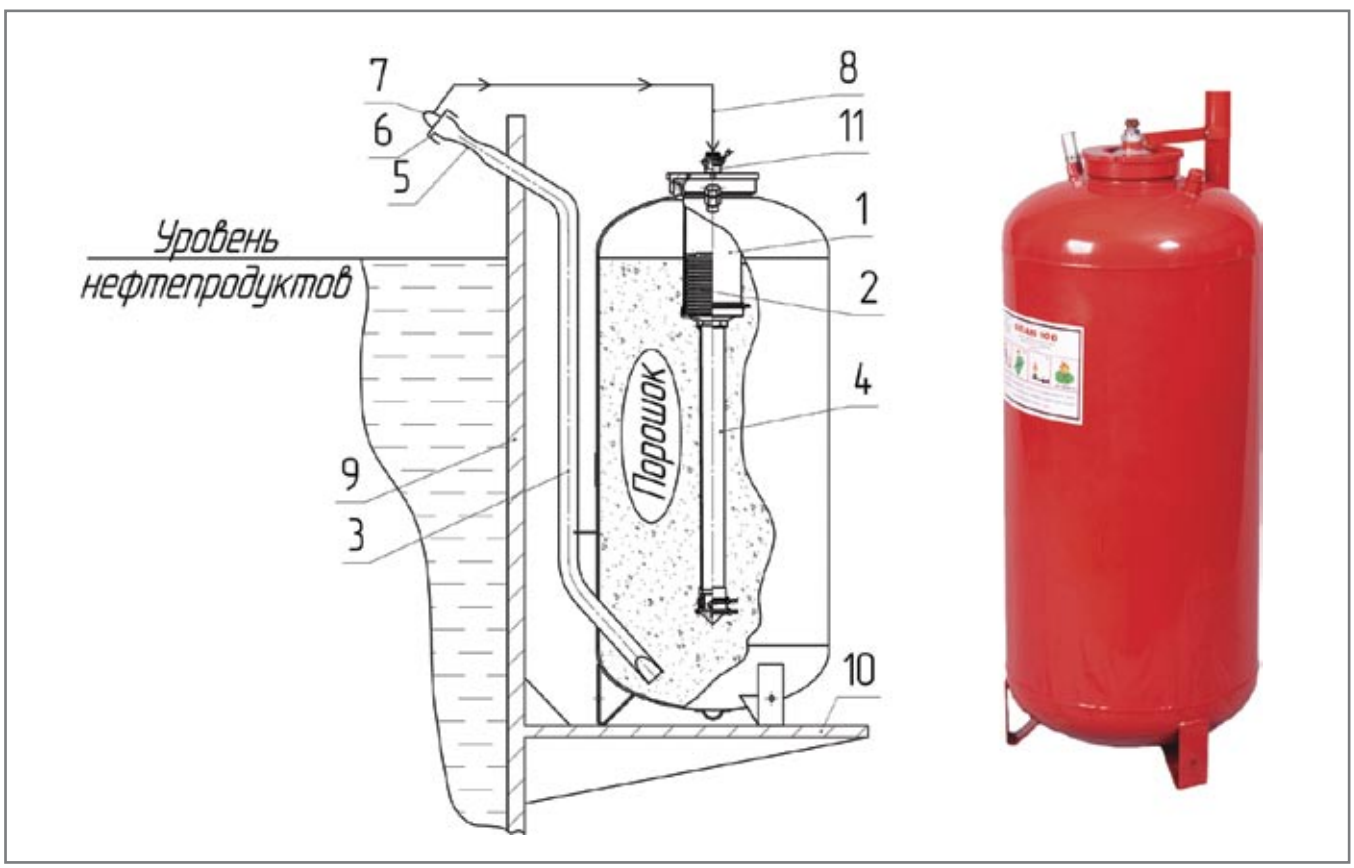


Рис. 1. Принципиальная схема на резервуаре и внешний вид модуля аэрозольно-порошкового пожаротушения ОПАН-100 с автономной автоматической системой запуска:
1 – твердотопливный аэрозольный газогенератор; 2 – теплосъемный элемент пассивного типа; 3 – трубопровод;
4 – трубопровод барбатажный; 5 – разгонное сопло Лаваля; 6 – сбрасываемая гермозаглушка;
7 – термочувствительный элемент (УСП 101-Э или термошнур); 8 – линия электро- или термозапуска газогенератора; 9 – стенка резервуара;
10 – существующая монтажная площадка; 11 – пиропатрон запуска газогенератора

в основном к интенсивному водоохлаждению наружных стенок резервуара и ожиданию полного выгорания нефтепродуктов.

Перспективным в этом плане выглядит способ аэрозольно-порошкового пожаротушения (патент № RU2244579 /1/), базирующийся на достижениях конверсионной твердотопливной ракетной техники, реализованный ООО «ИВЦ Техномаш» и ОКБ «Темп» Пермского национального исследовательского политехнического университета (ПНИПУ) на десятках объектов Газпрома и нефтехимпрома РФ при защите от объемных, быстроразвивающихся пожаров газокомпрессорных и нефтенасосных станций /6/.

Основным исполнительным элементом такой противопожарной системы является быстродействующий аэрозольно-порошковый модуль ОПАН-100 /2/, вытеснительным элементом которого является твердотопливный газогенератор (см. рис. 1). Отличительными особенностями, ОПАН-100 являются:

- взрывозащищенное исполнение, в т.ч. от внешнего взрыва;
- высокая надежность и работоспособность в диапазоне температур ± 50°С;
- отсутствие каких-либо проверок и регламентных работ в течение 10 лет;
- низкая стоимость модуля и его монтажа;
- высокая пожаротушащая эффективность аэрозольно-порошковой смеси, особенно для нефтепродуктов;
- высокая энергетика струи выбрасываемого порошка (скорость более 200м/с, дальность до 25 м, время выброса 80 кг порошка менее 20 сек.

Принципиальная схема ОПАН-100 и его установка на резервуаре представлена на рис.1.

Перечисленные особенности модуля ОПАН-100 позволяют на его основе проектировать путем тиражирования стационарные установки большой мощности и производительности для быстрого тушения РПН в любых условиях. Монтаж модулей может проводиться как непосредственно при строительстве новых резервуаров, так и при модернизации эксплуатируемых.

Проектные параметры для расчета необходимого количества модулей ОПАН-100 для защиты того или иного резервуара выбираются на основании подтвержденных рабочих характеристик единичного модуля, приведенных в Руководстве по эксплуатации ОПАН-100 000-000 РЭ и ТУ ОПАН-100/ 2/:

- защищаемая площадь при свободном выбросе порошка – 80 м^2;
- защищаемый объем при свободном выбросе порошка – 180 м^3.

Автоматику обнаружения возгорания и включения модулей можно строить на серийных извещателях пламени типа ИП-332, спектрон-220С, Пульсар3, приемно-контрольных и пусковых приборах, например, фирмы «Болид» серии С-2000.

Однако необходимую надежность включения системы тушения, а самое главное, защиту от ложного срабатывания, такая автоматика обеспечить не может.

Поэтому было предложено при комплектовании всей системы автоматического пожаротушения для каждого модуля использовать автономный пусковой узел, срабатывающий исключительно на появление высокой температуры воспламенения нефтепродуктов, т. е. реального пожара РНП.

В качестве двух альтернативных вариантов для автономного запуска модулей, с которыми они более 10 лет надежно работают на различных взрывоопасных объектах в диапазоне температур ± 50^{0}С были выбраны:

УСП 101-Э /3/ – автономное устройство электрического запуска на температуру вспышки 72, 93,110°;

быстрогорящий термо-шнур типа ОШ-1 /4/ – проводник огневого импульса по герметичному металлорукаву от горящей поверхности нефтепродуктов к твердотопливному аэрозольному газогенератору модуля для его включения.

Оба устройства имеют высокую надежность и срабатывают только на вспышку нефтепродуктов, не реагируя на такие внешние факторы как удар молнии, детанационный взрыв или техногенный электромагнитный импульс (т.е. на те факторы, которые приводят к ложному срабатыванию стандартных электронных датчиков и контроллеров).

Устройство УСП 101-Э и наконечник термошнура типа ОШ-1 представлены на рис.2.

Работают оба устройства при воспламенении нефтепродуктов и попадании пламени на колпачок **7**, который за 0,3…0,5 сек. сгорает и открывает доступ пламени на скобу **1** или термошнур **8**. Скоба **1**, прогреваясь за 1…2 сек. до температуры выше 110°С, разжимается и освобождает подпружиненный магнитный сердечник **3**, который пролетая внутри индукционной катушки **4** возбуждает в ней электрический импульс, достаточный по величине и продолжительности для запуска газогенератора **1**, через линию электрозапуска **8** и пиропатрон **11** (Рис.1). Термошнур **8** от пламени загорается в течение 0,2…0,5с, а далее со скоростью 1,0 м/сек проводит огневой импульс внутри металлической трубки **9** до пиропатрона **11** (Рис. 1) за 1…2 сек.

Суммарное время реагирования на вспышку нефтепродуктов и запуск газогенератора модуля ОПАН-100 не превышает 3…4 секунды как от УСП101-Э, так и от термошнура.

После запуска газогенератора **1** (Рис.1) в течение 3…5 сек. подается охлажденный газообразный аэрозоль со сверхзвуковой скоростью через барбатажный трубопровод **4** в нижний объем корпуса модуля.

При этом весь заряд порошка (80 кг) интенсивно разрыхляется, встряхивается и переходит в псевдоожиженное состояние. Истечение аэрозольно-порошковой смеси через отводящий трубопровод **3** с разгонным соплом **5** на конце начинается под давлением 6…8 атм на третьей ►

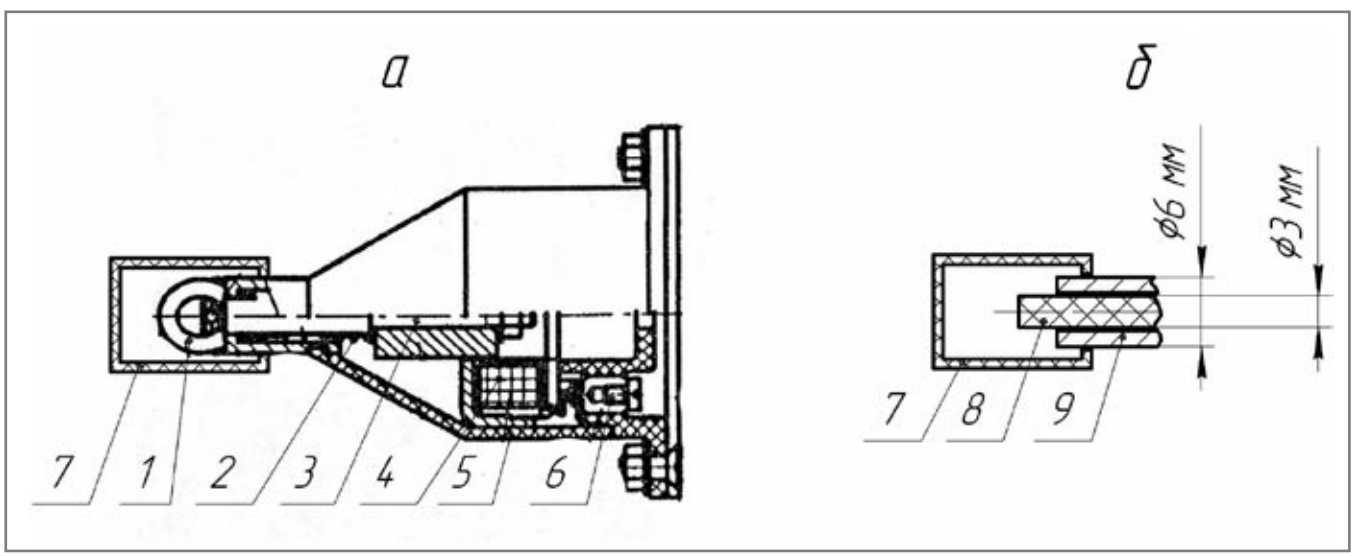


Рис. 2. Принципиальная схема УСП101-Э (а) и наконечника термошнура ОШ-1 (б)
1 – биметаллическая скоба; 2 – пружина; 3 – магнитный сердечник; 4 – индукционная катушка; 5 – корпус;
6 – электроконтакты для подсоединения линии запуска к пиропатрону ГГ; 7 – сгораемый защитный колпачок;
8 – термошнур; 9 – стальная трубка или металлорукав

секунде работы газогенератора при сбрасывании гермозаглушки **6** и заканчивается через 18…20 секунд после опорожнения корпуса модуля.

Общее время срабатывания такой системы тушения с момента воспламенения нефтепродуктов до полного выброса огнетушащего порошка на площадь 80 м^2 не превышает 25 секунд.

Равномерность покрытия всей поверхности нефтепродуктов порошком обеспечивается соответствующей установкой по направлению разгонных сопел Лаваля согласно рекомендациям /5, 6/, с учетом наименьшей вероятности попадания струй порошка от разных модулей ОПАН-100 на одну и туже площадь.

На практике равномерность засыпки порошком больших поверхностей обеспечивается достаточно легко, т.к. высокоскоростные струи порошка, соприкасаясь или пересекаясь друг с другом, создают дополнительную турбулизацию и формируют над всей поверхностью нефтепродуктов объемный купол из однородной аэрозольно-порошковой смеси, который надежно изолирует очаг возгорания от кислорода воздуха и тушит его за 5…10 сек. Повторного воспламенения нефтепродуктов не происходит, т. к. за время обнаружения и тушения пожара (< 25 сек.) стенки резервуара не успевают нагреться. К тому же, аэрозольно-порошковая смесь, имея объемную плотность близкую к плотности воздуха (за счет нагрева порошка аэрозолем до 40…50 ℃), висит над резервуаром в виде изолирующего купола в течение нескольких минут.

Для экспериментальной проверки быстродействия и эффективности описываемой системы пожаротушения был изготовлен макет резервуара объемом 15м^3 и площадью зеркала нефтепродуктов (бензин А-80) 8м^2. В качестве автоматических установок пожаротушения были применены аэрозольно-порошковые модули ОПАН-50, идентичные по конструкции и принципу действия модулям ОПАН-100, но в два раза меньшие по объему. Кроме того, в каждый заправлялось всего по 10 кг порошка для имитации реальных условий тушения (~1,0…1,4 кг порошка/м^2). С целью проверки быстродействия автономных пусковых устройств на одном модуле устанавливался для обнаружения вспышки и запуска газогенератора термошнур ОШ-1, а на другом – УСП 101-Э.

Внешний вид экспериментальной установки и циклограмма проведения испытаний представлены на рис.3.

Оценка стоимости защиты отечественных резервуаров модулями ОПАН-100 проводилась следующим образом. Габаритные размеры, и прежде всего, площадь зеркала нефтепродуктов в резервуарах принималась согласно стандартам и нормам на их изготовление /7/.

Расчет количества модулей для защиты каждого резервуара проводился согласно /8/, где учитывались только потери порошка за счет открытости зеркала нефтепродуктов ($k_4^{пот} = 1{,}3$).

Этот коэффициент увеличивает количества модулей на 30% по сравнению с нормативным и тем самым учитывает возможное снижение эффективности тушения из-за ветровой нагрузки.

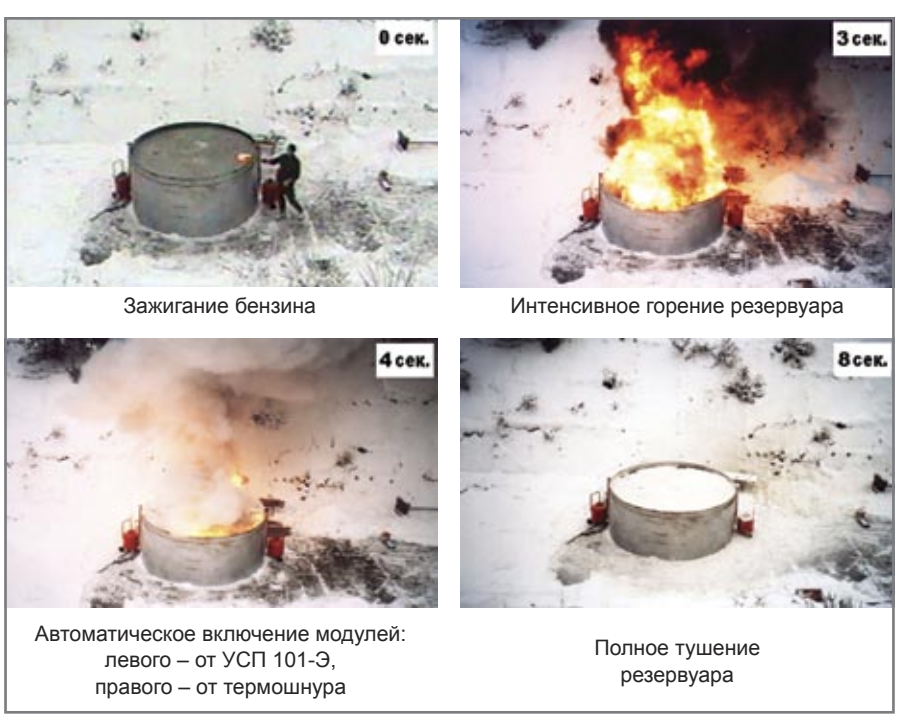
Стоимость одного модуля ОПАН-100 с автономной системой запуска принималась согласно прайс-листу ООО ИВЦ «Техномаш» на 01.03.2011г. – 30 000 рублей, без НДС. Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

Как видно из таблицы, стоимость автоматических установок аэрозольно-порошкового пожаротушения с модулями ОПАН-100 невелика и составляет примерно 0,1…0,3% от стоимости самих резервуаров, заполненных нефтепродуктами.

Учитывая низкую стоимость, высокую надежность, быстродействие и отсутствие каких-либо регламентных работ в течение 10 лет, такие системы могут кардинально решить задачу надежной защиты резервуаров от пожаров не только в России, но и за рубежом, где эта проблема также пока не решена. ■

	Тип	РВС-1000	РВС-2000	РВС-5000	РВС-10000	РВС-30000
Резервуар	Д, м	12	15	23	34	45
	S, м^2	120	181	408	918	1632
ОПАН-100	Кол-во, шт.	2	3	7	15	27
	Стоимость, руб.	60 000	90 000	210 000	450 000	800 000

Таб. 1 Размеры резервуаров и стоимость автоматических установок пожаротушения ОПАН-100 для их защиты



Зажигание бензина

Интенсивное горение резервуара

Автоматическое включение модулей: левого – от УСП 101-Э, правого – от термошнура

Полное тушение резервуара

Рис. 3. Циклограмма автоматического тушения резервуара V = 15 м^3 с бензином А-80 двумя модулями ОПАН-50

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Патент №RU2244579C1, МПК A62 C 3/00, 35/00. Способ пожаротушения и система пожаротушения для осуществления способа /С.Ю.Серебренников и др., 2005.
2. ТУ ОПАН 4854-002-02070464-97 с изм.10.
3. УСП 101-Э. Устройство сигнально-пусковое. 4371-005-47011152-2002-ПС.
4. ОШ-1. Шнур огнепроводный ТУ75-100-46-07509509-2009.
5. Прохоренко К.В. Противопожарная защита помещений компрессорных установок модулями порошкового пожаротушения ОПАН-100 // Пожарная безопасность в строительстве: Приложение к журналу Пожаровзрывобезопасность.- апрель 2008.-с.43-45.
6. Серебренников С.Ю. Аварийные системы с газогенераторами и двигателями на твердом топливе (Теория и эксперимент). Екатеринбург: УрО РАН, 2002.-286с.
7. СНиП 2.11.03-93.
8. СП.5.13130.2009.

«ИВЦ Техномаш»

ООО «ИВЦ Техномаш»
614013, г. Пермь,
ул. Академика Королева, 21
Тел./факс (324) 239-13-84, 239-13-87

ОБ УПРОЩЕНИИ РАСЧЕТОВ МИНИМАЛЬНЫХ БЕЗОПАСНЫХ РАССТОЯНИЙ ОТ ИСТОЧНИКОВ ОПАСНОСТИ ДО ОБЪЕКТОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ

ABOUT SIMPLIFICATION OF MINIMAL SAFE DISTANCE CALCULATIONS FROM SOURCES OF HAZARD TO TARGET EXPOSURES

УДК 658.382.3(470.56)

Р.Р. РАХМАТУЛЛИН инженер 1 категории ООО «ВолгоУралНИПИгаз» Оренбург
О.А. ДАНЬШИНА заведующий сектором анализа риска ООО «ВолгоУралНИПИгаз»
Ю.А. ПОЛИН ведущий инженер ООО «ВолгоУралНИПИгаз» polin@vunipigaz.ru

R.R. RAKHMATULLIN egineer of the 1-st category , VolgoUralNIPIgaz Orenburg
O.A. DANSHINA chief of the sector for risk analysis, VolgoUralNIPIgaz
YU.A. POLIN lead engineer, VolgoUralNIPIgaz

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: опасный производственный объект, токсический выброс, максимальная гипотетическая авария, экспресс-методика, минимальное безопасное расстояние

KEYWORDS: hazardous industrial facilities, toxic discharge, maximum hypothetical accident, express-method, minimal safe distance

В данной статье рассмотрена авария, сопровождающаяся токсическим выбросом, рассчитаны размеры вероятных зон пороговой и летальной токсодоз, составлен пример матрицы «Экспресс-методика определения минимальных безопасных расстояний от источников опасности до объектов воздействия».

In the given article is considered an accident accompanied by a toxic discharge, sizes of possible threshold and lethal toxic level areas are calculated, an example of the matrix «An express-method for minimal safe distances from sources of hazard to target exposures» is compiled.

В настоящее время разработка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения ведется в условиях падающей добычи, а состав исходного сырья значительно отличается от расчетного состава, на который были запроектированы установки газоперерабатывающего и гелиевого заводов, за счет подключения газа и конденсата с других месторождений и приема на переработку сырой нефти из нефтяных месторождений Оренбургской области. Кроме того, назрела необходимость приведения объектов нефтегазового комплекса к требованиям новых правил и стандартов в области промышленной безопасности. В связи этим разрабатываются новые проекты на бурение, подключение дополнительных скважин, обустройство новых промыслов, реконструкцию и техперевооружение действующих объектов добычи газа.

Но, не смотря на повышение надежности технических систем и снижение вероятности возникновения возможных аварий на опасных производственных объектах (ОПО), опасность негативного воздействия остается актуальной. Кроме того, тяжесть последствий от гипотетических аварий увеличивается.

В частности, если кратно увеличивается давление в трубопроводе при перекачке продукта, то соответственно увеличиваются и зоны негативного воздействия (ударное и тепловое воздействие, токсическое поражение).

Для примера рассмотрим аварию, сопровождающуюся токсическим выбросом на двух газопроводах с абсолютно одинаковыми технологическими параметрами, различающихся лишь рабочими давлениями.

Размеры зон токсического поражения, соответствующие различной степени поражения людей, определяются по ингаляционной (смертельной и пороговой) токсодозе с использованием Методики оценки последствий аварийных выбросов опасных веществ [1], рекомендованной для количественной оценки загрязнения атмосферы при авариях, сопровождающихся выбросом токсичных веществ.

Исходные параметры рассматриваемых трубопроводов представлены в таблице 1. Графическая интерпретация результатов расчета размеров вероятных зон пороговой и летальной токсодоз представлена на рисунке 1.

Кроме того, объекты нефтегаздобычи разбросаны по всей площади месторождения и, следовательно, система трубопроводного транспорта очень разветвлена и имеет большую протяженность. А потому в зону поражения могут попасть населенные пункты, автомобильные и железные дороги.

Так как дополнительной опасностью эксплуатации Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения является наличие в пластовой продукции сероводорода до 6% об., за максимальную гипотетическую аварию (МГА) чаще всего принимается авария, сопровождающаяся токсическим выбросом. Кроме, того вероятность возникновения аварии без возгорания несомненно выше. При этом внешняя граница опасной зоны определяется как изолиния возможного наличия в приземном слое воздуха пороговой токсодозы – ингаляционной токсодозы, вызывающей начальные симптомы поражения человека.

Вопрос о необходимости учета всех возможных мер предупреждения прогнозируемых опасностей правомерен в отношении любого опасного производственного объекта.

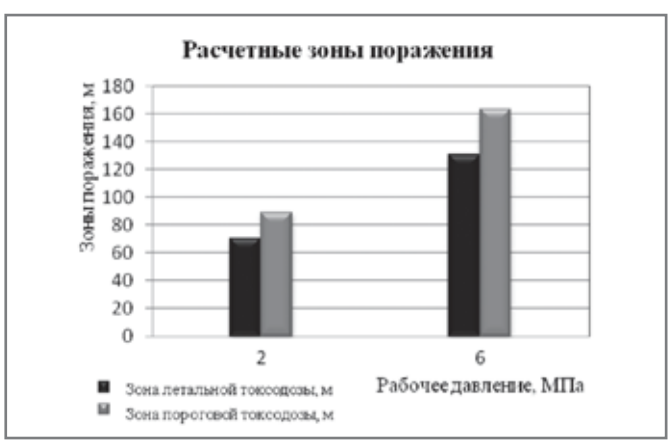


Рис. 1. Графическая интерпретация результатов расчета размеров вероятных зон пороговой и летальной токсодоз

Исходные параметры	I	II
Диаметр, мм	168	168
Содержание H_2S, % об.	1,5	1,5
Расстояние между задвижками, м	2000	2000
Время срабатывания задвижек, сек.	60	60
Рабочее давление, МПа	2	6
Масса выброса, т	1,83	4,57
Масса H_2S в выбросе, т	0,05	0,17

Таб. 1. Исходные параметры

В настоящее время множество современных технических, технологических и инженерно-организационных решений позволяет снижать риск до пренебрежимо малого, но встает вопрос цены и рентабельности производства. Следовательно, еще на этапе проектирования необходимо вывести объекты воздействия из зоны поражения МГА за счет перемещения источника опасности на минимально-безопасное расстояние.

Существующие нормативно закрепленные методики оценки риска аварий позволяют полностью и всесторонне проанализировать возможные негативные последствия, но эти методики являются достаточно трудоемкими и требуют больших временных затрат.

Проранжировав ОПО, например, трубопроводы по технологическим характеристикам (давление, температура, диаметр, транспортируемый продукт и его состав), и определив зоны поражения от МГА, можно составить матрицы «Экспресс-методики определения минимальных безопасных расстояний от источников опасности до объектов воздействия».

Пример поэтапного построения матрицы «Экспресс-методика определения минимальных безопасных расстояний от источников опасности до объектов воздействия для трубопроводов диаметром 168 мм, транспортирующих сероводородосодержащий газ» представлен ниже.

I этап – определение количества вещества, участвующего в аварии и в поражающем факторе, представлен в таблице 2.

II этап – построение матрицы – представлен в таблице 3.

При построении кривой, аппроксимирующей полученные расчетным путем значения, можно расширить диапазон значений вертикальной и горизонтальной шкалы.

Наличие и использование такой «Экспресс-методики определения минимальных безопасных расстояний от источников опасности до объектов воздействия» позволит еще на стадии проектирования, не затрачивая много времени и усилий, спроектировать трассу трубопровода с учетом минимальных безопасных расстояний от границ объектов воздействия как наиболее оптимальный вариант с точки зрения технологии и промышленной безопасности. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Методика оценки последствий аварийных выбросов опасных веществ. Методика «ТОКСИ». Редакция 3.1 («ТОКСИ-3»). / Колл. авт. – М.: ОАО НТЦ «Промышленная безопасность», 2006. – 50 с.

Содержание H_2S, % об.	Рабочее давление = 2 МПа		Рабочее давление = 6 МПа	
	Количество вещества (т), участвующего:		Количество вещества (т), участвующего:	
	в аварии	в поражающем факторе	в аварии	в поражающем факторе
1	1,79	0,03	5,38	0,10
1,5	1,79	0,05	5,38	0,15
2	1,79	0,07	5,38	0,20
2,5	1,79	0,08	5,58	0,26
3	1,79	0,10	5,38	0,30
3,5	1,79	0,12	5,38	0,35
4	1,79	0,14	5,38	0,40
4,5	1,79	0,15	5,58	0,45
5	1,79	0,17	5,38	0,50
5,5	1,79	0,19	5,38	0,56
6	1,79	0,20	5,38	0,61

Таб. 2. Расчет количества вещества

Содержание H_2S, % об.	Рабочее давление, МПА		Содержание H_2S, % об.	Рабочее давление, МПА	
	2	6		2	6
	минимальные безопасные расстояния, м			минимальные безопасные расстояния, м	
1,0	75,5	126	4,0	144	266
1,5	89,1	150	4,5	150	283
2,0	97	180	5,0	161	298
2,5	112	203	5,5	171	317
3,0	126	225	6,0	180	336
3,5	136	245			

Таб. 3. Рассчитанные минимальные безопасные расстояния

Нефтетрубный завод

ПРОИЗВОДСТВО СТАЛЬНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ДЛЯ БУРЕНИЯ И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

- Трубы стальные бурильные СБТ ГОСТ Р 50278-92
- Трубы бурильные стальные универсальные ТБСУ ГОСТ Р 51245-99
- Трубы технологические для КРС
- Трубы ниппельного соединения для геологоразведочного бурения ГОСТ 8467-83
- Трубы геологоразведочные и муфты к ним ГОСТ 26250-84
- Трубы с высаженными концами ГОСТ 631-80

620137, г.Екатеринбург, ул.Учителей, 42
т./ф.: (343) 365-73-53, 365-73-88
neftegaz@mail.ru
www.zbt-ru.com

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ НА ЭЛЕМЕНТАХ ВНУТРЕННИХ УСТРОЙСТВ ВХОДНЫХ СЕПАРАТОРОВ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ ГАЗА СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ЯМБУРГСКОГО НГКМ

PROTECTION OF ELEMENTS OF INTERNAL DEVICES OF ENTRANCE SEPARATORS AGAINST GAS HYDRATES

УДК 622.276.344.577

В.В. ЕФИМОВ — инженер по эксплуатации оборудования газовых объектов ООО «Газпром добыча Ямбург», Новый Уренгой, v.v.efimov-NU@yandex.ru

Д.В. ХАЛИУЛИН — аспирант Уфимского Государственного Нефтяного Технического Университета, оператор по добыче нефти и газа ООО «Газпром добыча Ямбург», d_khaliulin@mail.ru

V.V. EFIMOV — exploitation engineer of gas objects equipment «Gazprom dobycha Yamburg LLC», Noviy Urengoy

D.V. KHALIULIN — post-graduate student of Ufa State Petroleum Technological University, oil and gas production operator «Gazprom dobycha Yamburg LLC»

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Добыча и транспортировка газа, гидрат, повышение температуры газожидкостного потока
KEYWORDS: Extraction and transportation of gas, hydrate, rise in temperature of a gas liquid stream

Анализ метода защиты входных сепараторов от газовых гидратов путем подогрева газового жидкостного потока во входном коллекторе сепараторов.

The analysis of a method of protection of entrance separators from gas hydrates by heating of a gas and liquid stream in an entrance collector of separators.

Образование газовых гидратов в системах сбора и промысловой подготовки газа является одной из главных проблем при разработке месторождений природного газа Крайнего Севера Западной Сибири, особенно на завершающей стадии их эксплуатации.

Решение данной проблемы является приоритетной задачей и требует разработки и внедрения оптимальных технологий предупреждения образования и ликвидации гидратных отложений в промысловых системах.

Процесс разработки большинства газовых и газоконденсатных месторождений осложняется образованием газовых гидратов в технологических системах сбора и промысловой подготовки природного газа. Особую остроту проблема льдо- и гидратообразования «приобретает» на месторождениях Крайнего Севера Западной Сибири, где разработка ведется в сложных условиях распространения многолетнемерзлых пород, при низких пластовых температурах, в суровых климатических условиях.

Любое месторождение природного газа можно условно рассматривать как двухфазную многокомпонентную систему «газ-вода», в которой газ, находясь в постоянном контакте с содержащейся в газоносной залежи связанной, подошвенной или краевой водой, в условиях пластового давления и температуры насыщается парами влаги. Содержащаяся в добываемой продукции вода (в любом ее агрегатном состоянии) в определенных термодинамических условиях способна образовывать с компонентами природного газа (CH_4, C_2H_6, C_3H_8, изобутан, CO_2, N_2, H_2S и т.п.) неустойчивые физико-химические твердые соединения – гидраты, отложения которых, заполняя рабочие пространства газопроводов и внутренних устройств технологических аппаратов, способны вызывать возникновение серьезных осложнений процессов внутрипромыслового транспорта и промысловой подготовки газа.

Основными факторами для образования газовых гидратов являются содержащаяся в газожидкостном потоке влага, высокое давление и низкая температура, причем фактор температуры оказывает на образование гидратов большее влияние, чем фактор давления. Поэтому регулировать процессы предупреждения образования газовых гидратов нужно, главным образом, регулируя температуру.

Существует целый ряд методов предупреждения образования газовых гидратов в газо-промысловых системах. Самым распространенным из них в настоящее время является метод понижения температуры замерзания системы «газ-вода», для чего в газо-жидкостный поток вводится метиловый спирт (метанол).

Другим надежным способом предупреждения гидратообразования является метод подогрева газа, широко используемый в настоящее время на газопроводах небольшой протяженности, для разложения уже образовавшихся гидратных и ледяных пробок, а также для предупреждения гидратообразования на установках редуцирования газа. Сущность этого метода предупреждения образования гидратов заключается в поддержании температуры скважинной продукции, содержащей влагу, выше равновесной температуры образования гидратов при неизменном давлении.

Метод борьбы с гидрато- и льдообразованием путем подогрева газожидкостной смеси в системах промысловой подготовки газа был успешно опробован и получил широкое распространение на объектах добычи газа ООО «Газпром добыча Ямбург».

Целью настоящей работы является анализ метода предупреждения образования газовых гидратов путем подогрева газожидкостного потока в коллекторах и промысловых аппаратах и оценка перспектив его применения.

Далее приведена краткая характеристика газосборной сети Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Добыча газа сеноманской залежи Ямбургского месторождения производится через сгруппированные в кусты эксплуатационные скважины. Для сбора газа от скважин принята коллекторно-кустовая схема. Все эксплуатационные скважины куста работают в единый теплоизолированный газопроводшлейф диаметром 530 мм. Прокладка шлейфов от кустов газовых скважин до установок комплексной подготовки газа (УКПГ) осуществляется надземно, на низких опорах. Параллельно газопроводу-шлейфу проложен метанолопровод диаметром 57 мм. Имеются как короткие (протяженностью 1…2 км), так и очень длинные (до 12 км) газопроводы-шлейфы.

Газожидкостная смесь от кустов эксплуатационных скважин одного газового промысла по газопроводам-шлейфам транспортируется на УКПГ, в пункт переключающей арматуры (ППА). Потоки скважинной продукции, смешиваясь на ППА, общим потоком по промысловым коллекторам подается к входным сепараторам установки очистки газа (УОГ) и далее в системы промысловой подготовки газа (для компримирования, абсорбционной осушки и охлаждения).

На рисунке 1 представлена схема промысловой подготовки газа к дальнему транспорту. Отличительной особенностью этой схемы является процесс промысловой подготовки на одной УКПГ потоков скважинной продукции двух сеноманских залежей Ямбургского месторождения, имеющих разные ►

термобарические параметры.

Первый газожидкостный поток «низкого» давления от кустов эксплуатационных скважин после смешивания на ППА по коллектору (поток I) подается на УОГ, к входным сепараторам (2) для очистки от капельной жидкости и механической примеси, и «промывки» газа от солей жидкостью орошения (ОЖ). Осушка отсепарированного «сырого» газа производится в абсорберах (7) после двухступенчатого компримирования и предварительного охлаждения на промысловой дожимной компрессорной станции (ДКС).

Второй поток – предварительно очищенный от капельной влаги и механической примеси на установке предварительной подготовки газа (УППГ), насыщенный влагой поток «сырого» газа «высокого» давления по межпромысловому коллектору большой протяженности (примерно 10 км) и промысловому коллектору (поток II) через входной коллектор (К) подается на УОГ, к входным сепараторам (1), для очистки от содержащейся в смеси капельной жидкости и «промывки» газа от солей. Осушка отсепарированного газа производится в абсорберах (7) под действием энергии пластового давления (поток III), либо, в зависимости от величины давления, после одноступенчатого (во II-й ступени) или двухступенчатого компримирования и предварительного охлаждения на промысловой ДКС (поток VII).

Большая протяженность межпромыслового коллектора, небольшой расход газа и, как следствие, малые скорости течения потока в трубопроводе большого диаметра в сочетании с низкими температурами окружающей среды способствуют значительному охлаждению (минус 10^{0}С) насыщенного влагой «сырого» газа. Введение в поток жидкости орошения (ОЖ) для «промывки» газа от солей в условиях низких температур и высокого давления внутри сепараторов (1), создает условия для образования на элементах сепарационных устройств отложений кристаллогидратов.

Ввод в поток переохлажденной газожидкостной смеси метанола и подача в сепараторы (1) в качестве жидкости орошения водометанольного раствора являются малоэффективной мерой в борьбе с гидрато- и льдообразованием. Даже при значительном избыточном (по сравнению с необходимым расчетным значением) расходе метанола в условиях низких температур при высоком давлении в сепараторах образуется водогидратная масса с последующим отложением на сепарационных элементах кристаллогидратов, снижением производительности и уносом из сепараторов с отсепарированным газом больших объемов жидкости.

Преодолеть проблему гидратообразования на сепарационных устройствах входных сепараторов (1) позволило внедрение технического решения, направленного на поддержание температуры внутри аппаратов на уровне, выше равновесной температуры гидратообразования, путем подогрева газожидкостной смеси во входном коллекторе (К). Реализация данного решения осуществляется путем непосредственного ввода в транспортируемый по коллектору (К) газожидкостный поток нагретого в процессе сжатия в центробежных нагнетателях газоперекачивающих агрегатов (ГПА) газа с температурой 90…95^{0}С. Отбираемый из коллектора нагнетания (поток IV) II-й ступени ДКС «горячий» газ по трубопроводу (поток VIII) подается в зону смешения входного коллектора (К). Для обеспечения надежной работы входных сепараторов (1) главным требованием является полное смешение потоков сред с равномерным полем заданных температур по всему объему подаваемого в аппараты газожидкостного потока. Величина температуры суммарного потока после смешения может быть определена, используя следующее соотношение:

$$T_{\Sigma} = \frac{Q_1 \cdot T_1 + Q_2 \cdot T_2}{Q_1 + Q_2}$$

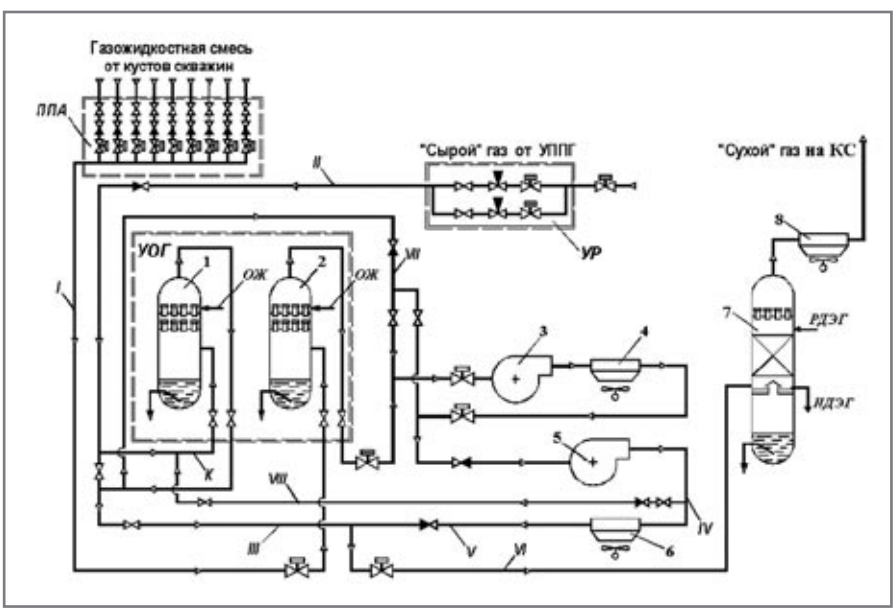


Рис. 1. Схема промысловой подготовки газа:
1, 2 – входной сепаратор С-1; 3 – ГПА I-й ступени ДКС; 4 – АВО газа I-й ступени ДКС; 5 – ГПА II-й ступени ДКС; 6 – АВО газа II-й ступени ДКС; 7 – абсорбер; 8 – АВО газа УКПГ; К – входной коллектор входных сепараторов (1); ППА – пункт переключающей арматуры; УР – узел редуцирования; ОЖ – жидкость орошения; I…VIII – потоки газа.

где:

Q_1 и T_1 – среднечасовой расход (нм^3/ч) и средняя температура (К) потока газожидкостной смеси во входном коллекторе (К);

Q_2 и T_2 – среднечасовой расход (нм^3/ч) горячего газа и средняя температура газа в коллекторе нагнетания II-й ступени ДКС.

Эффективность процесса подогрева газожидкостной смеси обеспечивается выбором оптимальных геометрических параметров трубопровода для транспортировки «горячего» газа и участка входного коллектора (К), в зоне которого происходит смешение сред.

Гидравлический и технико-экономический расчеты трубопровода «горячего» газа были выполнены с учетом следующих основных требований:

- максимальная пропускная способность газопровода должна обеспечивать безгидратный режим работы входных сепараторов (1) на весь период до завершения разработки месторождения;
- соблюдение требований отраслевых стандартов [1];
- относительно невысокая стоимость строительно-монтажных работ при сооружении трубопровода.

Основным условием для надежной работы трубопровода (поток VIII) «горячего» газа является наличие перепада давлений между коллектором нагнетания (поток IV) II-й ступени компримирования ДКС и входным коллектором (К) сепараторов. Учитывая равенство давлений в выходном коллекторе (поток III) сепараторов (1) и трубопроводе (поток V) предварительно охлажденного в АВО (6) II-й ступени ДКС «сырого» газа, сопротивлением на пути потоков «высокого» давления и скомпримированного на ДКС потока «низкого» давления к абсорберам (7) являются, соответственно, сепараторы (1) и аппараты АВО газа (6) II-й ступени ДКС. Величина перепада (ΔP) на проектируемом газопроводе вычисляется как разность перепадов давлений на трубных пучках аппаратов АВО газа (6) и сепарационных элементах сепараторов (1). Результаты расчета сведены в таб. 1.

Фактическое значение температуры газожидкостной смеси в сепараторах (1) после подмешивания во входной коллектор (К) горячего газа в самый холодный период эксплуатации составило ~ 1^{0}С. Равновесная температура образования газовых гидратов, согласно «Зависимости необходимой концентрации метанола в конденсирующейся жидкости в газопроводах от параметров добываемого газа для предотвращения льдо- и гидратообразования», для данного давления в аппарате составляет ~ 4^{0}С. При этом безгидратный режим работы сепараторов (1) обеспечивается подачей в аппараты в качестве жидкости орошения водометанольного раствора (ВМР), концентрация насыщенного метанола в котором поддерживается с учетом температуры и давления в сепараторах и влагосодержания газа для данных условий.

Как уже отмечалось, надежность работы входных сепараторов зависит, главным образом, от качества смешения потоков с образованием равномерного поля заданных температур по всему объему подаваемого в аппараты потока газожидкостной смеси. Качество смешения потоков зависит от следующих параметров: режима течения ►

потока «нагреваемой» газожидкостной смеси (ламинарный, либо турбулентный) во входном коллекторе сепараторов, от способа ввода в зону смешения «горячего» газа и времени пребывания потоков в рабочем объеме газопровода, где происходит их смешение.

Как известно, для ламинарного режима течения потока характерна неравномерность распределения скоростей по поперечному сечению трубопровода. При этом часть потока, проходящая в центральной зоне трубы, имея максимальную скорость, пребывает внутри рабочего объема газопровода меньшее время, нежели та его часть, которая проходит вблизи стенки, и, двигаясь с меньшей скоростью, пребывает в объеме трубы больший интервал времени. Турбулентный режим течения, особенно при больших скоростях потока маловязкой среды, характеризуется практически постоянной по всему поперечному сечению трубопровода средней скоростью, за исключением слоя в пристенной области трубы, толщина которого пренебрежимо мала по сравнению с поперечным сечением турбулентного ядра потока.

Таким образом, процессы смешения потоков при ламинарном и турбулентном режимах течения транспортируемой смеси имеют большие отличия. В первом случае (при ламинарном потоке), процесс смешения для разных слоев транспортируемой смеси завершится в различной степени, так как разные порции ламинарного потока пребывают в зоне смешения разное время. Прямой противоположностью является процесс интенсивного смешения потоков при турбулентном режиме течения.

Режим течения потока в трубопроводе зависит не столько от параметров плотности

Наименование параметра	Единица измерения	Величина
1. Основные данные для расчета		
Среднечасовой расход газожидкостной смеси через входной коллектор (К) сепараторов, Q_1	тыс. нм³/ч	360
Средняя температура газожидкостной смеси до смешения, T_1	К	263
Давление во входном коллекторе (К) сепараторов, P_1	МПа	3,73
Разность перепадов давление на АВО газа и сепараторах, ΔP	МПа	0,08
Давление в коллекторе нагнетания II-й ступени ДКС, P_2	МПа	3,81
Средняя температура в коллекторе нагнетания II-й ступени ДКС, T_2	К	368
Диаметр трубопровода «горячего» газа, d	м	0,15
Протяженность трубопровода «горячего» газа, L	км	0,10
2. Параметры природного газа		
Псевдокритические параметры добываемого природного газа: – давление, $P_{ПК}$ – температура, $T_{ПК}$	 МПа К	 4,56 190,39
Относительная плотность газа по воздуху, Δ		0,562
Плотность газа при стандартных условиях (при 293К и 0,1013 МПа), $\rho_{СТ}$	кг/м³	0,678
3. Гидравлический расчет газопровода с условным диаметром 150 мм		
Приведенные параметры газа в газопроводе:		
– давления, $P_{ПР} = P_{СР} / P_{ПК}$ – температуры, $T_{ПР} = T_{СР} / T_{ПК}$		0,827 1,933
Величина среднего давления в газопроводе (формула 2.1): $$P_{CP} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right)$$	МПа	3,77
Величина среднего коэффициента сжимаемости в газопроводе (формула 2.2): $$z_{CP} = 1 - \frac{0{,}0241 \cdot P_{ПР}}{1\text{-}1{,}68 \cdot T_{ПР} + 0{,}78 \cdot T_{ПР}^2 + 0{,}107 \cdot T_{ПР}^3}$$		0,986
Коэффициент сопротивления трению для всех режимов течения в газопроводе (формула 2.3): $$\lambda_{TP} = 0{,}067 \cdot \left(\frac{158}{\mathrm{Re}} + \frac{2 \cdot k_э}{d} \right)^{0,2}$$		0,0222
Суммарный коэффициент трения в газопроводе (формула 2.4): $$\lambda = 1{,}05 \cdot \frac{\lambda_{TP}}{E^2}$$		0,0275
Число Рейнольдса для пот ока в газопроводе (формула 2.5): $$\mathrm{Re} = 17{,}75 \cdot \frac{\Delta \cdot q_2}{d \cdot \mu}$$		4,73*106
Коэффициент динамической вязкости газа (формула 2.6): $$\mu = 5{,}1 \cdot 10^{-6} \left[1 + \rho_{CT} \cdot (1{,}1 - 0{,}25 \cdot \rho_{CT}) \right] \left[0{,}037 + T_{ПР} \cdot (1 - 0{,}104 \cdot T_{ПР}) \right] \left[1 + \frac{P_{ПР}^2}{30 \cdot (T_{ПР} - 1)} \right]$$	Па * с	1,35*10-5
Максимальная среднечасовая производительность газопровода (формула 2.7): $$Q_2 = 105{,}087 \cdot d^{2,5} \cdot \left(\frac{10^3}{24} \right) \cdot \sqrt{\frac{P_2^2 - P_1^2}{\Delta \cdot \lambda \cdot z_{CP} \cdot T_2 \cdot L}}$$	тыс. нм³/ч	39,6
Температура газожидкостной смеси после смешения, согласно соотношению (1), T_Σ	К	274

Таб. 1. Результаты расчета

(ρ) и вязкости (μ) транспортируемой среды, скорости (w) ее течения и диаметра (d) трубопровода, сколько от значения безразмерной комбинации всех этих параметров, называемой критерием Рейнольдса:

$$\mathrm{Re} = \frac{w \cdot \rho \cdot d}{\mu} \qquad (3)$$

В рабочих условиях входного коллектора сепараторов для потока «высокого» давления (ρ ~ 27 кг/м^3, μ ~ 10^{-5}Па, w ~ 3 м/с, d = 1 м) значение числа Рейнольдса значительно превышает некое критическое значение Re >> 10^4. Режим течения потока газожидкостной смеси во входном коллекторе (К) до подмешивания в него горячего газа соответствует устойчивому турбулентному режиму с мощным и энергичным перемешиванием среды.

Следующим фактором, оказывающим существенное влияние на эффективность процесса смешения потоков, является способ ввода в газожидкостный поток струи горячего газа.

В промысловых условиях применен боковой способ ввода струи горячего газа в горизонтальный трубопровод, выполненный посредством «прямой» врезки (1 – на рисунке 2) в верхнюю часть коллектора (К – на рисунке 1) подачи газа к сепараторам (1).

Вводимая во входной коллектор сепараторов струя горячего газа, имея большую начальную скорость, «свободно утопает» в транспортируемом по коллектору турбулентном потоке, «растекаясь» вертикально от верхней образующей трубопровода к его нижней стенке.

Особенностью «свободного утопления» струи в турбулентном потоке является их равномерное турбулентное перемешивание. Вводимая в поток струя горячего газа по мере ее продвижения со скоростью, большей, чем скорость основного потока, подтормаживаясь, увлекает за собой все больший и больший объем газожидкостной смеси. Образующийся при этом на границе раздела турбулентный пограничный слой, непрерывно «разрастаясь», обеспечивает равномерное поле заданных температур по всему объему подводимого в сепараторы общего газожидкостного потока.

Третьим основным фактором, влияющим на качество смешения потоков, является время пребывания смешиваемых сред в рабочем объеме газопровода, где происходит процесс смешения.

Рассмотрим расчетную схему процесса смешения. Струя горячего газа, вводимая в верхнюю часть входного коллектора, перпендикулярно течению газожидкостного потока, имеет в начальный момент максимальную вертикальную составляющую скорости. Величина средней скорости потока в трубопроводе с диаметром d (см) может быть определена, используя сле-дующее эмпирическое соотношение [2]:

$$w = 0{,}01247 \cdot \frac{Q \cdot z_{CP} \cdot T_{CP}}{d^2 \cdot P_{CP}} \qquad (4)$$

где:
Q – расход газа в газопроводе (нм^3/ч);
TCP – средняя температура транспортируемой среды (К);
PCP – среднее давление в газопроводе (кг/см^2).

Средняя скорость потоков газожидкостной смеси и горячего газа до их смешения во входном коллекторе составляет w_1 ~ 3 м/с и w_2 ~ 21 м/с, соответственно. Скорость струи горяче-го газа внутри коллектора практически мгновенно приобретает горизонтальную составляющую суммарного потока после смешения, значение которой составляет w_Σ ~3,60 м/с.

Среднее значение вертикальной составляющей скорости течения газовой струи внутри коллектора может быть определена, используя следующее соотношение [3]:

$$w_B = w_1 \cdot (d/D)^2, \qquad (5)$$

где:
d – диаметр газопровода (м);
D – диаметр входного коллектора сепараторов (м), и для рабочих условий смешения составляет wB ~0,4 м/с.

Интервал времени, необходимого для достижения струей горячего газа нижней образующей коллектора, может быть определен, как $t_{CP} = D/w_B$, и составляет ~2,5 секунды.

Размеры зоны входного коллектора, где происходит смешение струи горячего газа и газожидкостной смеси, характеризуются интервалом временем пребывания в этой зоне смешиваемых сред. Длина участка определяется, как $L = w_\Sigma \cdot t_{CP}$, и составляет ~ 10 м.

Фактическая протяженность участка входного коллектора, где происходит процесс подогрева газожидкостной смеси, совпадает с расчетным и составляет 10м, обеспечивая качественное смешение потоков сред с равномерным распределением заданных температур по всему объему подаваемой в сепараторы газожидкостного потока.

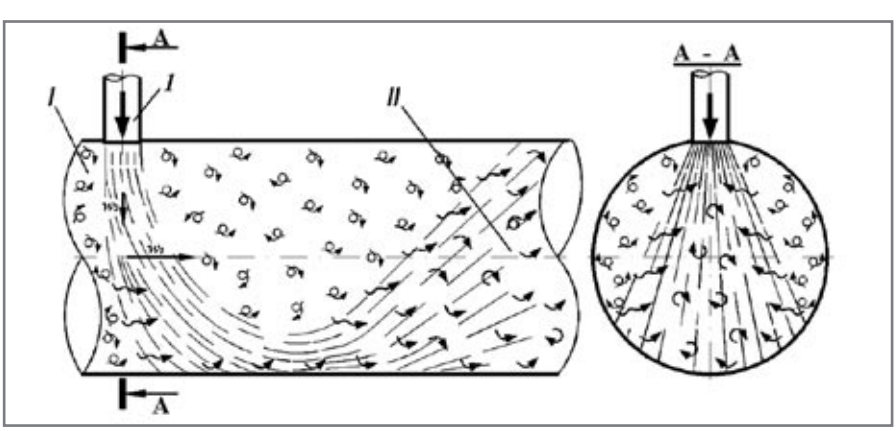


Рис. 2. Схема бокового ввода в горизонтальный газопровод потока горячего газа:
1 – «прямая» врезка в газопровод; I – поток газожидкостной смеси;
II – траектория распространения горячего газа в газожидкостном потоке;
w_1 – скорость транспор-тируемой смеси;
w_2 – вертикальная составляющая скорости струи горячего газа.

ВЫВОДЫ:

1. В процессе опытно-промышленной эксплуатации сепарационного оборудования с реализованным техническим решением подтверждено преимущество применения метода подогрева подаваемой в сепараторы газожидкостной смеси над методом ввода в газожидкостный поток ингибитора гидратообразования. Это – надежность в работе, отсутствие энергетических затрат на компримирование «подмешиваемого» газа, значительное снижение потребления для борьбы с гидратообразованием метанола и снижение энергетических затрат, связанных с его регенерацией.
2. В процессе сепарации переохлажденной газожидкостной смеси в условиях «промывки» газа промывочной жидкостью с целью снижения концентрации в уносимой с отсепарированным газом капельной жидкости солей этот метод является практически единственным способом обеспечения безгидратной работы сепарационного оборудования.
3. К недостаткам метода повышения температуры внутри сепараторов, бесспорно, можно отнести лишь повышение насыщенности отсепарированного газа влагой и связанный с этим рост нагрузки на систему осушки газа по жидкости и, соответственно энергетических затрат на регенерацию абсорбента. Однако, данный «недостаток» в полной мере компенсируется экономией топливно-энергетических ресурсов на регенерацию метанола.
4. Полученный опыт эксплуатации сепарационного оборудования и проведенные гидравлические и технико-экономические расчеты показывают эффективность и экономическую целесообразность поддержания температурного режима работы газосборной сети «низкого» давления в области положительных температур, что в условиях низких давлений позволит предотвратить осложнения, связанные с процессом образования гидратов, и обеспечит надежную работу систем промысловой подготовки газа. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Общесоюзные нормы технологического проектирования на магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. ОНТП 51-1-85. - М.: ВНИИЭгазпром, 1985. - 220 с.
2. Бабин Л.А., Спектор Ю.И., Рафиков С.К. «Сооружение магистральных трубопроводов. Охрана окружающей среды»: Учебное пособие. Уфа: Изд-во УНИ, 1993.
3. Синайский Э.Г., Лапига Е.Я., Зайцев Ю.В. «Сепарация многофазных многокомпонентных систем». М.: ООО «Недра – Бизнес центр», 2002. – 621с.; ил.

70 ЛЕТ НА РЫНКЕ КАБЕЛЬНО-ПРОВОДНИКОВОЙ ПРОДУКЦИИ

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

УФИМКАБЕЛЬ

КОМПЛЕКТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

- Кабели монтажные с изоляцией и оболочкой из полимерных материалов марок МКПсВ, МКПсЭВ, МКПсЭКВ, МКПсЭИВ, МКПсЭИКВ и т.д., в т.ч. исполнения: «нг(А)», «нг(А)-LS», «нг(А)-HF», «нг(А)-FRLS», «нг(А)-FRHF», в холодостойком и теплостойком исполнениях, с водоблокирующими элементами, ТУ16.К18-072-2005 (получен патент на полезную модель, кабель удостоен диплома Программы «100 лучших товаров России»), имеется пожарный сертификат, разрешение на применение ФСЭТАН;
- Кабели контрольные в различных исполнениях: «нг (А)», «нг(А)-LS», экранированные, с защитными покровами в виде брони;
- Кабели силовые в различных исполнениях: «нг(А)», «нг(А)-LS», в т.ч. с защитными покровами в виде брони;
- Кабели силовые с резиновой изоляцией в резиновой оболочке;
- Осветительные и установочные провода;
- Радиочастотные кабели;
- Кабели, провода и шнуры связи;
- Нагревательные провода;
- Плетенки металлические;
- Другие виды кабельной продукции.

450057, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Цюрупы, 12
Тел./факс: (347) 272-72-48, 272-26-89 E-mail: ufimcabelom@mail.ru, om@ufimcabel.ru www.ufimcabel.ru

Система менеджента качества сертифицирована на соответствие стандарту ИСО 9001:2008

КОНСТАНТА

Разработка и производство приборов неразрушающего контроля

Многофункциональный вихретоковый дефектоскоп «Константа ВД1»

Обнаружение и оценка размеров поверхностных и внутренних дефектов (в том числе через защитное покрытие)

Контроль многослойных конструкций и изделий с повышенной шероховатостью

ЗАО "КОНСТАНТА",
Россия, 198095, Санкт-Петербург, а/я 42
Тел. (812) 372-2903, (812) 372-2904,
e-mail: office@constanta.ru, www.constanta.ru

НАДЕЖНОСТЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МЕТОДЫ ТЕРМОГРАФИИ

RELIABILITY OF POWER EQUIPMENT AND THERMAL IMAGING METHODS

УДК 772.96

Р.А. РОМАНОВ	аспирант СПБГУКиТ, директор по маркетингу и сбыту ООО «Балтех»	Санкт-Петербург
R.A. ROMANOV	graduate student of SPbGUKiT, Sales and Marketing Manager of Baltech Ltd	Saint-Petersburg

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: термография, тепловизионная диагностика, термограмма
KEYWORDS: thermal imaging, thermal imaging diagnostics, thermal image

В статье рассматриваются проблемы обеспечения надежности энергетического оборудования методами термографии.

The article is concerned with problems of reliability assurance of power equipment using thermal imaging methods.

Современный уровень развития технологий энергетических предприятий предъявляет высокие требования к надежности оборудования, повышению достоверности диагностических методов, а также к эффективной и экономичной эксплуатации данного оборудования. Надежность оборудования базируется на обязательном применении новейших средств и методов диагностики и наладки энергомеханического оборудования, и требует комплексного подхода к решению инженерно-технических проблем.

Работоспособность энергооборудования, турбин, насосов, вентиляторов, редукторов – это способность оборудования удовлетворять заданным техническим характеристикам в течение определенного момента времени и восстановление его основных характеристик, которая обеспечивается на предприятиях установленной системой диагностики и технического обслуживания и ремонта (ТОиР).

За последние годы в России произошло множество крупных техногенных катастроф в энергетической и других отраслях промышленности. Очень часто решения и предпринимаемые меры не достаточны для обеспечения надежной и безаварийной эксплуатации промышленного оборудования. Анализ сложившейся ситуации выявляет, что не решен ряд объективных и субъективных проблем, начиная с системных и организационных мероприятий обеспечения надежности энергомеханического оборудования, устаревших технологий ремонта, отсутствия современных и достоверных диагностических методов и заканчивая подготовкой и технической грамотностью на местах каждого ответственного технического специалиста (диагноста, ремонтного персонала). ►

Система ТОиР	ДОСТОИНСТВА	НЕДОСТАТКИ
РПО (Реагирующая, работа до поломки)	Не требует больших финансовых вложений на организацию и техническое оснащение.	Высокая вероятность внеплановых простоев из-за внезапных отказов приводящая к дорогостоящим и продолжительным ремонтам.
ППР (Плановая, обслуживание по графику или по наработке)	Система хорошо развита, имеет отработанную методологическую основу и позволяет поддерживать заданный уровень исправности и работоспособности энергооборудования.	Базируется на статистических данных историй отказов аналогичного оборудования с заложенным коэффициентом надежности, следовательно, для обеспечения заданного уровня его работоспособности изначально планируется объем работ превышающий требуемый фактически. Статистическая наработка не исключает полностью вероятность внепланового отказа.
ОФС (По фактическому состоянию, обслуживается только дефектное оборудование)	Исключает вероятность аварийных отказов и связанных с ними внеплановых простоев. Позволяет прогнозировать объемы технического обслуживания и производить ремонт исключительно дефектного оборудования.	Может быть осуществлена только посредством постепенного перехода от системы ППР и требует полного пересмотра организационной структуры. Требует первоначально больших финансовых вложений для подготовки диагностов, специалистов и технического оснащения отдела надежности.
ПАО (Проактивное, дополнительно к ОФС применяется анализ причин дефектов и их локализация)	Максимальное увеличение межремонтного срока за счет подавления источников отказов. Используются самые прогрессивные технологии технического обслуживания, ремонта и восстановления энергооборудования.	Требуется трудоемкий анализ всех отказов с целью выявления их источников. Очень гибкая организационная система, постоянно требующая оперативного решения и внедрения ряда мероприятий по надежности и технологии ТОиР.

Таб. 1. Достоинства и недостатки систем ТОиР энергооборудования

Автор данной статьи имеет десятилетний практический опыт по комплексному обеспечению надежности энергомеханического промышленного оборудования и внедрению современных диагностических методов термографии, вибродиагностики и виброналадки (центровка и балансировка), а также трибодиагностке (анализ масел и смазок). В ходе реализации практических внедрений диагностических и инструментальных средств на крупные промышленные предприятия автором был разработан и внедрен комплексный подход к повышению надежности энергетического оборудования согласно концепции «Надежное оборудование: 2010» [3].

Данная концепция призвана облегчить работы, связанные с эксплуатацией, ремонтом и диагностикой энергетического оборудования начиная с организационных мероприятий и заканчивая прямого взаимодействия подразделений энергетиков, технологов и механиков с производителями оборудования, диагностических средств измерения и инструментов, обеспечивающих надежную эксплуатацию.

По данным статистики вибродиагностики энергетического оборудования двадцати двух промышленных предприятий самыми распространенными являются проблемы расцентровки и дисбаланса, которые определяются вибродиагностическими и термографическими методами, проблемы подшипниковых узлов определяются трибодиагностикой, вибродиагностикой и тепловизионными методами, а проблемы фундаментов и качества ремонтов диагностирутся лазерными системами выверки геометрии. Разбив все часто возникаемые задачи на категории физических основ производится разбивка дефектов и проблем, которые относятся в большинстве случаев к дефектам механической или электрической природы.

Надежность энергетического оборудования во всем мире реализуется через четыре формы технического обслуживания [1]:

1) Реактивное (реагирующее) профилактическое обслуживание (РПО);
2) Обслуживание по регламенту или планово-профилактическое обслуживание (ППР);
3) Обслуживание по фактическому техническому состоянию (ОФС);
4) Проактивное или предотвращающее обслуживание (ПАО);

В европейских и развитых странах используются прогрессивные формы ПАО и ОФС, а в России и странах СНГ регрессивные РПО и ОФС. Далее приведена таблица, в которой указаны основные достоинства и недостатки систем ТОиР для обеспечения надежности энергетического оборудования.

Для реализации прогрессивных методов ОФС и ПАО необходимо создать методики обеспечения надежности энергетического оборудования на базе методов технической диагностики. Суть методов технической диагностики заключается в оценке и прогнозе технического состояния объекта диагностики по результатам прямых или косвенных измерений параметров состояния или диагностических параметров. Чтобы оценить техническое состояние объекта необходимо знать не только фактические значения параметров, но и соответствующие им нормируемые значения. Разница между фактическим $\theta_{факт}$ и нормируемым $\theta_{норм}$ значением называется диагностическим симптомом [2]. Основная сложность в определении критичности диагностического симптома заключается в отсутствии в большинстве случаев норм или эталонов исследуемых параметров (например, порога температур), а также отсутствие всех известных видов дефектов объекта и его диагностических признаков.

Принимая во внимание, что все методы технической диагностики, используемые в мировой практике, очень тесно граничат с теорией вероятности и имеют теоретическую достоверность 92-96%, а практическая достоверность любого метода технической диагностики находится в диапазоне 80%-90%, автором исследования были сделаны выводы, что для повышения достоверности диагностики и локализации дефекта необходимо использовать несколько методов технической диагностики (например, термография и вибродиагностика или трибодиагностика) или несколько разных научных методик одного направления технической диагностики (например, термографические методы преобразования и анализа теплограмм) применительно к энергооборудованию (электродвигателю). Данная аппаратура (тепловизоры) и методы обработки тепловых фотографий объектов (термограмм) дают широкие возможности для исследовательских работ и разработки методик в будущем. Энергетическое оборудование (например, асинхронный двигатель) выбрано в качестве примера сложного объекта, в котором могут протекать физические процессы, вызванные совокупностью природы возникновения (механической, электродинамической, тепловой и др.). Методы термографии, используемые на сегодняшний день применительно к асинхронным двигателям, не дают достоверный диагноз по причине малой статистики, не большой рандомизации и относительно малого количества исследовательских методик, поэтому в исследовательской работе опираясь на статистические методы анализа ранжируются два класса состояния асинхронных электродвигателей во время эксплуатации (I – годные, II – не годные).

Для электрооборудования существуют «Нормы испытания» тепловизионными методами согласно РД 34.45-51.300-97, а для диагностики асинхронных двигателей регламентирующая документация отсутствует, поэтому первичной задачей ставится расчет необходимого количества измерений n и расчет границ статистически возможных значений максимальной температуры для n измерений.

Преимуществами тепловизионной диагностики применительно к асинхронным двигателям является:

- Проведение технического контроля дистанционно в рабочем режиме электродвигателя;
- Безопасность персонала при проведении измерений;
- Не требуется отключение электродвигателя (бесконтактный контроль);
- Не требуется специальных помещений и подготовки рабочего места;
- Большой объём выполняемых диагностических работ за единицу времени;
- Возможность определение дефектов на ранней стадии развития;
- Диагностика всех типов асинхронных двигателей;
- Малые трудозатраты на производство измерений и диагностики;

По общему тепловому полю объекта, исследуя термограммы мы можем точно определить температурные пятна $t_{max}{}^0C$, $t_{min}{}^0C$, дисперсию с точностью до $0,1^0C$, что косвенно говорит о перегретом элементе и с высокой вероятностью возможно локализовать дефект.

В исследовательской работе, связанной с разработкой методов термографии сложных объектов были впервые разработаны:

- Методы и методики тепловизионной диагностики электромеханических систем по тепловому полю объекта.
- Проведена классификация видов дефектов энергомеханического оборудования по степени их развития и разбиение их по критичности.
- С помощью математических моделей и статистического анализа выработаны рекомендации по фактическому подходу к обслуживанию и диагностике энергетического оборудования
- Разработаны алгоритмы повышения надежности сложных объектов и совокупных элементов данного объекта ►

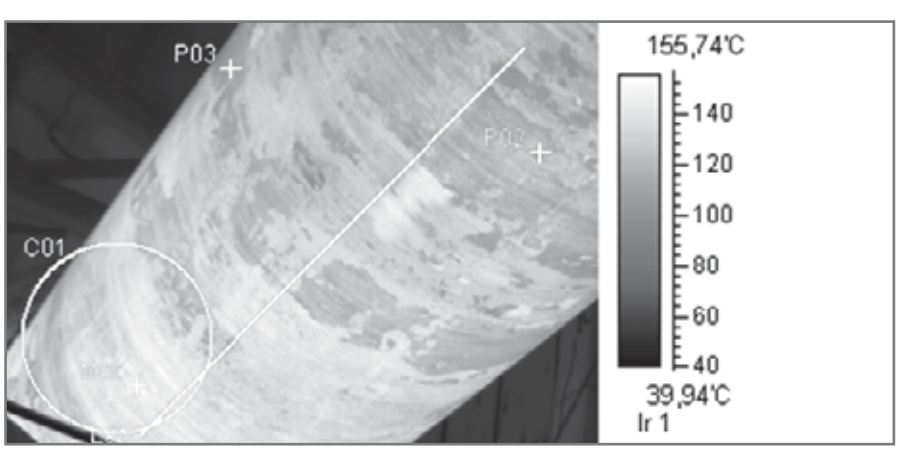


Рис.1 Пример термограммы с критичными «тепловыми пятнами»

Методы тепловизионной диагностики наиболее эффективны для энергомеханического оборудования: электродвигатели, предохранители, кабели, контакты соединительных кабелей и т.п.

Наиболее важным и дорогими из энергооборудования являются приводы динамического оборудования (электродвигатели). Задачи тепловизионной диагностики асинхронных двигателей могут решаться методами дисперсионного или дискриминантного анализа.

Однако об изменении температуры электродвигателя свыше нормативной в инструкции по обслуживанию рекомендуют судить по косвенным признакам, например по температуре подшипникового узла или корпуса электродвигателя, что является следствием нагрева других элементов.

Перегрев корпуса электродвигателя свыше $\Delta t=23^0$ от номинальной температуры вызывает не только нагрев обмоток (ротора, статора), но и изменения коэффициента теплопередачи, и, как следствие, вытекание смазки.

Тепловизионный контроль выявляет перегрев элемента в начальной стадии до появления внешних изменений и опасности разрушения.

Перегрев дает на термограмме яркое пятно с локализацией температуры. Поэтому для диагностики ее технического состояния достаточен контроль максимальной температуры теплового поля (рис.2). Для этого используют теплограмму, снятую при фокусировке тепловизора на исследуемый элемент, с той стороны, где он не заслонен другими объектами с нормалью не менее 60^0.

При периодическом контроле каждого электродвигателя с момента начала его эксплуатации в памяти тепловизора сохраняются значения t_{max}, что позволяет фиксировать изменение температуры корпуса.

Критерии диагностического контроля имеют вид:

$$\begin{cases} \Delta t = t_{max\,i} - t_{max\,0} \le [\Delta t] \\ t_{max\,i} \le [t_{max}] \end{cases} \qquad (1)$$

t_{max0} – максимальная температура в области теплового пятна, соответствующего электродвигателю, в начальный момент времени или номинальное значение температуры, установленное производителем;

t_{maxi} – тот же параметр при i-м тепловизионном контроле;

$[\Delta t]$ – допустимый перегрев электродвигателя;

$[t_{max}]$ – допустимая максимальная температура электродвигателя, установленная производителем.

Для увеличения достоверности тепловизионной диагностики производится повторное измерение теплограмм объекта при одном и тот же цикле контроля. Число измерений n должно быть не менее 5.

Расчет границ статистически возможных значений максимальной температуры для n измерений производят по формулам [3].

$$x_n^B = \bar{x}_n + k_n^B \cdot S_n, \qquad x_n^H = \bar{x}_n - k_n^H \cdot S_n, \qquad (2)$$

$x=t_{max}$ – контролируемый параметр;

x_n и S_n – среднее и дисперсия контролируемого параметра по n измерениям

$$\bar{x}_n = \sum_{i=1}^{n} x_i / n; \qquad S_n^2 = \sum \left(\bar{x}_n - x_i\right)^2 / (n-1)$$

k_n^B, k_n^H – толерантные коэффициенты.

Принимая доверительную вероятность P=0,995, получаем следующую формулу для расчета толерантных коэффициентов:

$$k_n^H = k_n^B = \frac{2{,}58}{\sqrt{n}} + 2{,}58 \cdot \sqrt{\frac{n-1}{\chi^2(P, f)}}$$

$X^2(P, f)$ квантиль распределения, который при (5≤n≤10) определяется по таблице 1.

При проверке соответствия максимальной температуры допускаемой по критериям (1) в качестве замеренного значения t_{max} используется его статистически возможное верхнее значение $t_{max\,n}^B$, рассчитанное по формуле (2) по «n» результатам единовременного контроля,

$$t_{max\,n}^B = \bar{t}_{max\,n} + k_n^B \cdot S_{tn} \qquad (3)$$

Окончательно проверка обеспечения допускаемой температуры диагностируемого элемента принимает вид:

$$t_{max\,n}^B \le [t_{max}] \qquad (4)$$

Выводы:

1. Термографический метод диагностики является универсальным и эффективным методом оценки технического состояния и надежности асинхронных электродвигателей.
2. При проверке гипотезы минимального числа диагностических измерений и для оценки фактического технического состояния работающего электродвигателя достаточно пяти статистических измерений на данном объекте.
3. В случае невозможности различить визуально тепловые изображения элементов перекрывающих друг друга должны использоваться методы автоматического анализа и обработки термограмм.
4. Задачи тепловизионной диагностики могут решаться методами дисперсионного анализа с привлечением пакетов компьютерных программ обработки данных.
5. Для определения коэффициентов диагностических (дискриминантных) функций необходим сбор статистических данных о влиянии отдельных дефектов энергетического оборудования и сложных объектов на все тепловое поле. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Mitchell J.S. An Introduktion to Machinery Analysis and Monitoring, PennWell Pub. Co., 1981, с. 35.
2. Клюев В.В., Соснин Ф.Р., Ковалев А.В. Неразрушающий контроль и диагностика. – М., Изд. Машиностроение, 2003г, с. 528.
3. Романов Р.А, Васильев Д.И. Тепловизионная диагностика промышленных объектов. Тезисы Международного симпозиума промышленных предприятий Украины и стран СНГ, г.Харьков, 13-14 апреля 2010., с.55.

n-1	4	5	6	7	8	9
X^2	0,71	1,14	1,63	2,17	2,73	3,32

Таб. 1. Значения квантилей X^2 (P, f)

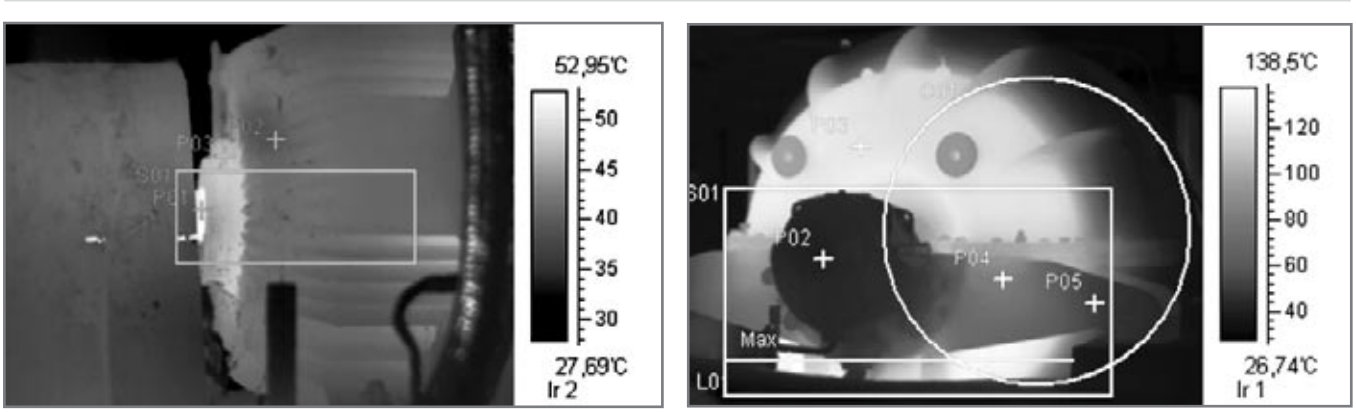


Рис.2 Диагностика структурной модели теплового поля асинхронных электродвигателей

BALTECH

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

ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ МИРОВОГО УРОВНЯ

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

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

Горизонтальные факельные установки ООО «ТюменНИИгипрогаз» – решение проблемы нейтрализации промстоков

На объектах газовой промышленности в процессе добычи и переработки газа и конденсата образуются промышленные сточные воды. Подразделяются они в основном на технологические, технические и ливневые.

Наибольшую опасность для окружающей среды представляют технологические сточные воды (промстоки), в состав которых могут входить гликоли, амины, метанол, нефтепродукты, сероводород и различные минеральные соли. Объем таких стоков обычно колеблется от нескольких десятков до сотен кубических метров в сутки. Очистка их весьма затруднена и не имеет однозначных решений.

Наиболее приемлемым и конкурентоспособным способом очистки считается способ термического обезвреживания, которое производится в печах, горелках и установках различной конструкции. За рубежом широкое распространение получили печи термического разложения, как наиболее совершенные. В нашей стране такие печи еще мало распространены в связи с высоким уровнем капитальных затрат на их сооружение.

В России широкое применение получил огневой метод как наиболее универсальный, надежный и недорогой. Суть его заключается в том, что промстоки в распыленном мелкодисперсном состоянии впрыскиваются в факел, образующийся при сжигании газообразного или жидкого топлива. При этом происходит испарение воды, а вредные примеси разлагаются (сгорают) до безвредных составляющих (CO_2 и H_2O).

Метод огневого обезвреживания имеет множество конструктивных решений.

В 2004 году ООО «ТюменНИИгипрогаз» разработало горизонтальную факельную установку ГФУ-5 с производительностью по промстокам до 6 м³ в час. Данная установка имеет систему дистанционного розжига и контроля пламени в следующем составе: блок управления факелом, блок подготовки топливного газа, панель управления местная и панель управления из операторной. Горелочное устройство ГФУ-5 оснащено запальной и дежурной горелками и фотодатчиком контроля пламени. Подвод промстоков и газа для распыления промстоков 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. В комплекте установки имеется несколько сопел с разными диаметрами отверстий для подачи промстоков. При прохождении газа и промстоков через раструб форсунки их скорость достигает значений, близких к скорости звука в газе, за счет чего происходит мелкодисперсное раздробление жидкой фазы и обеспечивается эффективная термическая нейтрализация в основном факеле. Под форсунками расположен обтекатель в виде тела Коанда, на который через узкие щели 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 нейтрализации промстоков.

Устройство горелочное устанавливается в земляном амбаре на фундаменте. Рекомендуемый размер амбара – 8 х 24 м. В северных районах амбар рекомендуется делать насыпным, без земляной ямы, с высотой вала не менее 1,5 м. Перед форсунками должен быть установлен поддон из жаростойкой стали (в комплект поставки не входит), препятствующий попаданию в почву несгоревших веществ. Рекомендуемый размер поддона – 1,5 х 4 м. Напротив форсунок на расстоянии 12-18 м должна быть установлена состоящая из жаропрочных железобетонных плит отбойная стенка размером 3 х 5 м или насыпан земляной вал.

Установка работает следующим образом. При подаче команды с пульта управления из операторной или с местной панели управления система автоматики дает сигнал на розжиг запальной горелки. Одновременно на дежурную горелку от блока распределения топливного газа подается газ, дежурная горелка разжигается от пламени запальной горелки и запальная горелка гаснет. Далее ручным или электроприводным краном в пневматические форсунки горелочного устройства подается газ. После получения устойчивого факела задвижкой с ручным управлением или задвижкой с дистанционным управлением подаются промстоки и происходит процесс нейтрализации. После окончания процесса отключают газ подачи в форсунки и газ на дежурную горелку.

Установки ГФУ-5 выпускаются серийно Экспериментальным заводом ООО «ТюменНИИгипрогаз». Всего выпущено более сотни установок, которые успешно работают на газовых месторождениях.

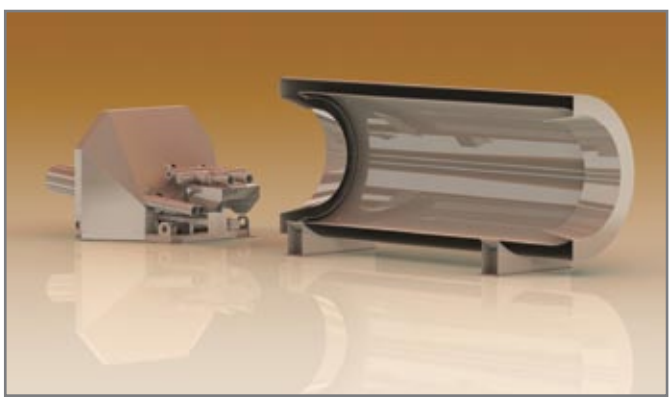
В настоящее время происходит замена установок ГФУ-5 на ГФУ-5М. Основное отличие модернизированных установок заключается в том, что они оснащены системой управления более высокого уровня на базе промышленного контроллера. Новая система управления может принимать сигналы от комплекта датчиков давления и температуры, расходомеров газа и промстоков. При этом она позволяет полностью отслеживать работу установки и управлять ею с верхнего уровня по интерфейсу RS-485.

Другим существенным отличием является то, что установка ГФУ-5М имеет полузакрытый факел – в отличие от ГФУ-5 с открытым факелом. Наличие оболочки для факела из жаростойкой стали с рециркуляцией части продуктов сгорания с периферии факела позволяет повысить качество процесса нейтрализации.

Установка выпускается в двух исполнениях: с производительностью по промстокам 6 и 10 м³ в час.

Установка ГФУ-5М полностью соответствует требованиям стандарта СТО Газпром 2-2.1-389-2009 «Нормы технологического проектирования горизонтально-факельных установок и нейтрализаторов промстоков для объектов добычи газа»

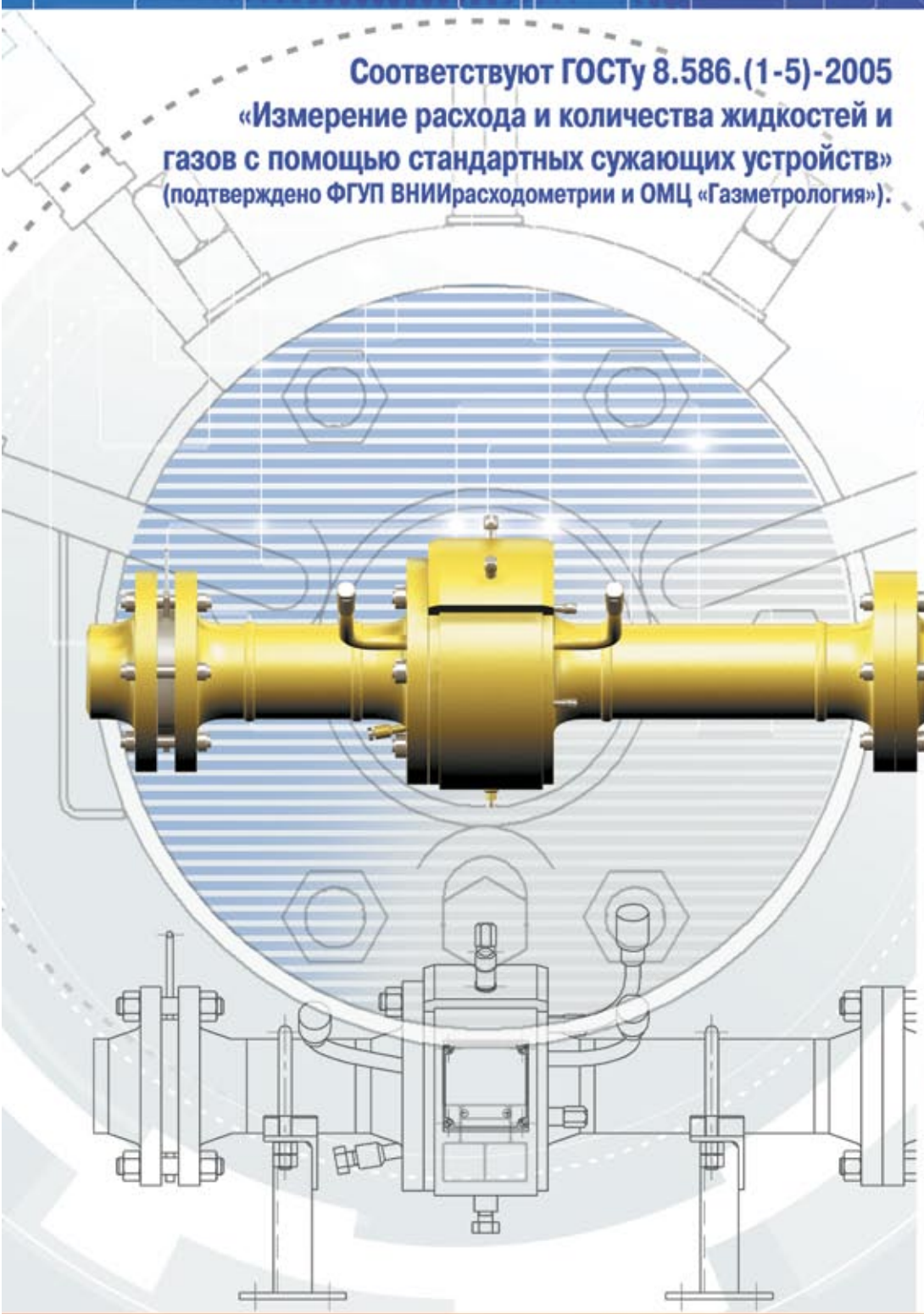
Серийный выпуск установок ГФУ-5М начался в конце 2011 года. ■



Устройства сужающие быстросменные типа УСБМ – новая разработка ООО «ТюменНИИгипрогаз»

ТУ 4318-076-00158758-2007
Сертификат соответствия Госстандарта № РОСС RU НХ 00075
Разрешение на применение Ростехнадзора № РРС 57-139

Соответствуют ГОСТу 8.586.(1-5)-2005 «Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств» (подтверждено ФГУП ВНИИрасходометрии и ОМЦ «Газметрология»).



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2366899

СУЖАЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА ГАЗА

Патентообладатель(ли): *Общество с ограниченной ответственностью "ТюменНИИгипрогаз" (RU)*

Автор(ы): *Крылов Георгий Васильевич (RU), Солонов Николай Александрович (RU)*

Заявка № 2008130833

Приоритет изобретения 25 июля 2008 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 10 сентября 2009 г.

Срок действия патента истекает 25 июля 2028 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам Б.П. Симонов

ПАТЕНТ

НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

№ 84970

СУЖАЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА ГАЗА

Патентообладатель(ли): *Общество с ограниченной ответственностью "ТюменНИИгипрогаз" (RU)*

Автор(ы): *Крылов Георгий Васильевич (RU), Солонов Николай Александрович (RU)*

Заявка № 2009110890

Приоритет полезной модели 25 марта 2009 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре полезных моделей Российской Федерации 20 июля 2009 г.

Срок действия патента истекает 25 марта 2019 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам Б.П. Симонов

625019, г. Тюмень, ул. Воровского, 2, тел.: (3452) 284-315, 284-062, 284-061
www.tngg.ru

ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОЕ СВЕТОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
РОССИЙСКИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ

Ex БЕЗОПАСНОСТЬ – СОСРЕДОТОЧЬТЕСЬ НА ГЛАВНОМ!

СВЕТОДИОДНЫЕ МОДУЛИ

Для замены ламп накаливания в уже приобретенных светильниках серии НСП57 могут быть использованы светодиодные модули, поставляемые отдельно. Светодиодные модули имеют существенное преимущество перед светодиодными лампами. Модули обеспечивают отвод тепла от светодиодов на корпус светильника, что значительно увеличивает срок службы светодиодов.

Диапазон рабочих температур	-40°С…+40°С
Для климатических исполнений УХЛ 1	-60°С…+40°С

Светильники серии КВАДРО

1ExdsIIBT6, 1ExdsIIBT5
IP 65
-40°С… +40°С,
-60°С…+40°С
Источники света: СВЕТОДИОДЫ, КЛЛ, ДНаТ, ДРИ, ДРЛ, ЛОН

Светильники серии ЭМЛАЙТ

1ExdsIIBT6
IP 65
-40°С…+40°С
Источники света: СВЕТОДИОДЫ, КЛЛ, ДНаТ, ДРИ, ДРЛ, ЛОН, ДРВ

Светильники серии НСП43М

1ExdsIIBT6
IP 65
-45°С…+40°С
Источники света: СВЕТОДИОДЫ, КЛЛ, ДРВ, ЛОН

Светильники серии ФСП03

1ExdsIIBT6
IP 65
-20°С…+40°С
Источники света: КЛЛ

ОАО «Гагаринский светотехнический завод»

215010 Смоленская область г. Гагарин
ул. Советская дом 73
Факс (48135) 3-44-39
Тел технический отдел: (48135) 4-10-75
Тел отдел сбыта: (48135) 4-21-57
E-mail: tech@industriya.ru
E-mail: sbyt@gstz.ru
www.industriya-m.ru
www.gstz.ru

ООО Фирма «Индустрия»

215010 Смоленская область,
г. Гагарин, ул.Стройотрядовская дом 5
Факс: (48135) 3-45-61
Тел технический отдел: (48135) 4-10-75
Тел отдел сбыта: (48135) 4-32-77
E-mail: tech@industriya.ru
www.industriya-m.ru
www.industriya.ru

УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОВИНТОВОГО НАСОСА С ПРИВОДОМ НА БАЗЕ ПРЕЦЕССИРУЮЩЕЙ ПЕРЕДАЧИ

INSTALLATION ELECTRIC SCREW DRIVEN PUMP BASED ON TRANSFER PRECESSES

УДК 662.279

В.Н.СЫЗРАНЦЕВ	д.т.н., профессор, заслуженный деятель науки РФ, Тюменский государственный нефтегазовый университет (ТюмГНГУ)	Тюмень
Ю.Г.ДЕНИСОВ	инженер, директор ООО Фирма «СТЭК» г. Курган	
В.П.ВИБЕ	инженер, ООО Фирма «СТЭК», г. Курган	
А.В. ЕМЕЛЬЯНОВ	заместитель генерального директора по техническому сопровождению ЗАО «Торговый Дом» Трубная Металлургическая Компания» («ТД» ТМК»)	
V.N. SYZRANTSEV	professor, Honored Scientist of Russia, Tyumen State Oil and Gas University (TSOGU)	Tumen
J.G. DENISOV	engineer, director, ECL Kurgan	
V.P. WIEBE	engineer, ECL Kurgan	
A.V. EMELYANOV	Deputy Director General for Technical spending ZAO «Trade House «TMK» («TH «TMK»)»	

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: скважина, электровинтовые насосы, гидромеханический и механический приводы, плоско-конический редуктор, обсадная труба

KEYWORDS: electric screw driven pump

Обсуждается методы и способы, которые могут быть использованы для добычи высоковязкой нефти с применением нового типа электровинтового насоса с приводом на базе прецессирующей передачи.

We discuss the methods and techniques that can be used for the extraction of heavy oil using a new type of electric screw pumpdriven precessing on the basis of the transfer.

Использование для эксплуатации скважин установок электровинтовых насосов (УЭВН) дает целый ряд преимуществ по сравнению с традиционными способами добычи штанговыми насосными установками и установками электроцентробежных насосов, особенно в районах со сложной реологией нефти. Наиболее эффективно применение УЭВН при эксплуатации на выработанных скважинах или скважинах с высокой вязкостью пластовых жидкостей.

Промысловые исследования работы УЭВН показывают, что одной из основных причин их отказа, особенно при больших глубинах скважин, является изнашивание рабочих поверхностей насоса вследствие высокой частоты вращения винта. Чем больше глубина скважины, тем больше должен быть натяг винта в резиновой обойме, а процесс ее изнашивания происходит более интенсивно. Износ обоймы приводит к снижению натяга в рабочей паре и ухудшению характеристик насоса. С другой стороны, повышенный натяг винта в резиновой обойме требует подвода значительно большей мощности, следовательно, УЭВН должны оснащаться более мощными погружными электродвигателями и эксплуатироваться при повышенных температурах на контакте резина-сталь.

Обеспечить высокую эффективность УЭВН, работающих в глубоких скважинах, наиболее реально путем снижения частоты вращения винта насоса. Нижний порог частоты вращения, при которой скорость изнашивания пары трения стальрезина, ротора и обоймы резко возрастает, составляет 100…200 об/мин. Частота вращения вала электродвигателя насоса с одной парой полюсов – 2900 об/мин, с двумя – 1450 об/мин. Поэтому возникает необходимость в снижении частоты вращения привода насоса в 10…30 раз.

В настоящее время погружные винтовые насосы работают в скважинах с обсадной трубой, внутренний диаметр которой находится в пределах 150,4…161,7 мм, а наружный диаметр спускаемого внутрь оборудования не превышает 140 мм. Данный размер определяет требования к радиальному габариту привода.

Известны гидромеханический и механический приводы электровинтовых насосов. Применение гидромеханических передач в механизмах приводов [1] имеет определенные достоинства, например, плавность работы, возможность бесступенчатого регулирования. Несмотря на это, механический привод получил наибольшее распространение ввиду более низкой стоимости, повышенной жесткости выходных характеристик, более низких затрат на техническое обслуживание и ремонт по сравнению с гидроприводом.

В механических приводах используются зубчатые передачи [2, 3], чаще всего, планетарные. Данные приводы применяют американские фирмы «Baker Hughes Centrlift» и «Shlumberger Reda Pump» (таблица 1).

	«Baker Hughes Centrlift»		«Shlumberger Reda Pump»	
Передаточное число	9	11,5	4	16
Выходная частота вращения, об/мин	324,4	254	437,5	109,3

Таб. 1 Параметры планетарных редукторов

Технико-экономическая оценка использования планетарных передач в приводе винтового насоса подтверждает целесообразность их применения в определенной области значений передаточных отношений и передаваемых нагрузок. Однако себестоимость планетарных редукторов достаточно высока по отношению к другим типам передач ввиду повышенных требований к точности изготовления и сборки, сложности размещения передач и опор качения в условиях жесткого ограничения на радиальные размеры привода.

Одним из вариантов механического привода, реализующего большие передаточные отношения, является волновой привод [4]. Возможность реализации многозонного и многопарного зацеплений является важнейшим свойством волновых передач, определяющих их высокую нагрузочную способность при относительно малых габаритах и массе. Тем не менее, данные механизмы имеют сложные элементы – генератор волн и гибкое колесо. Изготовление и ремонт волновых передач сложны и требуют условий специализированного производства. Долговечность гибких элементов волновых приводов вследствие усталости достаточно низкая.

Для снижения частоты вращения винта разработан редуктор (рис.1), содержащий прецессирующую плоско-коническую передачу [6].

В соответствии с рис. 1 ведущий вал 1, имеет участок 3, ось *y-y* которого наклонена к оси *x-x* передачи под углом θ и ►

описывает конус при вращении ведущего вала. На участке 3 на двух подшипниках установлено колесо 5 с двумя коническими зубчатыми венцами 6 и 8, которые зацепляются с коническими зубчатыми венцами неподвижных колес 7 и 9. Венцы 7 и 9 имеют одинаковое число зубьев. При этом имеются две зоны зацепления, одна сдвинутая относительно другой на 180^0. Центр плоскости зацепления совпадает с вершиной мнимого конуса в точке *О*. Зубчатое колесо 5 соединяется с фланцем ведомого вала 2 посредством зубчатого венца 9. При одном повороте вала 1 колесо 5 поворачивается на угол, пропорциональный алгебраической разнице чисел зубьев венцов 8 – z_2 и венцов неподвижных колес 7 и 9 – z_1. Тогда передаточное число плоскоконического редуктора

$$u = \frac{z_2}{z_1 - z_2} \qquad (1)$$

При числе зубьев z_2 = 20 и числе зубьев неподвижных венцов z_1 = 21 передаточное число ПКР составит u = 20.

Особенностью прецессионной конической передачи рассматриваемого редуктора является то, что пары зубьев, соседние с той, в которой в некоторой фазе зацепления имеется геометрический контакт, расположены достаточно близко. В связи с этим при приложении нагрузки отмеченный зазор будет «выбираться» и в контакте окажутся несколько пар зубьев. Вследствие упругой деформации зубьев колес 5, 7 и 9 нагрузка на них перераспределяется и образуется многопарное зацепление. При малой разнице чисел зубьев шестерни и колеса плоскоконической передачи рассмотренный редуктор имеют высокую нагрузочную способность при ограниченных массе и габаритах.

В работе [5] предложена компоновка УЭВМ, в которой использован редуктор с прецессирующей плоско-конической передачей (рис.2, 3).

В результате выполненных проектных, опытно-конструкторских и технологических работ на ООО Фирма «СТЭК» (г.Курган) были разработаны методики расчета наладочных параметров и установок для нарезания на зуборезном станке колес плоско-конической прецессирующей передачи с двояковыпукловогнутыми зубьями круговыми резцовыми головками [6]. Изготовленные модель и экспериментальный образец редуктора с прецессирующей передачей для электровинтового насоса показаны на рис.4.

Работа выполнена при поддержке Гранта Губернатора Тюменской области. ■

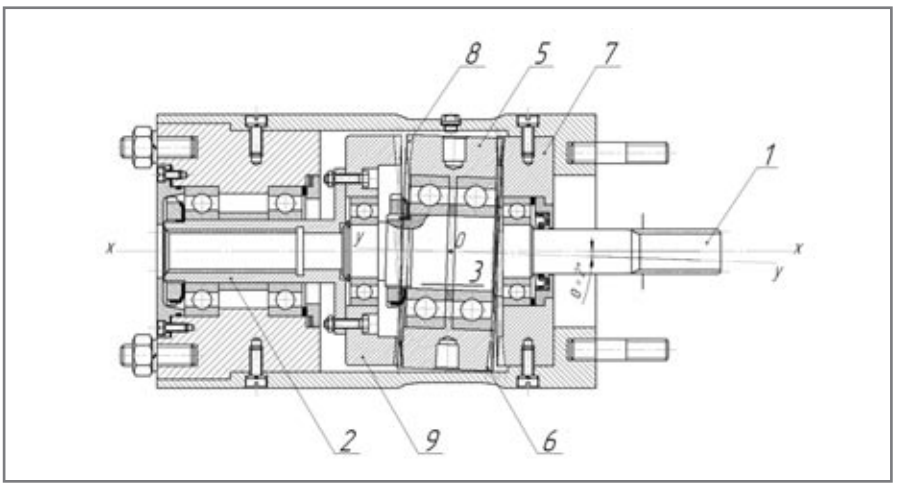


Рис. 1 Плоско-конический редуктор (ПКР)

Рис. 2. Общая схема компо-новки зарубежных УЭВН

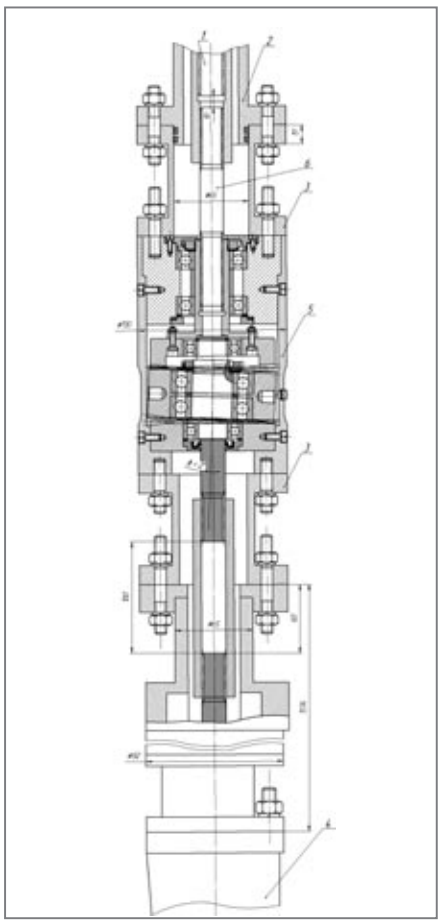
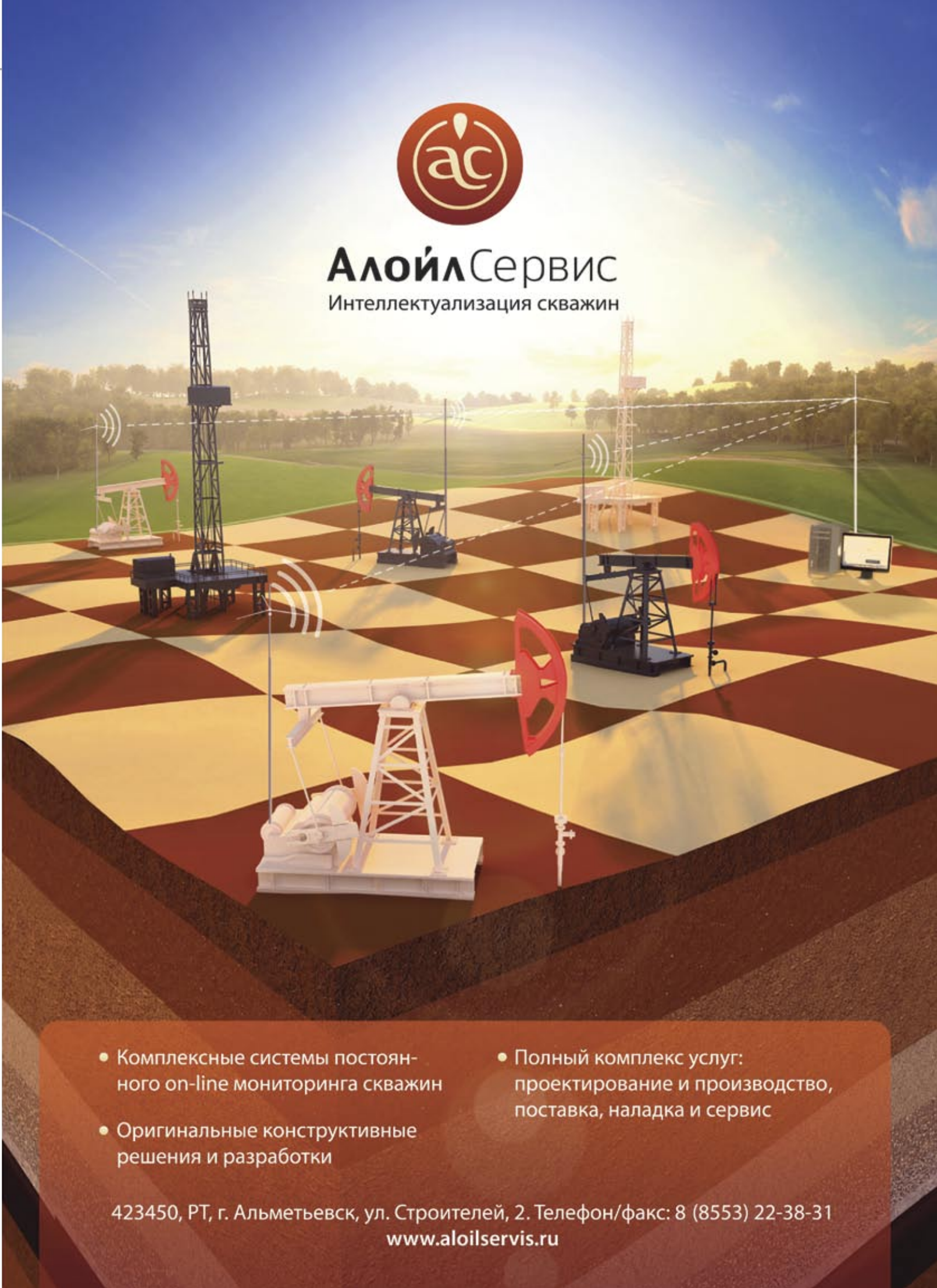


Рис. 3. Схема компоновки УЭВН
1 – вал протектора; 2 – фланец протектора; 3 – переходной фланец; 4 – электродвигатель; 5 – ПКР; 6 – вал промежуточный

Рис.4. Модель и опытный образец ПКР

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Ху Чэнь Проектирование гидроредуктора для погружных винтовых электронасосов /Ху Чэнь, Ю.Г. Матвеев. //Сб. науч. тр.: Актуальные проблемы нефтегазового дела. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2006 г.-Т.3.-С. 200-204.
2. Вань Б. Одновинтовая гидравлическая машина /Вань Б.-Донъин: Нефтяной университет, 1993.-185 с.
3. Чэнь Ц. Разработка и перспективы развития погружных винтовых насосов типа QLB /Чэнь Ц. и др. //Нефтегазовые машины.-2003.-№6.-С.30-31
4. Волновые зубчатые передачи /Под. ред. Д.П. Волкова, А.Ф. Крайнева. – Киев: Техніка, 1976. – 216 с.
5. Патент № 2334125 C1(RU), F04C 2/107, F04B 47/02. Установка скважинного винтового насоса / В.Н.Сызранцев, Д.М.Плотников, Ю.Г.Денисов, Э.В.Ратманов. Опубл. 20.09.2008. Бюл.№26.
6. Сызранцев В.Н. , Вибе С.П., Котликова В.Я. Проектирование редуктора с прецессирующей зубчатой передачей // Научно-технический вестник Поволжья. – Казань: Научно-технический вестник Поволжья, 2011. №2 – С.53-58.


АлойлСервис
Интеллектуализация скважин
• Комплексные системы постоянного on-line мониторинга скважин
• Оригинальные конструктивные решения и разработки
• Полный комплекс услуг: проектирование и производство, поставка, наладка и сервис
423450, РТ, г. Альметьевск, ул. Строителей, 2. Телефон/факс: 8 (8553) 22-38-31
www.aloilservis.ru

САМООРИЕНТИРУЕМЫЙ ДЕЦЕНТРАТОР ДЛЯ СПУСКА ПАРАЛЛЕЛЬНЫХ КОЛОНН ТРУБ В СКВАЖИНУ

SWIVELLED DETSENTRATOR FOR THE DESCENT OF THE PARALLEL COLUMNS OF PIPES INTO THE BORE HOLE

УДК 622.276.5.054.3

А.А. ИШМУРЗИН	доктор технических наук, профессор Кафедры нефтегазопромыслового оборудования Уфимского Государственного нефтяного технического университета (УГНТУ)	Альметьевск info@aloilservis.ru
А.Г. ХАБИБРАХМАНОВ	Главный инженер НГДУ «Елховнефть» ОАО «Татнефть»	
И.Д. ВАХИТОВ	Генеральный директор ООО «НПТ АлойлСервис»	
А.Л. ЖЕЛОНКИН	Главный инженер ООО «НПТ АлойлСервис»	
Р.Г. САДЫКОВ	заместитель генерального директора ООО «НПТ АлойлСервис»	
A.A. ISHMURZIN	Ph.D, professor, Ufa State Petroleum Technological University	Almetevsk
A.G. KHABIBRAHMANOV	Chief engineer, Elkhovneft – Tatneft	
I.D. VAKHITOV	General director, AloilServis	
A.L. ZHELONKIN	Chief engineer, AloilServis	
R.G. SADYKOV	Deputy of General Director, AloilServis	

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: самоориентируемый децентратор, спуск параллельных колонн труб, скважина, эксплуатация пласта, АлойлСервис, Елховнефть, Татнефть

KEYWORDS: Swiveled detsentrator, descent of the parallel column of pipe, bore hole, layer`s operation, AloilServis, Elkhovneft, Tatneft

Сформулирована проблема спуска прибора с исследовательским кабелем при одновременно-раздельной эксплуатации скважин с двумя параллельными колоннами подъемных труб в наклонно-направленных скважинах. Проанализировано взаиморасположение колонн в искривленных участках ствола скважины при компоновке с самоориентируемым децентратором конструкции «НПТ АлойлСервис». Приведены сведения об использовании самоорентируемого децентратора в НГДУ «Елховнефть» ОАО «Татнефть».

The problem of the descent of instrument with the research cable with the simultaneous-separate operation of bore holes with two parallel columns of lift pipes in the inclined-directed bore holes is formulated. Is analyzed the reciprocal location of columns in the bent sections of shaft of borehole with the layout by that swivelled detsentrator of the construction «NPT AloilServis». Is given the information about the use of swivelled detsentrator in NGDU «Elkhovneft» joint stock company «Tatneft».

Функциональные возможности децентратора

Одновременно-раздельная эксплуатация пластов двумя параллельными колоннами труб, имея эксплуатационные преимущества перед коаксиальными, при спуске в скважину им уступают. Обычно кроме труб в скважину спускают прибор на кабеле для исследования нижнего подпакерного объекта. Прием, используемый при одноколонной компоновке, в данном случае не применим из-за возникновения риска повреждения кабеля.

Риск возникает в следствии ограниченного пространства в эксплуатационной колонне (таблица №1, рис. 1) колонн НКТ, которые находятся в непосредственном соприкосновении. Они могут соприкасаться по телу НКТ а наиболее опасным является соприкосновение муфтам.

Приборы на кабеле по установившейся технологии спускаются в скважину с первой колонной насосно-компрессорных труб. Поскольку посадка пакера на стенку скважины сопровождается вращением колонны труб, то прикрепленный к трубам кабель также провернется вместе с колонной, и в определенном интервале окажется защемленным между колоннами, и неизбежно приведет к его повреждению. Пространственно-искривленный характер ствола скважины повышает опасность защемления и повреждения кабеля между колоннами.

Применение самоориентируемых децентраторов (СД), разработку и испытание которых осуществила компания ООО «НПТ АлойлСервис», проблему спуска кабеля без повреждения решает полностью, что наглядно демонстрирует рисунок 2. Корпус децентратора 1, установленный на НКТ с возможностью свободного вращения вокруг оси НКТ, имеет продольное отверстие для пропуска геофизического кабеля. Замковое устройство 2 крепко фиксирует кабель 4 в корпусе. Стопорное кольцо 3 ограничивает движение децентратора в продольном направлении.

СД также обеспечивает спуск параллельной колонны труб в наклонно-направленных скважинах. Децентратор не допускает его защемления между первой колонной и стенкой скважины, что происходит в обычных условиях. Он отклоняет и удерживает первую колонну труб у стенки скважины, тем самым обеспечивая свободный проход для второй колонны труб (рисунок 3). Второй колонной могут быть и обычные насосно-компрессорные трубы, и гибкие трубы, шланго-кабели, геофизические приборы на кабеле и т.д. Децентраторы также предохраняют от повреждения закрепленный в них силовой кабель электроприводного центробежного насоса.

Ориентация децентратора труб в переходных интервалах набора и снижения кривизны ствола скважины

Определение отклонений от прямой линии канала для пропуска второй колонны труб в пространственно-искривленном стволе скважины является стержневой задачей при спуске в скважину двух параллельных колонн. Эти отклонения, в дальнейшем фигурирующие как угловой разбег, зависят от поинтервальных зенитных и азимутных отклонений ствола скважины и численно рассчитываются как угол закручивания колонны.

Направление крутящего момента

Спирально-искривленный ствол скважины обусловливает возникновение локальных крутящих моментов в колонне труб [2]. Направление крутящего момента

Согласно техническим условиям «Трубы обсадные и муфты к ним» ГОСТ 632-80				Диаметр расточенной муфты НКТ-2 (мм)	Диаметр кабеля (мм)	Свободное расстояние по одной оси, $L_{св}$ (мм)
Условный диаметр трубы (мм)	Наружный диаметр (мм)	Толщина стенки (мм)	Внутренний диаметр (мм)			
168	168,3	7,3	153,7	69	7,8	7,9
		8	152,3	69	7,8	6,5
		8,9	150,5	69	7,8	4,7
		10,6	147,1	69	7,8	1,3
		12,1	144,1	69	7,8	-1,7

Таб. 1. Пространства между колоннами согласно техническим условиям ГОСТ 632-80 «Трубы обсадные и муфты к ним»

зависит от того, в какую сторону отклонен ствол скважины от проектного направления по азимуту. Если отклонение в левую сторону, то крутящий момент работает на закрепление резьбового соединения (рисунок 4,а), в правую, – на открепление (рисунок 4,б). Другими словами – отклонение ствола скважины по азимуту против часовой стрелки создает вращающий момент, способствующий закреплению труб при спуске колонны в скважину, если по часовой стрелке, то появляется опасность отворота труб.

Угол сдвига и угол закручивания колонны труб

В пространственно-искривленной скважине колонна труб испытывает деформацию кручения, характеризуемую углами сдвига и закручивания (рисунок 5). Кручение колонны характеризует угол сдвига γ, связанный с углом закручивания φ на длине интервала ℓ следующим выражением:

$$\gamma = r\frac{d\varphi}{dl} \qquad (1)$$

где r – внешний радиус колонны труб.

Угол закручивания φ функционально зависит от углов зенитного и азимутного отклонений и рассчитывается следующей зависимостью:

$$\varphi = arctg\left\{\frac{\sin\delta_1\cdot\sin\delta_2\cdot\sin(\Delta\alpha)}{\sin^2\delta_1+\sin\delta_1\cdot\sin\delta_2\cdot\cos(\Delta\alpha)}\right\} \qquad (2)$$

Угол соприкосновения (прижатия) децентратора и эксплуатационной колонны определяют путем идентификации с углом закручивания.

Процесс спуска первой колонны труб с самоориентируемым децентратором

Колонна труб, вписываясь в пространственную форму ствола скважины, деформируется. При этом, как в любом процесс, энергетические затраты деформации колонны минимизированы, что выражается в стремлении труб сохранить прямолинейную форму. Это обстоятельство приводит к прижатию колонны труб к выпуклой стороне ствола скважины (рисунок 5). Наружная поверхность трубы, совершая повороты вокруг оси в зависимости от зенитных и азимутных углов интервала, в процессе спуска скользит по выпуклой стороне стенки скважины. При этом труба прижимается к поверхности ►

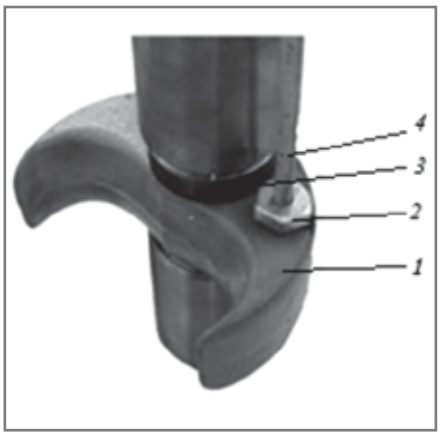


Рис. 2. Самоориентируемый децентратор
1 – самоориентируемый децентратор;
2 – замковое устройство для крепления геофизического кабеля;
3 – стопорное кольцо;
4 – кабель

Рис. 3. Спуск колонны труб в скважину с децентратором

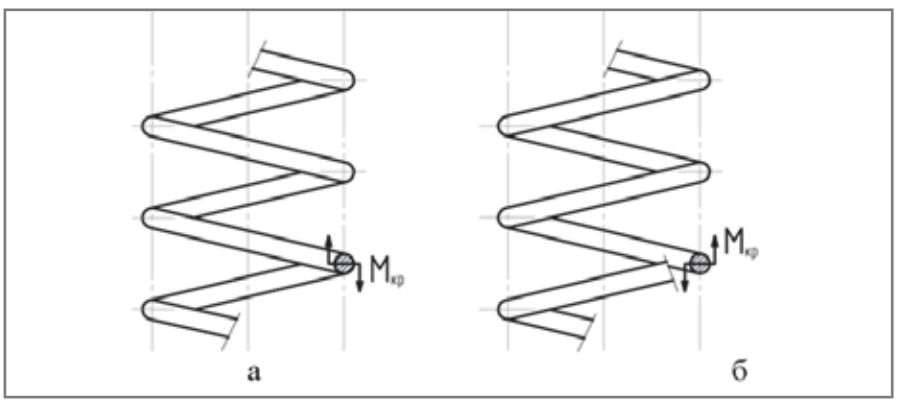


Рис. 4. Схематизация колонны труб для определения направления момента кручения
а – пружина с левой навивкой; б – пружина с правой навивкой

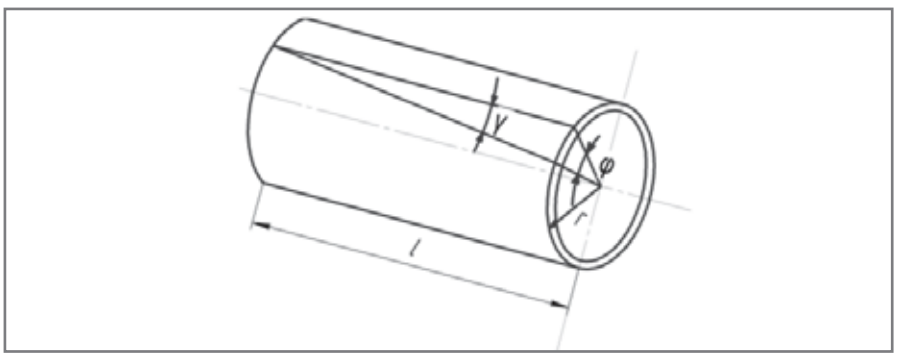


Рис. 5. Углы закручивания и сдвига

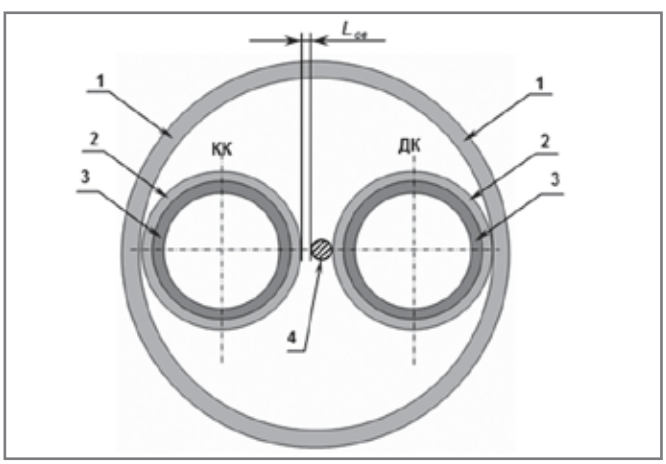


Рис. 1. 1 – эксплуатационная колонна, 2 – расточенная муфта НКТ- 2" (69мм), 3 – тело НКТ-2", 4 – геофизический кабель

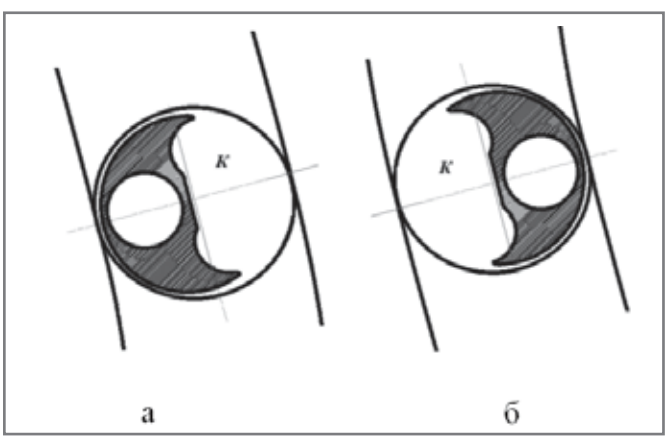


Рис. 6. Положение децентратора с минимальной удельной потенциальной энергией упругой деформации колонны труб.
а – интервал снижения кривизны; б – интервал набора кривизны

скважины разными точками, находящимися на определенном угловом расстоянии по периметру. Противоположная сторона к углу прижатия представляет собой открытый канал (на рисунке 6 – пространство К) для прохождения второй колонны труб. Поэтому угол закручивания, поскольку он определяется относительно какого-либо нулевого положения, можно считать и углом закручивания открытого канала.

В случае отсутствия азимутного отклонения ствола скважины вторая колонна при спуске в скважину с несколькими интервалами набора и снижения кривизны оказывается то сверху, то снизу первой колонны, обусловливая заручивание одной колонны НКТ вокруг другой. Когда имеет место азимутное отклонение в интервалах набора кривизны, это исключается. Построенные по результатам расчетов разбег углов закручивания по реальным скважинам это подтверждает, они всегда меньше 180 градусов (рисунки 7, 8 и 10).

Обработка фактических данных по реальным скважинам

Произведены расчеты углов закручивания и данные по скважинам № 142 и 6937, отражающих разные (ранние и поздние) этапы технологии бурения скважин представлены в виде графиков в полярных и прямоугольных координатах (рисунки 7-11). По другим анализируемым скважинам принципиальных отличий от представленных данных нет.

Разбег углов закручивания по данной скважине колеблется от +80 до -80 градусов, т.е. проходной канал для второй колонны труб ни разу не оказывается на противоположной стороне от первоначального положения. Следовательно, две колонны «веревочку» не образуют. Помимо того, децентратор имеет свободный канал для второй колонны в интервале 146 градусов.

На рисунках 7 и 8 данные по скважине № 142 представлены в поляр-ных и в прямоугольных координатах. Причем, в первом случае за начало координат принят магнитный север, во втором – ориентировка на первую сверху трубу, угол закручивания которой принят нулевым.

График продольной угловой деформации колонны труб (угла сдвига) относительно первой верхней трубы представлен на рисунке 9. Угол сдвига интервала колонны труб, как и другие показатели деформации, носит локальный характер и показывает, в каком направлении действует крутящий момент. В этом же рисунке показан накопленный угол сдвига, т.е. суммарная деформация по всей колонне. Положительное значение угла сдвига свидетельствует об отклонении по азимуту в правую сторону, при котором возникающий крутящий момент работает на закрепление резьбового соединения.

Аналогичные данные по скважине № 6937 приведены на рисунках 10 и 11, где угловой разбег составляет от+60 до -60 градусов. Следовательно, вторая колонна может проходить по каналам децентратора без изменения своего азимутного направления с учетом угла раскрытия децентратора.

В интервалах замеров углы сдвига лежат и выше, и ниже нулевой линии, но с преимущественным левым отклонением (см. рисунок 11). Суммарная величина этих отклонений полностью лежит ниже нуля, образуя отрезок спирали левой свивки. Следовательно, резьбовые соединения работают на откреплeние.

Результаты использования самоорентируемого децентратора

Спуск двух колонн труб с диаметрами по 60 мм с децентраторами в длинной колонне (ДК), осуществленный в НГДУ «Елховнефть» ОАО «Татнефть» по реализации одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов Ckz и Ctl по схеме «ШГН-ШГН», дали сведения об изменении давления во времени в интервалах нижнего и верхнего пластов (рисунок 12).

ВЫВОДЫ

1 Разработан многофункциональный самоориентируемый децентратор, обеспечивающий отклонение в стволе скважины первой колонны труб для свободного прохода второй параллельной колонны, а также обеспечивающий безопасный спуск геофизического и силового кабеля.
2 Применение децентраторов на скважинах, оборудованных двумя колоннами параллельных труб, позволяет использовать кабельные глубинные комплексы для мониторинга подпакерного и надпакерного объектов разработки в режиме реального времени.
3 Децентратор обеспечивает отклонение первой колонны от центра к стенке скважины и постоянное безотрывное скольжение по стенки обсадной колонны по мере углубления по стволу в пределах 180 градусов, следовательно, «веревочка» из колонн не образуется, также не произойдет ►

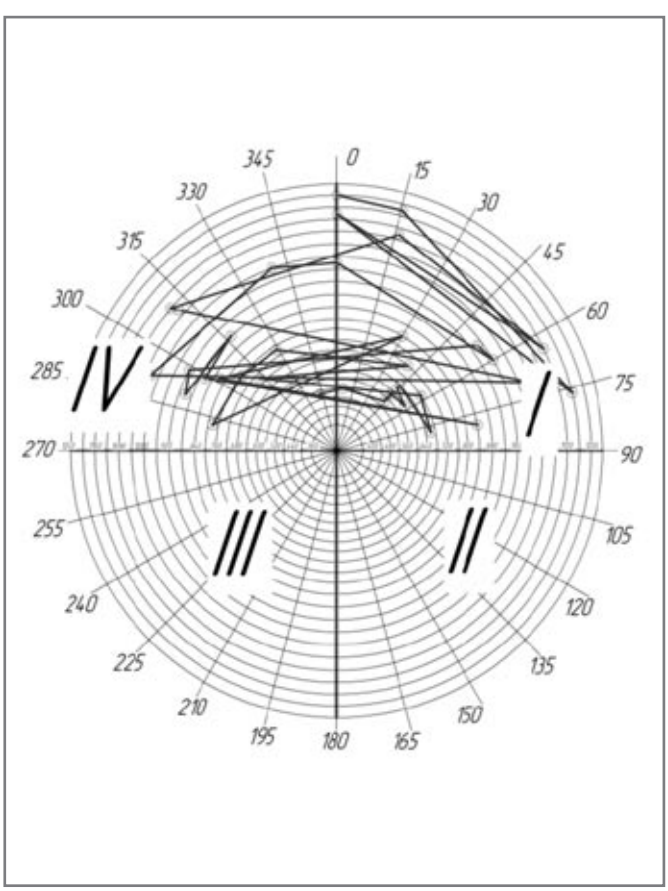


Рис. 7. Изменение угла закручивания, град., по скважине №142 (круговой вариант)

Рис. 8. Изменение угла закручивания, град., по скважине №142 (линейный вариант)

Рис. 9. Изменение угла сдвига колонны труб по глубине скважины № 142, град.

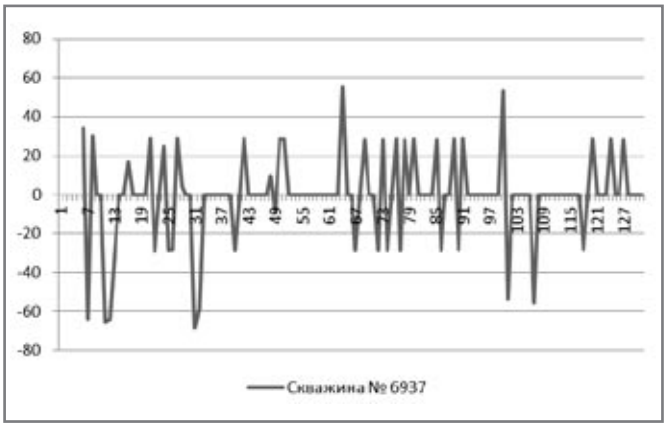


Рис. 10. Изменение угла закручивания, град., по скважине № 6937 (линейный вариант)

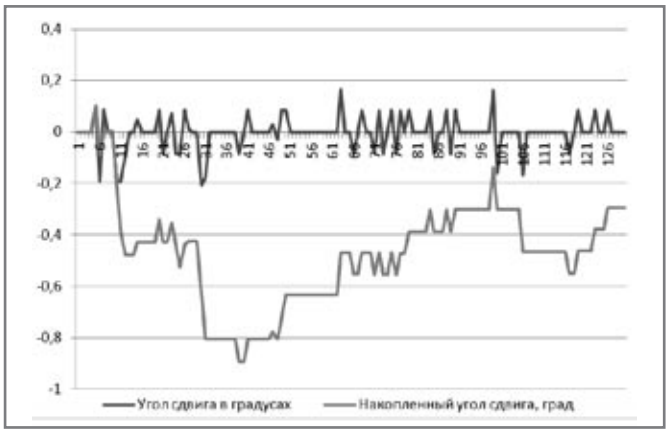


Рис. 11. Изменение угла сдвига колонны труб по глубине скважины № 142, град.

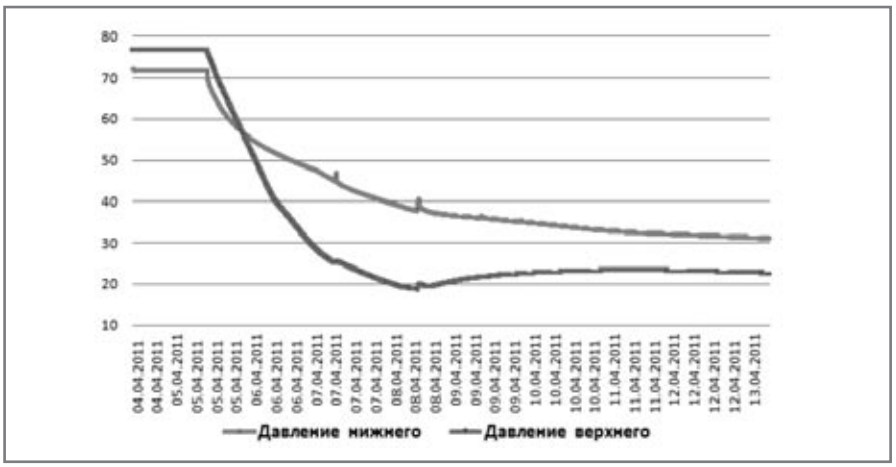


Рис. 12. Изменения давления во времени в интервалах нижнего и верхнего пластов

расположение параллельных колонн «над» и «под» друг другом.

4 Пространственное положение ствола скважины обусловливает геометрию колонны труб и ее деформацию – угол закручивания и угол сдвига колонны, представляющие сведения о возможностях спуска второй параллельной колонны и направлениях крутящего момента. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Патент на полезную модель № 99816 «Самоориентируемый децентратор насосно-компрессорных труб». Опубликован 27.10.2010.
2. Ишмурзин А.А. Напряжения и деформации штанговой колонны в пространственно искривленной скважине. Научно-технический журнал «Нефтегазовое дело», том 4, № 1, 2006. -С. 65-72.

Конференц Нефть

Компания «КОНФЕРЕНЦ-НЕФТЬ» проводит Всероссийскую научно-производственную конференцию по теме: «Методы борьбы со скважинными осложнениями (АСПО, соли, мех. примеси, коррозия, высоковязкие эмульсии, СВБ). Повышение МРП глубинно-насосного оборудования». Дата проведения конференции **с 21 по 22 марта 2012 года (2 дня), в гостинице «Шаляпин» г. Казань.**

Цель конференции – обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих технологий в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений от предприятий производителей технологий и химических реагентов. Участие в данной конференции позволит Вашим специалистам быть в курсе о методах успешного решения всех проблем, которые сегодня существуют в добывающих компаниях в области эксплуатации скважинного насосного оборудования, знать новинки технических и технологических решений по повышению работоспособности скважинного оборудования.

По вопросам участия в конференции – координатор: Кабрина Юлия
Тел.: 8-912-7604075, тел./факс: 8(3412)43-57-73
Email: info@konferenc-neft.ru
www.konferenc-neft.ru

ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ МЕСТ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ ПАКЕРНЫМИ КОМПОНОВКАМИ. МЕТОДЫ УСТАНОВКИ ПАКЕРОВ ПРИ НЕДОСТАТОЧНОЙ НАГРУЗКЕ

TECHNOLOGIES FOR PRODUCTION CASING LEAKS ISOLATION WITH PACKER ASSEMBLES
PACKER SETTING METHODS WITH UNDERLOAD

М.Х. АМИНЕВ	заместитель директора по новой технике и технологиям, ООО НПФ «Пакер»	Октябрьский Aminev@npf-paker.ru
А.А. ЗМЕУ	ведущий инженер-технолог службы разработки скважинных технологий ООО НПФ «Пакер»	skv-tehn@npf-paker.ru
M.H. AMINEV	Deputy Director on New Equipment and Technologies, Packer NPF, LLC	Oktyabrsky
A.A. ZMEU	Lead Manufacturing Engineer of Well Technology Development, Packer NPF, LLC	

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ООО НПФ «Пакер», пакерные установки, негерметичность эксплуатационных колонн, высокая обводненность, технология изоляции

KEYWORDS: Paker NPF, LLC, developed single and double packers assemblies, casing leaks, high water cut, isolation technology

В настоящее время большая часть нефтяных месторождений России находится на поздней стадии разработки и характеризуется высокой и постоянно увеличивающейся обводненностью добываемой продукции. Одной из причин высокой обводненности является наличие негерметичности эксплуатационных колонн.

Возникновение негерметичности эксплуатационных колонн связанно как с качеством первичного цементирования колонн, так и с самыми различными условиями эксплуатации скважин.

Для решения проблемы негермитичности эксплуатационных колонн применяются различные технологии с использованием тампонажных составов и технических средств, каждая из которых имеет свои преимущества и недостатки, свою область применения.

Ремонтно-изоляционные работы (РИР) являются одним из основных видов капитального ремонта скважин по восстановлению конструкции скважин и устранению негерметичности эксплуатационных колонн.

На сегодняшний день стоимость РИР высока настолько, что некоторые нефтегазодобывающие предприятия вынуждены отказываться от их проведения. А обводнение ставит под угрозу продолжение рентабельной эксплуатации основных обустроенных объектов добычи нефти. Большое количество скважин, достигнув предела рентабельности, уходит из действующего фонда. В то же время высокий процент неработающего фонда не означает полного отбора удельных извлекаемых запасов каждой простаивающей скважины.

На основании выше изложенного совершенствование ранее известных технологий, направленных на снижение объемов попутно добываемой воды и увеличение нефтеотдачи частично заводненных пластов, являются весьма актуальным.

По данным начальника отдела и учета оборудования ЦДО ОАО «Варьеганнефтегаз» ТНК-ВР Афанасьев А.В. (журнал «Инженерная Практика», выпуск 5-2011): «экономия на каждом РИР и ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны (ЛНЭК) пакером составляет до ►

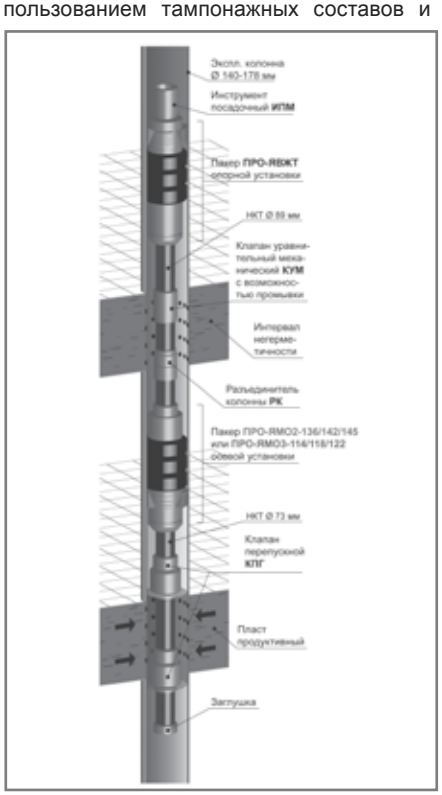


Рис. 1.

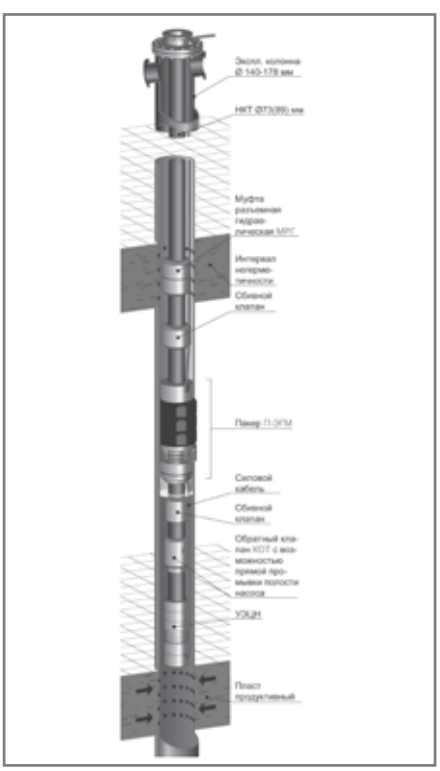


Рис. 2.

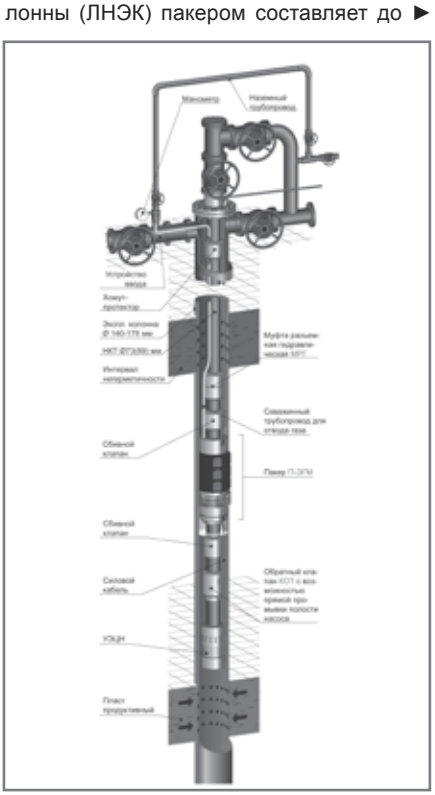


Рис. 3.

1,0 млн.руб». То есть сегодня в определенных скважинных условиях эффективней и целесообразней применение технических средств для ЛНЭК, чем традиционное применение различного рода тампонажных растворов и хим.реагентов.

Различными производителями оборудования предлагаются множество технических решений для борьбы с негерметичностью эксплуатационных колонн. Одним из таких решений нашей фирмы является применение одно- двухпакерных компоновок, изолирующих место негерметичности эксплуатационной колонны. С помощью пакерных компоновок решаются определенные скважинные задачи, позволяющие вести эксплуатацию скважин с одновременной изоляцией негерметичности эксплуатационной колонны.

Установка компоновок для изоляции негерметичности возможна как в жесткой сцепке с подземным оборудованием, так и в автономном режиме. В компоновках обязательно предусматривается:

- возможность выравнивания давления в над- и межпакерном пространстве для уменьшения нагрузки при срыве компоновки после длительной эксплуатации;
- применение узлов безопасности для уменьшения рисков возникновения осложнений, которые мы должны предусматривать при эксплуатации скважины;
- возможность смены насосно-компрессорных труб или всего подземного оборудования без извлечения пакерной компоновки;

Данные компоновки успешно проходили скважинные испытания и продолжают эксплуатироваться многими нефтегазодобывающими компаниями.

При наличии расстояния между насосным оборудованием и интервалом перфорации применяются автономные двухпакерные компоновки типа 2ПРОК-СИАМ-1 с механическим инструментом посадочным, используемые на фонде скважин с небольшой глубиной установки, где имеется возможность передать крутящий момент на инструмент посадочный (ОАО «Удмуртнефть»). При глубине установки более 2000 метров и наличии значительных углов отклонения от вертикали более применима двухпакерные автономные компоновки типа 2ПРОК-СИАГ-1 (рис. 1) с гидравлическим инструментом посадочным, который дает большую однозначность при установке компоновки в скважине (ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «Лукойл-Западная Сибирь»).

Для отсечения интервалов негерметичности выше интервала перфорации при эксплуатации скважины УЭЦН применяется однопакерная компоновка 1ПРОК-ИВЭ-1 (рис. 2). Позволяет отказаться от проведения дорогостоящих и не всегда эффективных РИР и располагать пакер П-ЭГМ как непосредственно над УЭЦН, так и на удалении от него до 1500 м. Что позволяет применять компоновку 1ПРОК-ИВЭ-1 в различных скважинных условиях. Компоновка прошла неоднократные скважинные испытания в ТНК-ВР, ОАО «Роснефть», ОАО НК «Русснефть», ОАО «Лукойл» д.р.

Вопрос отвода свободного газа из подпакерного пространства при эксплуатации УЭЦН с негермитичной эксплуатационной колонной решается применением однопакерной компоновки 1ПРОК-ИВЭГ (рис. 3) с капиллярным трубопроводом, которая успешно прошла скважинные испытания в ОАО «Варьеганнефтегаз», ТНК-ВР.

При эксплуатации скважин УШГН с негерметичностью эксплуатационной колонны выше интервала перфорации применяются: однопакерная компоновка 1ПРОК-УО-1 (рис. 4) и двухпакерная компоновка 2ПРОК-УОИВ-1 (рис. 5), позволяющие произвести натяжение колонны НКТ, при этом снизить эксплуатационные затраты, и увеличить наработку подземного оборудования, а также применить технологию уменьшения обводненности продукции, что подтверждено скважинными испытаниями в ОАО «Белкамнефть» (журнал «Нефть России», выпуск 8/2011).

Также необходимо отметить наличие сложностей установки пакерных компоновок в наклонно-направленных скважинах, в горизонтальных участках эксплуатационных колонн и при небольшой глубине установки пакерных компоновок. В данных случаях нет возможности передать требуемую нагрузку на пакерную компоновку и, как следствие, гарантировать ее герметичность или способность выдержать требуемый перепад давлений. Так же это актуально при установке пакеров в системе ППД и при проведении ремонта устьевого оборудования.

Для обеспечения передачи необходимой нагрузки на пакер или пакерную компоновку применяется разработанное специалистами нашей фирмы – Устройство Установочное Гидравлическое (УУГ) и созданная на его основании якорная компоновка ЯКПРО-СДУ (рис. 6). Данная компоновка обеспечивает передачу осевой нагрузки в 16,0 тонн при подаче гидравлического давления 25,0 МПа. Тем самым, мы имеем возможность качественно установить пакерную компоновку на любом проблемном участке эксплуатационной колонны.

Успешное применение якорная компоновка ЯКПРО-СДУ показала при установке автономных двухпакерных компоновок 2ПРОК-СИАМ-1 в ОАО «Ульяновскнефть», ТОО «Заман Энерго» респ.Казахстан, ОАО «ТНК-Уват». ■

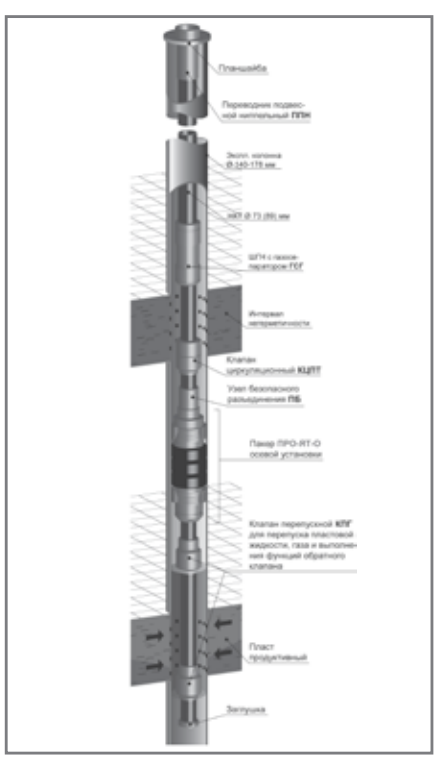


Рис. 4.

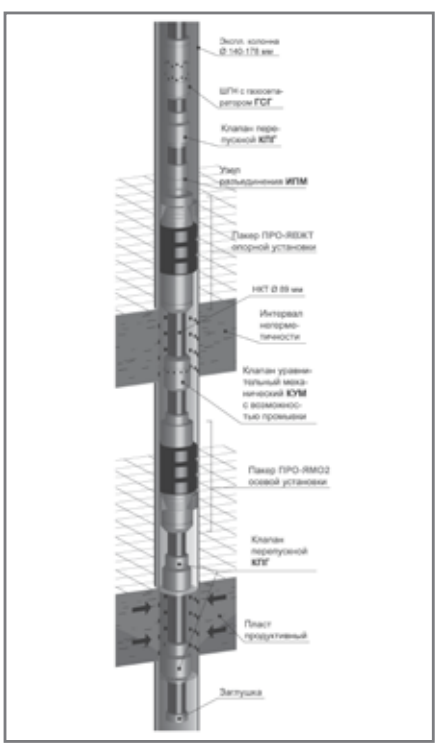


Рис. 5.

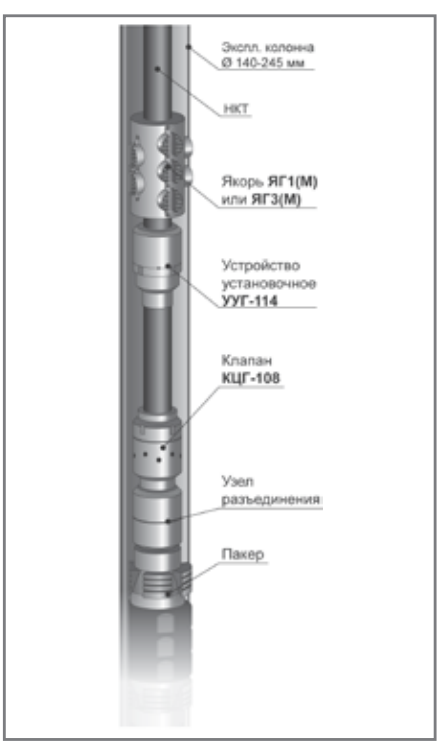


Рис. 6.

КОМПЕНСАЦИЯ ДЕВИАЦИИ АЗИМУТАЛЬНОГО КАНАЛА ИНКЛИНОМЕТРА

COMPENSATION OF DEVIATION
OF THE AZIMUTH CHANNEL OF INCLINOMETER

УДК 550.832

С.А. АФОНИН	Инженер 1 категории конструкторского отдела №1 научно-производственного предприятия геофизической аппаратуры (НПП ГА) «Луч»	Новосибирск afonin-4-1984@rambler.ru
S.A. AFONIN	Category 1 Engineer in Design & Engineering Department #1 of Scientific Production Enterprise of Geophysical Equipment «Looch» (SPE «Looch»)	Novosibirsk

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: инклинометр, погрешности определения азимута, девиация азимута
KEYWORDS: inclinometer, azimuth determination errors, azimuth deviation

Экспериментально исследована девиация (отклонение показаний от действительных) азимутального канала инклинометра, возникающая при вращении прибора по углу отклонителя: изучена природа возникновения этого явления, определены причины отклонения показаний. Найдены технические решения для уменьшения этого вида помехи. Предложены и опробованы простые для реализации способы компенсации девиации. Выполнен сравнительный анализ каротажных записей до и после проведенной доработки инклинометра.

The paper describes experimental research on deviation (the drift of readings from the true values) of the azimuth channel of an inclinometer occurring when the tool rotates along the whipstock orientation angle: the nature of the appearance of this event is studied, and the causes of the drift of readings are determined. The engineering solutions for reducing this type of interference are found. Easy for implementation methods for compensating deviation are suggested and tested. The comparison analysis of the logs recorded before and after accomplishing the inclinometer improvement is performed.

Актуальность. В состав разработанных в НППГА «Луч» комплексов геофизической аппаратуры для каротажа включен модуль инклинометра. Для измерения зенита, азимута и угла отклонителя в нем используются покупные датчики ориентации как отечественные (например, МИД-35С, Кварц 32.1), так и их зарубежные аналоги (например, Applied Physics Model 750).

В настоящее время разработкой датчиков ориентации занимается ряд специализированных отечественных и зарубежных фирм. Производимые инклинометры отличаются малым диаметром, что позволяет использовать их в составе измерительных модулей геофизической аппаратуры. При этом они обладают высокими техническими и метрологическими показателями, реализованы различные способы повышения виброустойчивости, ударопрочности и помехозащищенности.

Но в ходе скважинных испытаний инклинометров в составе комплексов геофизической аппаратуры была обнаружена девиация показаний азимута, возникающая при вращении прибора по углу отклонителя.При равномерных спуске и подъеме прибора в скважине показания азимута соответствуют реальным, но при неравномерном движении вследствие крутящего момента геофизического кабеля возникает осевое вращение инклинометра. В этом случае показания азимута отклоняются на значения, в большинстве случаев превышающие допустимые, существенно снижая достоверность получаемых геофизических данных. На рис. 1 приведен участок каротажной диаграммы, где виден уход показаний азимута при вращении прибора и возврат к исходным значениям при замедлении вращения.

Данное явление в той или иной мере проявлялось при использовании датчиков различных производителей, существенно искажало данные при каротаже и требовало исследования.

Причины появления девиации. Проведенные исследования прибора в инклинометрической установке подтвердили явление девиации. Во время вращения модуля по углу отклонителя при ►

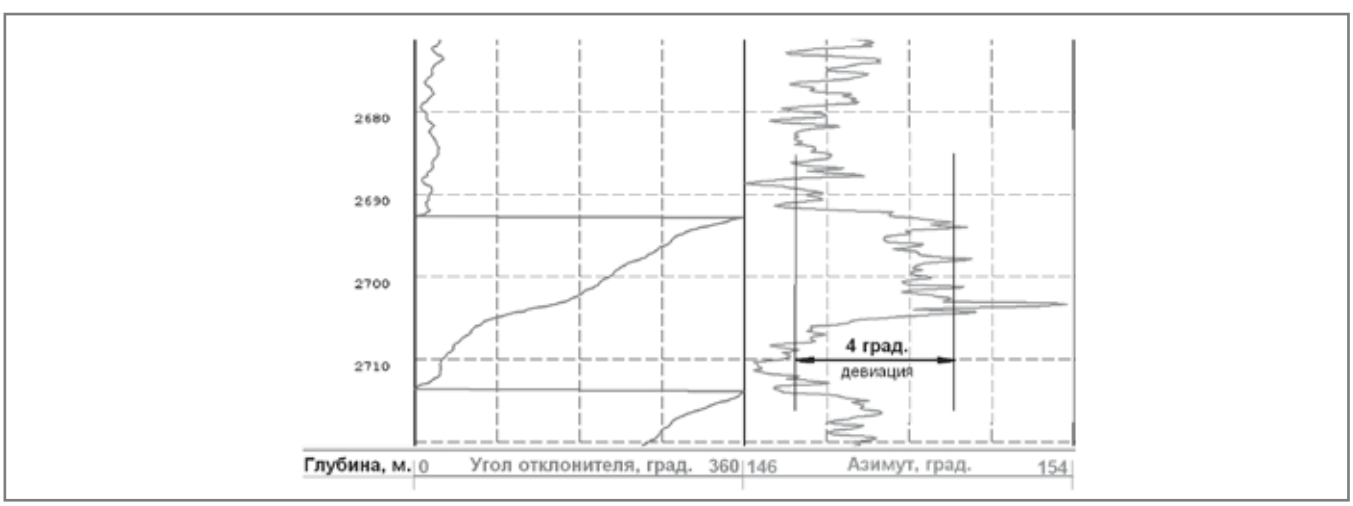


Рис. 1. Участок каротажной диаграммы

зафиксированных положениях зенита и азимута наблюдалось значительное отклонение показаний азимута от установленных. При остановке вращения показания возвращались к исходным значениям. Амплитуда девиации непостоянна, зависит от скорости вращения, исходных значений зенита и азимута. На рис. 2 приведён пример девиации азимутального канала датчика Applied Physics Model 750 при вращении по углу отклонителя со скоростью 6 об./мин. Участок 1-2 соответствует вращению инклинометра в сторону увеличения угла отклонителя, участок 2-3 – остановке вращения, участок 3-4 – вращению в сторону уменьшения угла отклонителя.

Для анализа природы явления и причин девиации с модуля инклинометра были сняты показания первичных датчиков во время вращения. На рис. 3 приведены графики нормированных показаний акселерометров (тонкими линиями) и магнитометров (толстыми линиями) датчика Applied Physics Model 750. Участок 1 – показания датчиков до вращения прибора по углу отклонителя, участок 2 – при вращении прибора, участок 3 – при прекращении вращения.

Из рисунка видно, что показания акселерометров отстают по времени от показаний магнитометров. Это обусловлено введением производителем дополнительной фильтрации показаний акселерометров для повышения виброустойчивости инклинометра.

В инклинометрах с неподвижными первичными датчиками, к которым относятся используемые в приборе датчики ориентации, полный вектор магнитного поля Земли измеряется при помощи ортогональной системы феррозондовых датчиков. Для вычисления азимута вычисляется горизонтальная составляющая вектора, т.е. проекция на горизонтальную плоскость. Для этого с помощью трехкомпонентного акселерометра определяется направление вертикали в приборной системе координат, после чего вычисляются величина и направление горизонтальной составляющей магнитного поля Земли по отношению к скважине[1]. Рис. 4 поясняет процедуру определения азимута в инклинометрах с неподвижными первичными датчиками.

Для вычисления проекции полного вектора магнитного поля на горизонтальную плоскость в датчиках ориентации Applied Physics Model 750 используются следующие формулы[2]:

$$Hx = \frac{M_x(A_y^2 + A_z^2) - M_y A_y A_x - M_z A_x A_z}{G\sqrt{(A_y^2 + A_z^2)}} \quad (1)$$

$$Hy = \frac{M_y A_z - M_z A_y}{\sqrt{(A_y^2 + A_z^2)}} \quad (2)$$

где M_x, M_y, M_z – показания магнитометрических датчиков;
A_x, A_y, A_z – показания акселерометров;
G – полная гравитационная составляющая.
Азимут вычисляется по формуле: ►

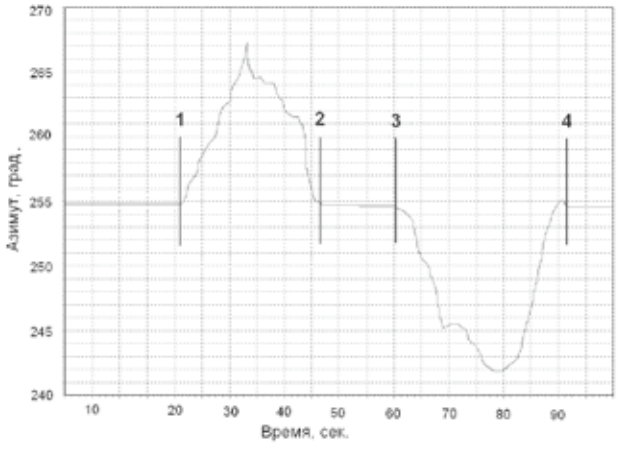


Рис. 2. Уход показаний азимута при осевом вращении модуля в инклинометрической установке:
участок 1-2 – вращение прибора в сторону увеличения угла отклонителя;
участок 1-2 – остановка вращения;
участок 3-4 – вращение прибора в сторону уменьшения угла отклонителя;

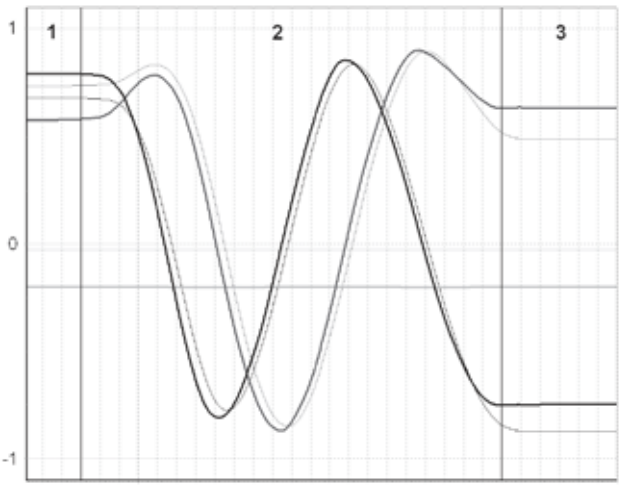


Рис. 3. Показания первичных датчиков при вращении инклинометра по углу отклонителя

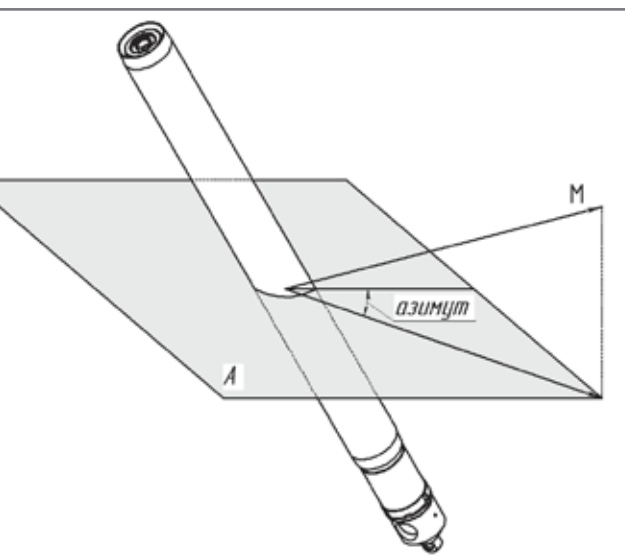


Рис. 4. Определение азимута в инклинометрах с неподвижными первичными датчиками: M – полный магнитный вектор;
A - горизонтальная плоскость, построенная по показаниям акселерометров

$$Azim = \arctan(\frac{-H_y}{H_x}) \quad (3)$$

Как видно из формул, для расчета азимута используются мгновенные показания как магнитометрических датчиков, так и акселерометров.

При дополнительной фильтрации показания акселерометров имеют большую постоянную времени, чем показания магнитометров. Поэтому при вычислении проекций полного магнитного вектора на горизонтальную плоскость по формулам (1) и (2) используются не мгновенные, а отстающие по времени показания акселерометров.

$$Hx_n = \frac{M_{xn}(A^2_{y(n-1)} + A^2_{z(n-1)}) - M_{yn}A_{y(n-1)}A_{x(n-1)} - M_{zn}A_{x(n-1)}A_{z(n-1)}}{G_{n-1}\sqrt{(A^2_{y(n-1)} + A^2_{z(n-1)})}} \quad (4)$$

$$Hy_n = \frac{M_{yn}A_{z(n-1)} - M_{zn}A_{y(n-1)}}{\sqrt{(A^2_{y(n-1)} + A^2_{z(n-1)})}} \quad (5)$$

где M_{xn}, M_{yn}, M_{zn} – мгновенные показания магнитометров;

$A_{x(n-1)}$, $A_{y(n-1)}$, $A_{z(n-1)}$ – отстающие по времени показания акселерометров.

Таким образом, во время вращения инклинометра проекция магнитного вектора строится на горизонтальную плоскость, «отстающую» от реальной на разность постоянных времени фильтров первичных датчиков. При малой скорости вращения несинхронность обработки оказывает незначительное влияние, но при увеличении скорости вращения во время каротажа погрешность может достигать 10-20^0. Рис. 5 поясняет причины появления девиации при вращении инклинометра по углу отклонителя.

Компенсация девиации. После изучения причин возникновения девиации были разработаны технические и численные способы уменьшения этого вида помехи:

- обеспечение одинаковых постоянных времени фильтрации акселерометрической и магнитометрической систем датчиков инклинометра;
- синхронизация аналого-цифрового преобразования показаний первичных датчиков;
- обеспечение помехоустойчивости не через фильтрацию данных первичных преобразователей, а через фильтрацию выходных данных, например, проекций вектора магнитного поля на горизонтальную плоскость.
- введение дополнительной цифровой фильтрации, обеспечивающей задержку показаний магнитометров на время, компенсирующее разность постоянных времени фильтрации каналов первичных датчиков.

Разработанные способы уменьшения девиации были использованы при обработке показаний датчика ориентации Applied Physics Model 750. Для обеспечения одинаковой постоянной времени фильтрации акселерометрических и магнитометрических датчиков инклинометра используется простой цифровой фильтр скользящее среднее[3] с разностным уравнением:

$$y(n) = \sum_{i=0}^{P} b_i x(n-i) \quad (6)$$

где x(n) – входной сигнал фильтра;
y(n) – выходной сигнал;
b_i – коэффициенты фильтра.

Этот фильтр прост в реализации, при этом его применение позволило обеспечить равные постоянные времени для показаний магнитометрических датчиков и акселерометров. Это усовершенствование на порядок уменьшило девиацию показаний азимута при вращении модуля. При последующих скважинных испытаниях отклонение показаний азимута при вращении модуля инклинометра не превышало 0,5^0. На рис. 6 приведен участок каротажной диаграммы после произведенной доработки модуля инклинометра.

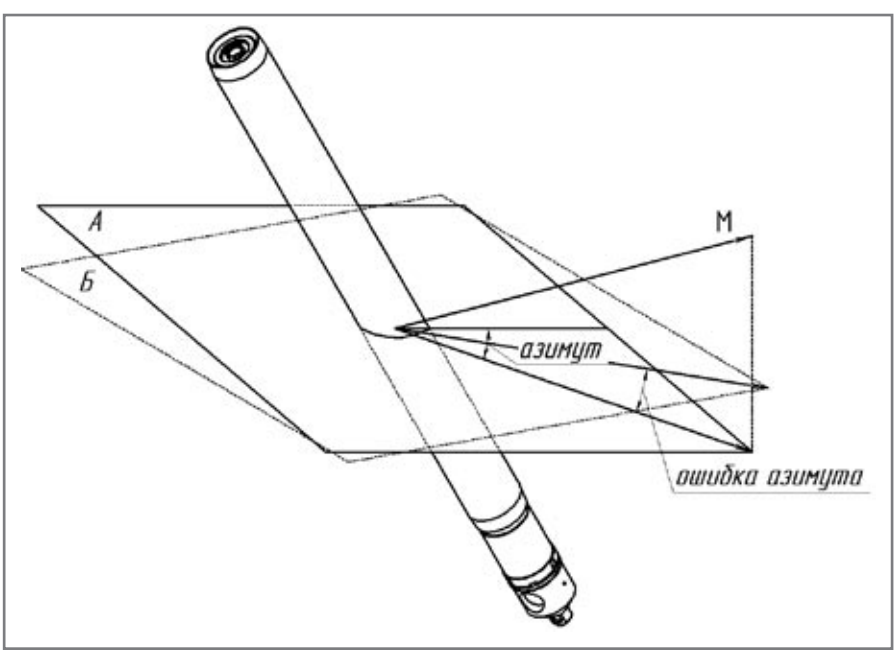


**Рис. 5. Причина появления девиации: М – полный магнитный вектор;
А - реальная горизонтальная плоскость;
Б – "отстающая" горизонтальная плоскость, построенная по показаниям акселерометров**

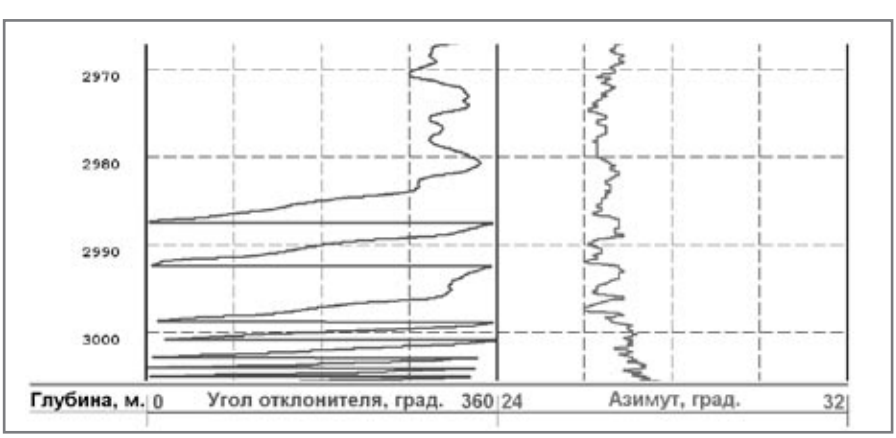


Рис. 6. Участок каротажной диаграммы после проведения доработки

Результаты исследования. На данный момент определено, что причиной девиации азимутального канала инклинометра, возникающей при вращении прибора по углу отклонителя, является несинхронность обработки показаний первичных датчиков: акселерометрических и магнитометрических систем инклинометра. Вследствие этого во время вращения инклинометра проекция магнитного вектора строится на горизонтальную плоскость, «отстающую» от реальной на разность постоянных времени фильтров первичных датчиков. Найдены и опробованы способы уменьшения девиации. Скважинные испытания модуля инклинометра показали, что проведенное усовершенствование позволило значительно увеличить достоверность получаемых инклинометрических данных. ■

ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Исаченко В.Х. Инклинометрия скважин. -М.: Недра, 1987. 216 с.
2. Applied Physics Systems model 750. Directional sensor user manual and technical reference, 2006.
3. Э. Оппенгейм. Применение цифровой обработки сигналов — Москва: Мир, 1980.

15 лет успешной работы!

Компания РВС является крупнейшим поставщиком лабораторного оборудования в России и странах СНГ, авторизованным дилером ведущих мировых производителей:

• HORIBA • MEMMERT • WALDNER • TESTING • METKON •

ООО «РВС»
г. Санкт-Петербург, ул. Бумажная, д. 17, здание ГосНИИхиманалит (ст. м. Нарвская)
тел.: (812) 320-67-07 (многоканальный), факс: (812) 252-01-36
post@rvs-ltd.ru

www.rvs-ltd.ru

К ВОПРОСУ О ПРИНЦИПАХ, В ТОМ ЧИСЛЕ И В ВЫБОРЕ АНТИКОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ

В.П. САВЧЕНКОВ | главный специалист, первый заместитель директора ООО «Завод герметизирующих материалов» | Дзержинск abris@zgm.ru

Как бы мы не относились к вопросу борьбы с таким явлением как коррозия, она объективно существует и является одним из основных источников повреждения металлических конструкций. Проблема выбора антикоррозионной защиты металлических трубопроводов и ёмкостей из области определения технических требований к ней, в последнее время сводится к цене материала. Это, достаточно опасная тенденция, так как весь комплекс технико-экономических показателей дальнейшей эксплуатации данного типа объектов редко принимается во внимание.

Разработчики, а в большей степени, производители антикоррозионных материалов получили установку на «оптимизацию» цены, а проще на её снижение. Общее состояние и тенденции в экономике не дают оптимистических прогнозов в плане снижения как стоимости исходных компонентов-продуктов нефтепереработки (каучуков, масел, битумов…), так и производственных затрат(электроэнергии, транспортных расходов и т.д.). Весь «удар» направляется на технико-тактические характеристики антикоррозионной защиты. В настоящее время пока ещё существует Барьер, в виде ГОСТа 9.602-2005 «СООРУЖЕНИЯ ПОДЗЕМНЫЕ. Общие требования к защите от коррозии», хотя и здесь пробиваются бреши и он трещит от вольных трактовок. Речь идёт в первую очередь о выборе конструкции согласно таблице 6 вышеназванного ГОСТа. Очень заманчиво применять в качестве защиты усилинного типа всех типов конструкций битумные материалы.

В настоящее время это самые дешёвые из представленных на рынке. Однако гостовские требования к конструкции №7 гласят: мастичное покрытие состоит: из грунтовки битумной, мастики изоляционной битумной или битумно-полимерной, слой наружной обертки. Общая толщина 7,5-9 мм в зависимости от диаметра трубы. И самое важное, для обеспечения качества защиты, она должна наносится на конструкцию в заводских (базовых) условиях, а не на месте строительства объекта (трассовые условия).

Для исключения свободной трактовки понимания базовых условий при нанесении антикоррозионного покрытия, следует обратить внимание на Ведомственные строительные нормы «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов» СП 34-116-97., которые включают в себя строгое соблюдение требований по подготовке труб, по технологии нанесения и проведения сдаточных испытаний.

Для применения в качестве защиты конструкции №5, которая может наносится и в трассовых условиях, необходимо применение полимерно-битумных мастик, обладающих самоклеящимися свойствами. Отличие полимерно-битумных мастик от битумно-полимерных в содержании полимеров и соответственно в цене. Вот и появляется «желание» одно переименовать в другое со всеми вытекающими последствиями, в том числе и с обоснованием возможности применения в трассовых условиях и с меньшей толщиной покрытия (уменьшение с 7,5-9 мм до 4,6 мм). Вопрос как отличить материалы? Просто. Технология нанесения битумных и битумно-полимерных мастик предусматривает их разогрев и наплавление, а полимерные не требуют разогрева и наносятся методом намотки.

Таким образом, применение относительно дешёвых битумных материалов, в особенности взамен полимерных, без обеспечения стандартных требований к данному типу материалов, может обернуться весомыми потерями при эксплуатации, значительно превышающими экономию при их приобретении. Техногенные аварии, участившиеся в последнее время, должны «разбудить» нашу профессиональную ответственность. Проектировщиков, строителей, производителей материалов. ■

Рис. 1. Механизированное нанесение изоляции на трубы малого диаметра (Калининская АЭС)

ООО «Завод герметизирующих материалов»,
606008 Нижегородская обл.,
г. Дзержинск, а/я 97
т.: (831) 2600-316
т./факс: (8313) 27-50-78
www.zgm.ru, e-mail: abris@zgm.ru

Рис. 2. Фасонные элементы (смотровой колодец блок цирквводоводов D 2440 мм) (Калининская АЭС)

Рис. 3. Цирквводоводы D 2440 мм котлован (Ростовская АЭС)

РЕАЛИЗАЦИЯ ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ОБЪЕМОВ ПЛАСТОВОЙ ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ ДЛЯ ЗАДАЧ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ В ПРОГРАММНОМ КОМПЛЕКСЕ DV-GEO

THE IMPLEMENTATION OF SIMULATION OF RESERVOIR VOLUMES OF HYDROCARBON RESERVOIR FOR THE PROBLEMS RESERVE ESTIMATES IN THE PROGRAM COMPLEX DV-GEO

УДК 550.8.028

С.И. БИЛИБИН д.т.н, заместитель ген. директора ОАО «ЦГЭ» Москва
М.В. ПЕРЕПЕЧКИН к.т.н, нач. отдела ОАО «ЦГЭ» dv_perepepechkin@mail.ru
Е.В. КОВАЛЕВСКИЙ к.ф.-м.н., ведущий геофизик ОАО «ЦГЭ»
И.А. ГОНЧАРОВ студент РГГРУ

S.I. BILIBIN Doctor of Technical Sc., Vice-Director, CGE Moscow
M.V. PEREPECHKIN PhD in Technical Sc., Chief of Department, CGE
E.V. KOVALEVSKIY PhD in Phys.-Math. Sc., Leading Engineer, CGE
I.A. GONCHAROV student, MGRI-RSGPU

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: геологическое моделирование, подсчет запасов, DV-Geo, ЦГЭ, CUDA
KEYWORDS: geological modeling, reserve estimation, DV-Geo, CGE, CUDA

В статье описана методика оценки запасов, реализованная на основе имитационного моделирования с применением стохастического подхода. Предложенный алгоритм, реализующий эту методику в программном комплексе DV-Geo, адаптирован для параллельной обработки данных на современных графических процессорах с использованием технологии CUDA.

The article describes a method of reserve estimates, implemented on the basis of simulations using a stochastic approach. The proposed algorithm that implements this technique to program complex DV-Geo, adapted for parallel processing on modern graphics processors using the technology of CUDA.

Детерминированный и стохастический подходы

Детерминированное моделирование залежи углеводородов дает нам величину начальных запасов в виде единственного значения. Это значение является результатом перемножения трех основных подсчетных параметров – эффективного объема залежи, пористости и нефтенасыщенности. При различных способах моделирования, двухмерном или трехмерном, исходные подсчетные параметры представляются в виде соответствующих карт или кубов. Последние мы определяем в результате интерполяции скважинных значений литологии, пористости и насыщенности, которые, в свою очередь, определяются по данным ГИС. Дополнительными данными для прогноза подсчетных параметров могут быть результаты сейсмической интерпретации и принципиальная геологическая модель [4,6]. Результаты сейсмической интерпретации представляют собой карты ►

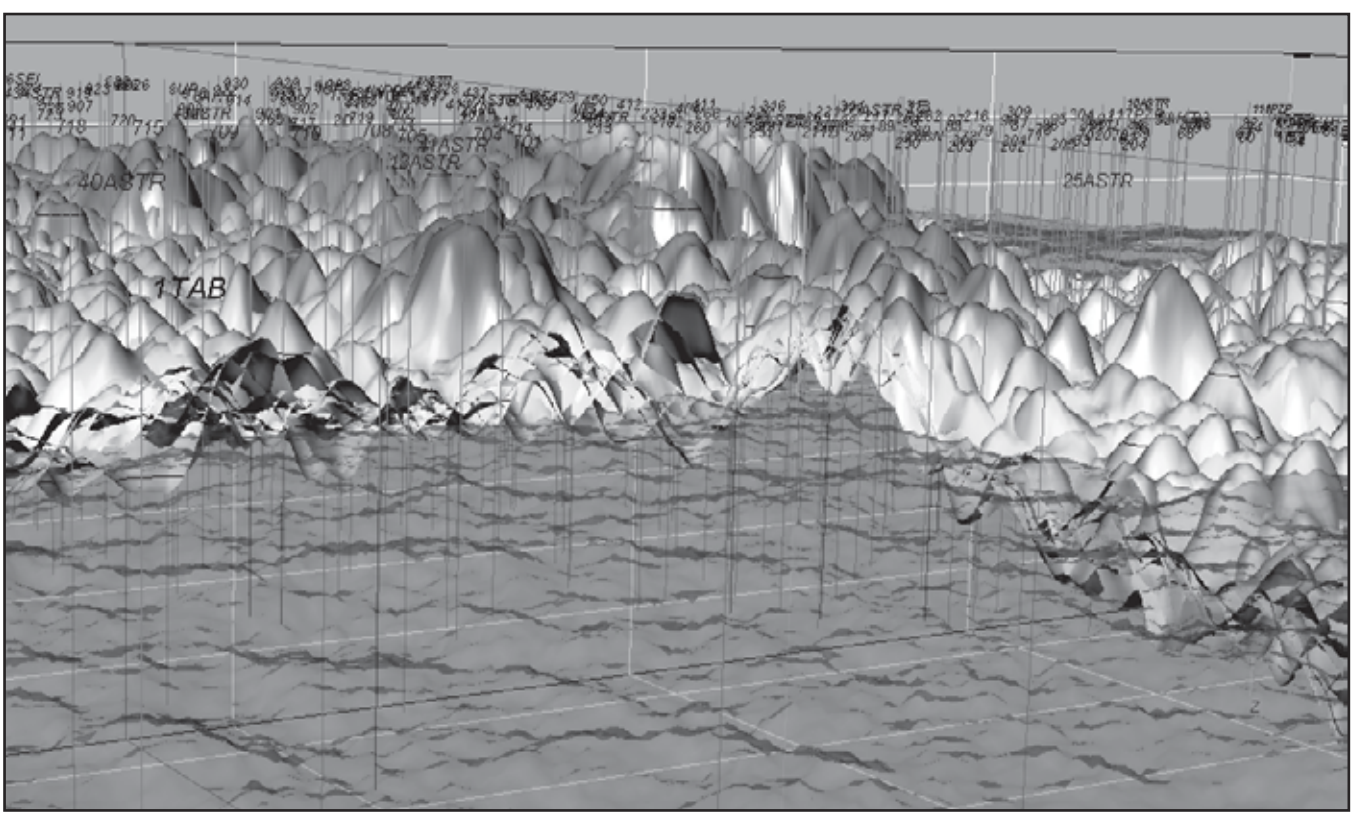


Рис.1. Семейство реализаций структурной поверхности кровли пласта (10 реализаций) и одна реализация поверхности водонефтяного контакта (полупрозрачная субгоризонтальная поверхность).

структурных поверхностей, а также карты или кубы сейсмических атрибутов. Последние имеют связь с такими характеристиками залежи, как пористость и эффективная мощность. И карты сейсмических поверхностей, и карты (кубы) атрибутов позволяют уточнить прогноз подсчетных параметров между скважинами. Что касается принципиальной модели, то она определяет желаемую форму, сочетания и направление простирания получаемых в результате интерполяции скважинных данных литологических тел.

Однако тот факт, что при детерминированном подходе получается единственное значение запасов, является существенным его недостатком. А именно, описанный подход не позволяет формально определить погрешность произведенного подсчета запасов [1]. Для определения названной погрешности приходится использовать экспертные оценки неопределенности для каждого вида данных. Получаемая таким образом оценка сложна, обладает недостаточной точностью и сильно зависит от субъективного мнения привлекаемого эксперта.

Подход, позволяющий формально оценить достоверность подсчета запасов, связан с так называемым стохастическим моделированием залежи [2,3]. Идея этого подхода заключается в том, что в процессе моделирования создается не один вариант геологической модели, а множество ее стохастических реализаций. Рассчитываемые реализации представляют собой независимые варианты распространения коллекторов и их петрофизизических свойств, построенные с использованием одного и того же набора исходных данных. Главное достоинство реализаций состоит в том, что они, в отличие от детерминированного прогноза, воспроизводят в пространстве вариограмму скважинных данных. Множество рассчитываемых реализаций есть следствие того обстоятельства, что дать однозначный прогноз с нужной вариограммой мы не можем. Каждая реализация модели имеет свое значение величины запасов. Распределение реализаций по объему запасов позволяет рассчитать его среднее значение (прогноз объема запасов) и возможные отклонения от этого среднего (погрешность прогноза). Преимущество описанного метода состоит в том, что он, как уже было сказано, является формальным. Распределение запасов получается исключительно на основе имеющихся данных, то есть никак не зависит от субъективной оценки эксперта.

Необходимо, однако, отметить следующее. Описанное выше стохастическое моделирование является, в сравнении с детерминированным моделированием, намного более сложным и ресурсоемким. Действительно, чтобы получить надежную оценку распределения запасов в залежи требуется построить не одну модель, а, допустим, сотню её реализаций. В коммерческих проектах это не всегда бывает возможным по причине ограниченности сроков и вычислительных ресурсов.

Есть и другая причина, по которой подсчет запасов продолжают выполнять с использованием детерминированной ►

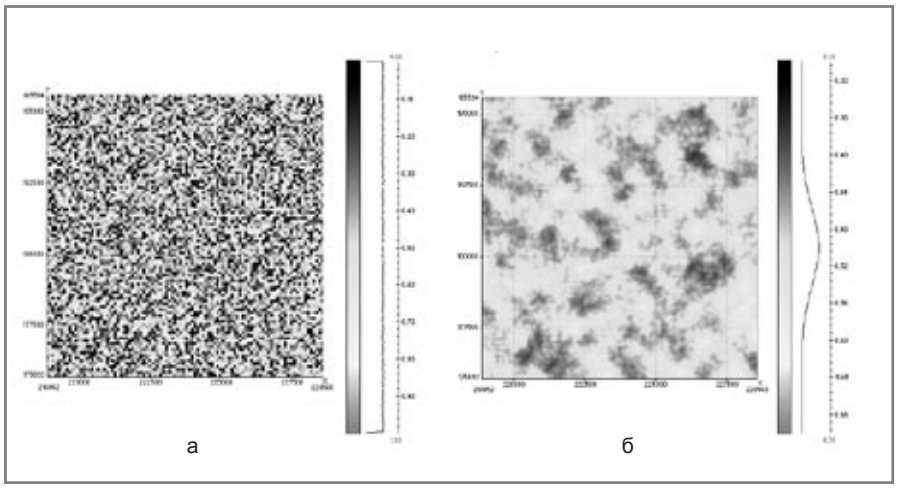


Рис. 2. Равномерно распределенное случайное поле (а); полученное из него методом сглаживания нормально распределенное случайное поле (б).

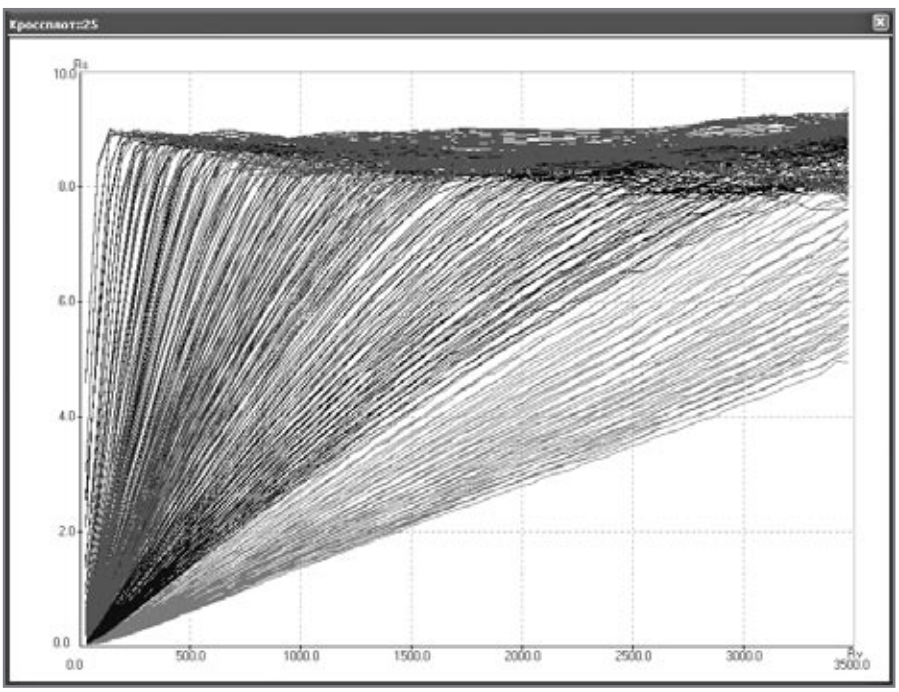


Рис. 3. Экспериментальные вариограммы при различном радиусе сглаживания и различном размере ячеек сетки. Показаны расчеты для сеток с размером ячеек 25 м, 50 м, 100 м.

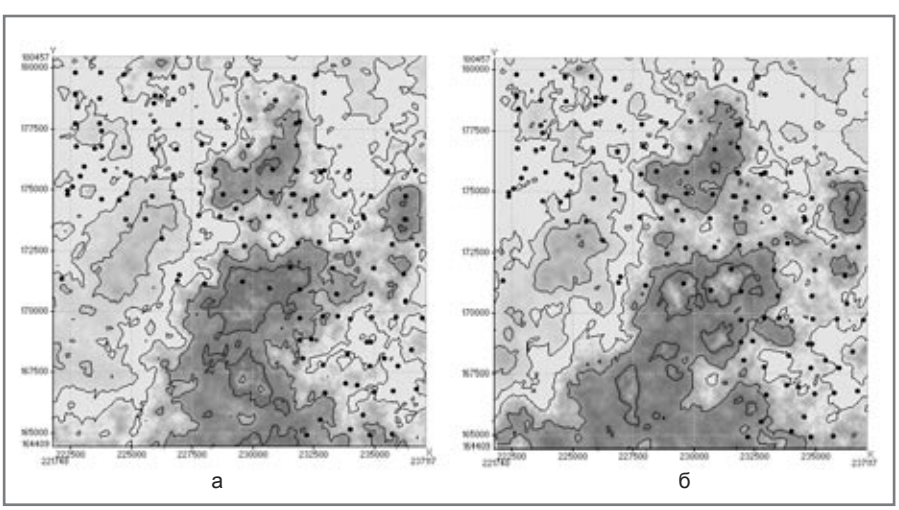


Рис. 4. Одна из реализаций структурной поверхности: а – рассчитанная методом последовательного гауссовского стохастического моделирования; б – рассчитанная описанным алгоритмом.

модели. Это регламентные требования Государственной Комиссии по запасам (ГКЗ). Согласно последним отчетная документация по подсчету запасов (карты, таблицы и т.д.) предполагает наличие единственного варианта решения. Поэтому многие разработчики по-прежнему используют детерминированный подход и экспертную оценку его достоверности.

Комбинированный подход

Вместе с тем, можно использовать оба подхода, объединяя подсчет запасов на основе детерминированного прогноза со стохастическим моделированием наиболее важных параметров. Суть комбинированного подхода следующая. Сначала мы строим детерминированную трехмерную модель и получаем на ее основе средние (по всему нефтенасыщенному объему) значения для эффективной мощности, пористости и насыщенности. Объем начальных запасов детерминированной модели выражается через площадь залежи и названные средние значения следующим образом:

$$V = S * h * Kporo * Koil \quad (1)$$

где:
V – объем начальных запасов;
S – площадь залежи;
h – средняя эффективная мощность залежи;
K*poro* – средняя эффективная пористость залежи;
K*oil* – средняя нефтенасыщенность залежи.

Далее стохастические реализации рассчитываются только для поверхностей – кровли резервуара и поверхности водонефтяного контакта. Каждая пара таких поверхностей определяет одно случайное значение площади залежи S. Что касается остальных параметров залежи (h, K*poro*, K*oil*), то для каждого значения площади S мы будем выбирать их случайным образом из распределений с известными (по детерминированной модели) средними и заданными (экспертным путем) дисперсиями. Перемножение названных случайных величин даст нам одно случайное значение объема начальных запасов. Множество реализаций площади залежи позволяет нам рассчитать распределение начальных запасов залежи, и дальше – среднее значение запасов и его погрешность. Можно видеть, что при таком подходе исключается трудоемкий расчет реализаций кубов литологии, пористости и насыщенности. И это оправдано, поскольку главным источником неопределенности подсчета запасов залежи является (чаще всего) именно неопределенность ее площади.

Описанный комбинированный способ оценки запасов реализован в программном комплексе трехмерного геологического моделирования DV-Geo. (Отметим, что он является дополнением к средствам полноценного трехмерного стохастического моделирования DV-Geo) В качестве параметра, задающего неопределенность поверхности (кровли резервуара, водонефтяного контакта) выступает экспериментальная вариограмма соответствующих отметок на скважинах. Когда моделируется кровля резервуара, очень часто рассчитывается вариограмма не самих этих отметок, а их отклонений (невязок) от некоторой трендовой поверхности [2]. Распределение названных невязок должно подчиняться нормальному закону, в противном случае возникают сомнения в качестве тренда. Стохастическая интерполяция, при наличии тренда, выполняется не для самой структурной поверхности, а для ее отклонения от упомянутого тренда. Интерполированные значения получаемого поля поправок должны иметь ту же самую дисперсию, что и исходные данные. Вариограмма интерполированных значений должна совпадать с вариограммой исходных данных. Стохастические реализации кровли резервуара получаются как сумма детерминированного тренда с реализациями случайного поля поправок. При расчете реализаций водонефтяного контакта тренд не используется. Пример расчета реализаций кровли резервуара и поверхности ВНК показан на рис. 1.

Как мы уже говорили, для оценки запасов желательно вычислить до сотни реализаций поверхностей кровли и ВНК. В случае, когда число ячеек сетки поверхности приближается к миллиону, процедура последовательного гауссовского моделирования может оказаться слишком продолжительной по времени. Хотя сам процесс моделирования для оценки запасов полностью автоматизирован, многочасовое ожидание результатов затрудняют работу, особенно на объектах с большим числом залежей.

Расчет реализаций поверхностей по технологии CUDA

Как правило, геологическое моделирование выполняется на персональных компьютерах класса рабочих станций, имеющих в своем арсенале современный процессор и мощную графическую подсистему с большим числом вычислительных ядер (последние модели поддерживают до тысячи вычислительных ядер). По сути, это мощный вычислительный кластер внутри персонального компьютера. Проблема только в том, что он предназначен исключительно для выполнения массивовых вычислений. То есть, на таком кластере эффективно производятся однотипные процедуры над множеством ячеек массива данных. Структурные поверхности как раз и являются такими массивами – двумерными таблицами значений глубин.

Реализованный в DV-Geo альтернативный расчет стохастических реализаций основан на технологии CUDA (на графических процессорах фирмы NVIDIA). Сразу можно сказать, что эта новая процедура позволила существенно поднять производительность имитационного моделирования для задачи оценки запасов. Несколько часов вычислений превратились в несколько минут. При этом, однако, потребовалось изменить алгоритм моделирования на такой, который подходит для параллельной вычислительной платформы. Как было отмечено ранее, мы моделируем поле случайных величин, имеющих нормальное распределение. Задача заключается в том, чтобы поле случайной величины имело заданную вариограмму.

В решении названной задачи используется следующее свойство равномерно распределенных случайных величин. Если усреднить поле равномерно распределенных случайных величин, то в результате мы получим поле величин, распределенных нормально (Рис.2). На полученное поле необходимо наложить следующие дополнительные условия. Первое – вариограмма, рассчитанная по этому полю, должна совпадать с заданной. И второе – в ячейках, куда попадают скважины, значение этого поля должно равняться нулю. Первое условие обеспечивается за счет подбора радиуса области усреднения. Соответствие заданному значению порога вариограммы выполняется посредством перенормировки. Для этого используется следующее соотношение:

$$\xi = \mu + \sigma z \quad (2)$$

где:
ξ – случайная величина с заданным средним μ и дисперсией σ^2;
z – стандартная случайная величина (нормально распределенная, со средним 0 и дисперсией 1).

Подбор радиуса сглаживания выполняется на основе экспериментально найденной зависимости, которая связывает искомый радиус сглаживания с радиусом вариограммы и размером ячеек сетки нашей модели. Для определения этой зависимости были рассчитаны вариограммы для различных сеток при различных радиусах сглаживания (Рис. 3).

На основании проведенных расчетов была получена следующая эмпирическая зависимость:

$$Rvar = 1.9 * d * r + 2 * d \quad (3)$$

где:
Rvar – радиус вариограммы, в метрах;
d – размер ячейки сетки структурной модели, в метрах;
r – радиус сглаживания, в ячейках сетки (целое, больше 0).

Обусловливание значений искомого случайного поля в точках скважин достигается за счет подбора значений случайного поля с равномерным распределением в области скважины так, чтобы после процедуры сглаживания с заданным радиусом ее значение соответствовало среднему значению получаемой посредством осреднения нормально распределенной случайной величины. Если исходная равномерно распределенная случайная величина принимает значения в диапазоне от 0 до 1, то среднее значение *μ* после сглаживания будет равно 0.5. Это значение и должно получиться после усреднения равномерного случайного поля в точке скважины.

В простейшем случае решение этой задачи может быть следующим. ►

В точке скважины предварительно находится среднее значение равномерно распределенного случайного поля для всех ячеек, лежащих в заданной окрестности – *μ1*. После этого, каждая точка исходного поля, участвующая в этом осреднении, умножается на отношение *μ/μ1*. Решение несколько осложняется тем, что окрестности, соответствующие различным скважинам, могут пересекаться.

Таким образом, алгоритм расчета одной стохастической реализации выглядит так:

1. Создается равномерное некоррелированное случайное поле на сетке структурной модели с распределением значений в диапазоне 0-1;
2. По эмпирической формуле (3) определяется радиус сглаживания R;
3. Значения поля в окрестностях скважин радиуса R обусловливаются под среднее 0.5;
4. Производится сглаживание полученных значений в окне с заданным радиусом R;
5. Выполняется расчет среднего μ и дисперсии σ^2 полученного нормально распределенного случайного поля;
6. Производится преобразование случайного поля с средним μ и дисперсией σ^2 к полю стандартной случайной величины (со средним 0 и дисперсией 1);
7. Выполняется преобразования поля стандартной случайной величины к полю со средним и дисперсией, соответствующим исходным данным;
8. Производится окончательное подтягивание полученного поля случайных величин к нулевым значениям в точках расположения скважин.

В результате работы этого алгоритма мы получаем поле случайных значений с нормальным распределением и заданной вариограммой, а также с нулевыми значениями в точках скважин. Рассчитанное случайное поле позволяет нам рандомизировать любую детерминированную поверхность. А именно, сумму полученного случайного поля с той или иной детерминированной поверхностью можно рассматривать как одну из стохастических реализаций той же поверхности. Отличие от расчета «классических» реализаций состоит только в том, что вариограмму случайного поля мы определяем сами, экспертным путем. Все этапы описанного алгоритма запрограммированы с использованием технологии CUDA и выполняются на графических процессорах фирмы NVIDIA, что обеспечивает высокую производительность вычислений.

Наиболее похожими на описанный алгоритм являются интегральный метод Фурье и метод скользящего среднего [2]. Но эти методы являются необусловленными, то есть требуют после каждой симуляции обусловливания кригингом или другим интерполяционным алгоритмом.

На рис. 4 приведены две структурные карты одного и того же объекта. Первая карта построена при помощи последовательного гауссовского стохастического моделирования, вторая карта – при помощи описанного алгоритма. Изменчивость, которую показывают обе карты, идентична. Данный подход может быть применен для стохастического моделирования не только структурных поверхностей, но и кубов геофизических параметров. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТЕРА:

1. С.И. Билибин, В.С. Смирнов, Б.Е. Лухминский, Оценка погрешности подсчета запасов нефти методами математического моделирования, Каротажник № 4, 2011
2. О. Дюбрул, Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных, перевод под редакцией Г.Н.Гогоненкова, EAGE , ISBN 90-73781-40-X
3. Клейтон В.Дойч, Геостатистическое моделирование коллекторов, М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011г.
4. С.И.Билибин, М.В.Перепечкин, Е.В.Ковалевский, Моделирование залежей углеводородов для подсчета запасов в программном комплексе DV-Geo, Экспозиция нефть газ, № 3, 2010г.
5. А.С. Кашик, Г.Н. Гогоненков, С.И. Билибин, М.В. Перепечкин, Е.В. Ковалевский, Система геологического моделирования DV-Geo как пример российского инновационного бизнеса. Экспозиция нефть газ, № 5, 2011г.
6. Перепечкин М.В, Билибин С.И. Технологии использования принципиальных моделей при проведении этапа литологического моделирования залежи углеводородов в программном комплексе DV-Geo.:МГНЦ, ВНИИ Геосистем ж. Геоинформатика, №1, 2007г. С. 9-14

ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАБОЧИХ КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

О.А. КАЛУГИНА | технический специалист | Рязань marketing@rizur.ru

Особенностью значительной территории нашей страны является континентальный и резко континентальный климат. Средняя температура зим, обычно, по крайней мере ниже -10°С, а иногда достигает и критических отметок -40..-50°С. Такая ситуация приводит к необходимости предпринимать меры по обеспечению рабочего климатического режима промышленного оборудования. Нужно учитывать не только температурный режим, но и защиту от конденсации влаги и выпадения инея. Современный уровень автоматизации технологических процессов подразумевает необходимость интеграции оборудования поддержания климата в единую систему управления для удаленной регулировки и контроля климатических условий. Появляются требования значительного повышения энергоэффективности применяемых решений. В данной статье затрагиваются перечисленные вопросы и предлагаются решения, отвечающие современному уровню развития науки и техники.

Выбор системы обеспечения климатических условий

Наиболее распространенной задачей является обеспечение защиты оборудования от переохлаждения и выпадения конденсата/инея. Обычно эта задача решается применением утепленных боксов, шкафов или чехлов, совместно с локальными нагревателями, например, производимых НПО РИЗУР. Основными критериями выбора нагревателя являются: необходимая мощность, температурный диапазон и алгоритм поддержания температуры, надежность и стоимость. Рассмотрим некоторые критерии отдельно.

Необходимая мощность рассчитывается исходя из условий перепада температуры (снаружи бокса – внутри бокса), толщины термоизоляционного материала бокса (шкафа, чехла) и общей площади поверхности бокса. Рассмотрим простой пример: термобокс без окон размером 840 мм, 470 мм, 610 мм; утеплитель – вспененный полиуретан толщиной 25 мм. Для примера расчета берется шкаф защитный стеклопластиковый РизурБокс-С-8 (производства НПО РИЗУР). Необходимая температура внутри бокса +15°С, температура снаружи -50°С. Для упрощения в примере расчета не будем учитывать крепёжные металлические конструкции, импульсные вводы, кабельные вводы и др. мостки холода. При необходимости можно произвести детальный расчет мощности, суммируя по всем конструктивным элементам. Мощность тепловых потерь будет вычисляться следующим образом:

$$P=\varkappa \cdot \frac{S \cdot \Delta T}{L}$$

Где: P – мощность в ваттах, ϰ – коэффициент теплопроводности утеплителя в Вт/м °С, S – площадь поверхности термобокса в м^2 , L – толщина утеплителя в м, ΔT – разница температур внутри и снаружи термобокса.

$$P=0{,}022\frac{\text{Вт}}{\text{м}\cdot{}^0\text{C}}\cdot$$

$$\cdot(0{,}84\cdot(0{,}61+0{,}47+0{,}61+0{,}47)+$$

$$+2\cdot(0{,}61\cdot0{,}47))(\text{м}2)\cdot$$

$$\cdot(15-(-50))({}^0\text{C}):0{,}025(\text{м}) = 136{,}58\text{Вт}$$

При выборе нагревателя следует учитывать погрешность определения коэффициента теплопроводности материала, погрешности размеров конструктивных элементов, негерметичность конструктивных элементов открывающейся части конструкции и т. д. Особенно необходимо учесть ограничение мощности для соблюдения температурного режима поверхности нагревателя при обеспечении требований взрывозащиты в выбранной зоне. Компенсировать это можно введением коэффициента запаса мощности 1,5-2. Таким образом для данного примера можно выбрать взрывозащищенный нагреватель РИЗУР ОША-Р-2 предельной мощностью 200 Вт. При эксплуатации шкафа в экстремальных условиях (крайне низкие температуры воздуха, постоянное открытие/закрытие шкафа, большое количество импульсных, кабельных и трубных вводов) рекомендуется вводить коэффициент запаса 2,5 - 3 для увеличения скорости нагрева воздушной среды в боксе. В этом случае подойдет взрывозащищенный нагреватель РИЗУР ОША-Р-4 предельной мощностью 400 Вт. Если нагреватель применяется во взрывоопасной зоне и поверхность радиатора нагревателя ограничена по максимальной температуре, нужно учесть, что при расчете мы получаем среднюю мощность, а не максимальную.

Температурный диапазон – следующий критерий, который мы рассмотрим. Типичная конструкция нагревателя подразумевает применение термостата срабатывающего при определенной температуре и имеющего гистерезис. В общем случае работа такого нагревателя осуществляется следующим образом: при понижении температуры до нижнего предела, происходит подключение спирали нагревателя к напряжению питания. При нагреве радиатора спиралью, температура среды в боксе повышается и когда она достигает верхнего предела, термостат срабатывает ►

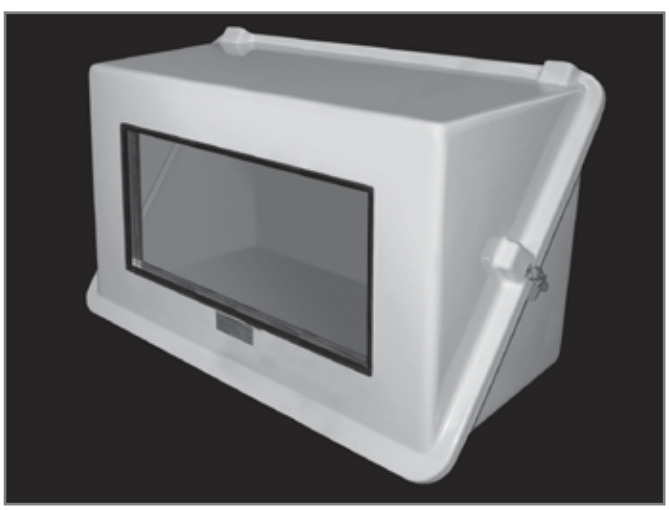


Рис. 1. Шкаф защитный стеклопластиковый РизурБокс-С-8

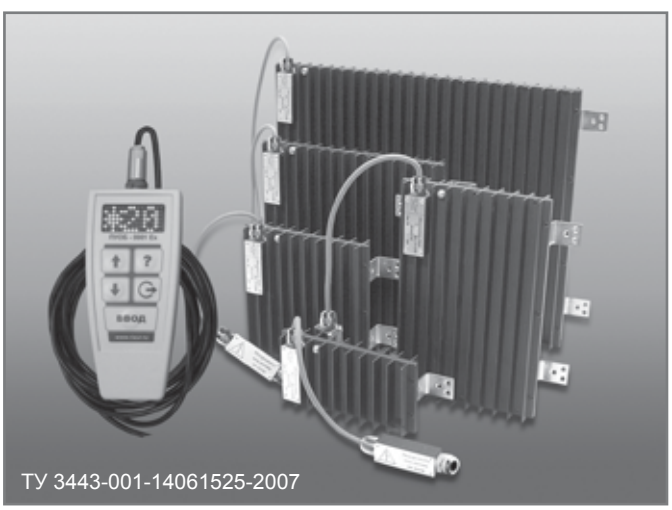


Рис. 2. Взрывозащищенные обогреватели РИЗУР ОША-Р

и отключает спираль от напряжения питания. Температура среды начинает падать и цикл повторяется. В связи с тем, что воздушная среда имеет достаточно высокое тепловое сопротивление, а термостат является конструкцией с большой инерционностью, в среде возникают тепловые волны, имеющие значительную амплитуду. Одни из лучших образцов термостатов фирмы Sensata имеют гистерезис 11,1°С и отклонение от номинала 2,8°С. Нетрудно подсчитать, что амплитуда создаваемых тепловых волн, с учетом инерционности системы в целом будет приводить к условиям возникновения точки росы. Помимо этого, в основном термостаты применяются в диапазоне от 0°С и выше, а это не целесообразно из соображений энергоэффективности, когда установленное оборудование гарантированно работает, например, при температуре -20°С. В настоящее время на рынке предлагаются обогреватели (по сути интеллектуальные взрывозащищенные системы обогрева), которые способны поддерживать заданную отрицательную температуру в боксе, шкафу и т.д. Примером такого предложения является взрывозащищенный обогреватель РИЗУР ОША-Р на базе интеллектуальной системы управления (исполнения S, A, AR), который способен поддерживать заданную температуру в диапазоне от -40 до +50, например, ровно -15°С.

При применении ИВСО (интеллектуальных взрывозащищенных систем обогрева) можно решить указанные выше проблемы, включая работу при отрицательных температурах. Однако квалификация монтирующего и обслуживающего персонала, должна быть выше. Алгоритм работы ИВСО в корне отличается от алгоритма работы нагревателей с термостатами. Тепловые волны создаются с гораздо меньшей амплитудой, так как применяются высокоточные датчики температуры, а управление спиралью нагревателя производится плавно. Спираль включается на необходимый процент мощности, для компенсации тепловых потерь через конструкцию бокса, при этом гистерезис может быть установлен на уровне ±1°С ИВСО позволяют осуществлять, как визуальный (встроенным индикатором), так и удаленный контроль посредством подключения к SCADA (примером является взрывозащищенный обогреватель РИЗУР ОША-Р исполнения AR).

Отказоустойчивость систем обогрева в основном зависит от качества применяемых конструктивных элементов и режима работы. Для термостатов устанавливается предельное число срабатываний – для лучших образцов 100 000 циклов. Для ИВСО устанавливается предельное время наработки 15 000 часов. В ответственных применениях, для повышения надежности применяется дублирование и постоянный контроль состояния работоспособности систем обогрева, подключением к SCADA.

Пример объединения обогревателей РИЗУР ОША-Р в промышленную сеть (подключение к системе SCADA) представлен на рис. 3.

Защита от выпадения конденсата и инея

Отсутствие конденсата, является необходимым требованием условий эксплуатации многих измерительных приборов. При решении задач обогрева приходится учитывать условия возникновения конденсата и выпадения инея. Для понимания этой проблемы важно понятие точки росы (инея), определяемое как температура, при которой парциальное давление насыщенного относительно воды (льда) пара равно парциальному давлению водяного пара в характеризуемом газе. Когда имеют место отрицательные температуры, все усложняется тем, что возникает неоднозначность в определении давления насыщенного пара. Водяной пар может быть насыщенным относительно «плоской поверхности льда» и относительно «плоской поверхности воды». В последнем случае подразумевается возможность существования воды в жидкой фазе, из-за отсутствия центров кристаллизации в свободной атмосфере, в переохлажденном состоянии при температуре до -50°С. Единицы измерения относительной влажности воздуха по воде при отрицательной температуре широко используются в метеорологической практике. В замкнутых объемах на холодных поверхностях, свободно конденсируется (в зависимости от температуры в виде воды или инея) избыточный водяной пар и его «перенасыщения» не происходит. Поэтому для замкнутых объемов при отрицательной температуре корректнее пользоваться понятием давления насыщенного пара относительно плоской поверхности льда.

На практике точное определение значения точки росы (инея) является достаточно сложной задачей, в которой необходимо учитывать возможность изменения давления в замкнутом объеме. В общем случае, для достаточного точного определения точки росы/инея, можно воспользоваться таблицами давления насыщенного пара при определенной температуре:

Рассмотрим определение точки росы на примере. В боксе предполагается установка оборудования, работающего при температуре выше 0°С, без выпадения конденсата. Устанавливается обогреватель оснащенный точным термостатом на 15°С и гистерезисом 11°С. Относительная влажность в боксе при температуре 15°С равна 85%. Определим точку росы:

$$p=p_s \cdot \left(\frac{\Psi}{100}\right)$$

где:

p – парциальное давление водяного пара

p_s – давление насыщенного водяного пара

Ψ – относительная влажность

По таблице 2 находим значение давления насыщенного пара при температуре 15°С, оно равно 1706,4 Па. По формуле рассчитываем парциальное давление водяного пара:

p=1706,4(85:100)Па=1450,44Па

По таблице 2 находим, какому значению температуры соответствует давление 1450,44 Па. Оно находится между 12°С и ►

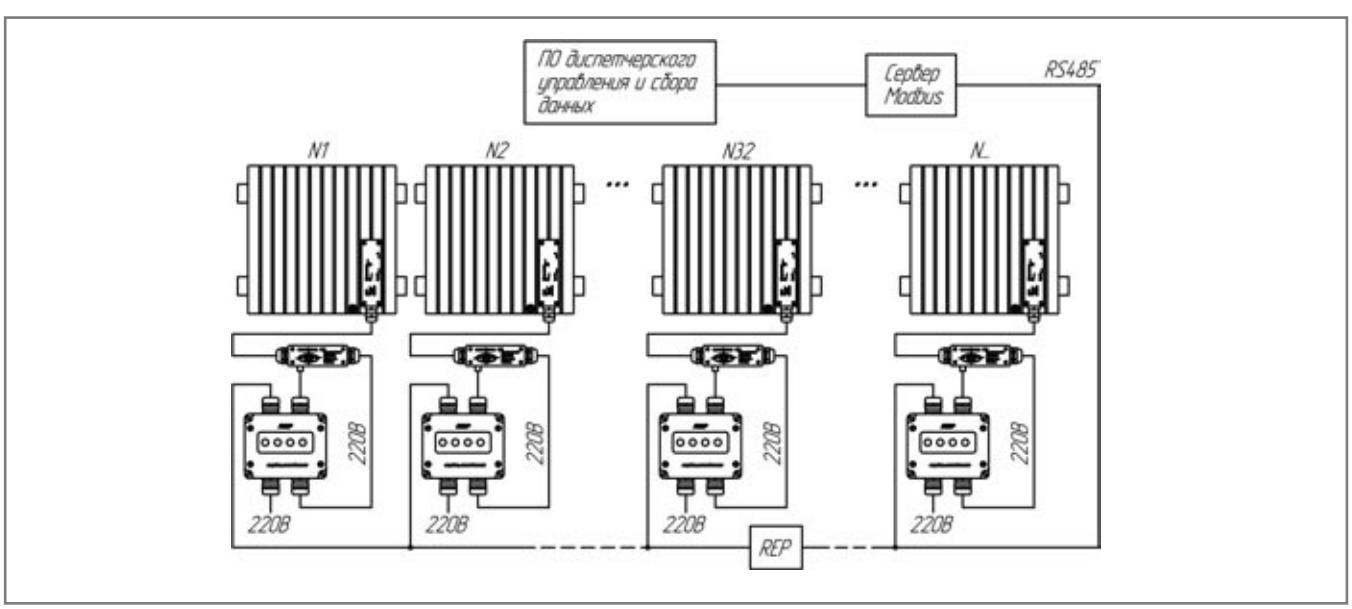


Рис. 3. Пример объединения обогревателей РИЗУР ОША-Р в промышленную сеть (подключение к системе SCADA).

T, °C	p_{sw}, Па	p_{si}, Па	T, °C	p_{sw}, Па	p_{si}, Па	T, °C	p_{sw}, Па	p_{si}, Па
-50	6,453	3,924	-33	38,38	27,65	-16	176,37	150,58
-49	7,225	4,438	-32	42,26	30,76	-15	191,59	165,22
-48	8,082	5,013	-31	46,50	34,18	-14	207,98	181,14
-47	9,030	5,657	-30	51,11	37,94	-13	225,61	198,45
-46	10,08	6,38	-29	56,13	42,09	-12	244,56	217,27
-45	11,24	7,18	-28	61,59	46,65	-11	264,93	237,71
-44	12,52	8,08	-27	67,53	51,66	-10	286,79	259,89
-43	13,93	9,08	-26	73,97	57,16	-9	310,25	283,94
-42	15,48	10,19	-25	80,97	63,20	-8	335,41	310,02
-41	17,19	11,43	-24	88,56	69,81	-7	362,37	338,26
-40	19,07	12,81	-23	96,78	77,06	-6	391,25	368,84
-39	21,13	14,34	-22	105,69	85,00	-5	422,15	401,92
-38	23,40	16,03	-21	115,32	93,67	-4	455,21	437,68
-37	25,88	17,91	-20	125,74	103,16	-3	490,55	476,32
-36	28,60	19,99	-19	136,99	113,52	-2	528,31	518,05
-35	31,57	22,30	-18	149,14	124,82	-1	568,62	563,09
-34	34,83	24,84	-17	162,24	137,15	0	611,65	611,66

Таб. 1. Значения давления насыщенного пара над плоской поверхностью воды (p_{sw}) и льда (p_{si}).

T, °C	p_{sw}, Па	T, °C	p_{sw}, Па	T, °C	p_{sw}, Па	T, °C	p_{sw}, Па
0	611,65	26	3364,5	52	13629,5	78	43684,4
1	657,5	27	3568,7	53	14310,3	79	45507,1
2	706,4	28	3783,7	54	15020,0	80	47393,4
3	758,5	29	4009,8	55	15759,6	81	49344,8
4	814,0	30	4247,6	56	16530,0	82	51363,3
5	873,1	31	4497,5	57	17332,4	83	53450,5
6	935,9	32	4760,1	58	18167,8	84	55608,3
7	1002,6	33	5036,0	59	19037,3	85	57838,6
8	1073,5	34	5325,6	60	19942,0	86	60143,3
9	1148,8	35	5629,5	61	20883,1	87	62524,2
10	1228,7	36	5948,3	62	21861,6	88	64983,4
11	1313,5	37	6282,6	63	22878,9	89	67522,9
12	1403,4	38	6633,1	64	23936,1	90	70144,7
13	1498,7	39	7000,4	65	25034,6	91	72850,8
14	1599,6	40	7385,1	66	26175,4	92	75643,4
15	1706,4	41	7787,9	67	27360,1	93	78524,6
16	1819,4	42	8209,5	68	28589,9	94	81496,5
17	1939,0	43	8650,7	69	29866,2	95	84561,4
18	2065,4	44	9112,1	70	31190,3	96	87721,5
19	2198,9	45	9594,6	71	32563,8	97	90979,0
20	2340,0	46	10098,9	72	33988,0	98	94336,4
21	2488,9	47	10625,8	73	35464,5	99	97795,8
22	2646,0	48	11176,2	74	36994,7	100	101359,8
23	2811,7	49	11750,9	75	38580,2		
24	2986,4	50	12350,7	76	40222,5		
25	3170,6	51	12976,6	77	41923,4		

Таб. 2. Значения давления насыщенного пара над плоской поверхностью воды (p_{sw}).

13ºС. Так как в рассматриваемом примере нижняя температура включения термостата равна 9,5ºС, можем сделать вывод, что при таких условиях в начальный момент (до времени выравнивания содержания влаги со средой из-за негерметичности бокса) возможно получение конденсата.

Аналогичным образом можно рассчитать температуру образования инея, используя таблицу 1, но обязательно стоит уточнить данные относительной влажности воздуха – воздуха насыщенного относительно воды или льда.

Обеспечение энергоэффективности

Для обеспечения энергоэффективности решения обогрева необходимо правильно сформулировать задачу. Например в шкаф с электронным измерительным оборудованием устанавливаются приборы с рабочим диапазоном температур от -20ºС до +45ºС. В данном случае задачей системы обогрева будет поддержание температуры не ниже -20ºС, для компенсации неравномерности температур в объеме шкафа система обогрева может быть настроена с защитным интервалом в 5ºС (может быть получено экспериментально), то есть -15ºС. При таком подходе к постановке и решению задач обогрева, обеспечиваются минимальные затраты энергоресурсов.

Исходя из приведенного выше расчета мощности системы обогрева, является очевидным прямая зависимость необходимой мощности от толщины термоизоляционного материала и его рабочих характеристик. Чем лучше изоляционные свойства материала и толще слой, тем меньшая мощность необходима для поддержания нужной температуры. Из предыдущего раздела, очевидно, что при тепловой изоляции необходимо обеспечить пароизоляцию, для пористых влагопроницаемых термоизоляционных материалов. Если это не обеспечивается, происходит постепенное промерзание – влага с нагретой стороны доходит до точки инея в материале и постепенно смещается в нагретую сторону, рабочая толщина материала уменьшается.

В нагруженных электрических сетях вводят многотарифные планы, для уменьшения пиковых нагрузок. В таком случае системы обогрева с возможностью подключения к SCADA, например РИЗУР ОША-Р на базе интеллектуальной системы управления (исполнение AR), позволяют значительно уменьшить затраты при управлении основным временем потребления электроэнергии.

Заключение

При принятии решений о применении систем поддержания климатических условий необходимо изначально учитывать все факторы, влияющие на итоговый результат. В общем случае такими факторами являются: необходимая мощность обогревателя; коэффициент запаса мощности; точность установки и поддержания температуры; алгоритм выхода на заданную температуру и её поддержание; установка температур и гистерезиса, препятствующих условиям образования конденсата и инея; надёжность системы; возможность контроля и подключения к SCADA; температурный диапазон. ■

Промышленное оборудование

РИЗУР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

Официальный представитель
KOBOLD
SEETRU
FUJI ELECTRIC
NIVELCO

Расход

Вихревой расходомер DVH-R

Электромагнитный расходомер DMH-R

Массовые кориолисовые расходомеры TM-R/TMU-R

Цельнометаллический ротаметр BGN-R

Пластиковые и стеклянные ротаметры KSM-R/KFR-R/KDF-R

Давление

Датчик дифференциального давления PAD-R

Датчик давления с выносной диафрагмой PAS-R

Малогабаритные датчики давления (тонкопленочные, пьезорезистивные, с керамической ячейкой) SEN-R

Манометры MAN-R

Переносные датчики давления с интегрированным/внешним сенсором. HND-R

Уровень

Поплавковые датчики-реле уровня NGS-R/NKP-R/RFS-R

Буйковый датчик уровня BA-R

Вибрационные датчики уровня NWS-R/NSV-R/NVI-R

Байпасные роликовые уровнемеры NBK-R

Поплавковые уровнемеры NM-R/NMT-R

Емкостные датчики уровня LNZ-R/NCW-R/NTS-R

WWW.KOBOLD-RUS.RU тел.: (495) 665-00-51

Промышленное оборудование

РИЗУР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

Россия,390035,
г. Рязань, проезд Гоголя 3А.
Тел./факс: (4912) 24-60-61,
24-60-84, 24-60-45, 24-07-89,
24-11-66, 92-36-00, 92-36-70,
92-51-51, 92-57-57
E-mail: marketing@rizur.ru
WWW.RIZUR.RU

Температура

Переносной термометр HND-R

Электронное реле температуры TDD-R

Термометры DTM-R/TNF-R/TNS-R

Погружные термопары TTM-R/ TTL-R/TTD-R

Спиртовые термометры TGK-R/TGL-R

Термометры сопротивления LTS-R/TWD-R/TWN-R

Функциональная аппаратура

Универсальные индикаторы ADI-R

Дозаторы ADI-R/DAG-R

Самописец KLS-R

Счетчики ZEC-R/ZBS-R

Шифраторы вращения ZDA-R/ZDI-R

Промышленный обогрев

Обогреватели для КИПиА ОУр, ОУр-ПЛ, ОНП, обогреватели типа «ОША-Р»

Металлические и стеклопластиковые шкафы RizurBox

Утепляющие чехлы любых размеров по чертежам заказчика

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

ТЕПЛОПРИБОР

ВСЕГДА НА УРОВНЕ

- ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ
- СИГНАЛИЗАТОРЫ
- УРОВНЕМЕРЫ
- СЧЕТЧИКИ ГАЗА

НАШИ ПАРТНЕРЫ:

Курская АЭС, Ленинградская АЭС, Смоленская АЭС,
Балковская АЭС, Нововоронежская АЭС,
Бушерская АЭС (Иран), АЭС «Куданкулам» (Индия)

ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ

АКСОН - 100

Микропроцессорный преобразователь давления Аксон - 100 осуществляет непрерывное преобразование значения измеряемого параметра - давления абсолютного, избыточного, разрежения, давления-разрежения, гидростатического и разности давлений нейтральных и агрессивных сред в цифровой сигнал, передаваемый по радиоканалу.

САПФИР 22МР-К

Многопараметрический преобразователь Сапфир 22МР - К предназначен для непрерывного преобразование в числовое значение входных параметров: дифференциального, избыточного давления, сигнала температуры, представленного сигналом 4-20 мА на входе прибора. для последующего вычисления результатов косвеного измерения уровня измеряемой воды в барабане котла, расхода на потоке текучей среды.

САПФИР 22МР (HART)

Преобразователь предназначен для непрерывного преобразования значения измеряемого параметра - давления абсолютного, избыточного, разрежения. давления-разрежения, гидростатического и разности давлений нейтральных и агрессивных сред в унифицированный токовый выходной сигнал, цифровой сигнал по линии связи с поддержкой HART-протокола.

www.teplopribor.ru

г. Рязань, тел.: (4912) 24-89-24

СИГНАЛИЗАТОРЫ И ДАТЧИКИ-РЕЛЕ УРОВНЯ

РОС 101, 102, 200, 301

Предназначены для контроля одного или двух уровней электропроводных и неэлектропроводных жидких, твердых сред, сжиженных газов, зерна, а также раздела сред с резко отличающимися диэлектрическими проницаемостями, вода - светлые нефтепродукты.
Микропроцессорный датчик-реле уровня РОС 200 - в моноблочном исполнени.

УЗС 107, 207, 300, 400

Сигнализаторы УЗС предназначены для контроля от одного уровня до четырех уровней в одном технологическом проеме. Сигнализаторы обеспечивают два вида сигнализации на каждую точку контроля: наличие (Н) или отсутствие (О) контролируемой среды.

УЗР - 1

Прибор предназначен для контроля верхнего и нижнего уровня пресной воды с хромпиком, масел, жидкости охлаждающей низкозамерзающей, дизельного топлива.

УЗС - 500, 600

Сигнализаторы с автономным источником питания предназначены для контроля одного или двух предельных положений уровня некипящих жидких сред в различных технологических резервуарах и хранилищах в стационарных и корабельных условиях, а также на подвижных объектах типа авто- и железнодорожных цистерн.

УРОВНЕМЕРЫ

САПФИР 22Р ДУ

Преобразователи Сапфир - 22 Ду предназначены для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами, в том числе, со взрывоопасными условиями производства.

ПИУП

Преобразователь предназначен для контроля уровня жидкости или уровня раздела двух несмешивающихся жидкостей в системах автоматического контроля технологических процессов с повышенными требованиями к пожаробезопасности.

РИС 121

Датчики-индикаторы уровня РИС 121 предназначены для непрерывного контроля уровня жидких и твердых (сыпучих) сред, а также сигнализации достижения предельных уровней контролируемой среды в двух заданных точках.

г. Рязань
www.teplopribor.ru

Электрообогрев приборов КИПиА

А.Г. ФРОЛОВ | главный инженер ООО НПО «Неотехнология» | Рязань

Необходимость в защите и обогреве приборов КИПиА от внешних воздействий окружающей среды, уже давно не вызывает споров. Производители многих стран, в том числе и в России, наладили производство защитных кожухов и обогревателей для приборов автоматики. Самым оптимальным на сегодняшний день, является способ обогрева электрическим током. Одной из компаний производящей обогреватели в России является ООО НПО «Неотехнология» г . Рязань.

Конструкция обогревателя выполнена в виде оболочки из двух скрепленных между собой металлических ребристых крышек, между которыми помещается плоский нагревательный элемент, изолированный от крышек листами миканита и залитый термостойким компаундом. Снаружи на крышке закреплена металлическая коробка кабельного ввода, в которой находится термоконтактный выключатель, отключающий питание обогревателя при аварийном повышении температуры допустимой свыше +100℃, и плавкий предохранитель, защищающий обогреватель от коротких замыканий внутри нагревательного элемента.

Отрезок кабеля питания от нагревателя до соединительной муфты имеет нагревостойкую изоляцию, остальной кабель после муфты – обычную изоляцию. Внутри соединительной муфты находится терморегулятор, включающий питание при снижении температуры внутри шкафа до +10℃ и отключающий питание при температуре свыше +14℃. Внутренние полости коробки ввода и соединительной муфты залиты термостойким компаундом.

Обогреватели имеют взрывозащиту вида «герметизация компаундом (m)» и маркировку взрывозащиты 2ExmIIT4. Степень защиты от внешних воздействий не ниже IP54.

Питание обогревателей осуществляется от сети переменного тока напряжением 220В с частотой 50 Гц.

Область применения – как самостоятельное изделие во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок.

В сентябре 2010 года налажен выпуск модернизированного обогревателя шкафов автоматики. Была произведена замена биметаллического термостата на бесконтактную электронную схему управления. Изменения не коснулись ни одной габаритной характеристики обогревателя, но значительно улучшили его эксплуатационные параметры:

1. Отказ от коммутационных цепей (ресурс порядка 10 000 включений) многократно увеличил надежность работы обогревателя и сделал жизненный цикл системы управления равным всему времени эксплуатации прибора.
2. За счет более точной регулировки температурного режима, уменьшения гистерезиса достигается экономия электроэнергии, что особенно актуально при больших количествах мощных обогревателей.
3. Незначительное увеличение отпускной цены модернизированного обогревателя и отсутствие на отечественном рынке аналогов делает его очень привлекательным и доступным для любых заинтересованных лиц и организаций.

Получен сертификат на электромагнитную совместимость. Проведены подготовительные работы по переходу на перспективные нагревательные элементы.

Для проверки надежности работы обогревателяей и снятия температурных режимов, на территории предприятия был установлен термошкаф с круглосуточным обогревом. На фотографии 1 видно расположение термопар:

- внизу шкафа
- на уровне расположения прибора КИПиА
- вверху шкафа
- на улице

Комбинировали также с различными положениями обогревателя в шкафу. В данном варианте он расположен внизу шкафа.

На рисунке 1 представлен фрагмент тренда температурного режима за 14 часов работы.

Количество включений обогревателя мощностью 100 Вт при данной температуре составляет 45-49 раз в сутки. Уставка термостата +14°С. Испытания показывают высокую надежность работы обогревателя и неплохие технические характеристики.

НЕО ТЕХНОЛОГИЯ

ООО НПО «Неотехнология»

390029, г.Рязань,
ул. Строителей, дом.15 «б»
Тел./факс: (4912) 911-502
(многоканальный)
E-mail: info@neotechnology.ru
www.neotechnology.ru

Фото. 1.

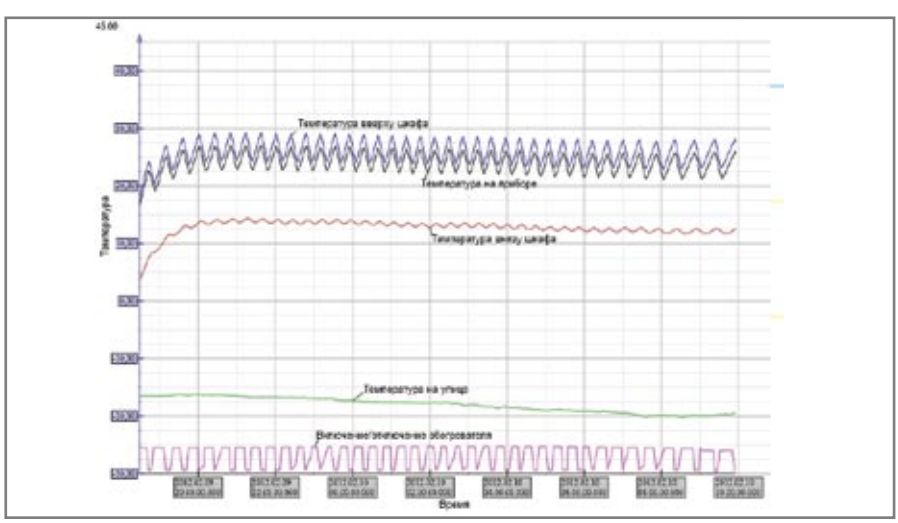


Рис. 1.

ЭЛАСТИЧНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

ООО НПФ «Политехника» разрабатывает и производит Эластичные Резервуары серии ПЭР-Н для Нефти и Нефтепродуктов (ГСМ) от 1 куб.м. до 125 куб.м., а также серии ПЭР-В для воды питьевой и технической. На базе резервуаров ПЭР поставляются Полевые склады горючего (ПСГ) от 200 куб.м до 20000 куб.м., противопожарные комплексы, оборудование для ликвидации аварийных разливов.

Полевой склад горючего 500 куб.м.

Полевой склад горючего 3000 куб.м.

Наша компания выполняет полный цикл работ, который включает в себя разработку технического задания, проектирование, комплектацию, доставку «до двери», авторский надзор и шефмонтаж оборудования.

Эластичные резервуары обладают следующими преимуществами:

- Исключительно малые размеры и вес в транспортном положении.
- Монтируются на любой неподготовленной площадке, на любых видах грунтов.
- Не требуется тяжелая техника для разворачивания и сворачивания.
- Монтируются / демонтируются «вручную» расчетом из 4-8 чел. в течение 1-3 дней.
- Исключают неконтролируемые утечки в грунт и потери от «дыханий».
- Не требуется рекультивация земли после демонтажа резервуаров ПЭР-Н.
- Постоянная готовность к перемещению для разворачивания на новом месте.

Полимерный Эластичный резервуар 125 куб.м.

г. Москва, ул. Шоссейная д.110В,
тел/факс (495) 783-01-67

info@poli.ru, info@flexico.ru
www.flexico.ru; www.poli.ru

SORBIX®

Абсорбенты минеральные многофункциональные из диатомовой земли, тип III R
Полипропиленовые сорбенты (боны, маты, подушки и др.)
Диспергент нефтепродуктов для удаления маслопленки с водной поверхности

НАДЕЖНОЕ УДАЛЕНИЕ РАЗЛИВА ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ЖИДКОСТЕЙ С ТВЕРДОЙ И ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ: БЫСТРО, БЕЗОПАСНО, ЭФФЕКТИВНО

ПОГЛОЩАЕТ И УДЕРЖИВАЕТ:

- Нефть, ГСМ, нефтепродукты
- Кислоты, щелочи, соли
- Растворы, реактивы
- Органику, неорганику
- Токсичные ядовитые химикаты
- Любые другие жидкости

ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ:

- Химической промышленности
- С риском разлива рабочих жидкостей
- ТЭК, нефтебаз, сетей АЗС и СТО
- Поставщиков оборудования и а/м
- Транспортных предприятий и портов
- Аварийных служб, МЧС, МО, ЖКХ

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

ПРЯМЫЕ ПОСТАВКИ НА ПРЕДПРИЯТИЯ СО СКЛАДА И ПОД ЗАКАЗ, ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОРБЕНТАМИ КОМПАНИЙ, ПОСТАВЛЯЮЩИХ ОБОРУДОВАНИЕ, ГСМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ТРАНСПОРТИРОВКУ ОПАСНЫХ ВЕЩЕСТВ

ИМПОРТЁР И ПРЕДСТАВИТЕЛЬ В РОССИИ: ЗАО «РАНТАЙМ СИСТЕМС»
WWW.RTSYS.RU; WWW.СОРБ.РФ; E-MAIL: 5457725@MAIL.RU ТЕЛЕФОН: 8 (495) 545-7725, 517-9415*4

Новое решение старых проблем. ГСМ: доставить и сохранить

SEI INDUSTRIES

Резервуары Arctic King – надёжное хранение

- **Удобны в транспортировке.** Arctic King легко складываются, транспортируются. Размеры самого большого резервуара (пустого) в развёрнутом виде не превышают 11 х11 м, в то же время его легко можно упаковать для перевозки даже в ГАЗели.
- **Удобны в установке.** Минимальная подготовка площадки, не требуют сооружения бетонных подушек.
- **Удобны в обращении.** Не требуют постоянной поддержки и регулировки: все механизмы резервуара самосмазывающиеся.
- **Основная ткань резервуара** – нейлон, покрытие – полиэстеровый полиуретан.
- **Прочность резервуара:**
  - для сварки и на разрыв – 22,7 кг/см.
  - сопротивление проколу -102,1 кг
- **Объем** – от 380 л до 113 000 л.

Fuel-Easy - это независимый сферический резервуар для транспортировки жидкостей (вода, топливо, химические вещества)

- **Транспортировка** к удаленным разведочным и буровым площадкам вертолетным транспортом.
- **Монтаж** без инструментов за 7 минут
- **Простой** способ заполнения и слива без потерь
- **Объем** - от 455 л до 4775 л

Fuel-Easy - простота транспортировки

Гарантия производителя – минимум 5 лет надёжной эксплуатации

АНАКОН
ГРУППА КОМПАНИЙ

Группа компаний «Анакон»
г.Санкт-Петербург
Тел.: (812) 321-39-96, 323-48-78,
326-03-21, 328-12-41.
info@anakon.ru, info@geoeng.ru

Филиал в Красноярске
Тел.: (391) 291-11-62
krsk@geoeng.ru

К ВОПРОСУ О ПЕРСПЕКТИВАХ СПРОСА И ПРЕДЛОЖЕНИЯ НА СВЕТЛЫЕ НЕФТЕПРОДУКТЫ В ЕВРОПЕ И США

TO THE MATTER OF SUPPLY AND DEMAND PROSPECTS FOR LIGHT OIL PRODUCTS IN EUROPE AND THE USA

УДК 339.977

А.В. ВОТИНОВ | к.т.н. | Туапсе

A.V. VOTINOV | PhD | Tuapse

В контексте модернизации Туапсинского НПЗ, рассмотрено современное состояние и проанализированы тенденции развития Европейского и Североамериканского рынка светлых нефтепродуктов. Проанализированы прогнозные сценарии развития данного сегмента рынка нефтепродуктов на среднесрочную перспективу.

In the present summary the current state and tendencies of development of European and North American market of light oil products are considered and analyzed in the context of modernization of Tuapse Oil Refinery. There also analyzed look-ahead scenarios of development of the segment of oil product market on intermediate term prospect.

Строительство и ввод в строй новых крупных мощностей на Туапсинском нефтеперерабатывающем заводе объективно ставит задачу по эффективному мониторингу развития нефтепереработки в двух крупнейших регионах-потребителях и производителях автомобильного бензина и дизельного топлива – в Европе и Северной Америке. В статье автор анализирует некоторые прогнозные материалы, разработанные европейскими и американскими специалистами. Рассматриваются тенденции развития/свертывания отдельных производств на период до 2030 г.

Как уже отмечалось в ряде работ автора, спрос и предложение на бензин и дизельное топливо в черноморском регионе после выхода Туапсинского НПЗ на проектную мощность изменится и, с учетом экспортной направленности туапсинских мощностей, возникает необходимость в оценке потенциала и возможностей рынков сбыта.

Как известно, нефтеперерабатывающие заводы Европы и США имеют несколько разную специализацию в части касающейся выходов светлых нефтепродуктов. НПЗ США преимущественно выпускают бензины, а НПЗ Западной Европы отдают предпочтение дизельному топливу. Во многом это сложилось исторически. Приведем некоторые статистические показатели, свидетельствующие о сложившейся практике (Таб. 1).

Фракция/Годы	1995	2000	2005	2010
Европа				
СУГ/Нафта				
-производство	65,05	73,49	88,85	80,69
-потребление	77,8	84,82	92,24	94,49
-баланс	-13,76	-11,33	-6,39	-13,8
Бензин				
-производство	158,61	155,31	165,79	144,5
-потребление	147,3	141,84	126,6	107,62
-баланс	11,31	13,47	39,19	36,88
Средние дистилляты				
-производство	298,78	321,92	343,39	321,17
-потребление	310,1	341,19	379,96	378,64
-баланс	-11,31	-19,27	-36,58	-57,47
Северная Америка				
СУГ/Нафта				
-производство	66,82	73,95	58,66	61,64
-потребление	69,58	79,45	77,3	64,87
-баланс	-2,75	-5,51	-18,63	-3,24
Бензин				
-производство	352,65	376,29	393,14	399,93
-потребление	360,13	392,78	423,12	419,48
-баланс	-7,48	-16,49	-29,98	-19,55
Средние дистилляты				
-производство	235,05	271,72	298,93	287,08
-потребление	250,73	294,2	316,31	274,61
-баланс	-15,68	-22,48	-17,38	12,47

Таб. 1. Динамика производства и потребления легких и средних дистиллятов в Европе и Северной Америке, млн.т.
Источник: World Oil and Gas Review 2011. 10-th Edition. ENI Spa. Roma. 2011. p.132.

Что касается производства и потребления бензина и дизельного топлива в странах, тяготеющих к поставкам из черноморского региона, то такие данные приводятся в таблице 2 (на следующей странице).

Теперь рассмотрим более подробно ситуацию с производством бензинов и средних дистиллятов, точнее – дизельного топлива. Из приводимых данных видно, что европейские страны экспортируют бензин и в больших объемах потребляют дизельное топливо. В Европе сложилась ситуация, при которой выгоднее использование дизельного топлива. Так сложилось, что в США, например, большее распространение получили автомобили с двигателем внутреннего сгорания, в Европе большей популярностью пользуются дизельные автомобили. В США дизельное топливо в значительных объемах направляется на дальнейшую переработку. В Европе налоги на дизельное топливо не столь высоки как на бензин. В этой связи в Европе продолжается совершенствование конструкции данного типа двигателя, страны этого континента импортируют дизельное топливо и экспортируют бензин и некоторые бензиновые фракции.

В 2011 г. налоги на автомобильный бензин в Европе в среднем были следующие: Франция – 0,86 евро/литр, Германия – 0,91 евро/литр, Италия – 0,87 евро/литр, Испания – 0,64 евро/литр, Великобритания – 0,8 фунта/литр. В США налоги были существенно ниже – 0,108 долл./литр. Получается, что налог на литр бензина в Италии, например, составляет 1,16 долл./литр, что в 10,7 раз выше, чем в США. ►

Существуют и различия в налогообложении на дизельное топливо. Налоги на ДТ в Европе в 2011 г. в среднем были следующими: Франция – 0,437 евро/литр, Германия – 0,47 евро/литр, Италия – 0,472 евро/литр, Испания – 0,346 евро/литр, Великобритания – 0,58 фунта/литр. В США налог составлял 0,125 долл./литр. Таким образом, в среднем в Европе налог выше американского в 5 раз.

Кроме того, США более тяготеют в своей маркетинговой политике к восприятию того, что в мире отмечается постоянный рост спроса на дизельное топливо, что подталкивает их к экспорту данного нефтепродукта. Структура выпуска нефтепродуктов на НПЗ Европы и США естественно различается. Так, на НПЗ США выпуск бензина составляет до 37% в пересчете на сырую нефть, поступающую на АВТ, а в Европе этот показатель составляет примерно 15%.

С другой стороны, на европейских заводах построены крупные мощности по гидрокрекингу, что позволяет производить качественное дизельное топливо, предназначенное для автомобилей. В течение 10 лет, с 1995 по 2005 гг. мощности по гидрокрекингу выросли на 60%. Как считают американские специалисты, в ближайшее время, если вдруг потребуется увеличить мощности по производству автомобильного дизельного топлива, то придется инвестировать от 500 млн.долл. до 1 млрд.долл. и это займет от пяти до десяти лет. За это время необходимо будет осуществить перепроектировку соответствующих НПЗ[1].

Обратим внимание также и на то, что производство бензина в США за пятнадцать лет, с 1995 по 2010 гг. выросло почто на 40 млн.т, а производство дизельных топлив – на 52 млн.т. Таким образом, производство ДТ росло более высокими темпами, чем производство бензина. В Европе за этот же период отмечалась следующая картина – по бензину производство росло с 1995 по 2005 гг., но невысокими темпами, в абсолютном выражении на 7 млн.т, затем наблюдалось достаточно серьезное падение объемов производства бензина – на 21 млн.т в год. Потребление бензина неуклонно снижалось все пятнадцать лет – со 147 до 107 млн.т в год или на 40 млн.т. Производство дизельных топлив за указанный период выросло на 23 млн.т, а потребление еще больше – с 310 млн.т в год до 378,6 млн.т в год или на 68,6 млн.т в год больше, чеи пятнадцать лет назад.

Наши соображения относительно возможных направлений развития нефтепереработки в мире в контексте производства автомобильных топлив мы бы свели к следующему.

Исходя из представленных выше данных, а также из статистических данных развития мировой нефтяной промышленности, складывается устойчивое впечатление, согласно которому в пропорции и структуре НПЗ мира могут произойти весьма важные и заметные изменения. С точки зрения спроса, в перспективе следует ожидать увеличения выпуска автомобильного бензина, дизельного топлива и флотского мазута для бункеровки судов. Исходя из общих тенденций развития, можно предположить, что доля европейских и американских производителей указанной продукции будет снижаться, а доля производителей из КНР, Индии, Южной Америки и Ближнего Востока будет расти. В части предложения продукции, нефть будет доминировать в ряду первичных энергоносителей и ее доля вплоть до 2030 г. вряд ли существенно снизится ниже существующего 35-ти процентного уровня. Следует отметить, что все большую долю в поставках углеводородов будут играть и такие виды углеводородного сырья, как сверхтяжелая нефть, нефтяные пески, нефтяные сланцы, а также СПГ. Не исключено, что с внедрением новых технологий будет расти производство топлив из биомассы, газа и угля.

Над прогнозами развития мировой нефтяной промышленности работали и работают многие исследовательские организации. Аналитики Международного энергетического агентства, как и исследователи других организаций и компаний, в рамках своих прогнозных проектов разработали математические модели, которые, в общем, пока вполне демонстрируют свою пригодность. Речь идет о модели OURSE (Oil Used in Refineries to Supply Energy – нефть, используемая на НПЗ для энергопоставок). Указанная модель не учитывает производимый Уайт-спирит (эти объемы практически не влияют на балансы, т.к. незначительны), не учитывает взаимовлияние региональных предельных затрат на производство той или иной продукции ►

Фракция/Годы	1995	2000	2005	2010
Греция				
СУГ/Нафта				
-производство	1,21	1,62	0,93	0,94
-потребление	0,48	0,45	0,44	0,41
-баланс	0,72	1,17	0,50	0,53
Бензин				
-производство	3,55	3,78	4,16	4,23
-потребление	2,77	3,28	3,92	3,90
-баланс	0,77	0,50	0,24	0,33
Средние дистилляты				
-производство	5,55	7,55	7,51	7,95
-потребление	7,23	8,39	9,02	7,77
-баланс	-1,68	-0,84	-1,52	0,18
Италия				
СУГ/Нафта				
-производство	4,84	4,96	6,46	5,62
-потребление	7,71	8,56	8,74	7,82
-баланс	-2,87	-3,60	-2,27	-2,20
Бензин				
-производство	18,63	18,92	20,91	18,52
-потребление	17,55	16,82	13,85	10,06
-баланс	1,08	2,10	7,07	8,46
Средние дистилляты				
-производство	34,95	40,49	43,36	43,05
-потребление	28,24	31,28	35,60	35,05
-баланс	6,71	9,21	7,76	8,00
Румыния				
СУГ/Нафта				
-производство	0,70	0,84	1,34	1,00
-потребление	0,74	0,76	1,20	0,62
-баланс	-0,05	0,08	0,13	0,38
Бензин				
-производство	3,46	2,63	4,24	2,87
-потребление	1,44	1,34	1,71	1,81
-баланс	2,01	1,29	2,53	1,07
Средние дистилляты				
-производство	5,45	4,05	4,94	4,05
-потребление	3,56	2,93	3,20	4,11
-баланс	1,89	1,13	1,74	-0,06

Таб. 2. Динамика производства и потребления легких и средних дистиллятов в некоторых странах Европы, млн.т
Источник: World Oil and Gas Review 2011. 10-th Edition. ENI Spa. Roma. 2011. p.139-140.

[1] Материалы международной конференции «Diesel Engine Efficiency &Emissions Research Conference».
Williams J. Diesel Fuel : Use, Manufacturing, Supply and Distribution. API. August 15, 2007.

с различными ценами рынков сбыта. Вместе с тем, использование данной модели с 2005 г. по настоящее время позволяло получать прогнозные результаты, которые отличались от фактических в пределах 5%.

Согласно данным МЭА, к 2030 г. поставки сырья на НПЗ мира будет составлять примерно 95 млн. барр./сутки или 4,75 млрд.т в год. Из данного объема 3,83 млрд.т – сырая нефть, 0,5 млрд.т газоконденсат и 0,42 млрд.т новые источники, о которых уже говорилось выше. По результатам прогнозных расчетов, спрос на нефтепродукты к 2030 г. вырастет до 4,3 млрд.т, куда включены и жидкие нефтепродукты, полученные из биомассы, газа и угля. Основной прирост спроса падает на Азию, включая КНР, Южную Америку и Африку – примерно 50%. Вместе с тем, падение спроса по Северной Америке составит 5%, по Европе – 12%. КНР выйдет на лидирующие позиции в мире в производстве нефтепродуктов.

С другой стороны, будут происходить изменения в структуре производства. Если судить по намерениям и планам нефтяных компаний, то в США, из общего объема планируемых к поставке нефтепродуктов в 2030 г., доля бензина составит 45 %, дизельного топлива – 42%. Это заметно отличается от показателей 2005 г., когда доля бензина была 51%, а дизельного топлива – 34%. Заметим, что, хотя изменения по доле не столь уж и велики (6-8%), в абсолютном выражении, учитывая объемы первичной переработки в США, превышающие 1 млрд.т, безусловно, большие.

В Европе, согласно указанной модели, доля бензина и дизельного топлива в структуре произведенных нефтепродуктов останется примерно на уровне 25 и 50% соответственно для бензина и дизельного топлива.

В целом картина будет, по мнению специалистов, выглядеть следующим образом.

В США, как мы уже говорили выше, будет снижаться производство бензина и его импорт с европейских НПЗ. В середине 2000-х гг. импорт бензина и нафты из Европы составлял примерно 40 млн.т в год, всего по этим позициям в страну завозилось около 48 млн.т. В таблице 1 указано, что отрицательный баланс (производство и потребление) по бензину в 2010 г. составлял почти 20 млн.т, а с нафтой – примерно 23 млн.т. По мере перехода американского транспорта на дизельное топливо, будет происходить постепенное снижение экспорта бензина из Европы в Северную Америку. К 2030 г. вывоз бензина из Европы в США сократится до 12 млн.т в год.

Такое сокращение спроса на европейский бензин в Америке, вероятно, приведет к необходимости вывода из эксплуатации установок каталитического крекинга и других установок, используемых для производства высокооктановых и качественных бензинов. В условиях отсутствия рынков сбыта европейского бензина, примерно 70% указанного оборудования будет сильно недогружено, что приведет к необходимости остановить 18 из существующих 60-ти, а при худших сценариях развития, придется вывести из оборота почти половину мощностей по каткрекингу и некоторых других из технологической цепочки.

НПЗ США должны, исходя из результатов моделирования, полностью обеспечить потребности в дизельном топливе и не импортировать его в каких-то значимых объемах. Для достижения этих целей, американские компании должны будут инвестировать в период с 2005 по 2030 гг. от 28 до 38 млрд.долл. с целью строительства и введения в эксплуатацию новых и модернизированных мощностей по гидрообессериванию мощностью от 240 до 350 млн.т в год.

Такие изменения в нефтеперерабатывающей промышленности США возможны в случае реализации двух фундаментальных для данного случая условий. Первое. Поставляемая на заводы США нефть должна быть низкосернистой и обеспечивать высокий выход светлых нефтепродуктов. Второе. Отсекаемый прямогонный тяжелый газойль должен не подаваться на установки по глубокой переработке (крекинг и т.д.), а направляться в резервуарные парки для своеобразного возмещения снижаемых мощностей в США по крекингу и гидроочистке, которые могут составить до 70% имеющихся сегодня мощностей.

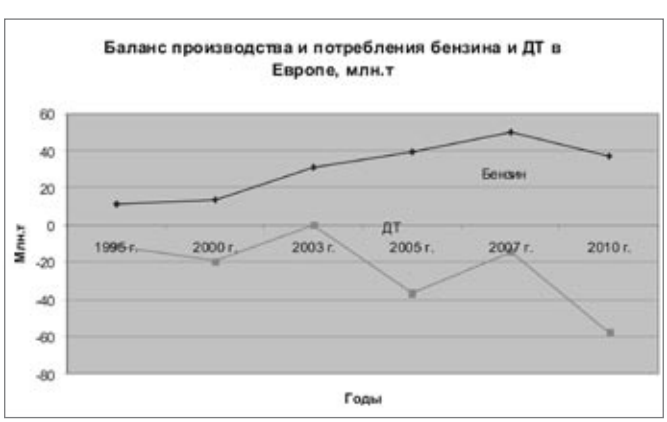
В настоящее время проводится много прогнозных исследований. Это говорит о важности получить реальную картину того, что, в конечном итоге, ожидает нефтепереработчиков, нефтяные компании в целом. Речь ведь идет о крупных капиталовложениях, которые должны в короткие сроки окупиться. Не будет излишним привести и прогнозы, которые проводятся промышленными компаниями и исследовательскими лабораториями.

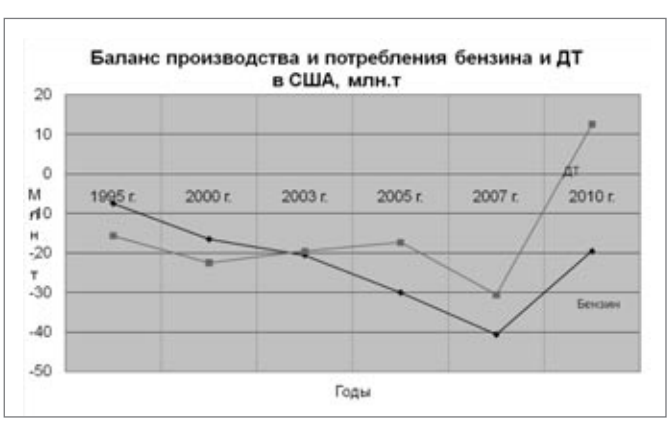
Совместное исследование, проведенное Лабораторией Сандия и корпорацией General Motors в 2009 г., показало, например, что к 2030 г. треть автомобильного бензина, используемого в США, будет заменена на биотопливо. В докладе, который называется «Исследование использования 90 млрд. галлонов биотоплива», в частности, указывается, что к 2030 г. в США предполагается производить до 90 млрд. галлонов (1 галлон – 3.78 литров) этанола в год или 340,2 млрд.литров, или примерно 255 млн.т. Из этого объема, 75 млрд. галлонов будут производиться из непродовольственных видов растений (например, из опилок или некоторых видов масличных культур), 15 млрд. – из пищевой кукурузы.

Это теоретически делает возможным отказ от использования 60 млрд. галлонов традиционного бензина – всего, по прогнозу Министерства Энергетики США, к этому времени американцы будут сжигать до 180 млрд. галлонов автомобильного горючего. При этом производство столь значительных объемов биотоплива не потребует кардинальных изменений в экономике и сельском хозяйстве США. Принятый Конгрессом США в 2007 г. Закон об Энергетической Независимости и Безопасности, в частности, предусматривает доведение производства этанола до уровня 36 млрд. галлонов в год. Эту задачу предписывается решить к 2020 г.

На наш взгляд, данный прогноз достаточно сложно оценивать и считать его верным. Все-таки по настоящему вопросы давления, влияния на сельское хозяйство в связи с производством биотоплива, досконально не изучены. Нет необходимой статистики, таких объемов пока никто не производил, и поэтому рассматривать данный фактор в оценке прогнозов развития рынка светлых нефтепродуктов в ближайшие десятилетия можно лишь теоретически.

Таким образом, подводя итог анализу тенденций развития рынка светлых нефтепродуктов в Европе и США в среднесрочной перспективе, следует признать, что успехи России на этом, крупнейшем по объёму сбытовом рынке, успех в конкурентной борьбе за этот рынок с производителями из КНР, Индии, Южной Америки и Ближнего Востока, напрямую зависит от того, каким в перспективе будет предложение. Это, в свою очередь, зависит от успехов модернизации российских НПЗ, оценкой которых служит количество и качество вырабатываемых топлив. ■





МОНИТОРИНГ ВРЕДНЫХ КОМПОНЕНТОВ ПРИ ПЛАЗМОХИМИЧЕСКОЙ УТИЛИЗАЦИИ СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩЕГО ГАЗА

HARMFUL COMPONENT MONITORING AT PLASMACHEMICAL RECOVERY OF FOUL GAS

УДК 66.074.371

А.Г. ШИШИНА	аспирант кафедры инженерная экология инженерного химико-технологического института ФГБОУ ВПО «Казанский национальный исследовательский технологический университет» (КНИТУ)	Казань ach_alsu_84@mail.ru
К.Г. САДИКОВ	заведующий лабораторией техники эксперимента ОАО «Волжский научно-исследовательский институт углеводородного сырья»	
А.А. МУХУТДИНОВ	доктор химических наук, профессор кафедры инженерная экология инженерного химико-технологического института ФГБОУ ВПО «КНИТУ»	
Р.Г. ГАРИФУЛЛИН	заместитель главного инженера по развитию производства Управления «Татнефтегазпереработка» ОАО «Татнефть»	
A.G. SHISHINA	post-graduate of Engineering Ecology department of Engineering Chemical Technology Institute of Kazan National Research Technological University	Kazan
K.G. SADIKOV	manager of laboratory of Experimental Technique of J. S. «VNIIUS»	
A.A. MUKHUTDINOV	doctor of chemical sciences, professor of Engineering Ecology department of Engineering Chemical Technology Institute of Kazan National Research Technological University	
R.G. GARIFULLIN	Deputy chief engineer on development of production of «Tatneftegaspererabotka» department of J. S. «Tatneft»	

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: плазмохимическая технология, попутный нефтяной газ, кислый газ, разложение сероводорода, получение элементной серы, электрический разряд стримерной короны

KEYWORDS: plasmachemical technology, associated gas, acid gas, hydrogen sulfide decomposition, elemental sulfur recovery, electric discharge of streamer corona

Целью работы является мониторинг вредных соединений, образующихся при исследовании плазмохимической технологии утилизации сероводорода из попутного нефтяного и кислого газов с получением элементной серы. Данная технология реализуется в лабораторном виде путем создания электрического разряда наносекундной длительности в форме стримерной короны в специальном устройстве – реакционной камере. Технология позволяет практически полностью разложить сероводород на элементную серу и молекулярный водород, причем обладает высокой селективностью вне зависимости от вида сырья и содержания в нем сероводорода. При очистке попутного газа в одну ступень удалось достичь степени очистки 66,6%; при пятиступенчатой очистке степень очистки достигает 99,6%; при очистке кислого газа эффективность в одну ступень составляет 99,6%.

The aim of the work is monitoring of harmful compounds formed during investigation of plasmachemical technology of hydrogen sulfide recovery from associated gas and acid gas with elemental sulfur formation. This technology is implemented under laboratory conditions by creating a nano-second electric discharge in a form of a streamer corona in a special device – reaction chamber. The technology allows to decompose hydrogen sulfide to elemental sulfur and molecular hydrogen practically completely. The plasmachemical technology is highly selective, being independent on feed type and hydrogen sulfide content in the feed. During the associated gas treatment in one stage a 66,6% degree of treatment is achieved; during five-stage treatment a degree of purification is 99,6%; at acid gas treatment is one stage the efficiency is 99,6%.

В рамках работы был выполнен мониторинг вредных соединений, образующихся при лабораторном исследовании процесса утилизации сероводородсодержащего газа в электрическом разряде стримерной короны с последующим образованием элементной серы. Проведение подобных исследований обусловлено тем, что наличие сероводорода в попутном нефтяном газе приводит к большим трудностям при промышленной разработке месторождений нефти и газа, а также к загрязнению окружающей среды. Практическая целесообразность извлечения сероводорода обусловлена тем, что выделенный из газоконденсатной смеси он является дешевым источником получения одновременно двух ценных продуктов – товарной серы и важнейшего энергоносителя – водорода, при сжигании которого не образуется выбросов, приносящих вред окружающей среде. Исследования показывают, что использование импульсного коронного разряда для разложения экологически вредных газообразных соединений, таких как сероводород, является перспективным. Метод позволяет практически полностью разложить сероводород на элементную серу и водород.

№ п/п	Реакция	Энтальпия реакции ΔH, эВ
1	$H_2S \leftrightarrow H + HS$	4
2	$H + H_2S \leftrightarrow H_2 + HS$	-0,55
3	$HS + HS \leftrightarrow H_2S + S$	-0,39
4	$S + H_2S \leftrightarrow H_2 + S_2$	-1,33
5	$S + HS \leftrightarrow H + S_2$	0,45
6	$H + HS \leftrightarrow H_2 + S$	-1,12
7	$HS + HS \leftrightarrow H_2 + S_2$	-2,9
8	$S + S \leftrightarrow S_2$	-4,55
9	$S_2 + S_2 \leftrightarrow S_4$	-1,24

Таб. 1. Схема диссоциации сероводорода

Очистка газов от серосодержащих компонентов в настоящее время осуществляется в основном традиционными абсорционными и адсорбционными методами, а также их различными модификациями (при этом производится технологическая подготовка газов, также возможно извлечение ценных компонентов). В промышленности, особенно нефтегазового комплекса различных стадий добычи и переработки, серосодержащие, так называемые кислые (H_2S, CO_2, меркаптаны R–SH, COS и CS_2) компоненты в газах находятся в совокупности, и очистка от них производится комплексно на одних и тех же установках. Существует теоретически множество методов сероочистки газов. Все они имеют определенные преимущества и ряд недостатков [1-2].

В настоящее время разрабатывается множество нетрадиционных методов очистки газов от серосодержащих компонентов. Среди них повышается интерес к технологиям с применением плазмы. Проводится значительное количество исследований возможности внедрения плазмы в промышленность. Химические процессы, протекающие под действием разрядов плазмы, применяются в области органического синтеза, нефте- и газодобыче и переработке, природоохранных технологиях и технологиях рационального ►

использования первичных и вторичных материальных ресурсов. Особенно эффективно использование плазменных технологий в отношении очистки нефтегазового сырья от сероводорода.

Одним из перспективных способов применения плазменных технологий является использование плазмы на основе электрического разряда стримерной короны. Основное преимущество данной технологии – высокая селективность воздействия на молекулы экологически вредных примесей. При этом привлекательными являются как простота технологий очистки, отсутствие каких-либо химических реагентов и катализаторов, возможность совмещения реакционной камеры с существующими технологическими схемами, так и относительно невысокие затраты энергии на процесс очистки. По сравнению с другими электрофизическими способами очистка с помощью стримерной короны не сопряжена с решением сложных инженерных задач обеспечения высокого ресурса источника энергии – ускорителя электронов или источника излучения в агрессивной среде очищаемого газа. Наличие в газе только коронирующих электродов является также несомненным преимуществом этого способа очистки. Простота конструкции реакционной камеры – металлического цилиндра с расположенным по оси проводником – определяет легкую масштабируемость технологии путем изменения числа и диаметра реакционных камер. Физика процесса очистки такова, что возможна декомпозиция практически любых газообразных примесей в воздухе в диапазоне концентраций от десятков до десятков тысяч млн.$^{-1}$ [3].

Отличие предлагаемого нами плазмохимического метода от уже имеющихся заключается в том, что технология позволяет практически полностью разложить сероводород на элементную серу и молекулярный водород, причем обладает высокой селективностью вне зависимости от вида сырья и содержания в нем сероводорода, проста в аппаратурном оформлении и управлении. Процесс происходит практически при атмосферном давлении. Испытания данной технологии в отношении переработки кислых газов показали возможность перспективного использования метода для установок невысокой производительности взамен установок Клауса. В отличие от процесса Клауса в нетермическом процессе стримерной короны разложение сероводорода происходит при температуре окружающей среды, а промотором химических реакций диссоциации сероводорода является частично ионизированный газ. Также на основе данного метода можно создавать малогабаритные передвижные установки для использования на тех промышленных объектах, где отходящие сероводородсодержащие газы сжигаются на факелах.

Схему разложения сероводорода в плазмохимическом процессе можно представить следующим образом. Газовый поток, содержащий сероводород, проходит через реакционную камеру, к которой прикладываются импульсы высокого напряжения столь малой длительности (25 нс), что пробоя камеры не происходит. При этом в камере возникает интенсивный импульсный коронный разряд, представляющий собой одновременное развитие большого числа тонких ►

№ п/п	Компонент газа	Содержание, % об.	
		исходный газ	обработанный газ
1	Азот N_2	20,5	-
2	Водород H_2	-	35,7
2	Метан CH_4	14,1	25,9
3	Диоксид углерода CO_2	3,6	2,1
4	Этан C_2H_6	14,4	10,5
5	Сероводород H_2S	4,6	1,5
6	Вода H_2O	0,2	0,6
7	Пропан C_3H_8	24,5	11,5
8	Изобутан i-C_4H_{10}	3,9	1,1
9	н-Бутан n-C_4H_{10}	8,6	2,7
10	Изопентан i-C_5H_{12}	2,4	0,4
11	н-Пентан n-C_5H_{12}	2,0	0,3
12	Гексан C_6H_{14}	1,2	-
13	Ацетилен C_2H_2 и этилен C_2H_4	-	7,5
14	Неидентифицируемые	-	0,2

Таб. 2. Состав исходного и обработанного нефтяного попутного газа.*
Примечание: * – измерение содержания сероводорода методом газовой хроматографии произведен согласно ГОСТ 53367–2009 [5].

Показатели режима		Значение	
Диапазон регулирования расхода газа, м^3/час		0–0,6	
Напряжение на разряднике, кВ		1200	
Содержание сероводорода	Исходное, % масс.	4,58	11,2
	После обработки, % масс.	1,53	2,43
Степень извлечения, %		66,6	78,3
Время контакта, сек		0–150	
Потребляемая мощность, кВт		0,018	

Таб. 3. Режимы обработки попутного нефтяного газа.

Компоненты	Содержание компонентов, % масс.		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Сероводород	27,3	31,0	40
Углекислый газ	72,1	52,9	50
Азот	–	15,4	8
Вода	0,4	0,5	–
Пропан	0,1	0,1	0,1
Бутан	0,1	0,1	0,1

Таб. 4. Зависимость степени конверсии H_2S от времени контакта t

Показатели режима		Значение показателя		
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Диапазон расходов газа, м^3/час		0,07–1,5	0,02–0,9	0–0,8
Напряжение на разряднике, кВ		1200	1200	1200
Содержание сероводорода	Исходное, % масс.	27,3	31	40
	После обработки, % масс.	0,08	0,1	0,16
Степень извлечения, %		До 99,7	99,7	До 99,6
Диапазон времен контакта, сек		0,6-150	1,2-72	36-990
Потребляемая мощность, кВт		0,018	0,018	0,018

Таб. 5. Режимы работы реактора

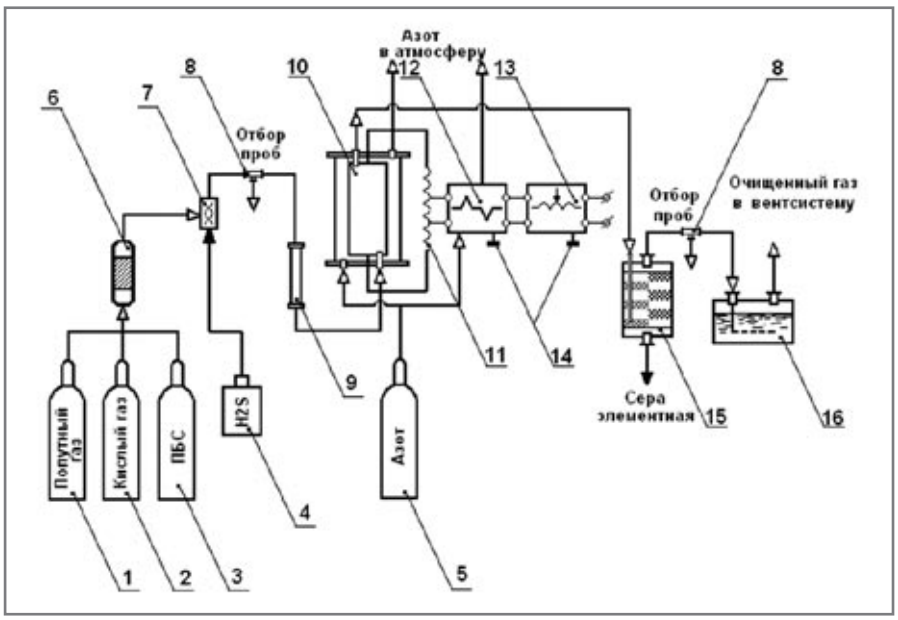


Рис. 1. Принципиальная схема плазмохимической установки
1 – баллон с попутным нефтяным газом;
2 – баллон с кислым газом;
3 – баллон с пропан-бутановой смесью;
4 – аппарат получения сероводорода;
5 – баллон азота;
6 – адсорбционная колонка;
7 – смеситель газовых смесей;
8 – пробоотборная арматура;
9 – электронагреватель газовых смесей;
10 – реактор со стримерной короной (установка содержит 5 последовательно соединенных реакторов);
11 – импульсный трансформатор;
12 – образователь наносекундных импульсов;
13 – узел питания и балластный блок с регулятором напряжения;
14 – заземляющий электрод;
15 – серная ловушка;
16 – предохранительное устройство

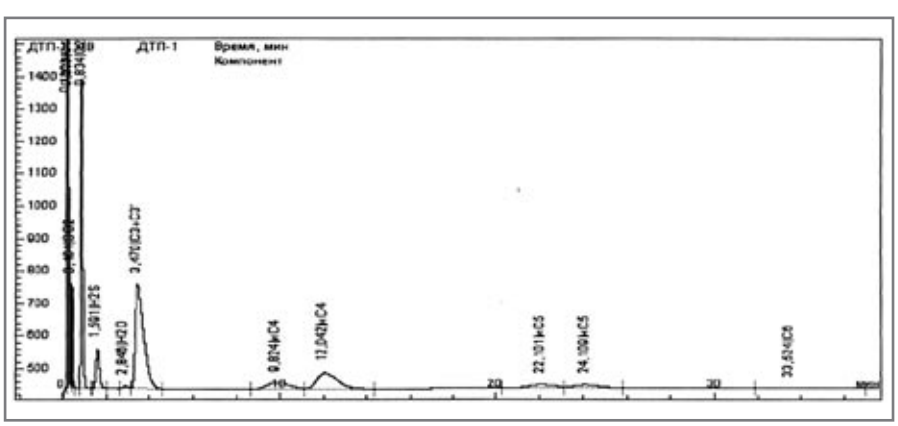


Рис. 2. Хроматограмма анализа исходного газа с установки сероочистки

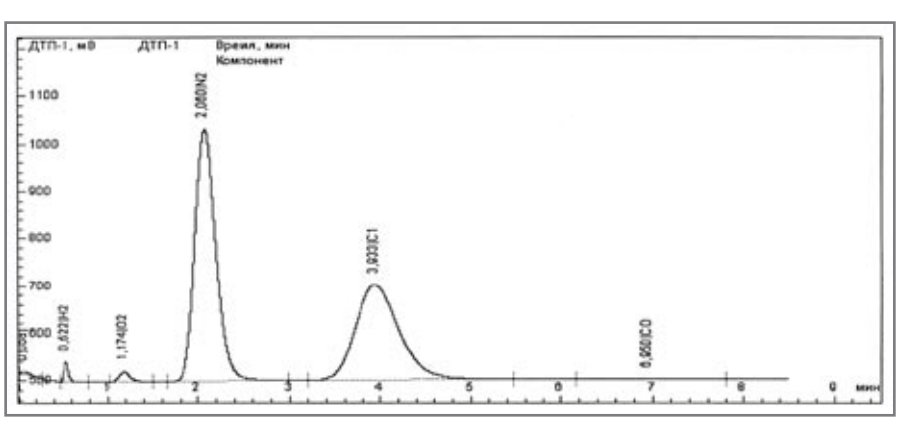


Рис. 3. Хроматограмма анализа обработанного газа с установки сероочистки

светящихся каналов разряда – стримеров. Во время прорастания стримеров в межэлектродном промежутке за счет высокой напряженности электрического поля на головках стримеров нарабатывается большое количество электронов, имеющих сравнительно высокую энергию. В зоне импульсного наносекундного коронного разряда образуется неравновесная плазма, в которой температура ионов практически не отличается от температуры окружающего нейтрального газа, а подавляющая часть энергии, полученной от источника, идет на повышение температуры электронов или, что тоже самое, их энергии. Электроны, обладающие необходимой энергией, в свою очередь, являются основными участниками плазмохимических реакций, ведущих к очистке газа. Взаимодействие этих электронов с молекулами сероводорода приводит к образованию химически активных частиц, таких как HS^- и H^+, что и является предпосылкой очистки.

Схема процесса диссоциации сероводорода может быть представлена в таблице 1. Из таблицы 1 видно, что скорость процесса определяется лимитирующей стадией (1) – обратной эндотермической реакцией. Обратные эндотермические реакции имеют высокие активационные барьеры, а скорость рекомбинации мала из-за малой концентрации радикалов. Для того, чтобы компенсировать затраты энергии на эндотермическую реакцию (1), можно проводить процесс с малыми добавками кислорода. При введении добавок кислорода в системе будут идти реакции наработки радикалов и продуктов, при этом энергозатраты на процесс разложения сероводорода понижаются [4].

Работоспособность стримерного разряда наносекундной длительности в отношении разложения сероводорода была доказана в предложенной нами в лабораторном виде плазмохимической технологии удаления сероводорода из газовых потоков и апробирована на производствах ОАО «Татнефть».

Принципиальная схема лабораторной установки, приведенная на рисунке 1, состоит из следующих основных узлов:

- узел подготовки модельной газовой смеси и подачи реальных газов;
- узел реактора со стримерной короной;
- узел образователя наносекундных импульсов;
- узел питания, импульсный трансформатор и балластный блок с регулятором напряжения;
- узел получения конечного продукта – серы;
- узел отбора проб.

Узел подготовки модельной газовой смеси и подачи реальных газов состоит из баллона с попутным нефтяным газом 1, баллона с кислым газом 2, баллона с пропан-бутановой смесью 3, аппарата получения сероводорода 4, адсорбционной колонки 6, смесителя газовых смесей 7, электронагревателя газовых смесей 9. Узел получения конечного продукта – серы – состоит из серной ловушки 15 с предохранительным устройством 16.

Основным узлом лабораторной установки является реактор (позиция 10 на рисунке 1). Реактор состоит из расположенных коаксиально внешнего и внутреннего цилиндров (основная камера реактора). К высоковольтному электроду, который находится вдоль оси ►

реактора и представляет собой металлический, подводится питание, роль другого электрода играет металлическая сетка, протянутая по стенкам реактора. Под действием разряда в реакторе сероводород, содержащийся в исследуемом газе, разлагается с образованием водорода и элементной серы в виде тумана высокой дисперсности. Далее газовая смесь подается в ловушку для серы, где происходит улавливание газообразной серы, которая в вязком виде выводится из аппарата. Чтобы предотвратить загрязнение окружающей среды остатками неразложившегося сероводорода, газ барботируют через раствор щелочи в предохранительном устройстве и далее выводят в вытяжную вентиляцию. Высокое напряжение, подаваемое на электроды реактора, формируется с помощью следующих устройств: образователя наносекундных импульсов, блока питания с блоком балластных резисторов и регулятора напряжения, импульсного трансформатора. Все устройства имеют защитное заземление.

Испытаниям на плазмохимической установке подвергались реальный газовый поток, отобранный с установки моноэтаноламиновой сероочистки с исходным содержанием сероводорода 4,6% и 11,2% масс., также модельная газовая смесь, состоящая из пропан-бутановой фракции и сероводорода 27,3% масс., 31% масс. и 40% масс.

В качестве реактора был использован реактор цилиндрической формы объемом 350 см^3 с расположенными внутри него коронирующими электродами. Процесс очистки сырья протекал в одну ступень – один реактор. Расход сырья варьировался в диапазоне 0-0,6 м^3/час. На одну ступень очистки сырья с исходным содержанием сероводорода 4,6% масс. степень извлечения составляет 66,6%, с исходным содержанием 11,2% масс. степень извлечения составляет 78,3%. При этом оптимальный режим очистки осуществляется в случае содержания сероводорода в исходном сырье 4,6% масс. Оптимальные характеристики процесса: значения напряжения на разряднике 1000 кВ, потребляемой мощности 0,020 кВт, варьирование времени контакта 0−2,5 мин. Предлагается технологическую схему очистки газа проводить в несколько ступеней, то есть несколько последовательно расположенных реакторов, в которых к каждому из электродов подводится высокое напряжение. Хроматограмма анализа исходного газа приведена на рисунке 2. Хроматограмма анализа обработанного газа представлена на рисунке 3. В таблице 2 показан состав исследуемого газа до и после очистки [5]. Режимы обработки приведены в таблице 3. Показатели относятся к одной ступени. Степень извлечения на n ступеней определяется по формуле:

$$\alpha_n = (1 - (C_1 / C_0)^n) * 100\%$$

На 5 ступеней степень извлечения составляет 99,58%.

После воздействия разряда стримерной короны на попутный газ, помимо разложения сероводорода, происходят и небольшие изменения углеводородного состава попутного газа.

Из хроматограмм на рисунках 2, 3 и таблицы 2 видно следующее:

- пик, соответствующий азоту 20% масс., увеличивается до 35% масс. за счет добавления водорода, что доказывает разложение сероводорода до серы и водорода (схема диссоциации сероводорода представлена в таблице 1). Для доказательства образования водорода был проведен хроматографический анализ обработанного газа на колонке с молекулярными ситами;
- наличие пика ацетилена и этилена в сумме 7,47% масс., которые образуются из более тяжелых углеводородов – бутана и изобутана;
- количество метана увеличивается от 14% масс. до 25% масс. В плазменных реакторах образование метана всегда характеризуется с выделением сажи на электродах и изоляторах, что приводит к не желательным пробоям межэлектродного пространства.

Мониторинг соединений, образующихся при плазмохимической обработке газа, указывает на отсутствие опасных для жизнедеятельности человека концентраций данных соединений в обработанных газах, выходящих из исследуемой установки [6].

Также изучается влияние времени контакта на степень конверсии сероводорода при оптимальном режиме работы реактора. Зависимость степени конверсии сероводорода от времени контакта газа в стримерном коронном разряде представлена на рисунке 4 в виде графика. По графику видно, что при времени контакта 60 сек степень конверсии достигает 94% и далее значительно со временем не изменяется.

Вторым направлением исследования являются эксперименты по очистке кислых газов с высоким содержанием сероводорода. Экспериментальные исследования технологии очистки кислых газов осуществляются следующим образом. Готовится модельная смесь сероводородсодержащих газов, приближенная по составу к реальным потокам газа, выходящим с регенератора установки моноэтаноламиновой сероочистки.

В аппарате получения сероводорода синтезируется сероводород бескислотным методом из серных стержней. Для изготовления последних используются расплавленный парафин и сера. Из 100 г серных стержней можно получить 25 л газообразного сероводорода чистотой 99,2% (остальное азот) [7].

Модельную смесь газов, приближенную по составу к реальным газам, готовят в газомерной колбе над насыщенным водным раствором сульфата натрия. Модельные смеси газов с добавкой азота также готовят в газомерной колбе над насыщенным водным раствором сульфата натрия.

При очистке модельной смеси кислых газов исследуется влияние состава газа, наличия влаги, температуры процесса на конверсию сероводорода, поскольку на промышленных установках сероочистки газы, как правило, содержат влагу, азот, а так как в процессе очистки газы нагреваются, то поэтому на выходе они подвергаются охлаждению. Различные варианты параметров процесса приведены в таблицах 4 и 5.

Анализы сероводородсодержащего газа до и после реактора осуществляются методами газовой хроматографии и ►

Рис. 4. Зависимость степени конверсии H_2S от времени контакта t

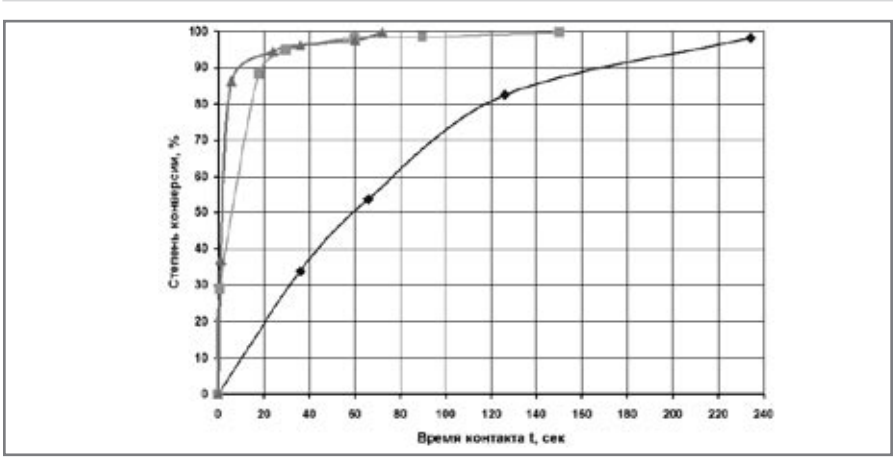


Рис. 5. График зависимости степени конверсии H_2S от времени контакта t

потенциометрического титрования [5, 8]. По результатам анализов в обработанном газе обнаруживаются водород, диоксид углерода и сероводород. Образования побочных продуктов в кислом газе не наблюдается.

В варианте 1 проводится изучение влияния на процесс очистки повышенной температуры и наличия влаги, так как на производстве сероводородсодержащие газы, выходящие из блока очистки моноэтаноламиновым раствором, имеют температуру порядка 100°С и содержат влагу. Подготовленная соответствующим образом модельная газовая смесь нагрета до необходимой температуры ~90°С и направлена в реактор. Время контакта газа в реакторе варьируется в диапазоне от 0,6 сек до 2,5 мин. Содержание влаги при этом составляет 0,18-0,62% масс. Условия проведения опыта, режим работы реактора и результаты приведены в таблицах 4, 5 и на рисунке 5.

В варианте 2 проводится изучение влияния азота на процесс очистки, так как на производстве сероводородсодержащие газы, выходящие из блока моноэтаноламиновой очистки, содержат еще и определенные количества азота. Время контакта газа в реакторе варьировалось в диапазоне от 1,2 сек до 1,2 мин. Режим работы реактора приведен в таблице 5. Результаты опытов представлены на рисунке 5. В данном случае температура газов составляет ~90°С.

В варианте 3 концентрация сероводорода модельной смеси близка к ее значению в реальных кислых газах, то есть порядка 40% масс. Температура, при которой осуществляется опыт, составляет 17°С. Время контакта газа в реакторе варьируется в диапазоне от 36 сек до 17 мин. При этом степень конверсии сероводорода существенно зависит от времени пребывания газов в зоне разряда. Примерно через 4-5 мин достигается 98% разложение сероводорода. Дальнейшее увеличение продолжительности контакта до 15 мин позволяет достичь практически полного разложения сероводорода. Режим работы реактора приведен в таблице 5.

Исходя из проделанной работы можно сделать следующие выводы:

1. Впервые показана возможность применения плазмохимического метода для утилизации сероводорода путем создания электрического разряда в форме стримерной короны наносекундной длительности в реакционной камере.
2. Установлено, что в нетермическом процессе стримерной короны разложение сероводорода происходит при температуре окружающей среды, а промотором реакций диссоциации сероводорода является частично ионизированный газ.
3. Установлена перспективность очистки газового потока от сероводорода в несколько ступеней. При этом очистка попутного нефтяного газа в одну ступень позволяет достичь степени очистки 66,6%, в пять ступеней она достигает 99,6%; при очистке кислого газа в одну ступень степень конверсии достигает 99,7%.
4. Мониторинг, проведенный после разложения сероводородсодержащего газа показывает целесообразность процесса плазмохимической диссоциации с применением стримерного разряда. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Берлин, М. А. Переработка нефтяных и природных газов / М. А. Берлин. В. Г. Горечейков, Н. П. Волков. – М.: Химия. – 1981. – 472 с.
2. Коузов, П. А. Очистка от пыли газов и воздуха в химической промышленности / П. А. Коузов, А. Д. Мальгин, Г. М. Скрябин. – Л.: Химия. – 1982. – 256 с.
3. Бабарицкий, А. И. Плазмокаталитическая переработка углеводородного сырья и моторных топлив / А. И. Бабарицкий, И. Е. Баранов, М. Б. Бибиков, С. А. Демкин, М. А. Деминский, В. К. Животов, Г. В. Лысов, А. С. Московский, Б. В. Потапкин, В. Д. Русанов, Р. В. Смирнов, М. И. Стрелкова, Н. Г. Федотов, Ф. Н. Чебаньков, Г. М. Коновалов // Российский научный центр «Курчатовский институт». – 2003. – № 6302/13 – С.16.
4. Потапкин, Б. В. Влияние добавок кислорода на кинетику диссоциации сероводорода в термической плазме / Б. В. Потапкин, В. Д. Русанов, М. И. Стрелкова, А. А. Фридман // Химия высоких энергий. – 1990. – Т. 24. – №2. – С. 156–161.
5. ГОСТ 53367–2009 «Газ горючий природный. Определение серосодержащих компонентов хроматографическим методом».
6. ГН 2.2.5.686–98 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы».
7. Воскресенский, П. И. Техника лабораторных работ. М.: Химия. – 1964. – 552 с.
8. ГОСТ 22387.2–97 «Газы горючие природные. Методы определения сероводорода и меркаптановой серы».

МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ ТЕПЛОГРАММ ПРИ ТЕПЛОВИЗИОННОЙ ДИАГНОСТИКЕ СЛОЖНЫХ ОБЪЕКТОВ

METHODS OF THERMAL IMAGE PROCESSING IN THERMAL IMAGING DIAGNOSTICS OF COMPLEX OBJECTS

УДК 772.96

Р.А. РОМАНОВ	аспирант СПБГУКиТ, директор по маркетингу и сбыту ООО «Балтех»	Санкт-Петербург
R.A. ROMANOV	graduate student of SPbGUKiT, Sales and Marketing Manager of Baltech Ltd	Saint-Petersburg

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: тепловизионная диагностика, обработка теплограмм, методы диагностики
KEYWORDS: thermal imaging diagnostics, thermal image processing, diagnostics methods

В статье рассматриваются проблемы тепловизионной диагностики сложных объектов методами обработки теплограмм.

The article is concerned with problems of thermal imaging diagnostics of complex objects using methods of thermal image processing.

В настоящее время развитие всех направлений технической диагностики обусловлено актуальными проблемами общества, которые направлены на решение глобальных проблем в науке и технике. Методов и методик во всех известных и новых направлениях технической диагностики за последние десятилетия появилось множество, но не все они универсальны и эффективны. Для сложных технических объектов очень часто рассматривается проблема обеспечения и повышения их надежности.

В настоящее время наряду с методом тепловизионной диагностики на практике применяется ряд других методов. В данном разделе мы хотим провести сравнительный анализ эффективности наиболее распространенных методов применительно к задаче оценки качества диагностики аудиовизуальной аппаратуры. Для решения указанной задачи воспользуемся наиболее признанными в данное время в теории принятия решений методом анализа иерархий (МАИ) [1]. Ниже излагаются основные положения МАИ, необходимые для выполнения расчетов.

В соответствии с терминологией МАИ сравниваемые методики будем называть альтернативами. Каждая методика (альтернатива) характеризуется совокупностью оценок-технических, экономических, финансовых, экологических и и.д., которые будем называть критериями. Альтернативы однородны по своей внутренней природе, а критерии альтернатив независимы методу собой и не оказывают влияния на другие альтернативы и критерии других альтернатив. Задача состоит в выборе лучшей альтернативы или их упорядочения в порядке значимости показателя эффективности. В основе метода МАИ лежат понятия об иерархии и приоритетах.

В качестве сложного объекта исследования автором был выбран цифровой киновидеокомплекс одного из кинотеатров г. Санкт-Петербурга. Основными объектами для разработки методов преобразования и анализа теплограмм аудиовизуальной техники необходимо принять ограждающие конструкции кинотеатра, его операторскую и непосредственное основное и вспомогательное оборудование для кинопроката: кинопроекторы и их поддерживающие вспомогательные системы охлаждения, электрические системы, механические системы и системные программные стойки и пр.

Необходимость и проблема проведения постоянной тепловизионной диагностики и контроля технического состояния кинопроекционной техники и инфраструктуры кинотеатров, также заключается в следующем:

- Кинотеатры относятся к объектам скопления большой массы людей, вследствие этого, они являются объектами повышенного внимания с точки зрения пожарной безопасности людей и технического персонала (особенно кинотеатры и видеозалы, совмещенные с торговыми центрами в крупных городах);
- В зависимости от степени нагрева (величины температурного поля) объекта аудиовизуальной техники можно запланировать ремонт с наименьшими потерями и затратами (контроль кинотехники подлежащего ремонту по резервным схемам, проведение ремонта во время наименьшей нагрузки, более рациональное использование технического персонала).

Преимуществами тепловизионной диагностики является:

- Безопасность персонала при проведении измерений;
- Не требуется отключение киноаппаратуры (бесконтактный контроль);
- Не требуется специальных помещений и подготовки рабочего места;
- Большой объём выполняемых диагностических работ за единицу времени;
- Возможность определение дефектов аудиовизуальной техники на ранней стадии развития;
- Диагностика всех типов аудиовизуальной техники;
- Малые трудозатраты на производство измерений;
- Достоверность, точность и наглядность получаемых сведений и отчетов.

Целью исследовательской работы является разработка и развитие конструктивно-технологического подхода к обеспечению безопасности и надежности объектов киновидеоиндустрии и в частности цифрового киновидеокомплекса путем создания алгоритмов и разработки методов обработки и анализа теплограмм.

Методами для решения проблемы преобразования и анализа теплограмм для диагностики технически сложных объектов и в частности цифрового киновидеокомплекса являются [2]:

- линейное контрастирование и поэлементная обработка изображений;
- нелинейная обработка изображений с целью улучшения контраста;
- расчет допустимых границ уровней температур (интервальный анализ);
- дискриминантный анализ;
- дисперсионный анализ;
- проверка гипотез согласия с нормальностью.

Для разработки технологии экспериментальных измерений была проведена исследовательская работа по выбору аппаратуры и разработки программного обеспечения для регистрации теплограмм. Для данной исследовательской работы, где важна чувствительность и качество изображения теплограмм, следует применять микроболометры на оксиде ванадия с разрешением не хуже 160x120 пикселей, также необходимо принять во внимание температурный диапазон ►

измерений, стоимость тепловизора, объем памяти и точность измерения (температурную чувствительность). По соотношению цена/функциональность на сегодняшний день для решения задач диагностики аудиовизуальной техники лидируют тепловизионные комплекты серии BALTECH TR-01100 и разработанное автором программное обеспечение для обработки теплограмм на персональном компьютере. За время проведения экспериментальной исследовательской части было произведено снятие и обработка более 200 теплограмм однотипных цифровых киновидеопроекторов для определения технического состояния данных сложных объектов.

Одним из эффективных методов обработки теплогамм является нелинейное преобразование изображений с целью повышения контраста. Это одно из направлений тепловизионной диагностики связано со зрительным анализом изображений термограмм. Естественно поставить вопрос о предварительной обработке теплограммы с целью улучшения его внутренних характеристик, обеспечивающих качество зрительного восприятия теплограммы. Наиболее важными характеристиками изображения, влияющими на качество его зрительного восприятия при отсутствии шумов, являются средняя яркость изображения и его контраст [3]. Под контрастом принято понимать различное количественное восприятие двух частей изображения, видимых одновременно или последовательно. Если B_i и B_j яркости двух частей изображения, то контраст K_{ij} есть

$$K_{ij} = \frac{B_i^{2r} - B_j^{2r}}{B_i^{2r} + B_j^{2r}} \quad -1 \le K_{ij} \le +1 \quad (1)$$

Где r – параметр, характеризующий физиологический уровень реакции зрительной системы на яркостный сигнал. Для человека r~0,4, и поэтому в формуле (1) в теоретических рассмотрениях принято полагать 2r~1, тогда (1) трансформируется в (2)

$$K_{ij} = \frac{B_i - B_j}{B_i + B_j} \quad -1 \le K_{ij} \le +1 \quad (2)$$

Следует пояснить, что формула (2) действует, когда имеет место двух градационное изображение, в котором один уровень яркости образует фон, а другой характеризует изображение. На практике мы имеем дело с сюжетными изображениями, которые содержат много градаций яркости. В процессе восприятия сюжетного изображения глаз человека осуществляет сканирование, благодаря чему на центральные и периферийные отделы сетчатки попадает световой поток от всех элементов изображения, создавая на сетчатке глаз среднюю освещенность, пропорциональную средней яркости изображения B_0.

Подставляя полученные результаты, находим что контраст преобразованного изображения, как функция параметра δ, равен

$$K_c^I(\delta) = \int_0^1 \frac{\left| x^{2/\delta} - \left(\frac{\delta}{\delta+1}\right)^2 \right| dx}{x^{2/\delta} + \left(\frac{\delta}{\delta+1}\right)^2} \quad (3)$$

В (3) $\left(\frac{\delta}{\delta+1}\right)$ равно математическому ожиданию случайной величины x, распределенный по закону (24).

Опираясь на формулу (3), нетрудно показать, что имеют место следующие результаты:

$$K_c^I(1/3) = 0{,}7206 \quad K_c^I(1/2) = 0{,}6366$$
$$K_c^I(1) = 0{,}4640 \quad K_c^I(2) = 0{,}3011$$

Таким образом показано, что контраст преобразованного изображения не зависит от сюжета исходного изображения, его гистограммы и контраста, а является характеристикой вида нелинейного статистического преобразования и в зависимости от величины параметра δ может служить мерой его эффективности.

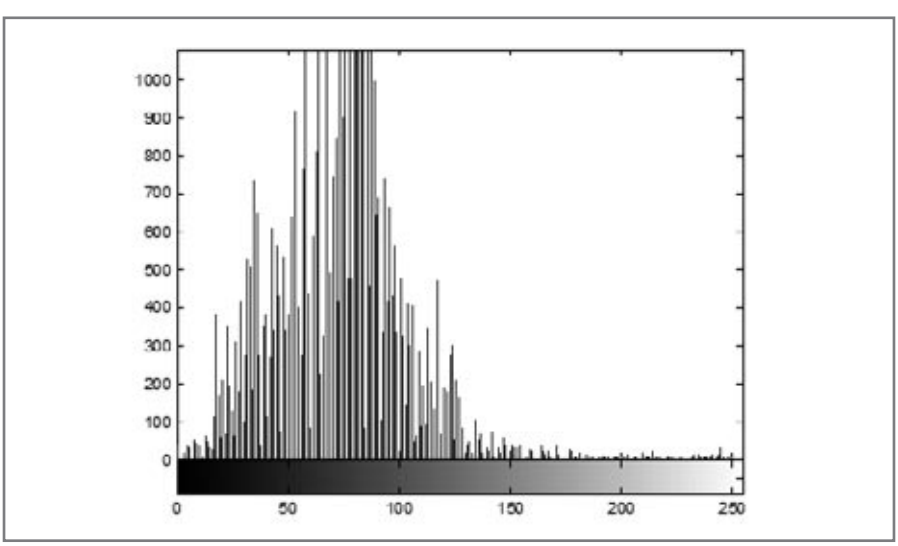
Нелинейное контрастирование термограмм улучшает их визуальное восприятие. Оно в зависимости от классов исследуемых объектов может быть использовано как до, так и после обработки термограмм по другим более сложным статистическим алгоритмам.

ВЫВОДЫ:

1. При тепловизионной диагностике сложных объектов для повышения достоверности диагноза необходимо производить анализ теплограмм методами обработки изображений (нелинейное преобразование изображений с целью повышения контраста, инверсию изображения, линейное контрастирование изображения, построение линейной и кумулятивной гистограмм изображения, бинаризация изображения, интерполяция первого порядка и пр.).
2. Взаимосвязи между элементами сложного объекта наглядно и эффективно выявляются термографической диагностикой и анализом теплограмм. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Саати Т.Л. Принятие решений при зависимостях и обратных связях. – М.: ЛКИ, 2008, с.360.
2. The Thermography Monitoring Handbook, author: Roderick A. Thomas, Oxford, UK, 1999, с.62.
3. Неструк В.Ф. Структура статистических преобразований изображений в ограниченном динамическом диапазоне. Труды ГОИ им.С.И.Вавилова, 1982, т.51, вып. 185, с.13-22.



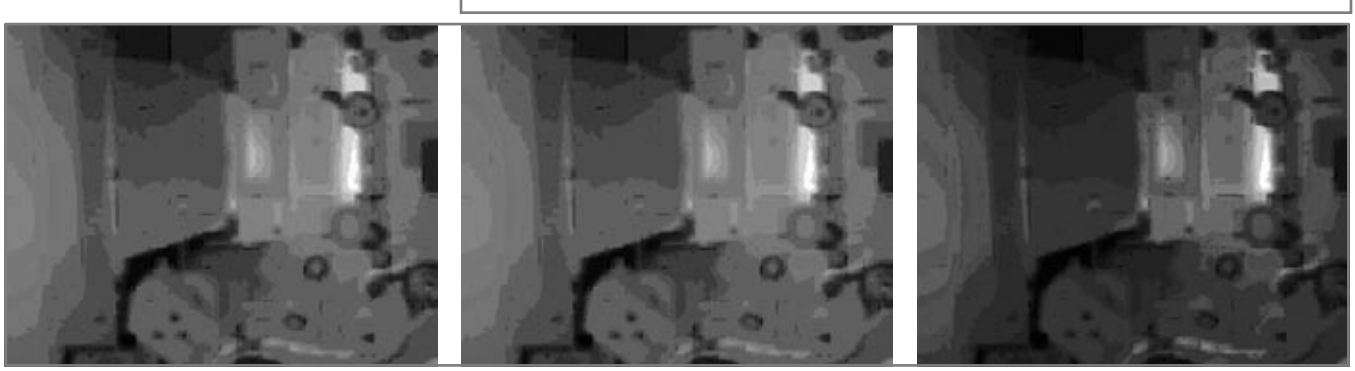


Рис. 1. Пример нелинейного преобразования изображения с целью повышения контраста.

BALTECH

ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ МИРОВОГО УРОВНЯ

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

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

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

RPGC

10-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки «Нефтегаз 2012»

26 - 28
июня 2012
Россия • Москва

ВЕДУЩИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС РОССИИ

ОРГАНИЗАТОР
ITE
ГРУППА КОМПАНИЙ

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

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

www.mioge.ru
www.mioge.com

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ
2012

22–25 мая

XX ЮБИЛЕЙНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ–2012

г.УФА

Торгово-промышленная палата Республики Башкортостан

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

сайт выставки: www.gntexpo.ru

БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ
(347) 253 09 88, 253 11 01, 253 38 00
gasoil@bvkexpo.ru

Генеральный информационный спонсор: ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ
Генеральный информационный партнер: СФЕРА НЕФТЕГАЗ
Генеральный интернет-спонсор: Neftegaz.RU
Информационный стратегический партнёр: ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ $
Информационный спонсор: БИЗНЕС журнал
Медиа-партнер: BUSINESS FM

Новое Тысячелетие
ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ОРГАНИЗАТОРЫ ВЫСТАВКИ:
Выставочная Компания «Новое Тысячелетие»
423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58
т./ф. (8552) 38-17-25, 72-82-93 e-mail: new-m@mail.ru
www.nt-expo.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ:
ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
ПРЕЗИДЕНТ Республики Татарстана
Министерство энергетики Республики Татарстан
TATNEFT

Новое Тысячелетие
ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ОРГАНИЗАТОРЫ ВЫСТАВКИ:
Выставочная Компания «Новое Тысячелетие»
423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58
т./ф. (8552) 38-17-25, 72-82-93 e-mail: new-m@mail.ru
www.nt-expo.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ:
ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:

ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
ПРЕЗИДЕНТ Республики Татарстана
Министерство энергетики Республики Татарстан
TATNEFT

11-я Северо-Каспийская региональная выставка “Атырау нефть и газ”

ATYRAU
OIL & GAS

3-5 апреля 2012

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ
Спорткомплекс Атырау

www.atyrauoilgas.com
www.oil-gas.kz
www.oiltech-atyrau.com

Региональное событие глобальной индустрии

ORGANISED BY ITE THE ITE GROUP

ITE (Лондон)	Тел.: +44 (0) 20 7596 5000	Факс:+ 44 (0)20 7596 5106	E. oilgas@ite-exhibitions.com
ITECA (Алматы)	Тел.: +7 (727) 258 34 34	Факс: +7 (727) 258 34 44	E. oil-gas@iteca.kz
ITECA (Атырау)	Тел.: +7 (7122) 58 61 50	Факс: +7 (7122) 58 61 51	E. natalia.makisheva@iteca.kz
GIMA (Гамбург)	Тел.: +49 (0) 40 235 24 201	Факс: +49 (0) 40 235 24 410	E. freckmann@gima.de

ufi Approved Event

19-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ

CASPIAN OIL & GAS

5 - 8 ИЮНЯ 2012

БАКУ
АЗЕРБАЙДЖАН

www.caspianoilgas.ru

ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА

Follow us on: facebook
http://www.facebook.com/CaspianOilGas

ОРГАНИЗАТОР ITE ГРУППА КОМПАНИЙ

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

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

ufi Approved Event

OGU

16-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

15 - 17 МАЯ 2012
Ташкент
Узбекистан

www.ogu-expo.ru

ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ УЗБЕКИСТАНА

ОРГАНИЗАТОР ITE ГРУППА КОМПАНИЙ

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

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

Центральный выставочный комплекс «Экспоцентр»
Москва, Россия

ufi Approved Event

14-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЕГАЗ 2012

25–29 июня

Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса

www.neftegaz-expo.ru

Организаторы:
ЗАО «Экспоцентр» (Россия),
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)

ЭКСПОЦЕНТР
МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ
МОСКВА

Messe Düsseldorf

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ЭНЕРКОН

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

www.enercon-ng.ru

Реклама

www.meratek.ru
MERATEK
ПРОВЕРЕНО ВРЕМЕНЕМ!
28.02-1.03.2012
Москва, СК «Олимпийский»
13-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ
И ПРОМЫШЛЕННАЯ АВТОМАТИЗАЦИЯ
Организаторы:
primexpo
ITE GROUP PLC
ufi
+7 (812) 380 60 02, +7 (812) 380 60 01, mera@primexpo.ru, www.meratek.ru

Петербургский Международный Газовый Форум

В рамках II международного Петербургского газового форума

4-6 июня Санкт-Петербург '12

XVI МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

РОС-ГАЗ-ЭКСПО

Место проведения:
выставочный комплекс «Ленэкспо»
Санкт-Петербург, Большой пр. В. О. 103,
павильоны 7, 8А

При поддержке:

Организатор выставки:
FarEXPO IFE

тел: +7 (812) 777-04-07
+7 (812) 718-35-37
st@orticon.com
www.farexpo.ru

Соорганизаторы:
Газпром Газпром

Деловые партнеры:
EXPOFORUM

Генеральный информационный партнер:
Газовая промышленность

Официальный информационный партнер:
Территория Нефтегаз

ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА РЕГИОНА ЗАКАМЬЕ

МЭРИЯ ГОРОДА НАБЕРЕЖНЫЕ ЧЕЛНЫ

EXPOKAMA

ВЫСТАВОЧНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ЭКСПО-КАМА

ДЕВЯТАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ - 2012

В РАМКАХ VII КАМСКОГО ПРОМЫШЛЕННОГО ФОРУМА

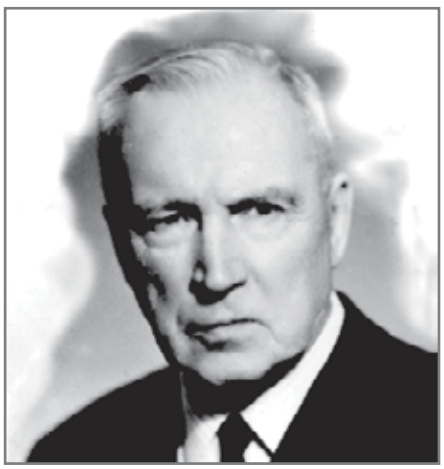
29 февраля - 2 марта

ОРГКОМИТЕТ
http://www.expokama.ru

Республика Татарстан, г. Набережные Челны,
пр. Автозаводский, Выставочный центр "ЭКСПО-КАМА"
Тел./факс: (8552) 47-01-02, 47-01-04, 47-01-07
E-mail: expokama1@bk.ru

ОБ ОРГАНИЗАЦИИ «КУДРЯВЦЕВСКИХ ЧТЕНИЙ» – ВСЕРОССИЙСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ ПО ГЛУБИННОМУ ГЕНЕЗИСУ НЕФТИ И ГАЗА

А.И. ТИМУРЗИЕВА | доктора г-м н. зам.гл. геофизика ОАО «ЦГЭ» | Москва aitimurziev@cge.ru



14 декабря 2011 года в ОАО «ЦГЭ» прошло Учредительное собрание по организации и проведению «Кудрявцевских Чтений» (далее Чтений) – Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти и газа. По решению Координационного совета председательствующий А.И.Тимурзиев открыл Учредительное собрание и выступил с докладом по организации Чтений.

В начале собрания присутствующие почтили память Николая Александровича Кудрявцева, нашего выдающегося соотечественника и Ученого с мировым именем, в связи с 40-летием его кончины (12 декабря 1971 г.). Вступительное слово было посвящено краткой биографической справке и вкладу Н.А.Кудрявцева в создание современной гипотезы неорганического происхождения нефти и газа. Наряду с научным подвигом Н.А.Кудрявцева, была отмечена его активная гражданская позиция и открытая бескомпромиссная борьба с попытками дискредитации и принижения идей неорганического происхождения нефти, его смелая полемика на страницах журналов и Всесоюзных совещаниях по происхождению нефти. Сегодня это вызывает особое чувство гордости, если вспомнить те времена, преследования инакомыслия и тоталитарные методы руководства в науке. Задача современного поколения геологов-нефтяников помнить, сохранять и преумножать научное наследие Кудрявцева Н.А., как основателя современной гипотезы неорганического происхождения нефти. Идея организации Чтений служит этой благородной цели.

На Учредительное собрание были делегированы и приняли участие ведущие геологи-нефтяники, представители научных, производственных и сервисных организаций, вузовской и академической науки страны: Алексеев В.А., Баталин О.Ю., Вафина Н.Г., Валяев Б.М., Кузин А.М., Муравьев В.В., Муслимов Р.Х., Павленкова Н.И., Пиковский Ю.И., Плотникова И.Н., Сейфуль-Мулюков Р.Б., Тимурзиев А.И., Трофимов В.А., Шляховский В.А. и др. Приветствия по поводу проведения Учредительного собрания Чтений прислали академики Ф.А.Летников и А.А.Маракушев, В.Н.Ларин, М.Н.Смирнова и другие известные ученые.

О проекте «Кудрявцевские Чтения». Проект «Кудрявцевские Чтения» помимо функции организующей площадки для сторонников глубинного генезиса нефти, является элементом научной революции (смены парадигмы), происходящей в геологии нефти и служит созданию альтернативной теории глубинно-фильтрационного генезиса нефти (взамен изжившей себя теории осадочно-миграционного генезиса нефти), как научной основы для реализации в нашей стране государственной программы по поискам глубинной нефти.

Чтения позиционируются как ежегодная Всероссийская научно-практическая конференция, посвященная памяти Н.А.Кудрявцева. Девиз конференции: от теории неорганического синтеза (глубинного генезиса) нефти и газа к технологиям прямых поисков глубинной нефти – вытекает из осознания того, что время дискуссий прошло и пришло время утилизации знаний о глубинном генезисе УВ в методы прогнозирования нефтегазоносности недр и технологии поисков и освоения глубинной нефти. Следует признать, что осознание этой объективной реальности произошло не только среди геологов-нефтяников нашей страны, имеющей вековую историю плюрализма во взглядах на генезис нефти, но и на Западе, отличающемся исключительным консерватизмом и устойчивым неприятием учения о неорганическом происхождении нефти.

Целью конференции является решение триединого вопроса: 1) создание на основе обобщения имеющегося Знания научной теории глубинного происхождения нефти; 2) создание научных методов прогнозирования нефтегазоносности недр, оценки перспектив нефтегазоносности и нефтегазогеологического районирования недр; 3) разработка новых технологий поисков и освоения глубинной нефти. Время проведения конференции приурочено ко дню рождения Н.А.Кудрявцева (21 октября), место проведения конференции – ОАО «ЦГЭ», г. Москва. Тема первых Чтений: «Глубинная нефть: теория происхождения, методы прогнозирования и технологии поисков», предполагает обсуждение среди ученых и нефтяников нашей страны вопросов текущего состояния теории глубинного происхождения нефти, методов прогнозирования и технологий поисков глубинной нефти.

Работу Чтений решено организовать по секционному принципу и сформировать секции: геофизических методов изучения земной коры и мантии Земли (подсекции: сейсморазведки и сейсмологии; гравимагниторазведки и электроразведки); геологии (подсекции: нефтяная, рудная и петрология, геотектоники и глубинных сфер Земли); теоретической и экспериментальной геохимии и изотопии УВ; теоретической и экспериментальной термодинамики; синергетики, информатики и математического моделирования УВ-систем; гидрогеологии и флюидодинамики УВ-систем; неотектоники и современных деформаций земной коры и дегазации Земли; дистанционных методов изучения современных деформаций земной коры и дегазации Земли; водородной дегазации Земли и альтернативных источников энергии. Это предварительный список секций, который будет расширяться по мере развития процесса.

Основа деятельности секций – развитие наиболее перспективных направлений теории глубинного генезиса нефти в свете фундаментальных исследований и их прикладных приложений с целью обобщения, систематизации и создания основ научной теории в рамках интеграции Знаний секционного блока, как составного элемента единой системы онтогенеза нефти.

Выработанные в рамках секционной деятельности Чтений научные положения и теории будут реализовываться через электронные и печатные издания и коллективные монографии. Прикладные разработки в области методологии прогнозирования нефтегазоносности недр, методов и технологий поисков и освоения глубинной нефти, другие практические приложения, выработанные в рамках секционной деятельности, будут реализовываться через коммерческие проекты с недропользователями.

В рамках секционной работы предполагается подготовка предложений по тематике вузовских и университетских курсов лекций по глубинному происхождению нефти; создание секций и отделений по глубинному генезису УВ при РАН и РАЕН; содействие в возрождении старых и создании новых научных школ, создании вузовских и университетских лабораторий и корпоративных центров по глубинному генезису УВ; изыскание источников финансирования этих работ и внедрение результатов исследований на полигонах нефтяных компаний. По каждому из рассматриваемых вопросов создаются группы активного их продвижения. К работе этих групп привлекаются не только члены Учредительного собрания и члены секций, но и ученые не вошедшие в их состав.

Вопрос учредительской и спонсорской поддержки деятельности «Кудрявцевских Чтений» остается открытым и будет решаться по мере информирования геологической общественности и вовлечения в процесс заинтересованных научных организаций и нефтяных компаний. Выбор Учредителей будет напрямую увязываться со спонсорством.

Задачи предстоящих исследований. Учредительное собрание Чтений отмечает, что в рамках создания глубинно-фильтрационной парадигмы онтогенеза нефти ►

рассмотрению и решению на системном уровне подлежат следующие вопросы теории происхождения нефти, методов прогнозирования нефтегазоносности недр и практики поисков глубинной нефти.

1. Очаги генерации, исходное вещество (доноры) и природные процессы его преобразования в УВ в условиях мантии, земной коры и в осадочном чехле.
2. Механизмы первичной мобилизации (эвакуации из очагов) и вторичной фильтрации УВ; локализованные каналы вертикальной фильтрации и поступления УВ из очагов генерации в верхнюю часть земной коры (осадочный чехол и фундамент).
3. Аккумуляция УВ: традиционные и нетрадиционные ловушки; роль напорных УВ-флюидов в формировании коллекторов, резервуаров и ловушек УВ (глубины распространения промышленной нефтегазоносности в земной коре, ограничения по уровням распространения трещиноватости, коллекторов, фазовому составу УВ).
4. Сохранность УВ скоплений: влияние среды, термобарических и окислительно-восстановительных условий осадочного чехла и фундамента на состав и трансформации первичных УВ-систем.
5. Законы и закономерности нефтегазоносности глубинных недр; зоны нетрадиционного нефтегазонакопления (горно-складчатые области, щиты древних платформ, фундамент древних и молодых платформ, океаническое ложе, океанические и континентальные рифтовые зоны), критерии прогнозирования и перспективы их нефтегазоносности.
6. Критерии и методы прогнозирования нефтегазоносности недр; методы количественной оценки ресурсного потенциала (методы оценки прогнозных ресурсов) и нефтегазогеологического районирования недр.
7. Математическое моделирование физико-химических процессов нефтегазообразования и геологических условий нефтегазонакопления в земной коре и верхней мантии; программные средства моделирования УВ-систем.
8. Методы и технологии поисков, разведки и освоения глубинной нефти.
9. Методы и технологии разработки месторождений нефти и газа с учетом возобновляемости их ресурсов; технологии воздействия на геосреду с целью возобновления ресурсов нефти и газа.

Все эти и другие вопросы геологии нефти и газа являются определяющими тематику Чтений. Уверен, что при создании критической массы активных сторонников глубинного генезиса нефти мы будем в силах в ближайшей перспективе через коллективный Разум создать основы глубинно-фильтрационной теории онтогенеза нефти, как составной части минералообразования в земной коре.

Резолюция Учредительного собрания. Выражая коллективную обеспокоенность текущим состоянием нефтегазовой отрасли в нашей стране, вошедшей с конца прошлого века в глубокий системный кризис, отразившийся не только в падении научного обеспечения геологоразведочных работ, но и в оскудении ресурсной базы и темпов ее воспроизводства, участники Учредительного собрания Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти «Кудрявцевские Чтения» постановили.

1. Признать кризисное состояние нефтегазовой отрасли страны, исчерпавшей ресурс своего развития, в том числе благодаря неэффективному научному обеспечению геологоразведочного процесса на основе руководящей осадочно-миграционной теории происхождения нефти.
2. Считать своевременным организацию Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти «Кудрявцевские Чтения» в продолжение славных традиций отечественной школы неорганического происхождения нефти на пути возрождения нефтегазовой геологии и создания научного обеспечения геологоразведочных работ нефтяных компаний страны.
3. Поручить Координационному совету Учредительного собрания подготовить предложения по списку секций и списку программного комитета первых «Кудрявцевских Чтений» и их персональному составу.
4. Первую Всероссийскую конференцию по глубинному генезису нефти «Кудрявцевские Чтения» провести 22-24 октября 2012 года в Москве в ОАО «ЦГЭ».

Приглашаем всех заинтересованных ученых, геологов и нефтяников научных, сервисных и производственных организаций страны принять участие во Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти «Кудрявцевские Чтения». Свои пожелания и предложения по организационным вопросам учредительской и спонсорской поддержке можно присылать на мой электронный адрес: aitimurziev@cge.ru ■

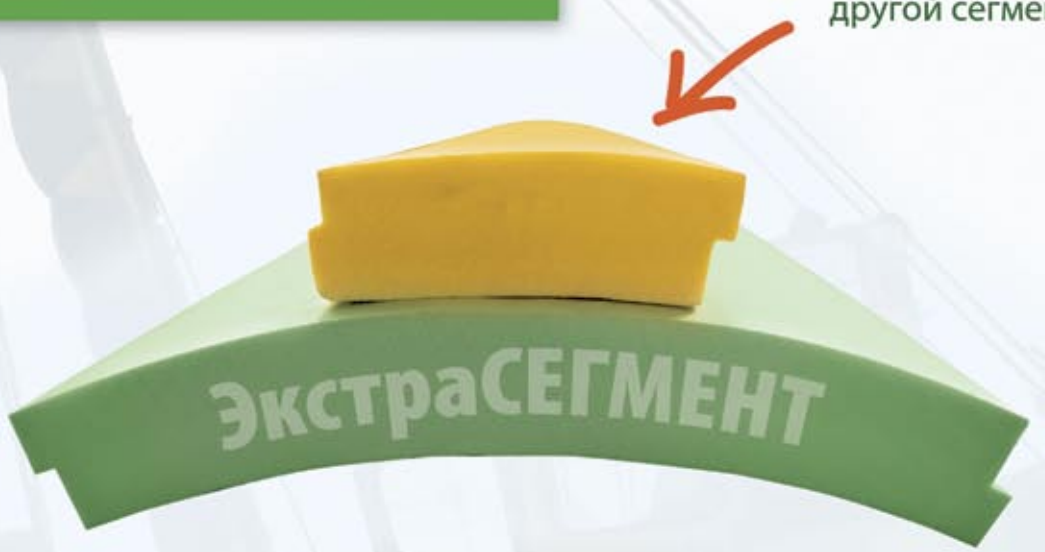
ЭКСТРОЛ
ЭКСТРУЗИОННЫЙ ПЕНОПОЛИСТИРОЛ

Работает с теплом!

www.extrol.org

ЭкстраСЕГМЕНТ

Единственный в России широкий монолитный сегмент, предназначенный для тепловой изоляции наружной поверхности трубопроводов диаметром от 57 до 1420мм при подземной и наружной прокладке, в том числе в районах с вечномерзлыми грунтами. Рабочая температура от - 63 С до + 75 С . Долговечность более 50 лет.



В 2 раза:

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

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

* ТУ 5767-002-77909577-2007 сегменты и полуцилиндры «Экстрол»

Научно-производственная фирма «Пакер»
452606, Российская Федерация, Республика Башкортостан,
г. Октябрьский, ул. Северная, д. 7.
Приемная: тел.: (34767) 6-71-91, 6-63-64;
факс: (34767) 6-75-15
E-mail: mail@npf-paker.ru | http://www.npf-paker.ru

ОКТЯБРЬСКИЙ ПАКЕР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА

ПРИГЛАШАЕМ К СОТРУДНИЧЕСТВУ:

Габдуллин Баязит Фазитович
Заместитель директора по сбыту и сервису
E-mail: mail@npf-paker.ru
Моб.: +7-927-239-93-43
Тел.: +7-34767-5-33-90

- **ПАРТНЕРОВ, РЕГИОНАЛЬНЫХ ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ** — для развития Вашего самостоятельного или совместного регионального сервиса с оборудованием ООО НПФ «Пакер» (по России)
- **АГЕНТОВ, ДИЛЕРОВ И ПОСРЕДНИКОВ** — по поставке оборудования ООО НПФ «Пакер» (по России)

Хусаинов Альберт Раилевич
Руководитель службы сбыта
E-mail: mail@npf-paker.ru
Моб.: +7-927-233-83-94
Тел.: +7-34767-5-22-78
Skype: npf-paker

- **СЕРВИСНЫЕ КОМПАНИИ, ВНЕДРЯЮЩИЕ РАЗЛИЧНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ** — для проведения совместных комплексных работ при добыче нефти, ППД, освоении и ремонте скважин (в т.ч. ОРЭ, ОРЗ)

Трифонов Вадим Владимирович
Заместитель директора по развитию сбыта и сервиса
E-mail: mail@npf-paker.ru
Моб.: +7-937-316-55-41
Тел.: +7-34767-5-34-68

- **РАЗРАБОТЧИКОВ И ИЗОБРЕТАТЕЛЕЙ** — для совместного внедрения оборудования в различных технологиях КРС и добычи нефти

Сагиров Максим Хамитович
Руководитель службы развития сбыта и сервиса
E-mail: mail@npf-paker.ru
Моб.: +7-927-334-34-94
Тел.: +7-34767-5-03-05
ICQ: 435231499

- **АГЕНТОВ, ДИЛЕРОВ И ПОСРЕДНИКОВ** — по поставке оборудования ООО НПФ «Пакер» (по СНГ и дальнему зарубежью)
- **ПАРТНЕРОВ, РЕГИОНАЛЬНЫХ ПРЕДСТАВИТЕЛЕЙ** — для развития Вашего самостоятельного или совместного регионального сервиса с оборудованием ООО НПФ «Пакер» (по СНГ и дальнему зарубежью)

Фёдорова Антонина Георгиевна
Руководитель службы заказов по металлообработке
E-mail: mail@npf-paker.ru
Моб.: +7-937-311-58-77
Тел.: +7-34767-5-34-97

- **ИЗГОТОВИМ НОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И НЕОБХОДИМЫЕ ЗАПАСНЫЕ ЧАСТИ, РАЗРАБОТАННЫЕ ПО ВАШИМ ЧЕРТЕЖАМ** — токарные, фрезерные и расточные работы при заказе крупной партии