HEATH CASSULUS

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК

№ 6 (24) ОКТЯБРЬ 2012



Погружные УЭЦН для добычи нефти

- Производство
- Запасные части
- Сервис

тел.: +7 (34542) 41-5-54 secretary@icoilpump.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.).



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





ОАО «КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД» (ОАО «КрЭМЗ»)

ПРОИЗВОДИМ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ С 1974 ГОДА





Кропоткинский машиностроительный завод – одно из ведущих предприятий промышленности Краснодарского края. Наш завод основан в 1974 году и на протяжении многих лет стабильно работал и работает в нефтегазовой отрасли. Несмотря на относительную удаленность нашего предприятия от основных нефте- газодобывающих регионов страны, география поставок продукции нашего завода очень обширна. Нашу продукцию можно найти от Сахалина до Калининграда, по всей России и странам ближнего зарубежья.

В настоящее время предприятие производит следующее оборудование для строительства и ремонта нефтегазопроводов:

- Трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб (холодного производства вставок кривых и отводов для промысловых и магистральных нефте- газо- продуктопроводов);
- Установки горизонтального бурения УГБ-17;
- Центраторы внутренние гидравлические, центраторы наружные;
- Станки СПК подготовки кромок труб;
- Трубосварочные базы, станки очистки-намотки сварочной проволоки;
- Лебедки тяговые и скреперные, а также иное оборудование для строительства подводных переходов (полиспасты, обоймы якорные, оголовки);
- Лебедки скреперные шахтные (подземные);
- Комплекс машин для переизоляции трубопроводов;
- Котлы битумные БК (КАПЭ), печи-сушки, агрегаты нагревательные;
- Грузоподъёмные средства (троллейные подвески, полотенца мягкие и тросовые, траверсы);
- Линии, оборудование и приспособления для очистки-изоляции новых или старых трубопроводов;
- Другое специальное оборудование.

Продукция соответствует требованиям качества ГОСТ Р ИСО 9001-2008

Россия, 352387, Краснодарский край, г. Кропоткин, 3-й Промышленный проезд, №3. Тел.: (86138) 7–23–67, 7–71–02 Факс: 6–17–58, 7–23–67

E-mail: kremz@mail.kuban.ru; www.kremz.ru; www.kremz.biz; www.kremz.info





Наше топливо — стремление быть первыми.

— ЗАО «Завод «Знамя труда»



энспо∙®зиция

ВЫПУСК: № 6 (24) октябрь 2012 г.

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ОФИС:

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

АДРЕСА ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ:

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

Miami, FL, USA, 801 Three islands blvd., Suite 217, Hallandale Beach, 33009 +1 (954) 646-19-08

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

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:

000 «Экспозиция Нефть Газ»

директор:

Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:

Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:

Сайфутдинов P.A. / rav@runeft.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca Шустер В.Л. / tshuster@mail.ru Завидей В.И. / zavidey@vei.ru Мануков В.С. / manukov@cge.ru Гогоненков Г.Н. / gngogonenkov@cge.ru Кемалов А.Ф. / kemalov@mail.ru Кемалов Р.А. / kemalov@mail.ru Теляшев Э.Г. / redactor@anrb.ru Лукьянов О.В. / lab1o5@rambler.ru Котельникова Е.Н. / elena@ek774o.spb.edu Ишматов З.Ш. / ishmatov@mail.ru

АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:

423809, РТ, Набережные Челны, пр. Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6

ОТПЕЧАТАНО:

Типография «Логос» 420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А тел: +7 (843) 231-05-46 № заказа 10-12/15-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 29.10.2012

ТИРАЖ: 10 000 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:

С.С. Савельев
Автономные системы дистанционного управления
шаровыми кранами9
М.И. Альтшуллер, С.А. Лазарев
Энергоэффективные электроприводы разработки
и производства НПП «ЭКРА»10
А.П. Хаустов, М.М. Редина
Прогноз техногенных рисков загрязнения геологической среды
нефтяными углеводородами17
Н.Ю. Башкирцева, О.Ю. Сладовская, Ю.С. Овчинникова, А.А. Сибгатулин
Проектирование гибкой схемы производства антифризов в программе CADWorx21
Е.А. Зеленская, Т.В. Зеленская
Лсследование процесса облагораживания низкооктановых углеводородных
фракций на органически модифицированных цеолитных катализаторах24
П.Б. Леонов
Ещё раз о расчёте осевых компрессоров
Р.Р. Гареев, А.А. Мацибора
Ремонтно-техническое обслуживание динамического оборудования
по результатам диагностических измерений
Н.А. Созонов
Вертикальные факельные установки типа УФМГ-А разработки
и производства ООО «ТюменНИИгипрогаз»
Д.И. Соколов
Стратегии, технологии, инновации ЗАО «Антипинский НПЗ»
А.Д. Касьянов, В.А. Гулый, С.Л. Макаров
Трименение газотурбинных двигателей в насосных агрегатах
комплексов гидроразрыва нефтяных и газовых пластов
Н.А. Сляднева
ЭМА диагностика трубопроводной арматуры
А.В. Сумбаев
Осевые клапаны РУСТ® серии 900 54
3.П. Берсенев
Безопасность объектов нефтегазовой индустрии59
К.А. Багаев, А.Л. Горчаков
Э соответствии стандарту ISO 14096 оцифровщика
рентгеновских плёнок «MICROTEK MII 900 PLUS»
О.А. Беляев, А.Г. Чукаев
Расчёт потребности ингибиторной композиции для предупреждения
тидратообразования в скважинах Уренгойского месторождения
А.С. Кашик, Л.А. Книжнерман, А.Р. Клепацкий, М.Д. Хусид
Моделирование электротеплового воздействия на прискважинную
область при разработке месторождения высоковязкой нефти
Р.М. Саттаров, Б.З. Тухфатов
Экологические проблемы утилизация попутного газа на нефтяных
месторождениях Западного Казахстана73
В.А. Рыжов, Е.В. Биряльцев, М.Р. Камилов
Возможность изучения ВЧР на основе полноволнового
исленного моделирования82

EHPO® SITION OIL® GAS

ISSUE:

№ 6 (24) october 2012

GENERAL OFFICE:

Republic of Tatarstan, N.Chelny, Russia 3/14 Mira avenue, Suite 145 +7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

REPRESENTATIVE OFFICES:

Moscow, Russia 38/3 Narodnogo opolcheniya str., Suite 212 +7 (499) 681-04-25

Miami, FL, USA,

801 Three islands blvd., Suite 217, Hallandale Beach, 33009 +1 (954) 646-19-08

Hilden, Germany

+49 (1577) 958-68-49

URL:

www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:

Expozitsiya Neft' Gas, LLC

CEO:

Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

EDITOR:

Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

DESIGNERS:

Ravshan Saifutdinov / rav@runeft.ru

MANAGERS:

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

EDITIORIAL BOARD:

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

PRINTED:

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

ISSUE DATE:

29 october 2012

CIRCULATION:

10 000 copies

CONTENT:

Remote control self-sufficient systems for ball valves9
Marks I. Al'tshuller, Sergey A. Lazarev Energy-efficient drive systems are designed and manufactured by EKRA Ltd10
Aleksandr P. Khaustov, Margarita M. Redina Forecast of anthropogenic risks of pollution of geological environment with petroleum products
Natal'ya Y. Bashkirtseva, Ol'ga Y. Sladovskaya, Yuliya S. Ovchinnikova, Ayrat A. Sibgatulin Designing a flexible scheme of antifreeze production in the program CADWorx21
Elena A. Zelenskaya, Tatyana V. Zelenskaya Investigating sweetening low octane HC fracturing process with organically modified zeolite catalysts24
Leonid B. Leonov Once more about calculating of axis compressors
Rustem R. Gareev, Andrei A. Matsibora Technical repair service dynamic equipments by results equipments by results of diagnostic measurements
Nikolay A. Sozonov Vertical flare units by LLC TyumenNIIgiprogas32
Dominik I. Sokolov Strategy, technology, and innovation of CJSC «Antipinsky oil Refinery»34
Anatoliy D. Kas'yanov, Vladimir A. Gulyy, Sergey L. Makarov Application of gas-turbine engines in pumping units complexes of hydraulic fracturing of oil and gas reservoirs
Natal'ya A. Slyadneva EMA diagnosis valves
Aleksey V. Sumbaev Axial RUST® valves of a series 90054
Vladimir P. Bersenev Safety for industrial oil and gas objects59
Kirill A. Bagaev, Alexander L. Gorchakov «Microtek MII 900 Plus» digitizer and ISO-14096 standard
Yuri A. Belyaev, A. G. Chukaev The calculation of the needs of the inhibitor compositions to prevent hydrate formation in the wells of the Urengoy field
Alexey S. Kashik, Leonid A. Knizhnerman, Andrey R. Klepatsky, Maria D. Khusid Modeling electro-thermal stimulation methods of the near-wellbore area during the development of high-viscosity oil deposit
Rakiz M. Sattarov, Bauyrzhan Z. Tukhfatov Environmental issues of utilization of associated gas on oil fields of the Western Kazakhstan73
Vasiliy A. Rizhov, Eugeny V. Birialtsev, Marsel R. Kamilov Opportunity to study the upper part of section based on full-wave numerical simulation



ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ И ПОСТАВЩИК ОБЩЕПРОМЫШЛЕННОЙ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ



TOO «КЗТА- Казахстанский Завод Трубопроводной Арматуры» производство и поставка общепромышленного оборудования теп: +7(727)2650157 факс: +7(727)2650.197 info@kzta kz www.kzta kz



KASAX SIAH SKUU SABOI















ОТВОДЫ

тройники

переходы

заглушки

• ДНИЩО

















ИФС

крепеж

детали в изоляции

приводы

задвижки • электро- • 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, 20A, 20C, 13XФA, 12X18H10T, 08X18H10T, 10X17H13M2T, 15X5M, 20ФА.

Официальный представитель:

















АРМАТУРА УДК 621.646.651

Автономные системы дистанционного управления шаровыми кранами

С.С. Савельев (Москва, Россия)

ss@tdmarshal.ru

директор по развитию ООО «ТД «Маршал»

В данной статье проведен краткий обзор современных систем автономного дистанционного управления запорной арматурой

Материалы и методы

При подготовке данной статьи использовались данные из каталогов и сайтов компаний Роторк, НПО «Вымпел», Акситех и др...

Ключевые слова

запорная арматура, электроприводы, пневмоприводы, электрогидроприводы, пневмогидроприводы, системы дистанционного управления, шаровые краны

Remote control self-sufficient systems for ball valves

Authors

Sergey S. Saveliev (Moscow, Russia)

development director 000 "TD "Marshal"

Abstrac

This article concerns a brief review of modern remote control self-sufficient systems for valves

Materials and methods

For this article was used catalogue and website material of companies "Rotork", NPO "Vimpel", "Aksitech"

Results

There are given recommendations about appliance of different remote control systems, alternative power supply for driving equipment.

Conclusions

In condition of difficult to access placing of equipment it is necessary to use remote control systems and alternative power supplies.

Keywords

pipeline valves, electric actuators, pneumatic actuators, electrohydrodrive, pneumohydrodrive, remote control systems, ball valves

References

- 1. Catalogue NPO "Vimpel"
- 2. Catalogue "Aksitech"
- 3. Catalogue "Rotork"

Список использованной литературы

- 1. Каталог компании НПО «Вымпел»
- 2. Каталог компании «Акситех»
- 3. Каталог компании «Роторк»

Не редко возникает необходимость размещения оборудования в очень отдаленных районах, в экстремальных условиях эксплуатации, в районах подверженных серьезной сейсмической активности и другим катаклизмам. Подвод линий электропередач к таким объектам затруднителен, требует больших финансовых и трудовых затрат. Кроме того увеличивается доля применения оборудования в малотоннажных модулях переработки углеводородного сырья. Все эти вопросы в комплексе, заставляют рассматривать альтернативные источники энергообеспечения, которые позволяют создать автономность объекта.

Данная проблема актуальна и при подборе запорной арматуры. Необходимо было установить шаровые краны на трубопроводе, проходящим в труднодоступном районе, на большом удалении от населенных пунктов, источников электроснабжения. Подвод линий электропередач к приводным устройствам шаровых кранов оказался слишком дорогим, что побудило к поиску альтернативы. Нам, как производителям шаровых кранов, хотелось бы кратко осветить различные технологические решения, используемые для автономного дистанционного управления данным оборудованием.

Несмотря на то, что зачастую прокладка линий электропередач для питания приводных устройств трубопроводной арматуры является экономически нецелесообразным — едва ли приходится говорить о широком применении различных решений автономного питания и управления.

Для решения этой проблемы используется несколько подходов. В связи с тем, что вне зависимости от типа приводного устройства наличие электрической энергии становится обязательным фактором (для питания как минимум устройств подачи сигнала о положении арматуры), то и вопрос автономности упирается в возможность обеспечения бесперебойного электроснабжения.

Автономность питания также требует максимальной энергоэффективности применяемого оборудования. Кроме того при подборе автономного источника питания необходимо учитывать его надежность, бесперебойность работы, возможность обеспечения дублирования работы различных систем, с целью избегания малейшей возможности отказа. Для управления запорной арматурой необходимо осуществить выбор оптимального приводного устройства с малым энергопотреблением: электрогидропривода, пневмогидропривода, энергоэффективного электропривода. Подбор одного из типов приводного устройства осуществляется исходя из требований относительно времени закрытия трубопроводной арматуры, крутящего момента, требуемого напряжения питания и потребляемой мощности электрических компонентов.

Для создания бесперебойного электроснабжения могут применяться различные гальванические элементы и аккумуляторные устройства, а также электрогенерирующие устройства.

При использовании различных видов питающих элементов без электрогенерирующего оборудования возникает необходимость периодической замены данных устройств. Благодаря использованию элементов с длительным сроком службы данная операция может осуществляться раз в несколько лет. В случае же если необходима большая автономность и более длительный период отсутствия технического обслуживания — понадобиться использование дополнительных электрогенерирующих устройств.

В качестве электрогенерирующего оборудования могут использоваться: ветрогенераторы, солнечные батареи, а также термоэлектрогенераторы. Подбор одного из типов устройства производится исходя из индивидуальных условий эксплуатации, климатического района размещения оборудования, длине светового дня, ветрености и пр. Во всех случаях используются аккумуляторы для накопления электроэнергии для использования ее в периоды простоя генерирующих устройств, а также в качестве дополнительной защиты на случай выхода основного оборудования из строя.

Также немаловажным является обеспечение бесперебойной связи с операторным пунктом. Для этих целей могут использоваться следующие каналы связи: радиоканал, GSM-канал, WiFi, WiMax, спутниковый канал. Для большей надежности возможно дублирование данных систем (например, использование нескольких SIM-карт альтернативных операторов на GSM-модеме).

Через данные каналы связи может осуществляться как управление запорной арматурой, так и передачу другой дополнительной информации, например: давление питающей среды и ее температура (в случае использования пневмоприводных, пневмогидроприводных, электрогидроприводных устройств), температура воздуха на площадке, контроль загазованности и целостности цепей управления, положение шарового крана, дверей технологического шкафа и площадки обслуживания, ресурс элементов питания.

Передача данной информации может осуществляться непрерывно, автоматически, либо через определенные промежутки времени. Установка интервалов подачи информации и опроса датчиков, позволяет использовать оборудование в режиме энергосбережения.

Подводя итог нам бы хотелось призвать потребителей нашей продукции обращать больше внимания на автономные системы управления запорной арматурой. Во многих случаях использование подобных решений позволит сэкономить значительные средства. Кроме того они уже успели хорошо зарекомендовать себя не только во всем мире, но и в нашей стране. Использование же многочисленных систем дублирования позволяет сделать вывод, что по своей надежности они ничуть не уступают классическим решениям.

Ю ЭНЕРГЕТИКА УДК 621.6-5:621.314.2

Энергоэффективные электроприводы разработки и производства НПП «ЭКРА»

М.И. Альтшуллер (Чебоксары, Россия)

altshuller-m@ekra.ru

канд. техн. наук. Заведующий отделом электропривода НПП «ЭКРА»

С.А. Лазарев

lazarev-s@ekra.ru

канд. техн. наук. заведующий кафедрой САУЭП Чувашского госуниверситета, ведущий специалист отдела электропривода НПП «ЭКРА»

Рассмотрена преобразовательная техника производства НПП «ЭКРА» используемая в высоковольтном электроприводе напряжением 6 и 10 кВ, мощностью до 12,5 МВА и аспекты её применения для решения задач энергосбережения, увеличения ресурса электропривода, а так же автоматизации технологических процессов

Материалы и методы

Опыт внедрений. Обработка результатов экспериментальных исследований.

Ключевые слова

транспорт нефти, электрический привод, преобразователь частоты, устройство плавного пуска, автоматизация технологического процесса

Energy-efficient drive systems are designed and manufactured by EKRA Ltd.

Authors

Marks I. Al'tshuller (Cheboksary, Russia)

candidate of technical sciences, head of the Electrical Drive Department, EKRA Ltd.

Sergey A. Lazarev

candidate of technical sciences, Leading expert, Electrical Drive Department, EKRA Ltd.

Abstract

Considered converter equipment produced by EKRA Ltd. is used in high-voltage electric drive voltage of 6 kV and 10 kV, with a capacity of 12.5 MVA and aspects of its application to Наиболее эффективным решением задачи ресурсосбережения с одновременной экономией электроэнергии при регулировании таких технологических параметров как давление и расход жидкости является применение частотно-регулируемого электропривода насосного агрегата. Так, например, применение частотно-регулируемого электропривода в технологии транспорта нефти позволит:

- уменьшить расходы электроэнергии до 30%;
- снизить расхода ресурсов на 2-3% за счёт стабилизации давления в трубопроводе и уменьшить утечоки;
- уменьшить строительные объёмы зданий и сооружений при вводе новых мощностей и оптимизации энергосистемы потребителя за счёт снижения пиковой мошности:
- уменьшить износ электротехнического и гидромеханического оборудования;
- снизить вероятности возникновения аварий, вызванных гидроударами благодаря плавному изменению режимов работы насосных агрегатов.

Современный частотно регулируемый электропривод среднего напряжения 6-10 кВ ЭСН мощностью 630-2500 кВт, разработанный и выпускаемый НПП «ЭКРА» обеспечивает плавный последовательный запуск нескольких двигателей с последующим переходом к питанию от сети даже при соизмеримой мощности электродвигателя и питающего его трансформаторной подстанции либо дизель-генераторной электростанции. Он обеспечивает регулирование скорости насосного агрегата, а, следовательно, его производительности, по заданному технологическому закону, легко интегрируется в автоматизированную систему управления насосной станцией.

Применение в электроприводе ЭСН многоуровневой схемы построения высоковольтного инвертора ограничивает dU/dt на выходе преобразователя, что ослабляет негативное влияние на изоляцию электродвигателя и не требует применения дорогостоящего синусного фильтра на выходе преобразователя, а также отодвигает на второй план проблему «длинного кабеля» между преобразователем частоты и электродвигателем. К другим достоинствам электропривода ЭСН с многоуровневым преобразователем и каскадным включением инверторов относятся:

1. За счет однократного преобразования энергии в первичном трансформаторе и однократного в автономном инверторе напряжения результирующее значение КПД преобразователя частоты (достигающее 97%) заметно выше, чем для других схемных решений, что снижает суммарную мощность на охлаждение установки и уменьшает срок окупаемости преобразователя.

- 2. Высокий коэффициент мощности установки (до 0,95 при нагрузке выше 10% от номинала), обусловленный только коэффициентом мощности трансформатора и постоянный во всем диапазоне изменения нагрузок и скорости электропривода ведет к отсутствию необходимости в покупке мощных и дорогостоящих фильтров и компенсирующих устройств для подавления гармоник тока в питающей преобразователь сети. При этом снижаются реактивные и результирующие токи потребления преобразователя со стороны питающей сети, уменьшаются сечения проводников кабельных линий, исключаются перегрузки питающих фидеров, выключателей и трансформаторов реактивной мощностью. К тому же отсутствие в питающей сети высших гармоник (коэффициент содержания высших гармонических менее 3%) позволяет избежать штрафных санкций снабжающих электроэнергией компаний.
- За счет высокой несущей частоты коммутации силовых транзисторов (4 КГц) выходной ток преобразователя близок к синусоидальному (коэффициент содержания высших гармонических менее 0,5%), что не требует установки на выходе преобразователя частоты дорогостоящего и выделяющего существенные потери энергии синусного фильтра.
- 4. В данном преобразователе полностью решены проблемы синхронизации выходного напряжения инвертора с питающей сетью для обеспечения переключения питания электродвигателя от преобразователя на сеть и обратно, что особенно важно с позиций применения ограниченного числа преобразователей для питания большого числа электродвигателей в составе технологической установки. Иными словами, используя лишь один преобразователь, можно обеспечить плавный частотный пуск любого электродвигателя, вывести его на частоту 50 Гц, переключить на сеть и затем вновь использовать преобразователь частоты для пуска другого электродвигателя или регулирования производительности технологической установки.
- 5. В электроприводе реализована векторная структура управления, необходимая по условиям тяжелого пуска рабочего механизма. К тому же в подобных векторных структурах заложена возможность стабилизации скорости по ЭДС электродвигателя, т.е. бездатчиковая система управления скоростью электродвигателя в которой отсутствует тахогенератор, установка которого часто бывает проблематична. Динамика электропривода с такой структурой достаточна для большинства применений высоковольтного электропривода и позволяет ограничивать пусковые токи электродвигателей на желаемом либо допустимом уровне.

Многоуровневый преобразователь частоты ЭСН с каскадным включением инверторов идеально подходит для применения с электродвигателем, работающим на низкой синхронной частоте вращения. Высокий и стабильный коэффициент мощности поддерживается во всем диапазоне скорости вращения при использовании любых стандартных асинхронных и синхронных электродвигателей.

В настоящее время три электропривода с преобразователями ЭСН мощностью 630 кВА запущены в эксплуатацию и работают в режиме регулирования скорости по заданному технологическому параметру.

Другим ресурсосберегающим решением для высоковольтных электроприводов, не требующих регулирования скорости по технологическим причинам, является применение устройства плавного пуска, предназначенного для ограничения пускового тока, прежде всего асинхронного двигателя, но может быть использовано и для асинхронного пуска синхронного двигателя. Регулирование пускового тока на заданном уровне осуществляется путем фазового управления тиристорами регулятора напряжения, посредством которого меняется действующее значение напряжения подводимого к статору электродвигателя.

Серия пусковых устройств ШПТУ производства НПП «ЭКРА» позволяет реализовать плавный безударный запуск высоковольтных электродвигателей мощностью от 300 кВт до 12,5 мВт. Сравнительный анализ провалов напряжения при пуске электродвигателя СТДП-12500кВт 10кВ с дожимным компрессором работающим на закрытую задвижку показал уменьшение провала напряжения до 7% против 23% при прямом пуске. При этом снимается ограничение на число пусков электродвигателя, экономится ресурс, как самого электродвигателя, так и приводимого механизма и уменьшается пиковая нагрузка на питающую сеть.

Опыт наладки устройств плавного пуска с фазовым принципом управления показывает, что асинхронные электродвигатели насосов плавно пускаются с пусковыми токами (3–4) $I_{\text{ном}}$, синхронные электродвигатели со статическими возбудителями — токами 2,5 $I_{\text{ном}}$, а синхронные двигатели с вращающимися возбудителями — токами (2,5–3) $I_{\text{ном}}$.

Устройство ШПТУ с успехом применяется

для исключения броска тока при включении силового трансформатора путем его плавного намагничивания

Применительно к плавному пуску синхронного электродвигателя разработано и серийно выпускается НПП «ЭКРА» устройство плавного пуска ШПТУ-ВИ принцип действия, которого основан на использовании инвертора тока ведомого синхронной машиной. Достоинством такого схемотехнического решения является использование. как в управляемом выпрямителе, так и в инверторе полууправляемых тиристоров с простой системой фазового управления. Регулирование тока инвертора осуществляется с помощью управляемого выпрямителя выполненного на полууправляемых тиристорах с фазовым управлением. Так, например, при частотном пуске синхронного электродвигателя 3700 кВт турбокомпрессора от ШПТУ-ВИ провалы питающего напряжения на входе пускового устройства, обусловленные пусковыми токами, не превышают значений, установленных ГОСТ 13109-97(2002) и соответствуют:

- не более 3% от номинального напряжения при пусковом токе, не более 0,75 номинального тока статора;
- не более 2% от номинального напряжения при пусковом токе, не более 0,45 номинального тока статора.

Устройство плавного пуска высоковольтных синхронных электродвигателей ШПТУ-ВИ является хорошим экономически оправданным решением для нерегулируемых механизмов, таких как мельницы, конвееры с тяжелыми условиями пуска, компрессоры, воздуходувки и насосы при небольшом регулировании производительности (менее 10%) с помощью задвижки.

Другая важная предпосылка применения регулируемого электропривода объясняется технологической необходимостью оптимизация технологического процесса путем автоматического изменения технологических параметров в функции скорости. Для реализации этой задачи НПП «ЭКРА» предлагает автоматизированные системы пуска и управления скоростью высоковольтных синхронных и асинхронных электродвигателей (АСУ СПП) предназначенные для обеспечения:

• автоматизации процесса плавного

solving energy, resources drive, as well as process automation

Materials and methods

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

Results

Introduced Softstarter and variable frequency drive with synchronous and asynchronous motors in automated control systems of technological equipm ent ISC «Transneft»

Conclusions

Application of frequency-controlled electric pump unit provides power savings of up to 40%. The use of the soft starter motor reduces its starting currents and removes the limitation on the number of starts.

Keywords

transportation of oil, electric drive, frequency inverter, soft starter, automation of the process

References

1. Elektricheskaya energiya.

Sovmestimost' tekhnicheskikh
sredstv elektromagnitnaya. Normy
kachestva elektricheskoy energii v
sistemakh elektrosnabzheniya
obshchego naznacheniya
[Electric energy. Electromagnetic
compatibility of technical equipment.
quality limits in public electrical
systems]. GOST 13109-97

Устройство плавного пуска с фазовым принципом управления ШПТУ (ШПТУ-ВИ)



Преобразователь частоты ЭСН



И комплексные решения АСУ ТП для электроприводов на их основе

Статический возбудитель для синхронного электродвигателя СПВД



пуска одного и последовательного пуска нескольких синхронных и асинхронных высоковольтных электродвигателей механизмов с различными характеристиками нагрузки (насосы, компрессоры, вентиляторы, дробилки, мельницы, конвейеры);

- информационных функций (наблюдения, контроля, сигнализации);
- функций управления СПП и частотно-регулируемым электроприводом в целом;
- релейной защиты и автоматики электрооборудования и подключенных к нему электродвигателей:
- контроля состояния высоковольтных выключателей, электродвигателей и агрегатов;
- мониторинга состояния системы (состояние элементов, силовой цепи и защит) и взаимодействие с ним (команды управления, параметры конфигурации и параметры пуска);
- записи массива событий системы;
- записи истории событий пусков:
- штатные (по умолчанию зо событий);
- аварийные (по умолчанию 30 событий);
- обмена информацией с АСУ верхнего уровня установленной на этой же технической платформе, или по каналам связи (OPC, SQL, ModBus Plus).

Запись истории события включает:

 краткую характеристику пуска (дата и время пуска, длительность пуска, минимальные значения линейных напряжений и максимальные значения пусковых

- токов, номера ЭД и секции шин, параметры пуска и т.п.);
- графики выбираемых для регистрации сигналов при пуске (линейных напряжений, пусковых токов, частоты вращения и другие сигналы системы управления);
- аварийные исторические события включают информацию о причине неисправности.

По требованию заказчика для совместимости аппаратных и программных протоколов в качестве управляющего контроллера может быть применен любой промышленный контроллер из мировых брендов ABB, Advantech, ICPDAS, Siemens, Idec, Facon, LG, Mitsubishi, Modicon, OMRON.

Для реализации комплексных поставок при управлении пуском и скоростью электропривода с синхронным двигателем на НПП «ЭКРА» разработан и освоен в производстве статический полупроводниковый возбудитель с интегрируемой в АСУ цифровой системой управления. Возбудитель в дополнение к функциям АСУ обеспечивает:

- Автоматическую подачу возбуждения при пуске двигателя в функции:
 - частоты и фазы ЭДС скольжения;
- тока статора;
- частоты, фазы ЭДС скольжения и тока статора.
- Форсирование возбуждения для уверенного втягивания двигателя в синхронизм.
- Удержания двигателя в синхронизме при изменениях момента сопротивления на валу.

 Регулирование тока возбуждения по одному из следующих законов:

- стабилизация тока возбуждения;
- по напряжению статора;
- поддержание заданного коэффициента мощности (cos φ);
- по напряжению статора и по углу ф.
- Отключение двигателя в аварийных режимах.
- Гашение поля ротора при нормальных и аварийных отключениях двигателя.
- Переход в режим охлаждения ротора при перегрузе ротора по току.
- Непрерывный контроль сопротивления изоляции ротора.

Вся рассмотренная продукция сертифицирована и рекомендована к применению.

Итоги

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

Выводы

Применение частотно-регулируемого электропривода насоса обеспечивает экономию электроэнергии до 40%. Использование устройства плавного пуска электродвигателя снижает его пусковые токи и снимает ограничение на количество пусков.

энергии в системах электроснабжения общего назначения. ГОСТ 13109-97

Список использованной литературы

1. Электрическая энергия.

Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической

Сварка

12-я специализированная выставка-конференция с международным участием

Контроль и диагностика

7-я специализированная выставка

TITLE TO THE PROPERTY OF THE P

4-6 декабря 2012

- · «День главного сварщика»
- . Научно-техническая конференция «Сварка и Диагностика»
- · Конкурс «МИСС СВАРКА-2012»
- ТЕСТ-ДРАЙВ сварочного оборудования
- Ярмарка ВАКАНСИЙ
- Мастер-класс победителей конкурса «Лучший сварщик Свердловской области
- · Конкурс «Молодой Сварщик-2012»
- «День молодого специалиста»

Место проведения:



КОМПЛЕКТАЦИЯ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА



450057 | Республика Башкортостан | Уфа | Цюрупы | 12 Телефон/факс | 347 | 272-72-48 | 272-26-89 | E-mail | ufimcabelom@mail.ru | cabel@ufacom.ru

ufimcabel.ru



ООО Инновационный научно-производственный комплекс «Тюменские системы водоочистки»







ООО ИНПК «ТСВ» 625017, Тюменская область, г.Тюмень, ул.Авторемонтная, дом 8, строение 2 Тел/факс: (3452) 54-61-30, 70-55-80,64-77-34 E-mail: proekt.tsv@gmail.com www.water72.ru

000 Инновационный научно-производственный комплекс «Тюменские системы волоочистки» — специализированное предприятие для проектирования, технологического оборудования, строительства и пуско-наладки объектов водоподготовки коммунально-хозяйственного и промышленного назначения. ООО ИНПК «ТСВ» создано в 2005 году на базе научно-производственной лаборатории систем очистки воды Тюменского государственного университета. ООО ИНПК «TCB» является членом: Саморегулируемой организации, основанной на членстве лиц, осуществляющих строительство НП «Организация строителей Тюменской области»; союза строителей Тюменской области; Торгово-промышленной палаты Тюменской области; общероссийского отраслевого объединения работодателей «Союз предприятий и организаций, обеспечивающих рациональное использование природных ресурсов и защиту окружающей среды «Экосфера». Комплекс производит широкий спектр сертифицированного оборудования подготовки и обеззараживания воды. Генеральный директор Кертман Сергей Витальевич. Кандидат химических наук, доцент. Награжден: Почетным знаком союза строителей России «Строительная слава», медалью им. Академика С.П.Королева (Бюро президиума федерации космонавтики России).

Сфера деятельности ООО ИНПК «ТСВ»:

Проектирование водоочистных сооружений, разработка технологии водоподготовки с использованием современного инновационного оборудования, в том числе собственного производства, адаптация его к качеству воды в каждом отдельно взятом случае. Наличие высококвалифицированных специалистов позволяет решать проблему водоочистки наиболее эффективными, с точки зрения физико-химических процессов водоочистки, методами. Внедрение технологий, обеспечивающих отсутствие сточных вод.

Выполнение строительно-монтажных и пуско-наладочных работ объектов водоснабжения.

Научно-исследовательские и проектные работы в области оптимизации работы водо-очистных сооружений. Которые позволяют при минимальных капвложениях повысить эффективность процессов водоочистки, экологичность производства, уменьшить его энергоемкость и сэкономить ресурсы. Например, тщательный анализ технологической цепочки водоподготовки на ВОС-15000 г.Белоярского позволил выдать рекомендации, осуществление которых существенно повысило качество воды, подаваемой населению. Локальные установки водоочистки для малых населенных пунктов и вахтовых поселков.

Идеология — чистить воду у конечного крана, экономически целесообразна в малых населенных пунктах, где основная масса воды идет на полив огородов, скоту и т.д. При этом исключается и вторичное загрязнение из разводящих трубопроводов. Такой подход с большим интересом воспринимается на выставках и конференциях.

Наше предприятие активно участвует в различного уровня выставках и конференциях. Эти мероприятия являются своеобразным повышением квалификации. Лицом к лицу с потенциальными потребителями, специалистами, конкурентами и партнерами шлифуется квалификация сотрудников, черпаются новые знания.

Значительный сегмент нашего рынка составляют предприятия нефтегазового комплекса. Работа с такими заказчиками требует пунктуальной и конечно качественной работы. Причем выполнение работ отслеживается на всем протяжении выполнения заказа. Большой объем занимает оборудование водоподготовки в блочном исполнении в полной заводской готовности. Требуется только подать исходную воду. Исполнение в мобильном варианте позволяет многократно перемещать такое оборудование с места на место любыми видами транспорта. Такое оборудование пользуется большим спросом нефтегазодобывающих компаний для вахтовых буровых бригад.

Наше предприятие производит полностью автоматизированные управляемые компьютером станции водоподготовки полной заводской готовности с выводом информации о протекании технологических процессов и параметров работы технологического оборудования на диспетчерский пункт. Это позволяет в едином диспетчерской центре отслеживать работу станций, удаленных на тысячи километров. Только в этом году нами поставлено для нефтегазодобывающих компаний 16 станций водоподготовки. Качество продукции подтверждает пройденный нами независимый технический аудит международной компанией Moody International по заказу ТНК-ВР.

Собственное производство оборудования подготовки и обеззараживания воды — отличительная особенность нашего комплекса. Добавим сюда наличие входного контроля материалов и реагентов в собственной лаборатории. Проведение испытаний по нами разработанным методам, превышающих требований ГОСТов. Прямые контакты с технологами поставщиков приводят к повышению качества, поставляемого сырья и материалов. Лозунг нашего предприятия — «КАЧЕСТВО ГАРАНТИРОВАНО ПРОИЗВОДИТЕЛЕМ».

С Уважением, Генеральный директор

С.В. Кертман







ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОЕ СВЕТОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

РОССИЙСКИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ

ЕX 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 Для климатических исполнений УХЛ 1

-40°C...+40°C -60°C...+40°C



Светильники серии Эмлайт спот ДМ 1ExdsIICT5 -45°...+40°С, IP65 Источник света: СВЕТОДИОДЫ 100 Вт (заменяет светильник с лампой ДРИ 150) СВЕТОДИОДЫ 150 Вт (заменяет светильник с лампой ДРИ 250)



Светильник серии ВИДАР

1ExdsIICT5, 1ExdsIICT5 -45°...+40°C, IP65 -60°...+40°C Источник света: ДРИ 400 Вт, ДНаТ 400Вт, ДРЛ 400 Вт

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.qstz.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 **ЭКОЛОГИЯ** УДК 502.055 **1**

Прогноз техногенных рисков загрязнения геологической среды нефтяными углеводородами

А.П. Хаустов (Москва, Россия)

redina@yandex.ru

доктор геол.-мин. наук, профессор; профессор кафедры прикладной экологии Российского университета дружбы народов (РУДН)

М.М. Редина

доктор экон. наук; заведующая каф. прикладной экологии Российского университета дружбы народов (РУДН)

Анализируются важнейшие проблемы, возникающие при моделировании распространения нефтепродуктов в случае аварийного загрязнения и прогнозировании экологических рисков загрязнения геологической среды. Рассмотрены основные ошибки, возникающие при построении моделей распространения углеводородных загрязнений геологической среды. Представлены современные взгляды на миграционную способность и возможности трансформаций нефти и нефтепродуктов при контактах с компонентами окружающей среды.

Материалы и методы

Анализируется обширная современная отечественная и зарубежная литература по гидрогеологическому моделированию поведения нефтяных загрязнений в окружающей среде. Использован собственный опыт и результаты прежних исследований авторов.

Ключевые слова

риск, углеводороды, нефтепродукты, геологическая среда, трансформация, моделирование

Forecast of anthropogenic risks of pollution of geological environment with petroleum products

Authors

Aleksandr P. Khaustov (Moscow, Russia)

dr. Geol., professor; professor of the chair of applied ecology of the Peoples' Friendship University of Russia Масштабное углеводородное загрязнение окружающей среды (ОС) в результате потерь нефти и нефтепродуктов (НП) отмечается во многих природоохранных отчетах и сообщениях прессы. Такая ситуация обусловливает необходимость анализа рисков, возникающих для различных компонентов ОС, а также оценки социально-экономических и экологических ущербов, связанных с распространением и трансформацией углеводородных загрязнений ОС. Анализ рисков традиционно основывается на идентификации всех их составляющих:

- вероятности экологически значимого неблагоприятного события (например, вероятность аварийного разлива),
- вероятности возникновения ответной реакции у «жертвы» данного события (например, риск проникновения НП в подземные воды);

Роль двух последних категорий ущербов, как составного компонента рисков, особенно возрастает в связи с выполнением штрафных санкций и формированием обязательного страхования опасных производственных объектов.

Особенности процессов трансформации нефтяного загрязнения в ОС и миграции продуктов преобразования непосредственно определяют перспективы восстановления нарушенных земель и риски достижения опасными компонентами уязвимых компонентов ландшафта либо критических объектов природопользования (например, эксплуатируемых горизонтов подземных вод). Крайне актуальной является также покомпонентная оценка составляющих нефти и углеводородных соединений в связи со значительными различиями их токсичности, степени и времени их биологической и химической деградации в компонентах ОС. Эти вопросы не находят должного освещения в научной и нормативной литературе. До настоящего времени преобладают примитивные взгляды на процессы трансформации углеводородов (УВ), а значит — искусственное занижение реальных рисков.

Выбор технологий восстановления нефтезагрязненных земель чаще всего основывается на сложившемся опыте работ и требованиях действующих нормативных документов, а не на данных экологического мониторинга. Во многих случаях эффект, достигаемый в ходе ремедиационных работ, не совпадает с ожиданиями. Например, восстановление качества компонентов ОС в районе Усинской аварии 1994-95 гг. продолжается до настоящего времени. Это позволяет предположить, что средства на ликвидацию последствий аварии намного превысят заявленные ранее затраты (6 млрд. руб. на полный комплекс работ). Причина такой ситуации — недоучет специфических особенностей конкретного

загрязненного ландшафта и его отдельных компонентов, а также свойств самого загрязнителя. Приведенные цифры свидетельствуют о явной недооценке экологической составляющей в оценке величин риска и упрощенном представлении о взаимодействиях в системе «НП-компоненты ОС».

Однако существующие методы анализа рисков (даже трехкомпонентные модели) не способны дать удовлетворительный прогноз состояния почв, грунтов, подземных вод при попадании в них УВ. Анализ отечественного и зарубежного опыта позволил выделить следующие основные проблемы прогнозирования и оценок рисков УВ-загрязнений.

Прежде всего, прогноз развития ситуации после попадания нефти или НП осложняется тем, что объемы потерь при любых операциях по обращению с ними крайне редко бывают точно количественно оценены, как и при многих аварийных разливах. Это связано с тем, что владельны объектов, на которых ведется обращение с НП, стараются занизить потери. Так, например, ОАО «Коминефть», владелец Возейских головных сооружений, первоначально оценивало потери нефти на Усинской аварии всего в 14 тыс. т. После проведения специализированных оценочных работ эта оценка выросла до 103 тыс. т, из которых около 18 тыс. т НП было сброшено в р. Колва. Кстати, до настоящего времени нет достоверной оценки величины экологического ущерба от аварии. Скорее всего, он оценивается десятками млрд. руб.

Еще одним примером могут быть многочисленные оценки объемов линз НП в районах нефтебаз, хранилищ авиатоплива, военных объектов. Для одних и тех же объектов разными авторами предлагаются оценки, различающиеся в несколько раз (Грозненский очаг загрязнения: размеры линзы оцениваются от 15 млн. т до 1 млн. т).

Весьма неточны и трудно применимы на практике количественные оценки баланса НП, поступающих в ОС [1, с. 226]. В частности, в качестве составляющей в уравнение введена интенсивность биохимических и физико-химических процессов деградации нефти. Однако на практике детальные оценки данных параметров серьезно осложнены необходимостью учета специфики природных условий в конкретных ландшафтах, загрязняемых нефтью, и каждый раз требуют проведения детальных исследований на местности [2; 3, с. 342]. Такие работы, по опыту той же Усинской аварии, требуют привлечения серьезной научной базы, современных технологий, специальной техники и должны быть обеспечены детальными физико-химическими и микробиологическими определениями.

Проблемы прогноза загрязнения геологической среды также связаны с качеством применяемых моделей массопереноса в гомогенных и гетерогенных средах. Они справедливы для растворов, но в ряде случаев

принципиально неприменимы к описанию формирования линз НП и движения их на поверхности грунтовых вод. В общем виде проблемы моделирования как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях в зонах аэрации и насыщения можно свести к следующей логической схеме (рис. 1).

В своем большинстве страдают излишним «примитивизмом» модели, применяемые при прогнозах движения УВ как в насыщенных, так и в ненасыщенных водой средах (толщах). Иногда такие упрощения приводят к существенным материальным затратам при ликвидации линз НП. Так, например, незнание процессов трансформашии УВ и формирования геохимической зональности привело к тому, что при ликвидации нефтяного загрязнения методом откачек произошла искусственная трансформации конфигурации зоны загрязнения и, как следствие, развитие процессов вторичного загрязнения из горных пород. Такие ошибки происходят повсеместно, а сами ремедиационные работы удлиняются на десятилетия. Это обусловлено незнанием механизма фазовых переходов, которые определяются следующими ведущими процессами:

- в атмосфере испарением и химическим окислением;
- в почвах биоокислением и биоразложением;
- в породах сорбцией, диффузией;
- в капиллярной зоне формированием защемленных форм УВ;
- в зоне насыщения растеканием по линзе и миграцией внутри в виде растворенных форм.

Огромное значение имеют возраст нефтяного загрязнения, а также анизотропность движения и тип поллютантов. Необходимо создание принципиально новых моделей, которые учитывали бы перечисленные выше процессы. Дифференциация подходов к моделированию поведения легких (LNAPL — легкие несмешивающиеся с водой жидкости) и тяжелых (DNAPL — тяжелые/ плотные несмешивающиеся с водой жидкости) УВ, а также модель межфазовых взаимодействий в трехфазной системе детально рассмотрена в работе [4, с. 350-362]. До настоящего времени ведутся дискуссии о количестве возможного испарения НП, глубины его влияния, формах испаряющихся УВ-соединений, токсичных дозах и др. Существующие методики расчета испарения дают огромные различия, что в свою очередь препятствует проведению детальных расчетом

по оценке рисков ущербов компонентам ОС, прежде всего атмосфере. В то же время, недоучет испарения НП позволяет «сократить» объемы излившихся НП и, соответственно, штрафные санкции. Для некоторых легких НП объем испарившихся УВ может составить 1/3 от исходного количества.

Значительное упрощение и, как следствие, утрата точности моделей (следовательно и ценности получаемых результатов) происходит в результате недоучета процессов, происходящих после попадания нефти и НП в ОС. Прежде всего, недооценивается роль почвенного по-крова как мощного барьера, на котором накапливаются и подвергаются деградации многие соединения, входящие в исходный состав нефти и НП. Упрощенное представление о проникновении нефти и НП при вертикальной миграции искажает количественные оценки вероятности присутствия в загрязняемых грунтах конкретных продуктов трансформации нефти и не позволяет прогнозировать саму вероятность достижения теми или иными опасными компонентами (например ПАУ) отдельных горизонтов. Так, излишне примитивно традиционное представление распределения НП в грунтовой толще. По мнению Р. Ст. Джермана [5], подобная «приверженность к представлению о плавании легких несмешивающихся с водой жидкостей на поверхности грунтовой воды» или модели «блина» стоила промышленности огромных денежных сумм, времени и моральных потерь за десятилетия...».

Крайне важны, но с трудом поддаются прогнозу для естественных (не лабораторных) условий процессы биодеградации НП в естественных условиях. Несмотря на высочайшую актуальность проблемы, оценки базируются чаще всего на модельных лабораторных исследованиях либо использовании аналогий. При этом роль биодеградации в разрушении отдельных компонентов НП может оказаться ведущей: по опыту исследований на специализированном полигоне Бимиджи (США), более 90% моноароматических соединений (бензол, ксилол, толуол, этилбензол) подверглось разложению именно при участии биоты [6].

С этих позиций представляется актуальным сопоставление УВ по их способности к биодеградации с выделением свойств токсичности (табл. 1).

До настоящего времени в отечественных моделях и оценках УВ-загрязнения недооцениваются процессы формирования горизонтальной геохимической зональности в зоне

Maraarita M. Redina

dr. Econ. (PhD), associate professor of the chair of applied ecology of the Peoples' Friendship University of Russia

Abstract

The main problems of modeling of distribution of petroleum products at hazardous pollution and o forecast of environmental risks of geological environment pollution are considered. The main mistakes of modeling of distribution of hydrocarbon pollutions are analyzed. The modern approaches to estimation of migration ability and perspectives of transformation of oil and petroleum products at the contact with environment components are presented.

Materials and methods

An extensive contemporary domestic and foreign literature on hydrogeological modeling of the behavior of oil pollution in the environment is analyzed. The own experience and results of previous studies of the authors is used.

Results

The main problems occurring at modeling for the forecasting of the behavior of petroleum pollution are identified, which are consequently determine the accuracy of risk estimations

Conclusions

The main problems occurring at modeling for the forecasting of the behavior of petroleum pollution are identified, which are consequently determine the accuracy of risk estimations

Keywords

risk, hydrocarbons, petroleum products, geological environment, transformation, modeling

References

- 1. Ognyanik N.S., Paramonova N.K., Briks A.L. at al. Osnovy izucheniya zagryazneniya geologicheskoy sredy legkimi nefteproduktami. [Basics of the study of pollution of geological environment with light petroleum products] Kiev: A.P.N., 2006, 278 p.
- 2. Pikovsky Yu.I. Prirodnye i technogennye potoki uglevodorodov v okruzhayuschey srede [Natural and anthropogenic hydrocarbon flows in the environment] Moscow: Moscow State University Publishing house, 1993, 207 p.
- 3. Khaustov A.P., Redina M.M.
 Geochimicheskaya model transformatsii i
 indikatsii nefteproductov pri ih vertikalnoy
 migratsii v landshaftah. Geokhimiya
 i geographia pochv, Materials of
 scientifically conference [Geochemical
 model of the transformation and indication
 of petroleum products at their vertical
 migration in landscapes. Geochemistry
 and geography of soils, Materials of
 scientifically conference] Moscow, 4-6 April
 2012. Moscow: Geographical Faculty of
 MSU, 2012. pp. 342-344.



Рис. 1 — Проблемы построения моделей массопереноса УВ в гомогенных и гетерогенных средах

- 4. Rumynin S.I., Sindalovsky L.I. Issledovanie modelirovaniya migratsii v podzemnov aidrosphere uaevodorodnykh zhidkostev v svyazi s zagriazneniem presnykh podzemnykh vod. Resursy podzemnykh vod: sovremennye problemy izuchenia i ispolzovania. [Study of the modeling of liquids migration in the underground hydrosphere in connection with the pollution of fresh underground water. Resources of underground water: modern problems of the study and use] Materials of the international scientifically conference 13-14.05.2010: 100 anniversary of Kudelin B.I. Moscow: MAKS-Press, 2010, pp. 350-362.
- St. Germain R. Your LNAPL Conceptual Site Model: It's Probably Wrong. [Your LNAPL Conceptual Site Model: It's Probably Wrong.] available at: http://w.neiwpcc. org/tanksconference/presentations/ monday%20presentations/saintgermain. LNAPL.Monday.pdf.
- 6. Delin G.N., Essaid H.I., Cozzarelli I.M. and others. Ground Water Contamination By Crude Oil. available at: http://mn.water.usgs.gov/projects/bemidji/results/fact-sheet.pdf.
- 7. Kodina L.A. Geokhimicheskaya diagnostika neftyanogo zagryaznenia. Vosstanovlenie neftezagryaznennykh pochvennykh ecosistem [Geochemcal diagnostic of the oil pollution. Regeneration of oil and gas soil ecosystems] Moscow, Nauka publishing house. pp. 112-122.
- 8. Bachurin B.A., Odintsova T.A..
 Otkhody gorno-obogatitelnogo roizvodstva
 kak istochniki emissii organicheskikh
 pollutantov. Gornyi informatsionnoanaliticheskyi bulleten'. [Wastes of mining
 and processing plants as sources of
 emissions of organic pollutants. Mining
 Information and Analytical Bulletin]
 Moscow, Moscow state mining university
 publishing house, 2009,
 issue 7, pp. 374-380.
- 9. Khaustov A.P., Redina M.M., Luschenkova E.O. Problemy otsenki transformatsii uglevodorodnykh zagryaznenii pri avariinykh razlivakh Zaschita okruzhayuschey sredy v neftegaazovom komplekse [Problems of the estimation of oil pollutants transformtion at the accidental oil spills. Environment protection in oil and gas complex] 2011, issue 6, pp. 8-13.
- 10. Khaustov A.P., Redina M.M., Kalabin G.A. Problemy formirovaniya kachestva presnykh ppodzemnykhyod pri uglevodorodnom zagryaznenii. Pit'evye podzemnye vody. Izuchenie, ispolzovanie I informatsionnye technologii [Problems od the formation of the quality of fresh underground water at the oil pollution. Drinking underground water: study, usage and IT] Materials of the international scientifically and practically conference 18-22.04.2011. Part 3. Moscow region, Zeleny, All-Russian Research Institute for Hydrogeology and Engineering Geology, 2011. pp. 17-33.

насыщения. Формирование зоны восстановительных условий приводит к появлению аномальных концентраций таких металлов как Мп, Fe, газа метана, а также ряда трансформантов (химических соединений органической природы) с повышенной токсичностью рис. 2).

Особое внимание следует уделить химическим соединениям с повышенной токсичностью. Например, принципиально новым является обнаружение в отходах нефтедобывающей промышленности сложных эфиров фталиевой кислоты (от С,6H,2O, до С Н О). Эти соединения хорошо растворимы в воде, поэтому активно мигрируют с нисходящими потоками подземных вод. достигая зоны насыщения. Образование фталатов в окислительных условиях связывают с ароматическими структурами. Так, в Чашкинской нефти фталатных структур может содержаться до 20% и более, а в водных вытяжках загрязненных грунтов — от 20 до 86% [8, с. 378]. Они легко проникают с растворами в организм и усваиваются в жировых отложениях. Фталатная структура отличается высокой биохимической стойкостью и обнаруживается практически во всех средах. Считается, что гео-фталаты могут являться наиболее устойчивой формой существования бензольного кольца в органическом веществе.

Кроме фталатов зафиксированы хлорпарафины, значительная часть которых способна к эмиссии в сопредельные среды. Наиболее уязвимой по отношению к ним является гидросфера, куда переходит до 10% от их исходного содержания в грунтах. В результате достигаются концентрации даны соединении до 0,47 мг/дм³ [8, с. 380].

Весьма важной проблемой при прогнозировании рисков нефтяных загрязнений геологической среды является отсутствие надежных методик экстракции и аналитических определений. В частности, для алифатических УВ степень извлечения из образца может составлять 85%, для ароматических — всего 20%. Очевидно, что столь низкие показатели экстрагирования не позволяют получать удовлетворительные оценки концентраций загрязнителей, которые представляют наибольший интерес. При этом каждая из изучаемых сред имеет свою специфику удерживающей (сорбционной) способности по отношению к УВ различных типов.

Также проблематична идентификация НП по признакам природного и антропогенного генезисов [3, с. 343; 10, с. 17-33]. Такие реперные оценки необходимы для определения естественных уровней загрязненности и, следовательно, нормально переносимых природными комплексами. Мешающим фактором, иногда приводящим к серьезным ошибкам, является присутствие в водных растворах, особенно в верхней части зоны аэрации, так называемых псевдо-НП. Это могут быть битумоиды, выщелоченные из торфяных или гумусовых почв, входящие в группу ПАУ. Считается, что их присутствие свидетельствует о техногенной природе загрязнения, они активно растворяются гексаном и другими органическими растворителями. Эти вещества входят в сумму НП, повышая их валовые концентрации. Поэтому крайне важно найти удачные критерии деления на нафтоидную (естественную) и нафтидную (пирогенную) составляющие. Для этих целей традиционно предлагаются индексы техногенности, пирогенности, соотношения ПАУ различного генезиса: соотношение суммы пирена с флуорантеном (они имеют преимущественно техногенное происхождение) к сумме хризена с фенантреном (имеют природный генезис). При значении более 0,5 в составе техно-генных соединений преобладают пирогенные ПАУ. Предложенное соотношение чрезмерно примитивно и дает большие погрешности при идентификации истинно техногенных УВ и природных. Анализ многочисленных данных об уровнях концентраций индивидуальных ПАУ в различных средах показал слабую чувствительность данных индексов и в ряде случаев дал ошибочные оценки.

Таким образом, в настоящее время отсутствуют адекватные методики оценки экологических последствий НП-загрязнений [3, с. 344; 10, с. 12–13]. Необходима разработка системы надежных индикаторов с учетом трансформации НП и образования новых форм соединений с природными субстратами, с оценкой их токсичности и времени существования в компонентах ландшафтов [2]. Перечисленные проблемы необходимо учитывать при организации мониторинга на нефтезагрязненных территориях, при выборе оптимальных технологий

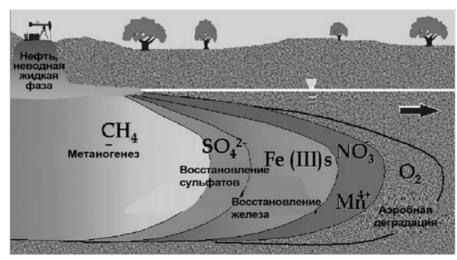


Рис. 2— Латеральная геохимическая зональность УВ-загрязнения в грунтовых водах (по [8], с изменениями)

восстановления природных комплексов, а также при оценке рисков попадания приоритетных для контроля веществ в (прежде всего супертоксикантов — ПАУ и др.) в подземные воды.

Сам по себе анализ рисков — один из важнейших этапов для современных процедур экологического сопровождения проектов и оптимизации мероприятий по восстановлению геологической среды. Корректная оценка рисков (как вероятностно, так и финансовой их составляющей) — залог адекватной оценки

инвестиционных проектов по эксплуатации ресурсов углеводородов. В итоге достоверный прогноз рисков загрязнения геологической среды на объектах добычи, транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов является необходимым инструментом принятия решений как в штатном режиме объектов, так и на случай аварийных ситуаций.

Итоги

Идентифицированы основные проблемы, возникающие при создании моделей в целях

прогнозирования поведения нефтяных загрязнений и, соответственно, определяющие точность оценок рисков.

Выводы

Современные прогнозные модели отличаются невысокой точностью, а принятые упрощения значительно искажают результаты. Необходима разработка новых моделей в целях прогноза техногенных рисков для геологической среды и идентификации экологических и социально-экономических ущербов.

Группа	Отношение к воздействию микробов	Степень биодеградации, % к исходному содержанию	Компоненты нефти	Токсичность	Примечания
I	Высокочувствительные	80-100	н- и изоалканы	Токсическое действие сокращается с ростом цепи УВ. Наркотическое действие. На примере н-гексана — нейро-, гепато- и нефротоксикант, раздраженин глаз и кожи, бронхосуживающее действие	Разлагаются сапрофитными микобактериями, псевдомонадами, некоторыми дрожжами и грибами Изоалканы: способность к биоразложению уменьшается с увеличением разветвленности цепи
II	Чувствительные	60-80	Циклоалканы (5, 6 колец), моноарены, s-ароматика	Моноарены: повышение уровня холестерина, депрессант, нейро-, кардио-, гепатотоксичность, галлюционоген; бронхосуживающее действие	Циклоалканы разлагаются теми же микроорганизмами, но менее активно поддаются разложению. Низкомолекулярные ароматические УВ: при высокой концентрации могут быть опасны для микроорганизмов. Разлагаются небольшим количеством микроорганизмов, преимущественно родами Nocardia и Pseudomonas
III	Умеренно чувствительные	45-60	Циклоалканы (2, 3 кольца), ди- и триарены	Арены – клеточные яды: при попадании в клетку нарушают проницаемость мембран, блокируют действие ряда ферментов	Разлагаются очень небольшим числом микроорганизмов: бактерии – представители родов – Nocardia, Pseudomonas, Xanthomonas и др., а также некоторые грибы
IV	Устойчивые	30-45	Тетраарены, нафтеноарены	По отношению к микроорганизмам слабо изучена	ПАУ — слабо подвержены деградации; по опытам поддаются разложению цианобактериями Phormidium tenuissimum, Synehocystis minuseula и Synechococcus elongates
V	Высокоустойчивые	0-30	Пентаарены, асфальтены, смолы	По отношению к микроорганизмам слабо изучена	ПАУ: слабо подвержены деградации. Смолы, асфальтены: слабо подвергаются деструкции (годы); на примере аварии в Керченском проливе: биодеструкция микроорганизмами родов Achromobacter, Acinetobacter, Pseudomonas, Shewanella, Kocuria

Таб. 1 — Классификация компонентов нефти по их способности к биодеградации (по [7], с дополнениями)

Список использованной литературы

- Огняник Н.С., Парамонова Н.К., Брикс А.Л. и др. Основы изучения загрязнения геологической среды легкими нефтепродуктами. Киев: А.П.Н., 2006. 278 с.
- Пиковский Ю.И., Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде. М.: MГУ, 1993. 207 с.
- Хаустов А.П., Редина М.М. Геохимическая модель трансформации и индикации нефтепродуктов при их вертикальной миграции в ландшафтах // Геохимия ландшафтов и география почв (к 100-летию М.А. Глазовской). Докл. Всеросс. научн. конф. Москва, 4-6 апреля 2012 г. М.: Географический факультет МГУ, 2012. С. 342-344.
- Румынин В.Г., Синдаловский Л.И.
 Исследование моделирования миграции в подземной гидросфере углеводородных

- жидкостей в связи с загрязнением пресных подземных вод. // Ресурсы подземных вод: современные проблемы изучения и использования: Матер. междунар. научн. конф. М., 13-14.05.2010: К 100-летию со дня рожд. Куделина Б.И. М.: МАКС Пресс, 2010. С. 350—362.
- St. Germain R. Your LNAPL Conceptual Site Model: It's Probably Wrong. available at: http://w.neiwpcc.org/tanksconference/ presentations/monday%20presentations/ saintgermain.LNAPL.Monday.pdf.
- Delin G.N., Essaid H.I., Cozzarelli I.M. and others. Ground Water Contamination By Crude Oil. available at: http://mn.water.usgs. gov/projects/bemidji/results/fact-sheet.pdf
- 7. Кодина Л.А. Геохимическая диагностика нефтяного загрязнения // Восстановление нефтезагрязненных почвенных экосистем. М.: Наука, 1988. С. 112—122.

- Бачурин Б.А., Одинцова Т.А. Отходы горно-обогатительного производства как источники эмиссии органических поллютантов // Горный информационно аналитический бюллетень. М.: МГГУ, 2009. №7. С. 374–380.
- Хаустов А.П., Редина М.М., Лущенкова Е.О. Проблемы оценки трансформации углеводородных загрязнений при аварийных разливах // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2011. №6. С. 8–13.
- Хаустов А.П., Редина М.М., Калабин Г.А. Проблемы формирования качества пресных подземных вод при углеводородном загрязнении «Питьевые подземные воды. Изучение, использование и информационные технологии». Материалы междунар. науч.-практ. конф. 18-22.04.2011. Часть 3. Московская. область, п. Зеленый: Всегингео, 2011. С. 17–33.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ УДК 62-713.3 **21**

Проектирование гибкой схемы производства антифризов в программе CADWorx

Н.Ю. Башкирцева (Казань, Россия)

bashkircevan@bk.ru

доктор технических наук. Декан факультета Нефти и нефтехимии, Казанского национального исследовательского технологического университета

О.Ю. Сладовская

olga_sladov@mail.ru

кандидат технических наук. Доцент кафедры ХТПНГ, факультета Нефти и нефтехимии, Казанского национального исследовательского технологического университета

Ю.С. Овчинникова

vik200277@mail.ru

ведущий специалист по инновационным проектам ООО «Булгар-Синтез»

А.А. Сибгатулин

lemmymur@gmail.com

магистр кафедры ХТПНГ, факультета Нефти и нефтехимии, Казанского национального исследовательского технологического университета

В работе рассматривается проектирование гибкой технологической схемы производства охлаждающих жидкостей нового поколения. Основной задачей проекта являлось создание комплексного технологического производства охлаждающих жидкостей нового поколения на базе отечественных ингибирующих присадок, а также модернизация существующей технологии с целью увеличения объемов производства и ассортимента выпускаемой продукции.

Материалы и методы

Для решения поставленных задач предусматривается внедрение нового блока производства «суперкоцентрата», который делает схему более гибкой. Проектирование осуществлялось при помощи программного обеспечения CADWorx

Ключевые слова

охлаждающая жидкость, антифриз, гибкая, CADWorx Расширение ассортимента выпускаемой продукции или модернизация какого-либо продукта зачастую требует реконструкции, а иногда и создания новых производственных мощностей. Если речь идет о внедрении новой технологической цепочки в уже существующий процесс, тогда перед проектировщиком встает сложная задача: в существующее пространство и оборудование вписать новое.

Подобная задача возникла на предприятии ООО «Булгар-Синтез» при осуществлении проекта «Производство перспективных охлаждающих жидкостей нового поколения на базе отечественных ингибирующих присадок», создаваемого в рамках постановления Правительства РФ № 218 от 09.04.2010 г. «О мерах государственной поддержки развития кооперации российских высших учебных заведений и организаций, реализующих комплексные проекты по созданию высокотехнологичного производства» при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ.

Совместно со специалистами ФГБОУ ВПО КНИТУ был разработан состав и технология получения охлаждающей жидкости на основе карбоновых кислот [1, с. 24]. На следующем этапе была поставлена задача спроектировать гибкую технологическую схему производства, которая давала бы возможность производить несколько видов продукции и регулировать производственные мощности в зависимости от спроса.

Использование систем проектирования с применением методик 2D требовало бы больших трудозатрат на выдачу заданий, согласование решений и внесения изменений, что в целом существенно снижает эффективность всей работы. Поэтому было принято решение использовать 3D проектные технологии, которые позволяют повысить производительность работы за счет возможности внесения оперативных изменений на любой стадии проектирования, одновременной работы над моделью нескольких человек, упрощения разработки конструкторских решений посредством стандартизации.

Для проектирования было использовано

программное обеспечение CADWorx, разработанное компанией COADE и представляющее собой объединенный комплекс инструментов на основе AutoCAD для промышленного проектирования. При проектировании были использованы следующие дополнительные модули: CADWorx Plant, CADWorx P&ID и CADWorx Equipment, которые обеспечивают интеллектуальную связь между базой данных, чертежом и расчетными программами, а также автоматизируют процесс оформления и создания чертежей [2 с. 16].

С целью максимально эффективного использования производственных площадей и технологического оборудования, было предложено разбить периодическую схему производства на блоки, с получением на каждом блоке самостоятельного вида продукции. В технологическую схему производства охлаждающих жидкостей введен блок получения «суперконцентрата» СК, который является новым продуктом и представляет собой концентрированный раствор ингибиторной группы в моноэтиленгликоле. «Суперконцентрат» СК — это полупродукт для производства полного ассортимента антифризов нового поколения. Технологическая схема производства показана на рисунке 1.

После введения этого блока технологический процесс можно осуществлять в нескольких вариантах:

- 1. СК \rightarrow ОЖК \rightarrow товарный парк;
- 2. СК \rightarrow ОЖК \rightarrow ОЖ \rightarrow товарный парк;
- 3. СК \rightarrow ОЖ \rightarrow товарный парк;

где СК — «суперконцентрат», ОЖК — концентрат охлаждающей жидкости, ОЖ — готовая к применению охлаждающая жидкость с температурой начала кристаллизации не выше минус 40° С (ОЖ-40) или минус 65° С (ОЖ-65) [3]

Товарными продуктами данного производства могут являться: СК, ОЖК, ОЖ-40 или ОЖ-65, но наиболее востребованным является охлаждающая жидкость с температурой застывания не более минус 40°С (ОЖ-40).

Создание 3D-модели производства антифризов осуществлялось по фактическим размерам производственной площадки и

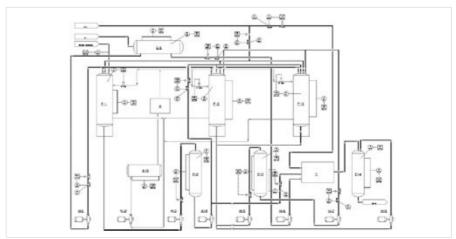


Рис. 1 — Технологическая схема производства охлаждающих жидкостей



Рис. 2 — Пример расположения оборудования в реакторном блоке

оборудования. Используемое программное обеспечение CADWorx позволяет выбрать оборудование из библиотеки базы данных, подобрать наиболее оптимальный вариант расположения оборудования по блокам, обвязать аппараты технологическими трубопроводами.

Основной стадией производства охлаждающей жидкости является синтез ингибиторов в среде моноэтиленгликоля, который осуществляется в аппаратах реакторного типа (рисунок 3). Поэтому при создании трехмерной сборки емкостных аппаратов используются библиотеки, соответствующие нормативным документам, тем самым процесс создания и оформления чертежей многократно ускоряется.

Следует отметить, что на некоторых этапах работы проект носил также обучающий характер. Так проектирование таких аппаратов как теплообменники, емкости, насосы, которые широко применяются на любом предприятии химической и нефтехимической отрасли, осуществлялось студентами и магистрантами в рамках изучения дисциплины «Основы научных исследований и проектирования», а также при выполнении курсовых и дипломных проектов.

Создание 3D-моделей аппаратов позволяет наиболее подробным образом изучить их принцип работы и визуализировать двумерные изображения: можно рассмотреть аппарат под любым углом, сделать интерактивную разборку и увидеть каждую деталь в отдельности, при необходимости скрыть мешающую деталь или произвести разрез.

Особенно следует отметить, что при выполнении рабочих примеров производились те же типы работ, что и при проектировании реального проекта:

- создавалась 3D-модель компоновки;
- создавалась 3D-модель обвязки трубопроводов;



Рис. 3 — Аппарат реакторного типа с механическим перемешивающим *устройством*

- осуществлялась генерация чертежей;
- проводилась генерация изометрических чертежей.

На рисунке 4 представлен насосный узел, спроектированный с помощью программы CADWorx

В ходе выполнения проекта постоянно происходило обсуждение полученных результатов непосредственно со специалистами ООО «Булгар-Синтез», что позволяло им получать актуальную и достоверную информацию о проектной деятельности, а проектировщикам оперативно вносить изменения в 3D-модель производства антифризов. Полученный результат — полный трехмерный проект производства представлен на рисунке 5.

Не менее важным этапом в данном проекте является подбор оборудования. Оборудование для новой производственной линии выбиралось с возможностью вписать его в существующую схему. Для этого было выбрано как типовое серийно-выпускаемое оборудование: аппарат с механическим перемешивающим устройством, насосы, парогенератор, емкости для хранения готовой продукции, так и нестандартная аппаратура, позволяющая существенно интенсифицировать производственный процесс. Одним из новых технологических решений было внедрение в производственную линию многофазного смесителя. Это высокоточная автоматическая смесительная машина. предназначенная для приготовления антифриза из трех ингредиентов, ускоряющая процесс смешения в несколько раз по равнению с обычным смесителем.

Новые технологические решения, предлагаемые в проекте для создания производства антифризов нового поколения, делают технологическую схему более гибкой, как с позиции расширения марочного ассортимента выпускаемой продукции, так и с

Designing a flexible scheme of antifreeze production in the program CADWorx

Authors

Natal'ya Y. Bashkirtseva (Kazan, Russia)

doctor of Science. Dean of the Faculty of Petroleum and Petrochemicals, Kazan National Research Technological University

Ol'ga Y. Sladovskaya

phD Associate Professor of HTPNG, Faculty of Petroleum and Petrochemicals, Kazan National Research Technological University

Yuliya S. Ovchinnikova

leading expert on innovation projects LLC «Bulgar-Synthesis»

Avrat A. Sibaatulin

master HTPNG Department, Faculty of Petroleum and Petrochemicals, Kazan National Research Technological University

Abstract

In this paper the design of a flexible production scheme fluids new generation. The main objective of the project was to create an integrated production process fluids new generation on the basis of domestic-inhibiting additives, as well as upgrading the existing technology in order to increase production volumes and product mix.

Materials and methods

To solve the problems is the introduction of a new production unit «superconcentrate» which makes the scheme more flexible. Design was carried out using software CADWorx

Results

In implementing this project in the Republic of Tatarstan will only production of carboxylate coolants.

Conclusions

The use of 3D techniques can improve performance by allowing making operational changes at any stage of the design, while working on a model for a few people. Unit production «superconcentrate» makes the process economical in terms of saving time resources.

Kevwords coolant, antifreeze, CADWorx, design, flexible

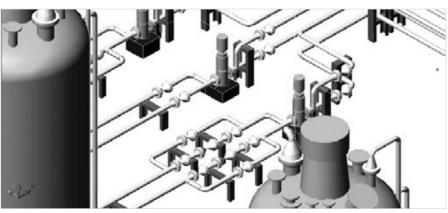


Рис. 4 — Насосный узел производства

References

- 1. Bashkirtseva N. Yu., Sladovskaya O.Yu., Ovchinnikova Yu. S., Laskovenkova E. E., Sibaatullin A.A. Razrabotka okhlazhdayushchikh zhidkostev novogo pokoleniva s uluchshennymi ekspluatatsionnymi svoystvami [Development of a new generation of coolants with improved performance characteristics]. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta. 2012, Issue 1, pp. 24-29.
- 2. Orel'yana I. Serdtse sistem avtomatizirovannoao trekhmernogo proektirovaniya promyshlennykh ob»ektov [The heart of a three-dimensional computer-aided design of industrial facilities]. SAPR i Grafika, 2003, issue 3, pp. 16-18.
- 3. GOST 28084-89. Zhidkosti okhlazhdayushchie nizkozamerzayushchie. Obshchie tekhnicheskie usloviya [Low-freezing liquid cooling. General specifications]. Moscow, Standart Publ., 1989. 22 p.

точки зрения экономии трудовых и временных ресурсов.

Применение технологий 3D проектирования при создании или модернизации производства позволяет спроектировать единую трехмерную конструкторско-технологическую модель в пространстве производственной площадки. Такой проект обладает не только возможностью визуализации на этапе создания технологических объектов, но и при выполнении монтажных работ, а также обеспечивает эффективное взаимодействие конструкторов, технологов и других специалистов предприятия и в целом значительно сокращает сроки и повышает качество технологической подготовки производства.

При реализации данного проекта на территории Республики Татарстан появится единственное производство карбоксилатных охлаждающих жидкостей.

Выводы

Использование методов 3D позволяют повысить производительность работы за счет возможности внесения оперативных изменений на любой стадии проектирования, одновременной работы над моделью нескольких человек. Блок производства «суперконцентрата» делает процесс экономичным с точки зрения экономии временных ресурсов.

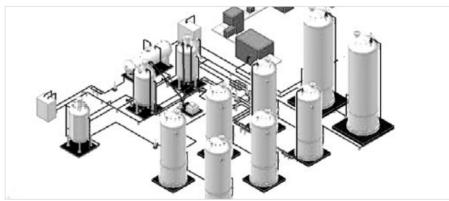


Рис. 5 — Трехмерный проект производства антифризов

Список использованной литературы

1. Башкирцева Н. Ю., Сладовская О. Ю., Овчинникова Ю. С., Ласковенкова Е. Е., Сибгатуллин А.А. Разработка охлаждающих жидкостей нового

поколения с улучшенными эксплуатационными свойствами // Вестник Казанского технологического университета. 2012. № 1. C. 24-29.

- 2. Орельяна И. Сердце систем автоматизированного трехмерного
- проектирования промышленных объектов // САПР и Графика. 2003. № 3. С. 16-18.
- 3. ГОСТ 28084-89 Жидкости охлаждающие низкозамерзающие. Общие технические условия. 30-03. М.: Изд-во

х специализированная «НЕФТЬ. ГАЗ. •ВЫСТАВКА• **3HEPIO**

13 - 15 ФЕВРАЛЯ

ОРЕНБУРГ С-КК «ОРЕНБУРЖЬЕ» пр-т ГАГАРИНА 21/1

 Переработка, транспортировка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа

2013

- Строительство объектов нефтяной и газовой промышленности
- Техника безопасности и противопожарная защита
- Охрана окружающей среды

ОАО «УралЭкспо»

г.Оренбург, тел./факс: (3532)67-11-01, 67-11-05, 560-560 e-mail: uralexpo@yandex.ru, www.URALEXPO.ru









24 ПЕРЕРАБОТКА УДК 665.644

Исследование процесса облагораживания низкооктановых углеводородных фракций на органически модифицированных цеолитных катализаторах

Е.А. Зеленская (Краснодар, Россия)

zelenskayaEA@injgeo.ru

инженер III категории, технологический отдел, ЗАО «НИПИ «ИнжГео»; аспирант Кубанского государственного технологического университета. г. Краснолар

Т.В. Зеленская

veterok1115@rambler.ru

к.т.н., доцент Кубанского государственного технологического университета, г. Краснодар

В статье проанализирована возможность улучшения качества целевого продукта каталитического облагораживания низкооктановых фракций различной температуры выкипания, установлена связь между составом сырья и физико-химическими характеристиками катализата. Исследован состав готового продукта

Материалы и методы

Органически модифицированный катализатор H-ЦВК-ТМ-1327.

Ключевые слова

катализатор, каталитическое облагораживание, температура выкипания, низкооктановое сырье

Investigating sweetening low octane HC fracturing process with organically modified zeolite catalysts

Authors

Elena A. Zelenskaya (Moscow, Russia)

III category engineer, process dept, CJSC «SRIDS «InjGeo»; postgraduate, Kuban State Technological University, Krasnodar

Tatyana V. Zelenskaya

PhD in technical sciences, associate professor, Kuban State Technological University, Krasnodar Стремление к повышению октановых характеристик автомобильного топлива за счет преобладания экологически безвредных изо-алканов побуждает исследователей к поиску новых каталитических систем, способствующих преимущественному образованию углеводородов изо-строения. На сегодняшний день одним из возможных способов улучшения качества моторных топлив является применение органически модифицированных цеолитных катализаторов в качестве контактов процесса облагораживания низкооктановых углеводородных фракций с различным пределом выкипания.

В последние годы развитие целитного катализа является одним из наиболее перспективных направлений нефтехимии и нефтепереработки. Активность цеолитов во многих реакциях на порядок превышает активность ранее известных катализаторов, при этом целый ряд превращений на цеолитах протекает с абсолютной селективностью. Благодаря этим особенностям цеолитсодержащие каталитические системы нашли широкое применение в химии и технологии переработке углеводородного сырья.

На сегодняшний день в нефтехимическом катализе широко используются каталитические среды в виде солей органической природы, проявляющих значительную каталитическую активность в определенном диапазоне температур. Такие соли, как правило, образованные органическими катионами и имеющими обширную систему сопряжений в молекуле, принято называть ионными жидкостями, вследствие проявления их максимальной активности в жидком агрегатном состоянии.

Проведенные ранее исследования [1–3] подтвердили возможность применения данных соединений в качестве модифицирующей добавки цеолитсодержащих катализаторов нефтепереработки и позволили определить оптимальную температуру проведения процесса. В настоящей статье рассмотрены

Катализатор	Силикатный модуль катализатора	Объемная скорость подачи сырья, ч¹	Температура процесса, °C	Максимальное значение ОЧ (MM) сырья	Прирост ОЧ	Выход, %	Показатель преломления
Органически модифици- рованный катализатор H-ЦВК-ТМ-1327	35	1	100	46,5	8	80	1,407

Таб. 1 — Физико-химические характеристики продуктов облагораживания прямогонной бензиновой фракции НК-120°С на органически модифицированных цеолитных катализаторах

Катализатор	Силикатный модуль катализатора	Объемная скорость подачи сырья, ч-1	Температура процесса, °C	Максимальное значение ОЧ (ММ) сырья	Прирост ОЧ	Выход, %	Показатель преломления
Органически модифици- рованный катализатор H-ЦВК-ТМ-1327	35	1	100	51	8,5	89	1,414

Таб. 2 — Физико-химические характеристики продуктов облагораживания прямогонной бензиновой фракции НК-160°С на органически модифицированных цеолитных катализаторах

результаты работы, посвященной анализу состава и свойств продуктов облагораживания низкооктановых углеводородных фракций с различным пределом выкипания на органически модифицированном цеолитном катализаторе¹.

Исследования проводились на лабораторной установке при атмосферном давлении, в температурном интервале 50–200°С. В работе использовался цеолитсодержащий катализатор в H-форме марки ЦВК-ТМ-1327, выпущенный ЗАО «Нижегородские сорбенты» с нанесенным на него модифицирующим агентом.

На первом этапе исследования в качестве сырья использовалась прямогонная бензиновая фракция с пределом выкипания НК-120°С, полученная разгонкой газового конденсата месторождения «Прибрежное» Краснодарского края, отличительной особенностью которого является очень низкое содержание сернистых соединений, вследствие чего предварительная подготовка сырья не требуется. Такой предел выкипания фракции был выбран исходя из того, что на практике в технологических схемах НПЗ при наличии установок АТ-2 и АВТ из шлема отбензинивающей колонны обычно отводится фракция НК-120°С. Октановое число исследуемой фракции составило 46,5 пунктов по моторному методу. По окончании процесса определялись такие свойства продуктов, как выход на пропущенное сырье, показатель преломления, октановое число по моторному методу. Результаты эксперимента представлены в таблице 1.

На втором этапе работы в качестве сырья была использована прямогонная бензиновая фракция с пределом выкипания НК-160°С, октановое число которой составило 51 пункт по моторному методу. Результаты процесса облагораживания данной

фракции приведены в таблице 2.

Последней из используемых в процессе облагораживания низкооктановых бензиновых фракций стала фракция НК-200°С с октановым числом 57 пунктов по ММ, физико-химические характеристики продукта облагораживания которой представлены в таблице 3.

Проанализировав результаты исследования процесса облагораживания низкооктановых углеводородных фракций с различными пределами выкипания, можно сделать следующие выводы. Существенное увеличение октанового числа фракций НК-120°С и НК-160°С может быть обусловлено протекающими в реакционной среде процессами изомеризации и алкилирования на активных центрах катализатора. В то же время следует отметить, что незначительный прирост октанового числа фракции НК-200°С, связан с увеличением молекулярной массы углеводородов сырья и наличием в её составе небольшого количества нормальных углеводородов, подвергающимся химическим превращениям в исследуемых условиях.

Итоги

Существенное увеличение октанового числа углеводородных фракций может быть обусловлено протекающими в реакционной среде процессами изомеризации и алкилирования на активных центрах катализатора.

Выводы

Полученные результаты еще раз подтверждают возможность значительного повышения октанового числа фракций с низким пределом выкипания в достаточно мягких условиях и как следствие, значительное снижение энергозатрат в процессе вторичной переработки нефтяного сырья.

Катализатор	Силикатный модуль катализатора	Объемная скорость подачи сырья, ч-1	Температура процесса, °C	Максимальное значение ОЧ (ММ)	Прирост ОЧ	Выход, %	Показатель преломления
Органически модифици- рованный катализатор H-ЦВК-ТМ-1327	35	1	100	57	2	72	1,415

Таб. 3— Физико-химические характеристики продуктов облагораживания прямогонной бензиновой фракции НК-200°С на органически модифицированных цеолитных катализаторах

Список использованной литературы

 Зеленская Е.А. Исследование влияния модифицирующих добавок на характеристики продуктов облагораживания прямогонной бензиновой фракции // Экспозиция Нефть Газ. 2011. № 4. С. 31–32. Зеленская Е.А., Ясьян Ю.П., Завалинская И.С., Илларионова В.В. Исследование процесса облагораживания низкооктановой бензиновой фракции на органически модифицированных цеолитных катализаторах // Экспозиция Нефть Газ. 2011. № 5. С. 48–49.

Abstract

The article analyzes possibility to improve quality of target product of catalyst sweetening of low octane HC fractures of various boiling temperature, establishes association between feedstock composition and catalyst physical/chemical characteristics. Resultant product composition is investigated.

Materials and methods

Organically modified catalyst H-LJBK-TM-1327.

Results

Considerable increase of HC fractures octane number may be caused by reaction processes of izomerization and alkylation at active catalyst centers.

Conclusions

The results obtained give another proof possibility of considerable increase of octane number of fractures with low boiling limit within sufficiently moderate conditions resulting in considerable reduction of power consumption in process of crude secondary treatment.

Keywords

catalyst, catalyst sweetening, boiling temperature, low octane feedstock

References

- 1. Zelenskaya E.A. Investigating
 Issledovanie vliyaniya
 modifitsiruyushchikh dobavok
 na kharakteristiki produktov
 oblagorazhivaniya pryamogonnoy
 benzinovoy fraktsii [influence of modified
 additives on characteristics of straight
 gasoline product sweetening]. Ekspozitsiya
 Neft' Gaz, 2011, issue 4. pp. 31-32.
- 2. Zelenskaya E.A., Yasian Y.P., Zavalinskaya I.S., Illarionova V.V. Issledovanie protsessa oblagorazhivaniya nizkooktanovoy benzinovoy fraktsii na organicheski modifitsirovannykh tseolitnykh katalizatorakh [Investigating sweetening of low octane gasoline fraction with organically modified zeolite catalysts]. Ekspozitsiya Neft' Gaz, issue 5. 2011. pp. 48-49.
- 3. Zelenskaya E.A., Yasian Y.P., Zavalinskaya I.S., Issledovanie vliyanie termicheskogo vozdeystviya na kharakteristiki produktov kataliticheskogo oblagorazhivaniya pryamogonnoy benzinovoy fraktsii [Investigating thermal effect on on characteristics of straight gasoline product sweetening].

 Neftyanoe khozyaystvo, 2012, issue 5, pp. 116-117.

 Зеленская Е.А., Ясьян Ю.П.,
 Завалинская И.С. Исследование влияние термического воздействия на характеристики продуктов каталитического облагораживания прямогонной бензиновой фракции // Нефтяное хозяйство.
 2012. № 5. С. 116-117.

¹ Работа выполнена в рамках реализации Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 гг.

Ещё раз о расчёте осевых компрессоров

Публикуется в порядке дискуссии

Л.Б. Леонов (Москва, Россия)

vacuumpumps@narod.ru

канд. тех. наук

Условное разделение и применение компрессоров на насосы (для получения давлений воздуха ниже атмосферного, например, для поднятия уровня воды в трубах) и компрессоры (для получения давлений выше атмосферного, например, для плавки и ковки металла) мало изменило их принцип действия. Однако повлияло на развитие гидравлики и применение её положений к развитию других типов насосов и компрессоров, что не всегда оказалось оправданным. Так, расчёты конструкций осевых и другие лопаточных компрессоров оказались основательно запутаны различными ошибочными положениями и не только из гидравлики, что и объясняет их медленное развитие.

Материалы и методы

Сбор и анализ отчётов научно-исследовательских работ о состоянии осевых компрессоров.

Ключевые слова

компрессор, насос, гидравлика, расчёт осевых компрессоров, помпаж, прямое и обратное течением газа через ступени

Once more about calculating of axis compressors

Authors

Leonid B. Leonov (Moscow, Russia)

Cand. Tech. Sci.

Abstract

A relative discrimination and application of compressors as pumps (to get air pressure less than atmospheric, for example to rise level of water in a tube) and as compressors (to get pressures larger than atmospheric.

For example, for melting and forging of metals) almost did not change their principle of operation.

Bat it made great influence for developing of hydraulics and application

Несмотря на такое разделение, компрессоры и насосы имеют одно и тоже назначение — увеличивать концентрацию молекул всасываемого газа. Винты, центробежные и осевые: вентиляторы, нагнетатели, газодувки, компрессоры относятся к лопаточным машинам. Их условное разделение на насосы и компрессоры не исключило: возможной взаимозаменяемости каждого типа машин, т.е. получения с их помошью концентраций газа выше или ниже атмосферного; общих принципов работы, расчета ступеней и проточной части ради достижения необходимой концентрации газа. А, насколько необходимая концентрация газа должна быть выше или ниже относительно нормальных давлений? Это уже другие задачи, которые не должны мешать достижению основных назначениям компрессоров — энергетически экономно увеличивать сжатие газа в соответствие с требованиями необходимого технологического процесса. Например: подавать необходимый объём газа заданного давления в ед. времени: поддерживать стабильность подаваемого расхода газа: изменять в широких диапазонах расход и сжатие газа без помпажных явлений. Это особенно важно для: разработки осевых компрессоров; различных газотурбинных установок с минимальными массогабаритными параметрами; подачи газа под высоким давлением при помощи трубопроводов на большие расстояния и т. д.

Рассмотрим некоторые причины мешающие, по мнению автора, развитию и расчёту осевых компрессоров, обладающих широкими возможностями увеличения сжатия газа, объёмного расхода в ед. времени, снижения массогабаритных параметров для работы в вязкостном режиме течения газа:

- 1. Сейчас развитие компрессоров, как и рассмотрение течения жидкости и газа по трубопроводам, больше основывается на знаниях древних ученых гидравликов, применявших в выводимых ими теоретических уравнениях, в основном, эмпирические зависимости и коэффициенты. Например, изменение скорости течения жидкости и газа по каналам, трубопроводам и т. д. связывается и сейчас только с сопротивлением их течению, а не с процессами изменения ускорений течения. Поэтому и падение статического давления в направлении течения объясняется только сопротивлениями и учитывается только коэффициентами. например при определении расхода жидкости или газа.
- 2. В соответствие с гипотезой И. Ньютона о том, что жидкость состоит из отдельных частиц, слабо взаимодействующих между собой, можно было объяснить падение статического давления вдоль потоков жидкости и газа, но была поддержана и введена в науку гипотеза о сплошности жидкости, а затем и газа.
- Также показалось удобным заменить поток жидкости и газа суммой отдельных элементарных струек без объяснения причин

- изменения их толщины и скорости во время течения, а энергетическое уравнение Д. Бернулли поправить введением эмпирической поправки на потерю энергии от «трения» при течении потоков и применять его в неустановившихся, сильно турбулизованных потоках.
- 4. Отсюда не всегда обоснованный упор на применение уравнения Д. Бернулли при исследовании работы лопаточных машин и на необходимость практического определения коэффициентов гидравлических потерь при снижении статического давления, а не на определение уменьшения концентрации частиц в местах ускоренного движения потоков в газовых трактах компрессоров и трубопроводов.
- 5. По мнению сотрудников ЦАГИ [1] исследование работы вентилятора в сети должно основываться на приложении уравнения Бернулли к потоку газа, создаваемому вентилятором, т.к. уравнение Бернулли якобы устанавливает зависимость между величинами статического давления Р и скоростью U потока в его различных сечениях. Ими были сделаны и пять общих замечаний, при которых уравнение Бернулли не может быть применено к расчётам лопаточных машин:
 - А. Уравнение Бернулли справедливо только для установившегося потока, в котором скорость в данной точке не меняется ни по величине, ни по направлению.
 - Б. Поток полностью и равномерно заполняет всё сечение трубопровода, так что скорость потока в любой точке исследуемого сечения будет одна и та же.
 - В. Должно быть соблюдено условие неразрывности потока. Оно состоит в следующем: рассматриваемый поток не должен заключать в себе пустот и разрывов. Это условие было закамуфлировано так: через два любых сечения трубопровода за данный промежуток времени протекают одинаковые массы газа.
 - Г. При выводе уравнения и при его применении газ считается несжимаемым при его движении
 - Д. Поток газа движется по трубопроводу без трения. При приложении уравнения Бернулли, в частности при исследовании работы вентилятора, нельзя пренебрегать величиной трения в трубопроводе. Поэтому, чтобы сделать уравнение Бернулли применимым и в этом случае, в него введено добавочное слагаемое, возмещающее давление, затраченное на преодоление трения.
- 6. Следует отметить, что уравнение Бернулли энергетическое. Оно не устанавливает зависимостей, которые показывают, как изменяются температура и концентрация газа в ступенях лопаточных машин при изменении энергии газа, а потому не может успешно применяться для расчёта точек расходных зависимостей ступеней

- лопаточных машин.
- В проточной части лопаточных компрессоров и насосов имеются участки с прямым и обратным течением газа и жидкости через их ступени, что так же ограничивает применение уравнения Бернулли для их исследования.
- 8. Ошибочное применение уравнения Бернулли для исследования работы вентиляторов привело к ошибочной форме записи КПД для вентиляторов $n = V \cdot \Delta P / W$ [1]. (Почему: при $Q = Q_{max}$ и $P2 / P1 = \tau = 1,0$ энергия передаётся от колеса потоку газа, а КПД = 0; почему при $\tau = \tau_{max}$ и при Q = 0 существует передача энергии от колеса потокам газа, а КПД = 0. В обоих случаях имеется полезная работа от действия ступеней лопаточных машин и её можно использовать.).
- Молекулы газа в направленных потоках хотя и движутся хаотично, но преимущественно в направлении движения потока с изменяющимися средними скоростями в каждой точке потока. Это является их основным отличием от движения газа в герметичном сосуде, а, поэтому, молекулы газа в потоке не оказывают того давления Р на стенки сосуда или канала, вдоль которых они протекают.
- 10. Энергетическое уравнение Л. Эйлера $H_{\tau} = (U_{2}C_{2u} U_{1}C_{1u}) / g$ [2] также не может успешно применяться для расчёта различных точек расходной зависимости ступеней лопаточных машин, т.к.:
 - А. При изменении газом запаса энергии оно не указывает на изменение его концентрации, объёма, температуры;
 - Б. В действительности процесс передачи энергии от вращающихся стенок лопаток канала происходит только для части молекул потока газа и на разных радиусах:
- 11. Действительные процессы сжатия потоков газа, проходящих через ступени лопаточных машин, неизвестны, поэтому для оценки их энергетической эффективности используют сомнительные величины отношений КПД различных термодинамических процессов. А, т. к. не определено понятие «полезная работа» для ступеней лопаточных машин, то нельзя применять понятие КПД к оптимизации их работы:
 - А. Термодинамические процессы для лопаточных машин необходимо рассматривать с учётом прямых и обратных потоков газа, проходящих через ступени во время их работы;
 - Б. Термодинамические процессы, происходящие в лопаточных машинах, (из-за переменного количества газа, участвующего в процессах сжатия), отличаются от классических термодинамических процессов в поршневых компрессорах. Чем больше сжатие газа ступенями лопаточных машин, тем сильнее это отличие. Поэтому, правомерность использования Т-S диаграмм, формул для расчёта классических, политропических, адиабатических и других термодинамических процессов применительно для расчёта КПД лопаточных машин сомнительна;
 - В. В молекулярном режиме течения газа (для сжатия газа ступенями

осевых компрессоров можно принять T = const), т. е. расчет потоков газа, изменение их объемов и давлений обходится без применения энергетических уравнений Бернулли и Эйлера. Они определяются по компрессорным формулам с привлечением понятий «проводимость», «прямых» и «обратных» потоков газа, проходящих через их ступени, без понятия статических и динамических составляющих полного давления в какой-либо точке потока. (Аналогичны расчеты и для других лопаточных машин в молекулярном режиме течения газа).

Похожие физические процессы сжатия газа происходят и в ступенях лопаточных машин, работающих в вязкостном режиме течения, но чтобы понять это пришлось рассмотреть общие и отличительные черты физических процессов, происходящих в их ступенях при $T \neq const.$

Общие черты:

- А. Наклонные поверхности межлопаточных каналов создают условия для потоков газа, движущихся через каналы в прямом и обратном направлениях.
- Б. Измеряемый расход газа через ступень равен разности прямых и обратных потоков газа.В. При увеличении сжатия газа ступенью измеряемый расход газа уменьшается.
- Г. Геометрические размеры каналов, их скорость движения, тепловая скорость молекул газа влияют на величины потоков газа, переходящих через каналы ступеней в обоих направлениях.

Отличительные черты:

- А. Переменные режимы течения газа в ступенях и в проточной части компрессоров.
- Б. Изменяются вдоль радиуса профили лопаток и их углы наклона к плоскости вращения.
- В. Усилены процессы теплообмена потоков газа с конструкционными материалами проточной части.

Следует отметить, что в литературе имеется много сведений о существовании прямых и обратных потоков газа, одновременно проходящих через ступени лопаточных машин в вязкостном режиме течения газа (смотри например, их формы зависимостей расхода газа от величины его сжатия или [3, 4, 5]).

Итоги

Теория осевых компрессоров (для получения давлений выше или ниже атмосферного) должна основываться на существовании в их ступенях прямых и обратных потоков газа.

Выводы

- Более позднее развитие высоковакуумных осевых компрессоров, работающих в молекулярном режиме течения газа, не основывалось на ошибочных положениях гидравлики и аэродинамики — её ученицы, поэтому достигли больших высот в своём развитии.
- Разработка теоретического или графического расчета проводимости элементов ступеней лопаточных машин и трубопроводов для вязкостного режима течения газа (как это сделано для осевых высоковакуумных компрессоров) позволила бы отойти от необходимости обязательного

of its principles for developing of other kinds of pumps and compressors. Bat it was not always reasonable. So, calculations of axis and cither kinds constructions of blade compressors has been become so strongly confused by means of application of different principles and not only from hydraulics. It can be the reason of their slow development.

Materials and methods

The collection and analysis of reports on the scientific-research axis compressors.

Results

The axis compressors theory (to get high and super high vacuum) is based on supposition about existing direct and reverse gas flows in compressors.

Conclusions

Calculations of axis and cither kinds constructions of blade compressors has been become so strongly confused by means of application of different principles and not only from hydraulics. It can be the reason of their slow development.

Kevwords

compressor, pump, ventilator, hydraulic, calculation axis compressor, surge, surging, direct and reverse stream of qas through stages.

References

- 1. Ushakov K.A., etc. Atlas ventilyatorov i deflektorov [Atlas of fans and deflectors] Works TsAGI 1934, issue 172, pp. 10-13.
- 2. Livshits S. P. Aerodinamika tsentrobezhnykh kompressornykh mashin [Aerodynamics of centrifugal compressor cars] M-l: Mechanical engineering. 1966. pp. 24-27.
- 3. Works TsAGI. Vyp. 326. To E.Struva. K voprosu o poverochnom raschete osevogo ventilyatora [To a question of testing calculation of the axial fan] M: 1937. pp. 3-16.
- 4. S. transfers. TsIAM. Vyp. 50. Obata, I.lozida, U.lozida. Issledovanie prichin zvuka, izluchaemogo pri vrashchenii vozdushnogo vinta [Research of the reasons of the sound radiated at rotation of the air screw] OBORONGIZ. M: 1943. pp. 28-36.
- B. Ekk. Proektirovanie i ekspluatatsiya tsentrobezhnykh i osevykh ventilyatorov [Design and operation of centrifugal and axial fans] GOSGORTEKHIZDAT. M: 1959. pp. 411-417.
- 6. Krivenkov S. V., Chernobyl A.G.
 Neftegazopromyslovoe oborudovanie.
 chast' 3. Nasosy i kompressory.
 Opornyy konspekt lektsiy dlya
 studentov spetsial'nosti 090602.
 Tetrad' 3: Kompressornye mashiny
 [Neftegazopromyslovoye equipment, part
 3. Pumps and compressors. The basic
 abstract of lectures for students of specialty
 090602. Writing-book 3: Compressor cars]
 M: Oil and gas RGU of. I.M. Gubkin. 155 p.
- Galyorkin Yu.B., Kozachenko L.I.
 Turbokompressory [Turbokompressora]
 SPb: Politekhn's publishing house.
 2008, 374 p.

- экспериментального определения коэффициентов гидравлических потерь давления и других поправок к расчетам при проектировании новых лопаточных машин и их трубопроводов.
- Настала также пора вернуть газоперекачивающие вакуумные насосы в класс компрессорных машин и назвать их ва-
- куумными компрессорами или компрессорами для получения вакуума.
- Рассмотрение процессов увеличения концентрации газа ступенями лопаточных машин и их течение по элементам трубопроводов с учетом опыта развития компрессорных и вакуумных машин приведет к дальнейшему их развитию, а возмож-
- но и к общей методике их расчета с выявлением новых общих закономерностей.
- Цель статьи не опорочить существующие методы расчёта проточной части осевых компрессоров, смотри например [6, 7], сравнением с приведёнными причинами ошибок в расчётах, а поиск путей расчётов оправданных экспериментально.

Список использованной литературы

- 1. Ушаков К.А. и др. Атлас вентиляторов и дефлекторов. М: Труды ЦАГИ 1934. вып.172. С. 10–13.
- 2. Лившиц С.П. Аэродинамика центробежных компрессорных машин. М-Л.: Машиностроение. 1966. С. 24–27.
- 3. Струве. Э. Труды ЦАГИ. Вып. 326. К вопросу о поверочном расчёте осевого
- вентилятора. М.: 1937. С. 3-16.
- 4. Обата, Иозида И., Иозида У. Сб. переводов. ЦИАМ. Вып. 50. Исследование причин звука, излучаемого при вращении воздушного винта. М.: ОБОРОНГИЗ. 1943. С. 28–36.
- Экк Б. Проектирование и эксплуатация центробежных и осевых вентиляторов.
 М.: ГОСГОРТЕХИЗДАТ. 1959. С. 411–417.
- 6. Кривенков С.В., Чернобыльский А.Г.
- Нефтегазопромысловое оборудование. часть 3. Насосы и компрессоры. Опорный конспект лекций для студентов специальности 090602. Тетрадь 3: Компрессорные машины М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. 155с.
- 7. Галёркин Ю.Б., Козаченко Л.И. Турбокомпрессоры. СПб.: Издательство политехнического университета, 2008. 374 с.

nanotehexpo.ru.

ОРГАНИЗАТОРЫ:

Правительство Республики Татарстан, Министерство промышленности и торговли Республики Татарстан Мэрия города Казани, ОАО "Казанская ярмарка"

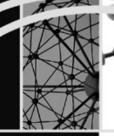
ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:

Государственной Корпорации «РОСНАНО»

4-я международная специализированная выставка

Нанотехнологии Казань-2012







и 13-я международная научно-практическая конференция

Нанотехнологии в промышленности

ОРГКОМИТЕТ ВЫСТАВКИ:

Тел./факс: (843) 570-51-17, 570-51-11-круглосуточно Россия, 420059, г. Казань, Оренбургский тракт, 8, E-mail: d3@expokazan.ru, http://www.expokazan.ru

Ремонтно-техническое обслуживание динамического оборудования по результатам диагностических измерений

Р.Р. Гареев (Новый Уренгой, Россия)

rustemmp@rambler.ru

слесарь-ремонтник ГКП-1А УГПУ, аспирант кафедры «Нефтегазопромысловое оборудование» Уфимский государственный нефтяной технический университет

А.А. Мацибора

заместитель начальника ОГМ УГПУ ООО «Газпром добыча Уренгой»

Статья отражает методы диагностирования, которые позволяют перейти от системы планово-предупредительных ремонтов, к обслуживанию и ремонту динамического оборудования по фактическому состоянию с использованием современного многофункционального прибора Leonova Infinity. Разработанный метод диагностирования в полной мере отражает общее техническое состояние механизма и вращающихся узлов, что позволяет принимать объективно-правильное решение по дальнейшей эксплуатации технологического оборудования, и отслеживать динамику их развития, не допуская критического разрушения. Применение спектрального анализа позволяет выяснить причину дефектного состояния механизма без ремонтного вмешательства.

Материалы и методы

Диагностический прибор Leonova Infinity, результаты мониторинга виброскорости и спектральный анализ в программном обеспечении Condmaster Nova, методика безразборной балансировки

Ключевые слова

мониторинг, балансировка, обслуживание по состоянию, вибродиагностирование, дисбаланс, спектральный анализ

Основной задачей ремонтно-механической службы предприятий, имеющих в своем распоряжении обширный парк технологического оборудования, является поддержание этого оборудования в исправном техническом состоянии. Это реализуется путем периодического технического обслуживания и контроля за состоянием оборудования.

В настоящие время в ООО «Газпром добыча Уренгой» для поддержания в технически исправном состоянии и безаварийной эксплуатации технологического оборудования, повсеместно применяется система планово — предупредительных ремонтов (ППР). Ее суть — проведение ремонтов через определённые межремонтные периоды, вне зависимости от технического состояния узлов и деталей оборудования, дальнейшее использование которых определяется в процессе проведения ремонтов. Преимуществом данной системы является сокращение до минимума незапланированных и аварийных выходов оборудования из строя. Недостатком данной системы являются частые вмешательства в работу исправного оборудования, высокие трудозатраты на ремонтно-техническое обслуживание (РТО), необходимость создания постоянного запаса запасных частей и расходных материалов.

Переход от эксплуатации по системе ППР к эксплуатации и техническому обслуживанию оборудования по результатам диагностирования позволяет устранить эти недостатки. Основные преимущества системы, известной под названием «обслуживание по состоянию» — это сокращение количества, стоимости и длительности ремонтов за счет проведения



Puc. 1 — Анализатор Leonova Infinity

своевременного и строго регламентированного РТО. Соответствие объема РТО степени развития дефекта позволяет эффективно использовать материально-технические ресурсы предприятия, повысить экономичность ремонтов, не снижая надежности работы оборудования [1].

На первом этапе внедрения системы обслуживания и ремонта по техническому состоянию (ОРТС) включала в себя:

• визуальный контроль, проводится с целью выявления дефектов, которые могли возникнуть при транспортировке, монтаже и эксплуатации оборудования;



Рис. 2— Алгоритм эксплуатации и обслуживания динамического оборудования

- обследование оборудования приборами диагностирования;
- обработку полученных данных прибора на основании результатов измерения технологических параметров.

Приобретение Уренгойским газопромысловым управлением (УГПУ) анализатора Leonova Infinity (рисунок 1) позволило внедрить систему ОРТС динамического оборудования на газоконденсатном промысле № 1А (ГКП-1А).

Контроль технологических параметров диагностическим прибором Leonova Infinity [2] основан на принципе замера:

- вибропараметров, для оценки состояния уровня вибрации механизма;
- ударных импульсов, для определения состояния подшипников качения.

Внедрение системы OPTC с применением диагностического прибора Leonova Infinity на ГКП-1А проводится по алгоритму обслуживания, представленного на рисунке 2.

При эксплуатации динамического оборудования производится периодическое диагностирование механизмов посредством замера виброскорости во взаимно перпендикулярных плоскостях и уровня ударных импульсов в точках, расположенных как можно ближе к подшипниковому узлу (первый этап).

В зависимости от полученных результатов замеров диагностического прибора возможно 3 пути развития событий:

- при удовлетворительных диагностических данных эксплуатация оборудования продолжается;
- при превышении значения виброскорости выше допустимого производится анализ виброспектра (второй этап). Как правило, основная причина повышенного уровня вибрации — дисбаланс вращающихся частей механизма, либо несоосность

Рис. 3 — Причины выхода из строя

Другое

Отказ

11%

одшипника

Механические

дефекты 12%

вибрация 75%

- валов (третий этап), что отражается на результатах частотного анализа виброспектра;
- при превышении уровня ударных импульсов выше допустимого производится спектральный анализ ударных импульсов (второй этап).
 При этом с достаточной точностью по результатам анализа спектра ударных импульсов возможно определить причину дефекта — отсутствие смазки либо разрушение подшипника (третий этап) [3].

На четвертом этапе производится непосредственно устранение выявленных дефектов силами эксплуатационного персонала предприятия:

- несоосность валов путем лазерной центровки валов при помощи прибора Fixtur Laser:
- дисбаланс методом динамической балансировки вращающихся частей механизма, в качестве виброанализатора возможно применение прибора Leonova Infinity;
- отсутствие смазки путем замены или дополнения необходимого количества смазочного материала;
- повреждение подшипника (сепаратора, наружной или внутренней обоймы, тел качения) — посредством замены подшипника.

Как показывает практика эксплуатации вентиляционного оборудования ООО «Газпром добыча Уренгой», 75% отказов происходит по причине повышенного уровня вибрации (рисунок 3).

Надежность большинства механического и электромеханического оборудования напрямую определяется состоянием вращающихся узлов и деталей, испытывающие высокие динамические нагрузки и подверженные

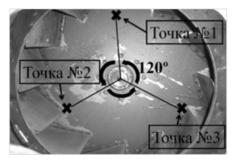


Рис. 4 — Точки установки пробного груза на рабочем колесе вентилятора

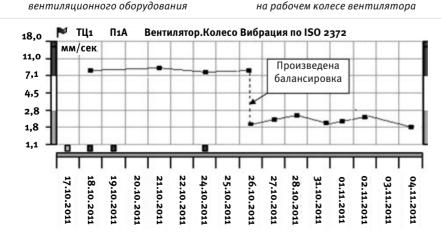


Рис. 5— Изменение значения виброскорости в результате балансировки рабочего колеса вентилятора марки ВЦ4-70-16

Technical repair service dynamic equipments by results equipments by results of diagnostic measurements

Authors

Rustem R. Gareev (Novy Urengoy, Russia)

mechanic-repairman GKP-1A UGPU, postgraduate student in department of oilfield equipment, Ufa state petroleum technological university

Andrei A. Matsibora

deputy chief of department chief mechanic UGPU Gazprom dobycha Urengoy

Abstract

This article represents methods of diagnostics that permit transition from the preventive maintenance system to maintain dynamic equipment according to the actual state with employment modern multifunctional apparatus Leonova Infinity. The developed method of diagnostics fully reflects the overall technical condition of machinery and rotating items. It helps to receive the objectively correct decision for the further operation of process equipment, and to monitor the dynamics of their development, avoiding critical damage. The use of spectral analysis allows us to determine the cause of defective state of repair mechanism without repairing intervention.

Materials and methods
Diagnostic instrument
Leonova Infinity, results
of vibration monitoring
and spectral analysis
in Condmaster Nova software,
balancing methodology
without disassembling

Poculte

The introduction of services by the actual technical state will increase the cost of purchase diagnostic devices in the initial stage, but in the future will reduce the number of planned repairs, without reducing the reliability of the equipment.

Conclusions

More rational use of material and human resources, by reducing the number and timing of repairs, will reduce the cost of service of the process equipment, which is an important objective of the enterprise in a market economy.

Keywords

monitoring, balancing, maintenance by condition, vibration diagnostic, disbalance, spectral analysis

References

- 1. Sirotin D.G., Ermilin E.V. Remontno-tekhnicheskoe obsluzhivanie oborudovaniya po fakticheskomu sostoyaniyu [Technical repair service equipments by actual state]. Gazovaya promyshlennost, 2009, issue 2, pp. 66-67.
- 2. Pasport analizatora Leonova Infinity LEO801 [Passport of analyzer Leonova Infinity LEO801].
- 3. Genkin M.D., Sokolova A.G. Vibroakusticheskaya diagnostika mashin i mekhanizmov [Vibroacoustic diagnostics of machines and mechanisms], Moscow: Mashinostroenie, 1987, pp. 174-179.
- 4. Shirman A.R., Solov'ev A.B.
 Prakticheskaya vibrodiagnostika i
 monitoring sostoyaniya
 mekhanicheskogo oborudovanya
 [Practical vibrodiagnostics
 and monitoring of the
 mechanical equipment] Bibiliogr.,
 Moscow: Mashinostroenie,
 1996, pp. 85-95.
- 5. Metodika dinamicheskoy bezrazbornoy balansirovki vrashchayushchikhsya detaley mashin [The method of dynamic balancing rotating machine parts without disassembly], Donetsk: 1991, pp. 4-6.
- 6. Pasport ventilyatora radial'nogo tipa VTS4-70 [Passport of radial type fan VC4-70].
- 7. GOST 31350-2007 Vibratsiya.
 Ventilyatory promyshlennye.
 Trebovaniya k proizvodimoy
 vibratsii i kachestvu balansirovki
 [Vibration. Industrial fans.
 Requirements for vibration
 levels and balance quality
 ISO 14694:2003] P. 27.

наибольшему износу.

Наличие неуравновешенных масс на вращающейся детали называется дисбалансом. Дисбаланс является одним из наиболее распространенных дефектов оборудования, обычно приводящим к резкому увеличению вибраций. Повышенная вибрация приводит к увеличению нагрузки на подшипники оборудования, изменяет режим работы и приводит к их ускоренному разрушению.

Переносной диагностический прибор Leonova Infiniti позволяет успешно выявить дисбаланс вращающихся частей динамического оборудования на основании результатов вибродиагностирования. Анализ полученных данных с достаточной точностью информирует о состоянии оборудования, а так же о причинах повышенного уровня вибрации.

С каждым оборотом ротора несбалансированные массы создают одно циклическое силовое воздействие на опору, поэтому частота события будет равняться собственной частоте вращении вала, либо кратно ему [4].

Методы динамической балансировки вращающихся деталей, реализуемые на специальных балансировочных станках, требуют значительных затрат на разборку, транспортировку, и последующую сборку механизма.

Простой и точный способ балансировки ротора, без демонтажа в собственных опорах с целью снижения вибрации до необходимого уровня, возможен при помощи прибора Leonova Infinity.

Методика динамической безразборной балансировки вращающихся деталей машин заключается в определении массы (тк) и углового положения (а) компенсационного груза.

На балансируемой детали (рабочее колесо вентилятора) в точках 1, 2, 3 поочередно устанавливается пробный груз (рисунок 4) и производится соответственно замер виброскорости [5].

Масса пробного груза выбирается из условия:

 $m_{\Pi p} = (0,02 \times m \times g)/(r \times w^2),$

где mnp — масса пробного груза; m — масса балансируемой детали (рабочее колесо вентилятора); g — ускорение свободного падения; r — радиус окружности, на которой устанавливается пробный груз; w — угловая скорость рабочего колеса вентилятора.

Графическим методом определяется угловое расположение компенсационного груза (а) на рабочем колесе, и теоретическая виброскорость (Vt), необходимая для расчета массы компенсационного груза.

Масса компенсационного груза рассчитывается по следующей формуле [5]:

$$m\kappa = m_{\pi p} \times Vo/Vt$$
,

где mпр — масса пробного груза; Vo — начальная виброскорость; Vt — теоретическая виброскорость.

Таким образом, в результате балансировки рабочего колеса вентилятора марки ВЦ4-70-16 [6], значение виброскорости удалось снизить с 7,9 мм/с до 2,3 мм/с, что отражено на графике (рисунок 5).

Как видно из виброспектра (рисунок 6), дефект дисбаланса рабочего колеса вентилятора удалось устранить, тем самым значительно понизился общий уровень вибрации вентилятора [7].

Итоги

Внедрение системы обслуживания по фактическому состоянию приведёт на первоначальном этапе к увеличению затрат на приобретение приборов диагностирования, но в последующем позволит снизить количество плановых ремонтов, при этом не снижая надежности работы оборудования.

Выводы

Более рациональное использование материально-технических и кадровых ресурсов, за счет сокращения количества и времени ремонтов, позволит снизить затраты на обслуживание технологического оборудования, что является важной задачей предприятия в условиях рыночной экономики.

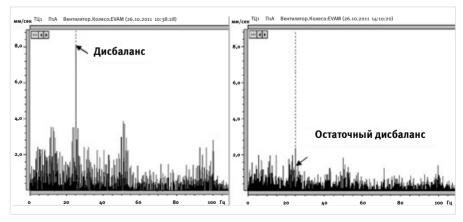


Рис. 6 — Виброспектр вентилятора марки ВЦ4-70-16 до и после балансировки

Список использованной литературы

- Сиротин Д.Г., Ермилин Е.В.
 Ремонтно-техническое обслуживание
 оборудования по фактическому состоянию //
 Газовая промышленность.
 2009. №2. С. 66–67.
- 2. Паспорт анализатора Leonova Infinity LEO801.

- 3. Генкин М.Д., Соколова А.Г. Виброакустическая диагностика машин и механизмов. – М.: Машиностроение, 1987. С. 174–179.
- 4. Ширман А.Р., Соловьев А.Б. Практическая вибродиагностика и мониторинг состояния механического оборудования. Бибилиогр. М.: 1996. С. 85–95.
- Методика динамической безразборной балансировки вращающихся деталей машин. Донецк: 1991. С. 4-6.
- 6. Паспорт вентилятора радиального типа ВЦ4-70.
- ГОСТ 31350-2007 Вибрация.
 Вентиляторы промышленные.
 Требования к производимой вибрации и качеству балансировки. С. 27.

32 ПЕРЕРАБОТКА УДК 66.07

Вертикальные факельные установки типа УФМГ-А разработки и производства ООО «ТюменНИИгипрогаз»

Н.А. Созонов (Тюмень, Россия)

sozonov@tngg.info

главный конструктор СКБ ООО «ТюменНИИгипрогаз»

В статье рассказывается о вертикальных факельных установках, разработанных и серийно выпускаемых научно-проектно-производственным комплексом ООО «ТюменНИИгипрогаз». Рассмотрена история создания установок, основные типы, особенности конструкции. Раскрыты основные конкурентные преимущества вертикальных факельных установок ООО «ТюменНИИгипрогаз»

Материалы и методы

Металл, полимеры. Испытания на полигоне Экспериментального завода.

Ключевые слова

вертикальные факельные установки, утилизация газа

Vertical flare units by LLC TyumenNIIgiprogas

Authors

Nikolay A. Sozonov (Tyumen, Russia)

chief designer of special design bureau of JSC TyumenNlIgiprogaz

Abstract

The paper gives the executive summary of vertical flare units designed and fabricated by research/design/production integrated company LLC TyumenNIIgiprogas. The study reviews product origin, main types, and design features. The paper is disclosing solid competitive advantages of vertical flare units by LLC TyumenNIIgiprogas

Materials and methods

Materials: metal, polymers. Methods: Experimental tests at the site of the plant

Results

Tests confirmed the reliability of new facilities, including emergency

Conclusions

The new settings are recommended for mass production.

Keywords

vertical flare units, gas recovery

Несмотря на большое желание всех специалистов нефтегазовой отрасли избавиться от необходимости сжигания газа в факельных установках, они до сих пор являются неотъемлемым атрибутом промыслов и установок переработки нефти и газа.

Современные факельные установки должны соответствовать следующим требованиям:

- бездымное или малодымное сжигание газа;
- быстрый и безотказный розжиг;
- возможность управления с отдаленного места (операторной);
- возможность передачи параметров работы установки оператору и на верхний уровень АСУТП, принятие автоматикой решений в случае выхода установки за рамки нормального режима.

Экспериментальный завод ООО «Тюмен-НИИгипрогаз» уже более 15 лет производит вертикальные факельные установки. Однако до сих пор они комплектовались в основном оголовками и системами розжига и контроля (СРК) других фирм.

В последнее время как оголовки, так и СРК фирм-поставщиков перестали удовлетворять требованиям заказчиков. В связи с этим руководством специального конструкторского бюро ООО «ТюменНИИгипрогаз» было принято решение разработать свои конструкции оголовков и СРК, основанные как на опыте эксплуатации установок различных фирм, так и на собственных исследованиях и теоретических расчетах с компьютерным моделированием процессов горения.

В соответствии с существующей теорией горения газов, чем больше молярная масса газа, тем сложнее обеспечить бездымное сгорание. Особенно много дыма бывает у ненасыщенных углеводородных газов. Для обеспечения бездымного сгорания применяют много способов. В основном они

направлены на обеспечение максимального перемешивания сжигаемого газа с воздухом. При этом, согласно данным экспериментов, чем выше скорость газа, исходящая из сопла, тем с большей молярной массой можно бездымно сжечь газ. Эффективным способом дымоподавления является подача в зону горения пара, но в большинстве случаев такая возможность отсутствует. Не нашло большого применения и применение воздуходувок, так как при этом увеличиваются капитальные и эксплуатационные затраты.

Конструкция большинства производимых оголовков в настоящее время представляет собой трубу из жаростойкой стали с кинетическим газовым затвором внутри, который служит для исключения проникновения пламени в ствол установки, для чего необходимо применение продувочного газа. На конце трубы установлены дежурные горелки и ветрозащитный козырек. Устройство розжига может быть как на оголовке, так и стволе, в том числе на основании ствола или вообще за ограждением установки. К дежурным горелкам при этом подходят запальные трубопроводы. Контроль пламени осуществляют термопарами, ионизационными зондами, оптическими, акустическими или газодинамическими датчиками. Каждый производитель по своему решает, как организовать выход газа из оголовка и обеспечить бездымное сгорание сбросного газа.

В оголовках ООО «ТюменНИИгипрогаз» бездымное сгорание достигается благодаря их особой конструкции. В частности, сразу решено было отказаться от прямоточных оголовков, когда оголовок представляет собой открытую сверху трубу (это обеспечивают бездымное сгорание только углеводородных газов с небольшой молярной массой типа метана). Вместо этого были сконструированы оголовки щелевого типа, из которых газ

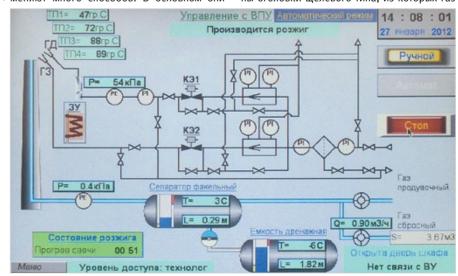


Рис. 1 — Панель АСУ УФМГ

выходит по круговой щели с отбрасыванием газа на периферию конусной поверхностью. Установленные в щели лопатки обеспечивают турбулентность потока, при котором и происходит перемешивание газа с воздухом.

Площадь щели рассчитывается таким образом, чтобы скорость потока газа была в диапазоне от 0,2 до 0,5 скорости звука в газе для газов с плотностью менее 0,8 плотности воздуха и от 0,2 скорости звука до 120 м/с для газов с большей плотностью. Если давление газа на входе в ствол недостаточно для обеспечения таких скоростей, то оголовок проектируется по типу горелки бытовой газовой плиты с диффузионным горением газа. В таких горелках пропан или пропанобутановая смесь, то есть газ с достаточно большой молярной массой сгорает бездымно.

Для обеспечения быстрого и безотказного розжига было решено отказаться от высоковольтных систем, в которых розжиг горючей смеси производится искрой в свече зажигания, в связи с затрудненным воспламенением холодной горючей смеси в зимнее время. После проведения экспериментов забраковали и самососную систему «бегущий огонь», при которой блок розжига с инжектором, готовящим горючую смесь газа с воздухом, находится на существенном расстоянии от дежурных горелок оголовка и дежурные горелки поджигаются фронтом пламени, проходящим по запальному трубопроводу. Основная причина - сложность обеспечения стехиометрического состава горючей смеси в инжекторе (для каждого состава топливного газа необходимо свое соотношение «газ-воздух») и высокая вероятность потухания фронта пламени в длинных запальных трубопроводах.

Наилучшим и практически безотказным способом оказался розжиг калильной свечой, установленной внутри запальной горелки на расстоянии 100 мм от выхода горючей

смеси. Розжиг калильной свечой хорошо зарекомендовал себя в жидкостных горелках. но для газовых систем стал применяться сравнительно недавно. Для контроля пламени установили термопары (такой способ применяют ведущие зарубежные фирмы). Для обеспечения их длительной работы пришлось заказывать специальную конструкцию с увеличенной длиной и повышенной термостойкостью клеммной головки. С целью повышения срока службы системы розжига, не стали объединять дежурную и запальную горелки в единую запальную горелку, работающую в пилотном режиме (серийно выпускаемые запальные горелки изготавливаются, как правило, из обычной нержавеющей стали типа 12Х18Н1оТ, не предназначенной для длительного воздействия пламени). То есть в пламени находятся только дежурные горелки из специальной жаростойкой стали, а запальные горелки после розжига дежурных гаснут, сохраняя свой ресурс.

Система розжига и контроля включает в себя:

- блок подготовки и подачи на дежурные и запальные горелки топливного газа, помещенный в теплоизолированный обогреваемый шкаф;
- инжектор, готовящий горючую смесь для дежурных горелок;
- блоки запальной и дежурной горелок с термопарой контроля пламени;
- систему АСУ на базе промышленного контроллера.

Система АСУ состоит из трех блоков: шкафа АСУ, панели местного розжига и пульта оператора. Шкаф АСУ с панелью местного розжига взрывозащищенных исполнений устанавливаются за ограждением установки, пульт оператора — в операторной. Связь шкафа АСУ с пультом оператора и с верхним уровнем АСУТП осуществляется по

интерфейсу RS-485. Управление возможно в ручном и автоматическом режиме. Особенностью АСУ является то, что она не только осуществляет розжиг и контроль работы факельной установки, но и может принимать сигналы с датчиков всего факельного хозяйства: температуру и уровень конденсата в факельном сепараторе и дренажной емкости, расход и количество продувочного и сбросного газа с архивированием данных в режиме кольцевого буфера. Стоимость АСУ при этом возросла незначительно, однако такие дополнительные функции позволят проектировщикам и заказчикам существенно уменьшить затраты на обустройство и время на проектирование.

При нарушении режима, например, потухании пламени, АСУ самостоятельно осуществит его розжиг. При уменьшении расхода продувочного газа ниже нормативного — подаст сигнал в АСУПП о необходимости подачи в факельный коллектор инертного газа. При переполнении дренажной емкости — подаст сигнал о необходимости включении насоса откачки.

Пульт оператора оснащен сенсорной панелью с удобной и понятной мнемосхемой, на которой изображаются данные с датчиков и наименование текущей операции процесса розжига с обратным отсчетом времени до ее окончания (Рис. 1).

Испытания факельной установки УФ-МГ-А-150/20 ХЛ с новой системой контроля и розжига, проведенные на полигоне Экспериментального завода ООО «ТюменНИИгипрогаз», показали, что данная система является весьма надежной. Многократно произведенные пробные розжиги не выявили сбоев. Имитирование аварийных ситуаций приводило к адекватной реакции автоматики.

Новые установки рекомендованы к серийному производству. При получении заявки специалисты СКБ в короткие сроки рассчитают параметры оголовка, выполнят тепловой и силовой расчет установки и предоставят проектировщикам и заказчикам всю необходимую информацию (Рис. 2). Технической документацией предусматривается производство установок с условными диаметрами оголовков от 100 до 1400 мм высотой от 10 до 110 м.

На установки имеется Сертификат соответствия №С-RU.AИ92.00108 и Разрешение на применение Ростехнадзора №РРС 57-000151.

Для комплексного обустройства факельных хозяйств Экспериментальный завод ООО «ТюменНИИгипрогаз» производит также трубные расширители, факельные сепараторы, дренажные емкости, свечи рассеивания.



Рис. 2 — Панель АСУ УФМГ



625019, г. Тюмень, ул. Воровского, 2 тел.: +7 (3452) 286-481 Факс: +7 (3452) 274-045 www.tngg.ru e-mail: www.zavod.tngg.ru

Стратегии, технологии, инновации ЗАО «Антипинский НПЗ»

Д.И. Соколов (Москва, Россия)

nts@runeft.ru

корреспондент

На юго-востоке России в Тюменской области сосредоточена основная часть российских запасов нефти (72%) и природного газа (91%). Однако, несмотря на то, что Тюменская область относится к числу крупнейших нефтедобывающих регионов, она вынуждена завозить светлые нефтепродукты из других регионов в объеме около 1,2 млн.тонн, в частности, с Омского НПЗ (550 км от Тюмени), Уфимского НПЗ (800 км) и Пермьнефтеоргсинтез (600 км). В свете борьбы с мини-НПЗ, выпускающими некондиционное топливо, особенно актуально строительство современного НПЗ с новыми технологиями, позволяющими поставлять на рынок качественные нефтепродукты в необходимом количестве. И поэтому строительство на территории области собственного НПЗ абсолютно логично.

Ключевые слова

переработка, нефть, нефтепродукты, бензин, мазут, дизельное топливо

Strategy, technology, and innovation of CJSC «Antipinsky oil Refinery»

Authors

Dominik I. Sokolov (Moscow, Russia)

correspondent

Keywords

Processing, oil, petroleum products, gasoline, fuel oil, diesel fuel

История Завода

ЗАО «Антипинский НПЗ» основан в июле 2004 г. на территории одного из крупнейших нефтегазовых субъектов Российской Федерации — Тюменской области. Завод расположен в промышленной зоне г. Тюмени на юго-востоке вблизи поселка Антипино.

В связи с тем, что строительство нефтеперерабатывающего завода с максимально возможной глубиной переработки нефти при выпуске полного ассортимента моторных топлив высокого качества требует значительных капитальных вложений, нефтеперерабатывающие заводы строятся технологическими очередями. То есть каждая технологическая очередь подразумевает организацию некого законченного производственного цикла, перерабатывать нефть и отгружать потребителям определенный набор нефтепродуктов заданного уровня качества. По такому пути развивается и ЗАО «Антипинский НПЗ».

І технологическая очередь проектной мощностью 400 тыс. тонн в год была введена в эксплуатацию уже в конце 2006 года (ноябрь). В результате технического перевооружения по состоянию на 2008 г. ее фактическая мощность составила 740 тыс. тонн в год.

В мае 2010 г. была запущена II технологическая очередь завода мощностью 2,75 млн. тонн в год. Таким образом, с пуском II очереди общая мощность НПЗ составила 3,5 млн. тонн в год. Однако ожидается, что в процессе модернизации II очереди ее мощность будет доведена до 3,3 млн. тонн в год еще до конца 2012 года, что позволит достичь общей мощности переработки на НПЗ 4,1 млн. тонн.

Экология

При строительстве Антипинского НПЗ особое внимание уделено применению высоких экологических стандартов. В последнее время на фоне растущих объемов

добычи и переработки нефти вопросы охраны окружающей среды и промышленной безопасности являются одними из наиболее приоритетных как для государственных структур, так и для нефтеперерабатывающих компаний. Прослеживается острая необходимость внедрения на современных НПЗ именно комплексных мероприятий, которые направлены на минимизацию вредного воздействия промышленной эксплуатации нефтеперерабатывающих объектов на экологию.

Экологический отдел заводской аккредитованной химико-аналитической лаборатории ведет постоянный контроль состояния окружающей среды, наземных и сточных вод. Для снижения нагрузки на окружающую среду при проектировании завода заложен ряд технологических решений, позволяющих до минимума сократить водопотребление, а значит и сброс стоков, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу и исключить попадание нефти и нефтепродуктов в почву и подземные воды.

К таким решениям относятся:

- использование в технологических печах горелочных устройств, отвечающих самым строгим экологическим требованиям:
- применение герметизированной системы по всей технологической цепочке;
- контроль, автоматизация и телеметрия технологических процессов для предупреждения аварийных ситуаций и минимизация выбросов вредных веществ в атмосферу за счет точного соблюдения заданных технологических параметров;
- обеспечение герметичного налива светлых нефтепродуктов с отводом паров в резервуары через газоуравнительные линии;
- применение воздушного охлаждения потоков в технологических процессах;





- внедрение водоотведения, исключающего сброс сточных вод в открытые водоемы;
- устройство бетонных площадок для технологического оборудования и наливных эстакад с бордюрными ограждениями и трапами.

Реализация этих решений сводит к минимуму возможный ущерб окружающей среде. Кроме того, ведется строительство очистных сооружений, которые обеспечат очистку производственно-ливневых и хозяйственно-бытовых сточных вод до требуемого уровня, позволяющего использовать очищенные сточные воды повторно или сбрасывать их в водоем рыбохозяйственного назначения.

Очистка сточных вод состоит из трех основных блоков:

- 1. Блок физико-химической очистки стоков (импеллерная флотация компании Separation Specialists).
- 2. Блок биологической очистки стоков (мембранный биореактор компании GE Water and Process Technologies).
- 3. Блок доочистки стоков (процесс двухступенчатой фильтрации на сорбционных угольных фильтрах ФСУ, далее ультрафиолетовое обеззараживание стоков до норм СанПиН 2.1.5.980-оо «Гигиенические требования к охране поверхностных вод»).

В общей сложности очистные сооружения занимают площадь 10,73 гектара. Общая площадь заводских территорий более 150 га.

ЗАО «Антипинский НПЗ» приобрело и отремонтировало ж/д станцию Антипино, вблизи которой был построен участок готовой продукции (УГП), предназначенный для отгрузки светлых нефтепродуктов (бензин, дизельное топливо) ж/д транспортом.

УГП представляет собой отдельно стоящий объект, связанный с основной площадкой завода технологическими трубопроводами, общей протяженностью около 2,9 км. Площадь участка составляет 15 Га. Размещены две двусторонние наливные эстакады, позволяющие одновременно производить налив 71 железнодорожной цистерны (что составляет ставку РЖД), с промежуточным

резервуарным парком объемом в 20 тыс. м³.

Ввод в эксплуатацию УГП увеличил суммарную возможную мощность завода по наливу нефтепродуктов до 8 млн. тонн в год (3 млн. тонн базовая + 5 млн. тонн УГП), а также разгрузил действующие эстакады налива и слива на основной площадке завода. Освободившиеся резервуары основной площадки завода буду использованы в качестве промежуточных, как сейчас, так и в перспективе, что позволит увеличить надежность работы технологических объектов, а также повысить производительность предприятия по переработке нефти, в частности, поставляемой железнодорожным транспортом. Общий объем резервуарных парков завода составляет более 315 тысяч тонн.

Запасы и добыча нефти

За 2011 год ЗАО «Антипинский НПЗ» было произведено более 2,6 млн. тонн продукции, это дизельное топливо трех сортов (зимнее, зимнее с присадкой и зимнее «гостовское»), прямогонный бензин, топочный мазут. Кроме того порядка 340 тыс. тонн были добыты и переработаны с месторождения Тарховское. ООО «Тарховское» компания-партнер владеет лицензиями на поиск, разведку и добычу нефти на шесть лицензионных участков, в пределах которых расположены шесть разрабатываемых месторождений (Ершовое, Сороминское, Северо-Сороминское, Северо-Тарховское, Никольское, Туль-Ёганское) и одно месторождение находится в стадии в разведки (Западно-Тарховское). Таким образом, товарооборот за 2011 год составил 2,94 млн. тонн, что в денежном выражении составил более 2 млрд. долл. Общие текущие запасы категорий АБС1+С2 — геологические 75,1 млн.т/извлекаемые 8,45 млн.т.

Ход реализации проектов по увеличению мощностей, глубины переработки и выпуску топлива стандарта «Евро-5».

В настоящее время компания перерабатывает сырую нефть в мазут технологический, бункерное топливо, прямогонный бензин и дизельное топливо, как по ГОСТу, так и по стандарту ЕВРО-2.

Глубина переработки составляет 60%, но

будучи успешно и стабильно развивающимся предприятием, Антипинский НПЗ строит планы по увеличению объемов и глубины переработки нефти.

Стратегия развития

завода до 2016 года следующая:

1. Увеличение мощности переработки до 7,5 млн. т\год, для чего до 1 декабря 2012 года будет проведена реконструкция приёмо-сдаточного пункта нефти для увеличения прокачки нефти до 6,0 млн.тонн нефти по магистральному трубопроводу компании АК «Транснефть». До конца октября 2012 года будет проведена реконструкция установки ЭЛОУ-АТ-2 с целью увеличения мощности с 2,5 до 3,3 млн.тонн в год по сырой нефти. В декабре 2013 года планируется пуск новой установки ЭЛОУ-АТ-3 мощностью 3,5 млн.тонн в год. До пуска установки ЭЛОУ-АТ-3 будет проведён ряд технических мероприятий для интеграции объектов III очереди строительства в существующее производство. Это только то, что касается увеличения мощности завода. В рамках 3 очереди строительства предусмотрен ввод очистных сооружений для очистки промышленных сточных вод. В настоящий момент строительство ведётся силами генерального подрядчика — «Веллесстрой», а начало пусконаладочных работ запланировано на август — сентябрь 2013 года, для того, чтобы к пуску установки ЭЛОУ-АТ-3 очистные сооружения прошли полный цикл пусконаладочных работ.

В связи с увеличением мощности завода, потребуется строительство товарных и сырьевых парков — что сейчас и реализовывается на двух площадках завода: на участке готовой продукции монтируется парк товарного дизельного топлива общей вместимостью 80 тыс. тонн и парк сырой нефти на основной площадке завода объёмом 60 тыс.тонн. Естественно, для нормальной эксплуатации технологических объектов ведётся строительство объектов общезаводского хозяйства — котельная, ГРП, распределительные подстанции, блок оборотного водоснабжения и т.д. Вот это, в общих чертах, 1 этап





3 очереди строительства и его окончание планируется в конце 2013 года.

- 2. Второй этап включает в себя строительство объектов, позволяющих облагораживать получаемые компоненты товарных нефтепродуктов на установках ЭЛОУ-АТ-1,2,3, с доведением качества топлив до требований Европейских норм ЕВРО 5. В состав 2 этапа войдут установки гидроочистки дизельного топлива суммарной мощностью 3,6 млн. тонн по сырью и установка производства водорода - лицензиаром является датская компания «Haldor Topsoe». Так же будет построена установка производства элементарной серы с блоком грануляции канадской компании «ENERSUL» и с линией фасовки в биг-бэги. Управление технологическими процессами будет осуществляться из центральной операторной, куда будет перенесено и управление объектами первой и второй очереди. Данное решение уже давно и успешно применяется как на зарубежных НПЗ так и отечественных заводах. Этот этап планируется к пуску в конце 2014 года.
- 3. Третий этап со сроком реализации в конце 2015 года. Если на первых двух этапах мы будем иметь глубину переработки 75%, то строительство блока вакуумной перегонки мазута мощностью 3,5 млн.тонн и установки замедленного коксования позволит увеличить глубину переработки нефти до 92-95%. Лицензиаром процесса «SYDECcm» выступает американская компания « Foster Wheeler». Так же в 2016 году будет построена установка по производству высокооктановых бензинов, состоящая из блока риформинга с непрерывной регенерацией катализатора и блока изомеризации, что позволит выпускать высокооктановые бензины качества ЕВРО 5 с базовым октановым числом не менее 95 пунктов. Планируется выпуск данных бензинов на внутренний рынок в объёме о,5 млн.тонн в год. Лицензиаром процесса выступает компания «UOP» — один из мировых лидеров в данных процессах.
- 4. В 2017-2018 годах предполагается пуск установки гидрокрекинга газойля.

О технической стороне развития завода можно говорить долго. Названы только основные технологические объекты, а вспомогательное производство займет почти 1/3

площадки завода. Будет реконструирован участок автоналива, построен склад сжиженных углеводородных газов, свой ремонтно-механический цех, административно-бытовой комплекс и т.д.

Кроме высококачественных автомобильных бензинов на заводе планируется производство кокса, который чрезвычайно востребован в металлургии, а также предусмотрена установка производства элементарной серы (гранулят).

Объем инвестиций в проект с 2010г. до 2015г. запланирован на уровне 2 млрд долл. Одним из шагов на пути реализации запланированной стратегии развития предприятия является подписание в марте 2012 г. мультивалютного кредитного соглашения о предоставлении ЗАО «Антипинский НПЗ» срочной и возобновляемой кредитных линий на общую сумму до 750 млн долл. Данное мультивалютное соглашение было подписано ОАО «Газпромбанк», Raiffeisen Bank International AG и ЗАО «Райффайзенбанк» совместно с Glencore International AG, Vitol S.A., ЗАО «Глобэксбанк» и WestLB AG (Лондон).

Кредит со сроком погашения в марте 2017 года состоит из 3-х траншей в долларах США и в российских рублях с обеспечением в виде элементов предэкспортного и проектного финансирования.

ЗАО «Антипинский НПЗ» занимает достойное место на российском рынке нефтепродуктов. Большое внимание здесь уделяется кадровой политике, которая направлена на качественное формирование персонала с высшим и средним специальным образованием и социальным программам, такие как создание здоровых и безопасных условий труда.

Руководство предприятия убеждено, что эффективное развитие бизнеса возможно лишь путем эффективного развития людей, создания благоприятных условий для работы и творчества, когда труд приносит сотруднику радость в моральном и в материальном плане. Поэтому здесь созданы все условия для возможности каждому сотруднику рассчитывать на вознаграждение и карьерный рост в зависимости от профессионального и личного вклада в деятельность компании.

Что касается социальных программ, то руководство предприятия заботится не только о предоставлении качественного

медицинского обслуживания, поддержке работников через систему оказания различных видов материальной помощи и компенсаций, но и, что особенно важно, стремится улучшить их жилищные условия. Так, решением Председателя Совета директоров Мазурова Д.П. для специалистов и передовиков производства строится дом на 152 квартиры, сдача которого запланирована к 2013 году.

Одним из важных направлений социальной политики ЗАО «Антипинского НПЗ» является благотворительность. За время своего существования предприятие выработало ключевые направления оказания благотворительной помощи: поддержка оказывается не через благотворительные организации и фонды, а непосредственно детским домам, интернатам, клубам, учреждениям культуры, тюменской областной организации всероссийского общества инвалидов. Подтверждением служат сложившиеся дружеские отношения с МОУ «Детский дом №66» для детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей.

Не обходит предприятие своим вниманием и спортивное направление, дотируя один из тюменских юношеских клубов дзюдо. Кроме того, совсем недавно была оказана благотворительная помощь в целях подготовки и проведения в Тюменской области XII туристического слета среди лиц с ограниченными физическими возможностями здоровья «Робинзонада 2012».

Стратегическими партнерами ЗАО «Антипинский НПЗ» являются ведущие иностранные компании, среди которых «VITOL», «GLENCORE», «MERCURIA», «LITASCO».



625047, г. Тюмень, 6 км Старого Тобольского тракта, 20 тел.: +7 (3452) 28-43-01 факс: +7 (3452) 28-41-80 e-mail: info@annpz.ru www.annpz.ru





БУРЕНИЕ УДК 622.24

Применение газотурбинных двигателей в насосных агрегатах комплексов гидроразрыва нефтяных и газовых пластов

Работы ведутся при финансовой поддержке Минобрнауки РФ по государственному контракту № 14.527.12.5001 от 14.07.11г.

А.Д. Касьянов (Санкт-Петербург, Россия)

mail@automatika.ru

главный специалист

В.А. Гулый

кандидат технических наук, главный конструктор

С.Л. Макаров

главный конструктор

Приведены результаты сопоставления технических характеристик газотурбинных и дизельных двигателей с точки зрения их использования в качестве силовых установок в составе мобильных комплексов для гидроразрыва нефтяных и газовых пластов, показаны преимущества газотурбинных двигателей.

Ключевые слова

гидроразрыв нефтяных и газовых пластов, силовая установка, газотурбинный двигатель, дизельный двигатель

Application of gas-turbine engines in pumping units complexes of hydraulic fracturing of oil and gas reservoirs

Authors

Anatoliy D. Kas'yanov (Saint Petersburg, Russia)

Chief Specialist

Vladimir A. Gulyy

Chief Designer, Magister

Sergey L. Makarov

Chief Designer

Abstract

Given the results of the comparison of the technical characteristics of gas turbine and diesel engines from the point of view of their use as a power in the mobile complexes for hydraulic fracturing of oil and gas reservoirs, shows the advantages of gas-turbine engines.

Results

The article reflects the technical advantages of the gas-turbine drive pump units of a complex of hydraulic fracturing in the work of the units, at a very specific load, which is well in the process of fracturing.

В мобильных технологических комплексах, предназначенных для гидроразрыва нефтяных и газовых пластов (ГРП), требующих значительных мощностей для обеспечения энергией рабочего оборудования, находят применение силовые установки, оснащённые преимущественно дизельными двигателями.

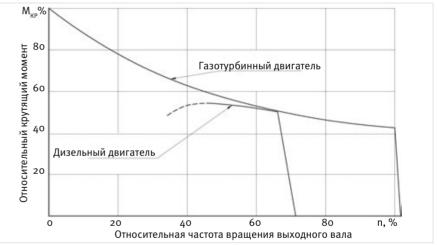
К подобного рода оборудованию относятся насосные агрегаты для гидроразрыва нефтяных и газовых пластов, производящие закачку в пласт рабочих жидкостей (смесей), обеспечивающих процесс гидроразрыва. Гидроразрыв требует обеспечения значений давления — 40...120 МПа и производительностей до 10 м³/мин. Примером машин, используемых в комплексах ГРП, могут служить мобильные насосные агрегаты компаний Eurasia Drilling Company Ltd., Schlumberger, Baker Hughes, Hulliburton. Привод плунжерных насосов высокого давления на этих агрегатах производится дизельными силовыми установками посредством многоступенчатых

гидромеханических трансмиссий.

Мощности, потребляемые насосами в процессе гидроразрыва, могут достигать 2000 кВт и более. Размещение дизельной силовой установки такой мощности и обслуживающих её систем на мобильном насосном агрегате вызывает серьёзные трудности по обеспечению приемлемых габаритных размеров и допустимого распределения нагрузок на оси шасси.

Важным фактором для успешного выполнения операции гидроразрыва является обеспечение непрерывности подачи рабочей смеси в скважину с возможностью плавного, без скачков, изменения производительности и, соответственно, давления смеси на протяжении всего технологического процесса согласно назначенным режимам работы.

Применение в качестве силовой установки насосных агрегатов комплексов ГРП газотурбинных двигателей (ГТД) со свободной турбиной позволяет улучшить эксплуатационные



Puc. 1— Скоростные характеристики дизеля и ГТД со свободной турбиной (за единицу приняты максимальный момент и максимальная частота вращения ГТД)

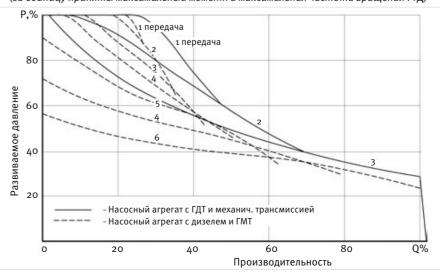


Рис. 2— Напорно-расходные характеристики насосных агрегатов с силовыми установками равной мощности, использующие дизельный двигатель с ГМТ и ГТД

характеристики мобильного насосного агрегата в сравнении с дизельным.

Обладая широким скоростным диапазоном работы, ГТД со свободной турбиной обеспечивает устойчивую работу с частотой вращения насоса от нулевого значения до максимального, при этом на внешней характеристике запас крутящего момента (коэффициент приспособляемости) достигает «2,5» [1].

Дизельный двигатель в стационарном исполнении имеет соответствующий показатель не более «1,1», а при снижении частоты вращения ниже 60-70% от максимальной под действием увеличивающейся нагрузки перестает устойчиво работать и глохнет.

В относительных единицах статические внешние нагрузочные характеристики дизельной установки в сопоставлении с аналогичными характеристиками газотурбинного двигателя равной мощности представлены на рис. 1 [1].

Чтобы расширить диапазон работы силовой установки с дизельным двигателем и повысить её приспособляемость к меняющейся нагрузке, в приводе насоса вынуждены применять гидромеханические трансмиссии (ГМТ), в то время как для обеспечения требуемой напорно-расходной характеристики в установках с ГТД можно использовать механическую трансмиссию.

Приемлемое сближение характеристики насосного агрегата с дизельным двигателем к характеристике газотурбинной установки достигается при использовании в ГМТ гидротрансформаторов с коэффициентом трансформации около «двух» (см. рис. 2).

Однако при этом трансмиссия заметно снижает свой КПД, увеличивая тепловыделение в масло, особенно на режимах с большой пробуксовкой насосного колеса гидротрансформатора ГМТ, связанного с двигателем, относительно турбинного колеса, связанного с коробкой передач и плунжерным насосом. На режимах, близких к «стоповым», гидромеханическая трансмиссия длительно работать просто не может — неизбежно перегреется, так как система охлаждения трансмиссии подбирается для обеспечения теплосъёма на режимах, близких к номинальным [2].

Низкий КПД гидромеханической трансмиссии по сравнению с механической и увеличение затрат мощности на привод вентилятора системы охлаждения приводит к увеличению расхода топлива насосного агрегата.

Повышенные тепловыделения дизельной силовой установки, включая тепловыделения ГМТ, вызывают существенные трудности с размещением на мобильном насосном агрегате громоздких радиаторов и приводов мощных вентиляторов.

Для примера отметим, что дизельный двигатель мощностью 1850 кВт имеет общее тепловыделение в охлаждающую жидкость, масло и воздух за компрессором нагнетателя порядка 1000 кВт, а два газотурбинных двигателя в «спарке» близкой суммарной мощностью требуют отвода только 110 кВт тепловой энергии, при этом у ГТД охлаждается только масло двигателя. Систем охлаждения антифриза и наддувочного воздуха у ГТД нет [1].

Гидромеханическая трансмиссия, рассчитанная на передачу соответствующих мощностей, должна охлаждаться радиатором с теплосъёмом не менее 300 кВт, а механическая — 100 кВт.

Для обеспечения приведенных теплосъемов затраты мощности на привод вентиляторов систем охлаждения силовых установок с дизелем и гидромеханической трансмиссией составляют 160-180 кВт, с Γ ТД и механической трансмиссией — 50 кВт.

Разница в объемах систем охлаждения и габаритах, занимаемых двигателем, приводят к существенному (более чем в два раза) увеличению габаритов дизельной силовой установки по сравнению с газотурбинной.

Для размещения технологического оборудования с дизельной силовой установкой требуется изготовление специального шасси, габариты и нагрузки на оси которого не позволяют эксплуатировать мобильную установку на дорогах общего пользования без ограничений и дополнительных согласований. Перевозка железнодорожным транспортом таких установок возможна только в частично разобранном виде. Оборудование насосного агрегата, использующее силовую установку с газотурбинными двигателями, может быть размещено на шасси серийного автомобиля, эксплуатация которого не требует специального согласования.

Внешний вид «дизельного» и «газотурбинного» насосных агрегатов и сопоставление габаритных размеров их силовых установок приведены на рис 3.

Conclusions

- 1. The power plant of two gas-turbine engines with free turbine as a source of energy pumping unit complex of hydraulic fracturing of oil and gas reservoirs, has a significant advantage compared with a diesel engine in terms of ensuring the continuity of the mixture into the well on the modes of change of pumps and pump pressure.
- 2. Compact gas-turbine engine and its systems allows to improve the mass and dimensions of the mobile pumping unit complex of hydraulic fracturing in comparison with diesel performance of the unit and to ensure high performance and reliability of the installation as a whole.

Keywords

hydraulic fracturing of oil and gas reservoirs, power plant, gas turbine engine, diesel engine

References

- 1. Popov N.S., Izotov S.P. Transportnye mashiny s gazoturbinnymi dvigatelyami [Transport cars with gas-turbine engines], Leningrad: Mechanical engineering, 1980, 224 p.
- 2. Stesin S.P., Yakovenko E.A. Lopastnye mashiny i gidrodinamicheskie peredachi [Lopastnye cars and hydrodynamic transfers], Moscow: Mechanical engineering, 1990, pp.135, 240 p.
- 3. Dvigatel' gazoturbinnyy GTD-1250 [Engine gasturbine GTD-1250], Specifications.
- 4. Nosov N.A. Raschet i konstruirovanie gusenichnykh mashin [Calculation and designing of track laying vehicles]. Leningrad: Mechanical engineering, 1972, pp. 66-77, 560 p.





Рис. 3 — Габариты насосных агрегатов

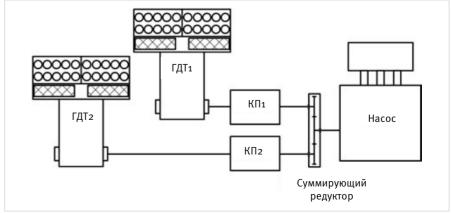


Рис. 4 — Кинематическая схема привода насоса с параллельным подключением двух ГТД

Как уже отмечалось, важным требованием к насосному агрегату является обеспечение плавного изменения расхода закачиваемой в скважину рабочей смеси при выполнении операции гидроразрыва. Скачки и пульсации неблагоприятно сказываются на прочности и герметичности трубной системы и могут вызвать поломки трансмиссий насосных агрегатов, привести к нежелательным колебательным явлениям, а при подаче проппанта — вызвать образование пробок в насосно-компрессорных трубопроводах и в нефтеносном пласте.

По этой причине операцию гидроразрыва желательно было бы выполнять вообще без переключения передач. На практике требующийся диапазон изменения подачи рабочей смеси и меняющиеся при этом давления не позволяют работать насосному агрегату только на одной передаче. Но при этом переключения передач необходимо проводить без прерывания подачи рабочей смеси в скважину.

С целью обеспечения безразрывности подачи рабочей смеси в дизельных силовых установках с гидромеханическими трансмиссиями включение следующей передачи осуществляется до окончания выключения предыдущей на фоне пробуксовки фрикционов коробки передач. Этот процесс трудноуправляем по синхронизации включаемых элементов, так как параметры буксования фрикционов зависят от многих факторов: моментов инерции синхронизируемых деталей и узлов, состояния фрикционных дисков, реального изменения давления в бустерах фрикционов, состояния шлицевых направляющих дисков, степенью «слипания» пакета фрикционных дисков и величины начального крутящего момента для их срыва, температуры фрикционных пар и множества других обстоятельств [4]. Вследствие неопределенности процесса избежать «скачков» давления и провала подачи рабочей смеси во время переключения передач не удаётся.

Кроме того, переключение передач под нагрузкой, происходящее на фоне передачи трансмиссией значительного крутящего момента, сопровождается большими динамическими нагрузками на диски фрикционов, их интенсивным износом, приводящими к преждевременному выходу из строя трансмиссии.

Зачастую при проведении гидроразрыва дизельными насосными агрегатами используется большее число насосных агрегатов, одновременно работающих на одну скважину, чем требуется для обеспечения необходимой производительности нагнетания рабочей смеси. Такой приём позволяет работать на гидроразрыве с меньшей загрузкой отдельного насосного агрегата, а при его отключении общий негативный эффект на подачу рабочей смеси в скважину снижается, так как невелика доля смеси, закачиваемой одним агрегатом. Однако, в этом случае, эксплуатирующей организации требуется иметь увеличенный парк дорогостоящих насосных агрегатов.

В случае использования газотурбинного привода, содержащего два параллельно подключенных ПД, кинематическая схема которого приведена на рис.4, каждый из ПД связан с суммирующим редуктором через собственную коробку передач, для повышения плавности подачи можно использовать последовательное переключение передач по силовым цепям каждого ГТД. За время разрыва потока мощности по одной силовой цепи второй ПД препятствует снижению частоты вращения выходного вала суммирующего редуктора и плунжерного насоса.

Снижение в два раза располагаемого крутящего момента, вызванное отключением одной из силовых установок, отчасти компенсируется характеристикой ГТД, автоматически повышающим крутящий момент с падением частоты вращения, а также большим приведенным моментом инерции свободной турбины одного ГТД, превышающим 10 кгм² [3].

У дизеля момент инерции с маховиком составляет 3...3,5 кгм². Повысить его за счет увеличения размеров маховика не представляется возможным из-за непомерно возрастающих нагрузок на фрикционы коробки передач.

Уравнение, описывающее характер протекания процесса изменения частоты вращения системы «двигатель-трансмиссия-нагрузка (насос)» при замедлении вращения насоса, в общем виде выглядит следующим образом:

$$\begin{split} &\mathbf{M}_{\mathrm{AB}}\left(\omega_{\mathrm{AB}}\right) + I_{\mathrm{AB}}\frac{d\omega_{\mathrm{AB}}}{dt} - \frac{\mathbf{M}_{\mathrm{C}}(\omega_{\mathrm{MAC}})}{i_{\mathrm{TP}}} + \\ &+ \frac{I_{\mathrm{MAC}}}{i_{\mathrm{TP}}^2} \boldsymbol{S} \cdot \frac{1}{i_{\mathrm{TP}}} \cdot \frac{d\omega_{\mathrm{MAC}}}{dt} = \mathbf{M}_{\mathrm{dyp}}(\mathbf{p}_{\mathrm{6yer}}; \Delta\omega; f; \dots) \end{split}$$

где:

$$\Delta \omega = \omega_{ne} - \omega_{wac} t_{ne}$$

 $M_{_{RB}}(\omega_{_{RB}})$ — текущее значение крутящего момента двигателя,

 $\omega_{_{\text{\tiny \it dB}}}$ — частота вращения двигателя,

передаточное число трансмиссии, $Mc(\omega_{\text{\tiny Hac}})$ — момент сопротивления вращению

приводимого насоса, δ — коэффициент приведения вращающихся масс, I_{np}, I_{max} — моменты инерции, соответственно,

двигателя и насоса, $\Delta \omega$ — относительные скорости на включаемом

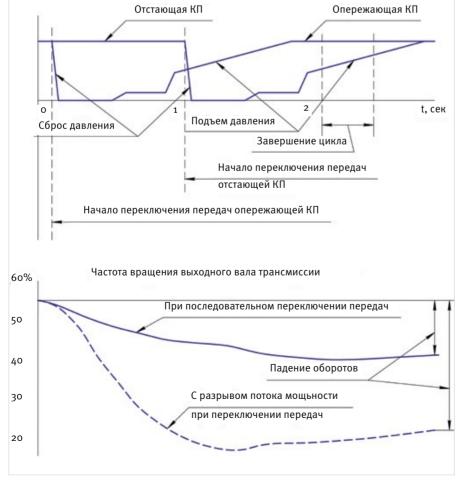
фрикционе, $\mathbf{p}_{_{\mathsf{буст}}}$ — давление масла в бустере фрикциона,

f — коэффициент трения дисков фрикциона.

Как видно из уравнения, при замедлении инерционные силы вращающихся масс препятствуют снижению частоты вращения двигателя и насоса, и чем больше моменты инерции узлов, тем меньше падение оборотов за время отключения одного из ГТД при смене передачи трансмиссии.

Типичная циклограмма процесса переключения передач приведена на рис. 5.

Продолжая сравнение дизельных и газотурбинных приводов насосов комплексов ГРП, следует отметить бесспорное достоинство газотурбинной силовой установки, заключающееся в возможности запуска двигателя без разогрева при низких температурах окружающего воздуха, минус 40°C и ниже, что позволяет сократить время подготовки



Давление в бустерах фрикционов коробок передач

Рис. 5— Насосные агрегаты с дизельной силовой установкой и «спаркой» двух газотурбинных силовых установок

техники к выполнению технологической операции и улучшить условия работы персонала в таких некомфортных условиях. Запуск одного двигателя в любых температурных условиях занимает 1 минуту, а через 3 минуты ГТД способен воспринимать полную нагрузку. Разогрев дизеля в зимнее время может длиться на протяжении часа.

Выпускные газы газотурбинного двигателя не содержат копоти и искр, практически нетоксичны, их температура может регулироваться оператором и находится в пределах (150...500)°С. Расход газов ГТД значителен — от 1 до 4 кг/с. Благодаря этим качествам выпускные газы можно использовать для разогрева других агрегатов, например трансмиссии, маслобаков и картера насоса [1].

Оппонентами использования ГТД в качестве силовой установки для привода насоса приводятся аргументы о больших расходах топлива и высокой стоимости газотурбинного двигателя по сравнению с дизелем.

На практике данные по расходу топлива выглядят следующим образом: удельные расходы топлива при работе с максимальной мощностью составляют

- 310 г/кВт ч для ГТД,
- 225 г/кВт ч для дизеля,

т.е отличаются менее чем на 40%.

На режимах частичной нагрузки ~50% от максимальной мощности, характерных для работы при операции гидроразрыва, газотурбинный двигатель будет расходовать на 50% топлива больше дизельного.

Расходы топлива за час работы при 50% загрузке составляет:

- 320 кг/ч у двух ГТД,
- 215 кг/ч у дизеля,

т.е. за час работы силовых установок, а в среднем такое время работают насосные агрегаты на операции гидроразрыва, четыре насосных агрегата со «спаркой» ГТД израсходуют на 420 кг (~500 л) топлива больше, чем с дизельной силовой установкой равной мощности. При цене дизельного топлива 26 руб/л дополнительные издержки на топливо составят 13 тыс. рублей.

При сравнении стоимости эксплуатации следует также учитывать, что газотурбинная силовая установка практически не расходует масло, а дизельный двигатель требует постоянного пополнения запаса масла [1].

В операции гидроразрыва задействовано большое количество разнообразной техники: песковозы, перевозчики буллитов, манифольдов и другого оборудования, машины управления, приготовления смеси, подогрева, транспорт для перевозки персонала и т.д. Учитывая, что вся эта техника, включая шасси насосных агрегатов, совершают весьма протяженные переезды от мест дислоцирования к скважинам и обратно, доля рассчитанного перерасхода топлива в 500л становится несущественной. На фоне расходов на закачиваемые в пласт компоненты, амортизацию дорогостоящей техники, других необходимых финансовых вложениях на проведение операции гидроразрыва, перерасход в 13 тыс. рублей на топливо, если он вообще

будет иметь место при задействовании дополнительного резервного дизельного насосного агрегата, будет практически неощутим для эксплуатирующей организации.

Что касается повышенной стоимости силовой установки ГТД, то этот аргумент мог приниматься в рассмотрение во времена, когда планировалось использование отечественных силовых установок. В настоящее время дизельные двигатели необходимой мощности с приемлемыми характеристиками в России не производятся, а стоимость специализированных зарубежных двигателей, оснащённых системами, позволяющими использовать их в насосных агрегатах для ГРП, и гидромеханическими трансмиссиями ничуть не меньше стоимости «спарки» двух силовых установок с ГТД.

Краткая сравнительная таблица технических показателей насосных агрегатов с силовыми установками двух типов представлена в таблице 1.

Итоги

Статья отражает технические преимущества газотурбинного привода насосных агрегатов комплекса ГРП при работе агрегатов на весьма специфическую нагрузку, каковой является скважина в процессе проведения гидроразрыва пласта.

Выводы

- 1. Силовая установка из двух газотурбинных двигателей со свободной турбиной как источник энергии насосного агрегата комплекса гидроразрыва нефтяных и газовых пластов, имеет существенное преимущество по сравнению с дизельным двигателем в части обеспечения непрерывности подачи смеси в скважину на режимах изменения подач и давления насоса.
- 2. Компактность газотурбинного двигателя и его систем позволяет улучшить массо-габаритные показатели мобильного насосного агрегата комплекса ГРП по сравнению с дизельным исполнением агрегата и обеспечить высокие эксплуатационные качества и надежность установки в целом.

Характеристики	Установка с дизельным двигателем	Установка с газотурбинным двухдвигательным приводом («спаркой»)
Масса эксплуатационная, т	36	29,9
Максимальная мощность силовой установки, кВт	1654+117 1771	827+827 1654
Максимальная мощность, передаваемая на насос, кВт	1400	1540
Безразрывный подвод мощности к насосу при переключении передач	не обеспечен	обеспечен
Максимальное давление на выходе, МПа	79,1	85
Максимальная производительность, м³/мин	2,5	2,5
Система запуска двигателя	гидростартер (привод от двигателя шасси)	от собственного электростартера
Зимний запуск двигателя	впрыск эфира и предпусковой подогреватель	запуск без разогрева
Автоматическая система противопожарного оборудования	отсутствует	есть

Таб. 1— Сравнительная таблица технических показателей насосных агрегатов



ЗАО «ПКБ «Автоматика» 198097, Россия, Санкт-Петербург, пр. Стачек, 47 Тел.: +7 (812) 783-66-39, 783-62-97 mail@automatika.ru www.automatika.ru

Список использованной литературы

- 1. Попов Н.С., Изотов С.П. Транспортные машины с газотурбинными двигателями. Ленинград: Машиностроение, 1980, 224 с.
- 2. Стесин С.П., Яковенко Е.А. Лопастные машины и гидродинамические передачи. М.: Машиностроение, 1990. С. 135, 240 с.
- 3. Двигатель газотурбинный ГТД-1250. Технические условия.
- 4. Носов Н.А. Расчет и конструирование гусеничных машин.
 Ленинград: Машиностроение,
 1972. C. 66-77, 560 c.

ООО ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

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

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





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

+7-912-88-98-331 Директор Вдовин Эдуард Юрьевич

+7-919-44-62-651 Главный инженер Локшин Лев Иосифович

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









Учет жидкости в системах поддержания пластового давления

Учет жидкости в блоках дозирования реагентов

Оперативный учет нефти B3/VET тел.: (812) 714-81-65, факс (812) 714-71-38 oil@vzljot.ru, www.vzljot.ru

ЭМА диагностика трубопроводной арматуры

Н.А. Сляднева (Москва, Россия)

votumbox@gmail.com

директор по маркетингу ООО «Вотум»

Большая часть действующей инфраструктуры магистральных газо- и трубопроводов во всем мире довольно быстро приближается к окончанию своего срока эксплуатации. Это означает, что продление этого срока, а также постоянный мониторинг трубопроводов становится все более критичным, по сравнению с тем как это было всего лишь несколько лет назад. Поэтому, традиционные методики инспектирования, которые использовались ранее, представляют собой лишь статистический подход к поиску потенциальных проблем

Ключевые слова

ЭМА диагностика, трубопроводная арматура, мониторинг, робот, робоскоп, неразрушающий контроль

EMA diagnosis valves

Authors

Natal'ya A. Slyadneva (Moscow, Russia)

marketing director Votum

Abstract

Much of the existing infrastructure of the main gas and pipelines around the world quickly approaching the end of its useful life. This means that the extension of this period, as well as constant monitoring of the pipeline is becoming more critical as compared to how it was just a few years ago. Therefore, traditional methods of inspection used previously, are only a statistical approach to finding potential problems

Keywords

EMA diagnosis, pipeline, reinforcement, monitoring, robot, roboskop, NDT



Наиболее распространенными проблемами для трубопроводов являются трещины, коррозии и расслоения. Расслоения металлов, как правило, образуются при движении магистральной трещины, и значения толщин расслоений варьируются. Трещины, как правило, зарождаются на практически бездефектной поверхности металла. Случаи коррозии имеют место только на магистральных газопроводах и не наблюдаются на магистральных трубопроводах, построенных из таких же труб для транспорта жидких углеводородов, даже если они проложены в одном технологическом коридоре. Это, очевидно, связано с разным характером нагружения этих трубопроводных систем.

В данной статье мы намерены изложить свой подход к решению вопроса диагностики вышеназванных дефектов методами неразрушающего контроля на примере универсального дефектоскопа УД4-Т «Томографик». Этот дефектоскоп — собственная разработка компании. Сделаем небольшое отступление и расскажем коротко о себе. Компания «Вотум» - разработчик и производитель оборудования дефектоскопии, входит в перечень передовых отечественных разработчиков, заслужила признание на международных уровнях, является постоянным партнером крупнейших государственных и негосударственных производственных компаний и отраслевых программ в различных отраслях отечественной промышленности. Исключительная разработка компании, в плане технического решения - универсальный дефектоскоп УД4-Т, который по своим техническим и функциональным характеристикам не уступает оборудованию известных мировых лидеров в области дефектоскопии и неразрушающего контроля. А в данном случае, мы с уверенностью говорим: особенность и уникальность УД4-Т в том, что один прибор способен реализовывать одновременно, во-первых, многие методы контроля — ультразвуковой, вихретоковый, резонансный, а во-вторых, быть одновременно и Дефектоскопом, и Толщиномером и Тензометром. В «Томографик» УД4-Т также предусмотрен режим «многозадачности», когда несколько УЗ приложений могут работать одновременно (фоново), скажем оператору, работающему с дефектоскопией доступны все режимы толщинометрии и наоборот. Но в данной статье рассматривается дефектоскоп/ толщиномер, для контроля трубопроводов, с функциональными возможностями ЭМА (электромагнитоакустического) и УЗ (ультразвукового) прецизионного толщиномера, которые реализованы в УД4-Т в полном объеме. Прибор сертифицирован, внесен в отраслевые реестры и допущен к применению в нефтегазовой промышленности.

До 2002 года для обнаружения трещин в трубопроводах использовались обычные ультразвуковые контактные методы контроля в заполненных трубопроводах. Интенсивное развитие производства и промышленный скачок во всем мире привел к появлению новых материалов, новых технологий, специфики

монтажа, а также к необходимости ускорить и удешевить процесс дефектоскопии, не потеряв при этом в качестве и соответственно сделать механизм развития дефектов более предсказуемым.

УД4-Т, как говорилось выше, реализует весь набор функций ультразвукового дефектоскопа, что позволяет:

- определять наличие дефектов типа нарушение сплошности и однородности материалов, полуфабрикатов, готовых изделий и сварных соединений;
- измерять глубины дефектов и координаты их залегания;
- определять толщину, скорость распространения и затухания ультразвуковых колебаний (УЗК) в материале.

По аналогии с ультразвуком, ЭМА способом в металлах успешно возбуждаются и регистрируются импульсы всех известных типов упругих колебаний. Метод является бесконтактным, и следовательно, хорошо зарекомендовал себя при диагностики трубопроводов в различных климатических условиях, также эффективен при работе с загрязненными и корродированными поверхностями т.е. не нуждаться в предварительной очистке зоны контроля. Сканирование в ЭМА режиме проходит на высоких скоростях, так как угол ввода сигнала преобразователя — прямой.

Устойчивая работа ЭМА датчика в УД4-Т «Томографик 1.2.» обеспечивается при воздушном зазоре с контролируемой поверхностью (о...1.5 мм), в зависимости от электропроводности контролируемого материала.

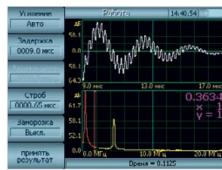
Для измерения толщины в УД4-Т «Томографик 1.2.» используется несколько типов преобразователей:

- ЭМАП совмещенный
- ЭМАП интеллектуальный (с более высокой чувствительностью)
- ПЭП совмещенный
- ПЭП раздельно-совмещенный

ЭМА/УЗ Толщиномер использует три метода контроля: **резонансный, корреляционный** и **импульсный**.

Измерения **резонансным** методом используются для особо тонких изделий, где необходим высокий класс точности:

- от 0,2 мм до 1 мм (ПЭП)
- от 0,3 мм до 0,7 мм (ЭМАП)

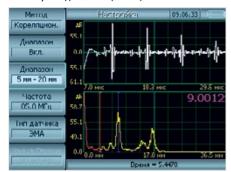


Измерения **корреляционным** методом осуществляются при наличии не менее двух донных эхо сигналов (погрешность

уменьшается с увеличением количества эхо сигналов).

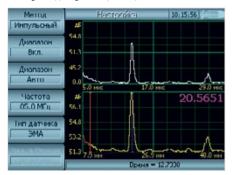
Метод рассчитан на работу в средних диапазонах:

- от 1 мм до 60 мм (ПЭП)
- от 0.7 мм до 60 мм (ЭМАП)

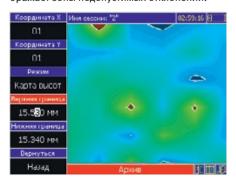


Измерения **импульсным** методом осуществляются по одному донному сигналу, и используется для оценочных замеров толщины в диапазонах:

- от 10 мм до 4800 мм (ПЭП)
- от 5 мм до 650 мм (ЭМАП)



Как мы видим дефект? В УД4-Т используется томографический сканер для построения разверток и определения положения ПЭП. На экране прибора мы получаем спектр сигнала, видим не только сам дефект, но определяем его форму, координаты залегания (не только X;Y, но и глубину) расстояние до дефекта. В режиме толщинометрии мы видим также карту толщин, где наряду с табличным представлением результатов реализована карта толщин, позволяющая оценить весь объект контроля в целом, его графическое представление наглядно отображает зоны недопустимых отклонений.



Для поиска и оценки характера расслоений, трещин и корродированных зон в трубной арматуре, «Томографик» УД4-Т с ЭМА датчиками в настоящее время является наиболее эффективным отечественным средством диагностики.

Среди зарекомендовавших себя особенностей (из опыта эксплуатации) можно выделить следующие:



- Автоматическое определение контакта преобразователя (ПЭП или ЭМАП) с контролируемой поверхностью, а также возможность включения и выключения данной функции;
- В корреляционном и импульсном методах предусмотрена полуавтоматическая (ручная подстройка) и автоматическая настройки, что позволяет приступить к контролю объектов, не прибегая к предварительной настройке прибора. В импульсном методе, среди прочих, реализована функция автоматического определения положения 1-го эхо-импульса. Данная функциональная возможность также оснащена средствами активации и деактивации;
- А-скан + В-скан позволяет
 в достаточной степени наглядно
 следить за отклонением от
 допустимой толщины, при
 недопустимом отклонении прибор
 сигнализирует с помощью
 индикатора АСД;
- Автоматическая регулировка усиления исключает необходимость постоянной установки необходимой величины при смене объекта контроля, для удобства пользования сохранена и ручная регулировка;

В результате промышленной эксплуатации «Томогрвфик» УД4-Т в режиме ЭМА толщинометрии наработаны следующие результаты:

 эффективность обнаружения дефекта расслоения в диагностируемом объекте 96%. Т.е. на основании практического опыта диагностики объектов было установлено, что расслоения, как правило, не обнаруживаются ультразвуком. Мы не говорим о торцах и местах стыков сварных швов в трубопроводах, для которых ультразвук и вихреток прописаны в методике по контролю. Мы говорим о методе, который является единственно точным на сегодняшний день и, по сути, вообще единственным для обнаружения дефектов такого рода. А вот дать качественную полную оценку ситуации в самом объекте контроля, охарактеризовать внутренний дефект «со всех сторон» становится возможным только с УД4-Т в режиме ЭМА толщинометрии.

ЭМА дефектоскопы и толщиномеры являются экономически высокоэффективными средствами, которые дополняют группу традиционных установок, приборов и устройств, использующих контактный вариант контроля.

И ещё раз хотелось бы вернуться к началу статьи. Более 90% всех трубопроводов находится под землей. Методы контроля и диагностики постоянно совершенствуются. Поэтому следующим шагом для развития ЭМА лефектоскопии булет повышение качества отношения сигнал/шум, увеличение протяженности контролируемого участка, разработка новых алгоритмов анализа получаемой информации. А наша компания сделала ещё один шаг вперед к реализации на практике ЭМА метода, но уже в виде промышленной установки «Робоскоп 3000» — роботизированного комплекса неразрушающего контроля и лазерного обмера геометрических параметров. Более подробно с технологическими новинками Вы сможете ознакомиться на сайте www.votum.ru.



«Робоскоп 3000» — роботизированный комплекс неразрушающего контроля и лазерного обмера геометрических параметров

Votum[®]

OOO «Вотум», Москва, Кронштадтский бульвар 7, т. +7 (495) 225 99 60 www.votum.ru e-mail: votumbox@gmail.com

PROCHEMICALS

производитель присадок для нефтепереработки и нефтедобычи представляет продукты

Цетанповышающая присадка «Рго-цетан плюс 51» (ТУ 0257-001-67469077-2011).

Смазывающая присадка (ТУ 0257-002-67469077-2011).

№ РЕАГЕНТЫ ДЛЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ NITCAL, ЭФИРЫ ЦЕЛЛЮЛОЗЫ

NitCal® - реагент для получения тяжелых растворов жидкостей глушения плотности до 1,6 г/см³.

Потребителями являются: НПЗ ОАО «НК «Роснефть»

Получены положительные результаты испытаний присадки на топливе заводов:



ВСЕГДА НА УРОВНЕ





ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ

СИГНАЛИЗАТОРЫ

УРОВНЕМЕРЫ

СЧЕТЧИКИ ГАЗА

НАШИ ПАРТНЕРЫ:

Курская АЭС, Ленинградская АЭС, Смоленская АЭС, Балаковская АЭС, Нововоронежская АЭС, АЭС «Бушер» (Иран), АЭС «Куданкулам» (Индия)

ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ



AKCOH - 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.



CAПФИР 22MP (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 НАКТ-протокола.

г. Рязань, тел.: (4912) 24-89-24

СИГНАЛИЗАТОРЫ И ДАТЧИКИ-РЕЛЕ УРОВНЯ



POC 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,

уровня РОС 200 - в моноблочном ис-

датчик-реле

вода - светлые нефтепродукты.

Микропроцессорный

полнени.

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.



Y3P - 1

плива.

Прибор предназначен

для контроля верхнего

и нижнего уровня прес-

ной воды с хромпиком,

масел, жидкости охлаж-

дающей низкозамерза-

ющей, дизельного то-

Y3C - 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.



PUC 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

www.teplopribor.ru



Гибкость при выборе оптимального набора

• PV 621 пневматическая станция 2 МПа

• PV 622 пневматическая станция 10 МПа • PV 623 гидравлическая станция 100 МПа

• МС 620 адаптер для модулей давления

• Станции задания давления:

• РМ 620 модули давления

Широкий набор функций:

частотный и импульсный

от 2,5 кПа до 100 МПа

12 ТИПОВ ТП

• Зонд измерения напряжения

переменного тока до 300 В • Программное обеспечение Intecal

функции делает калибратор DPI 620 уникальным:

системой WindowsCE и интерфейсом связи Wi-Fi

• Измерение и генерация сигналов: мА, мВ, В, Ом,

• Измерение и генерация сигналов 10 типов ТС и

• Сменные модули давления в диапазоне

• Автоматические тесты реле и герметичности

• Возможность измерения нескольких параметров одновременно

• Документирование и ведение журнала

• Источник постоянного тока 24 В

• Многофункциональный калибратор DPI 620 с

поддержкой HART протокола, операционной

Многофункциональный калибратор DPI 620

Совмещает в себе функции многофункционального калибратора с возможностью документирования и полноценного HART-коммуникатора. Доступен в искробезопасном исполнении.

- Полная поддержка HART протокола
- Компактный корпус IP 65
- Цветной сенсорный жидкокристалический экран
- Мультиязычное экранное меню, в том числе на русском языке
- Изолированные каналы
- . Интерфейс USB для подключения к ПК, накопителям, переферийным устройствам, таким как принтер
- Слот для карт памяти Micro SD (до 4 ГБ)
- Слот для подключения адаптера беспроводной связи Wi-Fi (IFFF 802.11g)
- Простое обновление программного обеспечения с помощью накопителя USB или Wi-Fi

Возможности коммуникации по HART:

- Портативный HART-коммуникатор и многофунциональный калибратор в одном
- Функции настройки, конфигурирования и диагностики HART-приборов
- Библиотека описаний HART-приборов
- Бесплатное обновление ПО и описаний для HART-приборов
- Для измерение токового сигнала не требуется амперметра
- Одновременное измерение и генерация первичной переменной для подстройки сенсора и калибровки прибора
- Обеспечение питания 24 В и встроенный резистор 250 Ом

Гибкость при выборе оптимального набора функции делает калибратор DPI 620 уникальным:

- Многофункциональный калибратор DPI 620 с поддержкой HART протокола, операционной системой WindowsCE и интерфейсом связи Wi-Fi
- Станции задания давления:
- PV 621 пневматическая станция 2 МПа
- PV 622 пневматическая станция 10 МПа

- PV 623 гидравлическая станция 100 МПа
- РМ 620 модули давления
- МС 620 адаптер для модулей давления
- Зонд измерения напряжения переменного тока до 300 В
- Программное обеспечение Intecal

Взрывозащищенное исполнение

• Искробезопасная версия позволяет проводить работы непосредственно на взрывоопасных объектах

Взаимодействие с программным пакетом **Intecal Calibration Management**

- Автоматизация процесса поверки
- Определение годности/негодности поверяемого прибора
- Хранение информации о поверямых приборах и результатах поверок в базе данных
- Контроль доступа к данным





Портативный ультразвуковой расходомер газов PT878GC с накладными преобразователями

PT878GC - полностью укомплектованная система с накладными ультразвуковыми преобразователями, предназначенная для измерения расхода большинства газов, включая следующие:

- Природный газ
- Сжатый воздух
- Горючие газы
- Агрессивные газы
- Токсичные газы • Высокочистые газы
- Газы разделения воздуха
- Характеристики
- Накладные ультразвуковые преобразователи, не требующие врезки в трубопровод
- Отсутствие деталей, контактирующих с измеряемой средой
- Отсутствие движущихся деталей или узлов • Отсутствие потерь давления
- Вывод значений скорости звука
- Простота установки
- Расчет объемного расхода, приведенного к нормальным условиям
- Применимы для широкого диапазона температур и давлений
- Небольшие размеры и вес, простота эксплуатации
- Большой ЖКД с подсветкой
- Цифровой и графический форматы вывода данных
- Питание от аккумуляторной батареи
- Возможность записи до 100000 результатов измерений расхода
- Корпус подводного исполнения
- Память для записи данных по 32 объектам измерения

• Дополнительный датчик измерения толщины стенок труб

Портативный ультразвуковой расходомер жидкостей РТ878 с накладными преобразователями

Расходомер жидкости **TransPort PT878** фирмы GE Panametrics – законченная портативная ультразвуковая система измерения расхода, полностью укомплектованная дополнительными принадлежностями и аксессуарами, и позводяющая решать практически все задачи по измерению расхода. Это расходомер с небольшими размерами и весом, легкий в использовании. Большой жидкокристаллический дисплей (ЖКД) позволяет отображать скорость потока, объемный расход и энергию теплового потока в цифровом и графическом форматах. Блок подзаряжаемых батарей с универсальным зарядным устройством входят

в комплект этого прибора и обеспечивают возможность его использования практически в любых промышленных условиях.

Оптимальное решение

Запатентованная корреляционная время импульсная цифровая обработка сигналов обеспечивает высокую точность измерения расхода как особо чистых, так и загрязненных жидкостей РТ878 реализует запатентованную цифровую технологию обработки сигналов (DSP), которая позволяет значительно увеличить отношение сигнал/шум, обеспечивая стабильные измерения расхода в жилкостях, содержащих твердые включения. капли других жидкостей или газовые пузырьки. Успешно применяется для решения этих и других сложных задач измерения расхода

Дополнительная опция измерения энергии теплового потока

Pacxoдomep TransPort PT878 объединяет в себе испытанный ультразвуковой метод измерения расхода с точным измерением температуры, используя термометры сопротивления, для определения энергии теплового потока в системах нагрева и охлаждения. Все расходомеры TransPort PT878 поставляются со встроенным источником питания для подключения преобразователей температуры по токовой петле, а также со всеми необходимыми схемными и программными решениями для измерения энергии теплового потока. Фирма GE Panametrics предоставляет широкий спектр различных накладных и п гружных датчиков температуры (термометров сопротивления).

где применение традиционных времяимпульсных расходомеров невозможно.





СОВРЕМЕННОЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЕ И МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Наше предприятие предлагает самое современное измерительное и метрологическое оборудование, ведущих мировых производителей: GE Druck, GE Panametrics, GE Masoneilan, ISOTECH, TRANSMILLE, CRYSTAL, MARTEL beta Calibrators, Fuji Electric, Wika, ЭлМетро.

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ



Манометры, термометры, датчики давления, температуры Wika



Датчики давления Fuji Electric





Sentinel LCT ультразвуковой расходомер Panametric



Кориолисовые расходомеры Rheonik и ЭлМетро







Регистраторы данных Fuji Electric и ЭлМетро



Термогигрометр HygroPro

МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ





























420073, г. Казань, ул.Гвардейская, д.45а, оф.204 Тел.: (843) 295-82-77, 295-82-78 e-mail: info@ge-kazan.ru www.kip-engineering.ru www.ge-kazan.ru

РЕГИСТРАТОР УРОВНЯ "РУБИН-1М"

Сертифицирован в системе "Газпромсерт"под №ГО00.RU.1109.H00141 и поставляется на объекты ОАО "Газпром"

- Ультразвуковой регистратор уровня жидкости неинвазивного (бесконтактного) способа измерения с накладными датчиками вводится в эксплуатацию без прерывания технологического процесса.
- Уникальный способ измерения позволяет надежно регистрировать уровень жидкости в резервуарах высокого давления с толщиной стенки до 70 мм при наличии внутренних конструкций и отложений.
- Опция измерения уровня.
- Возможность прецизионной настройки уровня срабатывания с панели вторичного прибора.
- Наличие пены и барботаж жидкости не влияют на точность определения уровня.
- Самодиагностика и стабилизация параметров в автоматическом режиме.







Патент на изобретение № 2437066





ОПТИМАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ КОНТРОЛЯ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ



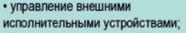
ГАЗОСИГНАЛИЗАТОРЫ-АНАЛИЗАТОРЫ "ДОЗОР-С"

СТАЦИОНАРНЫЕ МНОГОКАНАЛЬНЫЕ

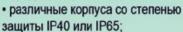
Предназначены для решения задач мониторинга при построении систем раннего выявления угрозы возникновения черезвычайных ситуаций на объектах промышленного предназначения, складах, в подвалах жилых домов, подземных паркингах. Для выявления взрывоопасных и вредных веществ.

Возможности:

- до 62 каналов в одном блоке;
- цифровой счетчик;
- встроенная световая и звуковая
- сигнализация:
- помехоустойчивая линия связи;
- взрывозащищенное исполнение;
- возможность одновременного контроля довзрывоопасных концентраций горючих газов и паров горючих жидкостей и ПДК вредных газов;







• настенное или щитовое исполнение:

 наличие резервного питания (=220B, = 24B, =12B).



дозор-с-п



ДОЗОР-С-М (ДО 5 ГАЗОВ)

ПЕРЕНОСНЫЕ

Предназначены для проведения периодического контроля наличия вредных веществ и довзрывоопасных концентраций горючих газов и паров в воздухе.

Возможности:

- Цифровая индикация контролируемого газа;
- встроенный или выносной датчик;
- встроенная система самодиагностики;
- антистатический чехол;
- взрывозащищенное исполнение IExibdIIBT4;
- световая и звуковая сигнализация;
- измерение от 1 до 5 газов одновременно;
- наличие индикации о состоянии аккумуляторной батареи;
- архивация до 2000 результатов измерений;
- возможность передачи архивных данных на персональный компьютер с помощью USB кабеля;
 ДОЗОР-С-М-Д переносной

предназначен для экспресс-анализа дымовых газов в контрольных точках дымохода.



ДОЗОР-С(IP65)



дозор-с-ц

СТАЦИОНАРНЫЕ

КОМПЛЕКС ТЕЛЕМЕТРИИ

предназначен для обеспечения безопасности и надежности эксплуатации газораспределения за счет оперативности поступления данных о технологическом процессе газораспределения в режиме реального времени. Контроль параметров:

- давление газа на входе и выходе;
- промежуточное давление после фильтра;
- срабатывание ПСК;
- загазованность в помещении;
- потенциал средств ЕХЗ;
- температура в помещении и системе отопления;
- несанкционированный доступ в помещение ГРП;
- технологический контроль расхода газа.

ИЗМЕРЕНИЕ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ

ДОЗОР-С-Д предназначен для оптимизации процесссов сгорания топлива в различных котельных агрегатах и экологического контроля выбросов вредных веществ в атмосферу.



КОМПЛЕКС ТЕЛЕМЕТРИИ



ДОЗОР-С-Д



ПРОТИВОНАКИПНЫЕ УСТРОЙСТВА МГД РЕЗОНАТОРЫ

Предназначены для предотвращения накипеобразования на теплообменном оборудовании котельных, систем ГВС, систем оборотного водоснабжения, бытовых нагревательных приборов

СЕРТИФИЦИРОВАНЫ В УКРАИНЕ, РОССИИ, БЕЛОРУССИИ.

Контроль: аммиака NH_3 , горючих газов и паров горючих жидкостей CnHm, давления, NO_2 , SO_2 , CO_2 , O_2 , NO, CO, H_2S , CL_2 , предельного уровня, ручных оповещателей, расчет коэффициента избытка воздуха λ и суммы NO_2 .

"Спецстройкомплект-Р" Россия, 308014, г. Белгород, ул. Студенческая, 40, оф. 6, тел. +7(4722)207-110, e-mail: specstk@rambler.ru, http://www.ruorion.ru

Мобильный комплекс для поверки и калибровки манометров. APM поверителя

Н.А. Брагин (Томск, Россия)

bragin_na@manotom-tmz.ru

Главный конструктор проекта СКБ ОАО «Манотомь»

ОАО «Манотомь» является ведущим предприятием России по разработке и производству стрелочных и электронных приборов измерения давления и температуры. Манометры ОАО «Манотомь» эксплуатируются практически во всех отраслях отечественной промышленности, на объектах и предприятиях МО РФ. Главной концепцией современного развития ОАО «Манотомь» является разработка и освоение производством новых, инновационных достижений в манометрическом приборостроении.

Ключевые слова

компьютерный комплекс, манометры, APM поверитель

В настоящее время широко распространенным методом поверки манометров является метод непосредственного сличения. При этом поверителю необходимо иметь ряд рабочих эталонов для каждого верхнего предела измерений. Таким образом, рабочее место поверителя представляет собой устройство для создания давления и большое количество (около 20 штук) приборов, этот комплекс нельзя назвать мобильным.

ОАО «Манотомь» предлагает решение данной проблемы. Специальную разработку для использования в метрологических лабораториях и ЦСМ — автоматизированное рабочее место (АРМ поверителя) - мобильный компьютерный поверочный комплекс. Комплекс позволяет проводить поверку и калибровку манометров, вакуумметров и мановакуумметров, в диапазоне от -0,1 до 250 МПа. Основу комплекса составляют прецизионные многопредельные цифровые приборы ДМ5002М. Использование цифрового манометра ДМ5002М в качестве эталона подтверждено его высокими метрологическими характеристиками, разработана и утверждена во ВНИИМС методика поверки 5Ш0.283.342МП. ДМ5002М, как многопредельный прибор, позволяет заменить несколько стрелочных эталонов, он сохраняет свой класс погрешности на четырех поллиапазонах, на последующих поддиапазонах предел допускаемой основной погрешности рассчитывается по формуле:

$$\gamma = \gamma_0 \left[1 + \left(\frac{P_{\text{max}}}{P_s} - 4 \right) \right]$$

где: γ — предел допускаемой основной погрешности прибора; γ_0 — предел допускаемой основной погрешности прибора; P_{\max} — верхний предел измерений для данного класса сенсора; P_{π} — установленный предел измерений для данного класса сенсора

Таким образом, если требуется поверять приборы классом точности 1,5, необходимо всего 4 цифровых манометра ДМ5002М для перекрытия всего стандартного ряда давлений от -0,1 до 160 МПа.

Программное обеспечение «Поверитель», входящее в состав комплекса, в реальном времени выдает протокол поверки прибора на дисплей компьютера и формирует документ для печати. При выполнении поверки пользователь может выбрать способ поверки, количество и шаг точек сличения. Также «Поверитель» позволяет вести базу поверки приборов предприятия, вести поверку в различных единицах измерения, автоматически подготовить и распечатать по требованию протокол поверки с результатом пригодности поверяемого прибора.

В состав поверочного комплекса входят: устройство по созданию давления, цифровые приборы ДМ5002М, персональный компьютер, блок питания и соединительные кабели, компакт-диск с программным обеспечением, КМЧ, транспортный кейс.

АРМ Поверителя выпускаемый ОАО «Манотомь» сокращает время и автоматизирует процесс поверки приборов, позволяет вести как бумажную, так и электронную базу приборов предприятия, позволяет поверять несколько приборов одновременно, поддерживает различные единицы измерения, учитывает условия в которых проводилась поверка, автоматически выполняет расчет погрешностей и устанавливает соответствие классу точности поверяемых приборов и их пригодности, является мобильной системой, что позволяет проводить поверку в удобном или требуемом месте.

Разработанный в ОАО «Манотомь» мобильный поверочный комплекс является альтернативой предлагаемым на отечественном рынке зарубежным аналогам переносных поверочных комплексов, который обладает не только достаточным набором необходимых поверителю функций, но и приемлемой ценой.



Ten: (3822) 28-86-64, 44-27-94 Факс: (3822) 44-28-43, 44-29-06 E-mail: marketing@manotom-tmz.ru

www.manotom-tmz.ru



ОАО «Манотомь» предлагает приборы контроля давления в различных исполнениях

Надежность наших приборов проверена временем

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРИБОРЫ В КОРПУСАХ ИЗ НЕРЖАВЕЮЩЕЙ СТАЛИ:

МП3-УУХЛ1, ВП3-УУХЛ1, МВП3-УУХЛ1 Корпус и обечайка — нержавеющая сталь Устойчивы к клмиатическим воздействиям от -70°C до +50°C

МП4-УУХЛ1, ВП4-УУХЛ1, МВП4-УУХЛ1 Корпус и обечайка — нержавеющая сталь Устойчивы к клмиатическим воздействиям от −70°С до +50°С



МПЗА-Кс, ВПЗА-Кс, МВПзА-Кс Корпус, держатель, механизм нержавеющая сталь Стекло — силикатное Трубчатая пружина — 36НХТЮ

МП4А-Кс, ВП4А-Кс, МВП4А-Кс Корпус — алюминиевый сплав Держатель, механизм - нержавеющая сталь. Стекло — силикатное Трубчатая пружина железоникилевый сплав

МАНОМЕТРЫ ДЛЯ ТОЧНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ:

Класс точности — 1; 0,6; 0,4 Приборы оснащены корректором «о» Степень защиты — ІР53

СИГНАЛИЗИРУЮЩИЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННЫЕ:

ДМ5010СгоЕх, ДВ5010СгоЕх, ДА5010СгоЕх Диаметр корпуса — 100мм Класс точности — 1,5 (по заказу 1,0) Степень защиты — ІР54

Ток коммутации — 100 мА

Имеют маркировку взрывозащиты — «оExiaIICT5X» • две раздельных цепи коммутации, гальванически не связанные друг с другом

- герметичный кабельный ввод
- повышена механическая прочность

• возможность использования в качестве

общетехнического и взрывозащищенного варианта

ДМ2005Сг1Ех

- Диаметр корпуса 160 мм
- Класс точности 1,5
- Степень защиты ІР40 (по заказу ІР 53)
- Масса приборов не более 1,6 кг



ЭЛЕКТРОННЫЕ ПРИБОРЫ:

ДМ5002М

ДМ5002Вн

Диапазон показаний — от -1 до 2500 кгс/см² Пределы допускаемой основной погрешности — 0,06, 0,1,

выходной сигнал - (4-20), (0-5) мА

Степень защиты — ІР54

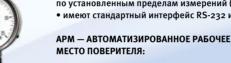
Межповерочный интервал — 2 года

Напряжение питания — 24-27В

(по заказу 36-42В)

Имеют вид взрывозащиты «Взрывонепроницаемая оболочка» с маркировкой «1EXdIICT5»

- электроконтактный манометр, имеет двухканальное релейное коммутирующее устройство
- обладают высокой точностью измерений
- многопредельны
- имеют повышенную вибростойкость
- возможность коммутации электрических цепей по установленным пределам измерений (уставкам)
- имеют стандартный интерфейс RS-232 или RS-485



Класс точности поверяемых приборов:

0,4; 0,6; 1,0 и ниже

Диапазон измерений поверяемых приборов:

(-0,1-160) МПа

Пределы допускаемой основной

погрешности рабочего эталона: ± 0,06; 0,1%

Единицы измерения давления: кПа, МПа, кгс/см² и др.

Интерфейс: USB/COM

В зависимости от выполняемых задач комплект оборудования может включать в себя:

- устройство для создания давления
- набор цифровых многопредельных приборов ДМ5002А
- персональный компьютер с установленным

программным обеспечением

ПРИБОРЫ С ЭНКОДЕРНЫМИ ДАТЧИКАМИ:

ПОКАЗВАЮЩИЕ СИГНАЛИЗИРУЮЩИЕ МАНОМЕТРЫ ДМ5012 Сг

Диаметр корпуса — 100, 160 мм

Сигнализирующее устройство выполнено

на основе оптических или энкодерных датчиков.

Повышение надежности и точности срабатывания

сигнализирующего устройства.

Возможность выбора алгоритма коммутации внешних цепей

НАПОРОМЕР

Диаметр корпуса — 100 мм Высокая точность срабатывания уставок Бесконтактный датчик положения стрелки Простота восприятия информации Интеграция в АСУ ТП

Возможность передачи данных

по токовой петле и цифровым протоколам.











Осевые клапаны РУСТ® серии 900

А.В. Сумбаев (Сургут, Россия)

info@roost-region.ru

главный инженер ООО «РУСТ Регион»

Ключевые слова

Осевые клапаны РУСТ, конструкция осевого клапана, специальные исполнения

Axial RUST® valves of a series 900

Authors

Aleksey V. Sumbaev (Surgut, Russia)

Chief Engineer of RUST Region

Abstract

This paper describes the design and function of the axial valve RUST, advantages and special versions

Keywords

axial valves, axial valve design, special designs

В 2011 году в линейке продукции ЗАО «РУСТ-95» появился новый тип клапанов — клапаны РУСТ® серии 900. Регулирующие, запорные и запорно-регулирующие клапаны РУСТ® серии 900 построены по принципу осевого потока и предназначены для точного регулирования и/или высококлассной отсечки потоков жидких и газообразных сред.

В основе конструкции клапанов 900й серии лежит принцип осевого потока. В соответствии с этим принципом поток рабочей среды двигается вдоль оси клапана, обтекая срединное тело, в котором установлен регулирующий проходное сечение узел. Плунжер также двигается вдоль оси клапана, осуществляя перекрытие проходного сечения во втулке, перфорированной отверстиями определенной формы. Форма и размер отверстий определяют величину пропускной способности и пропускную характеристику клапана. Перемещение плунжера клапана осуществляется за счет реечной передачи, преобразующей движение штока на угол в 90 градусов. Реечный узел размещен в заполненной смазкой полости внутри срединного тела корпуса, и защищен от воздействия рабочей среды уплотнениями, т.е. находится под атмосферным давлением. Рейки изготавливаются из специальных высокопрочных и твердых сталей, что в совокупности со смазкой обеспечивает их долговременную эксплуатацию. Уплотнение штока выполняет дублирующую роль, на случай, если выйдут из строя уплотнения реечного узла, и включается в работу после закрытия встроенной в корпус резьбовой пробки. Плунжер и перфорированная втулка выполняются из специальных материалов, исключающих их заклинивание.

Конструкция плунжера и штока является разгруженной (сбалансированной) по

давлению. За счет разгрузочных каналов на торцевые поверхности и плунжера и штока действуют одинаковые давления, не зависимо от направления подачи среды в клапане. При перемещении плунжера, привод клапана преодолевает усилия только от трения в реечной передаче и от трения радиальных уплотнений плунжера и штока, которые обычно составляют лишь незначительную часть от усилий для клапанов несбалансированных конструкций.

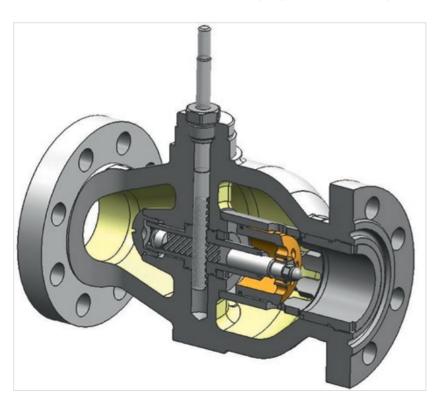
Область применения: газовая, нефтяная и химическая промышленности; высокие давления и перепады, высокие пропускные способности.

Клапаны изготавливаются со следующими основными параметрами:

- Диаметр номинальный, DN, мм.: от 8о до 400.
- Давление номинальное, PN, МПа: от 6,3 до 40.
- Температура рабочей среды, °C: от -60 до +225.
- Перепад давления на клапане при регулировании: до PN.
- Рабочие среды: разнообразные жидкие и газообразные продукты, в том числе агрессивные и содержащие абразивные включения; за исключением особо вязких и кристаллизующихся сред.

Благодаря своей конструкции осевые клапаны РУСТ® серии 900 имеют ряд преимуществ при эксплуатации:

- Массогабаритные характеристики. Благодаря осевой конструкции клапаны 900-й серии имеют относительно малые веса и размеры, что упрощает их монтаж, демонтаж и техническое обслуживание.
- Отсутствие у клапана крышки.
 При сборке внутренние детали клапана





устанавливаются через один из его патрубков, поэтому пропадает необходимость в крышке клапана, а значит и в ревизии и обслуживании её крепежа и уплотнения.

- Перестановочные усилия на штоке. Благодаря сбалансированной по давлению конструкции штока и плунжера клапана, для приведения его в действие требуются достаточно незначительные по величине усилия, даже при наличии высокого давления или перепада на клапане. Это позволяет использовать для клапанов 900-й серии приводы малой мощности.
- Двухсторонняя отсечка. Уплотнения плунжера клапана позволяют герметично перекрывать клапан при двухстороннем воздействии перепада.
- Антишумовые и антиэрозионные свойства.

Осевая форма проточной части клапана не оказывает значительного возмущающего воздействия на поток, что делает осевые клапаны менее шумными. И обратно, спокойно продвигающийся по клапану поток не оказывает разрушительного воздействия на стенки корпуса, а

также на выходной участок трубопровода.

• Пропускная способность.

Корпус осевого типа обладает низким сопротивлением движению потока, а конструкция запорного/регулирующего узла позволяет выполнять клапан полнопроходным. Все вместе способствует увеличению пропускной способности клапанов 900-й серии.

Также возможны специальные исполнения клапанов РУСТ® серии 900 для эксплуатации в специфических условиях:

• Кавитационностойкое

и антишумовое исполнения

Для устранения кавитации в клапанах при эксплуатации на жидких продуктах, а также для уменьшения уровня шума при работе с газовыми средами, применяется перфорация втулки мелкими отверстиями. Разбивание потока на тонкие струйки значительно ускоряет диссипацию энергии при дросселировании, за счет чего достигаются антишумовые и антикавитационные свойства клапана.

• **Эрозионностойкое исполнение** Применяется при регулировании

- потоков химически агрессивных сред, когда для внутренних деталей клапана необходимо использование специальных материалов, стойких к высокоскоростному воздействию конкретной среды.
- Сероводородостойкое исполнение
 Применяется при регулировании сред
 содержащих сероводород, когда для
 деталей клапана необходимо
 использование материалов
 в соответствии со стандартами NACE и др.
- Абразивостойкое исполнение

Для увеличения стойкости внутренних деталей, при значительном содержании в рабочей среде абразива, их поверхности могут быть подвергнуты поверхностному упрочнению. Для неагрессивных сред все поверхности втулки плунжера и седла подвергаются азотированию. А для агрессивных сред применяется плазменное напыление керамических материалов.

В любом случае, ключ к долгой и безаварийной работе клапана — правильно заполненный опросный лист. На его основе наши специалисты подберут оптимальный клапан для Ваших условий эксплуатации.







Информация о фирме

000 «РУСТ Регион» является официальным дилером ЗАО «РУСТ-95» на территории ХМАО-Югра и Тюменской области, являющимся одним из крупнейших российских заводов по производству регулирующей трубопроводной арматуры (запорные, запорно-регулирующие, регулирующие клапаны с пневматическим или электрическим приводами, электромагнитные запорные клапаны, фильтры, редукторы давления и т.д.), а также первым и единственным отечественным производителем, изготавливающим трубопроводную арматуру, стойкую к агрессивным средам из материала Hastelloy. Качество оборудования производства РУСТ-95 по достоинству оценили заказчики не только на территории Российской Федерации, но и в странах СНГ и Балтии, Китая, Вьетнама, Ирана, Сирии и Венгрии.



000 «РУСТ Регион» г. Сургут, ул. Маяковского 14Б тел.: +7 (3462) 377-577 e-mail: info@roost-region.ru www.roost-region.ru

Китай «Аньза» www.asanza.com

---Baш надёжный партнёр и друг! Пьготные условия по оплате ! ! !

Верывозащищённые аппараты





Электромапнинный напревательдля нефтепроводов

Муфта для ремонта нефтепроводов

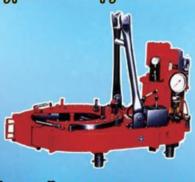








Буровые инструменты









Буровой насос и запчасти к ним















E-mails anzentha@163.com (Ntha) Tel: 86-412-8532278 / 86-15941245007 E-mails anzadana@163.com (Elena) Tigle 86-4112-85333626 // 86-13032257783 **КОРРОЗИЯ 57**



РАЗРАБОТЧИК И ПРОИЗВОДИТЕЛЬ ЗАО «НПП «СПЕКТР»

Тел./факс: (8352) 74-05-12, 74-05-34, 74-05-65



ТЕРМОСТОЙКИЕ ЦВЕТНЫЕ ЭМАЛИ, ЛАКИ

«ЦЕРТА» (до 750° С) — 16 цветов, КО-08, КО-815, КО-075, КО-85, КО-84, КО-811, КО-814, КО-813, КО-822, КО-828, КО-835, КО-42, «ЭКОЦИН»

АТМОСФЕРОСТОЙКИЕ ФАСАДНЫЕ ЭМАЛИ ос-12-03, ко-174, ко-198

ОРГАНОСИЛИКАТНЫЕ КОМПОЗИЦИИ

OC-11-07, OC-12-01, OC-51-03, OC-52-20, OC-74-01, OC-82-03

ГИДРОФОБИЗИРУЮЩАЯ ЖИДКОСТЬ ГКЖ-11H

www.certa.ru

УВАЖАЕМЫЕ ГОСПОДА

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ
В ПРОМЫШЛЕННЫХ ВЫСТАВКАХ: НА І ПОЛУГОДИЕ





19-20 февраля, г. Усинск

Восьмая специализированная выставка

«УСИНСК. НЕФТЬ И ГАЗ. ЭНЕРГО - 2013» «УСИНСК. СТРОИТЕЛЬСТВО. ЖКХ. ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2013»

Поддержка: Министерство промышленности и энергетики Республики Коми, Министерство архитектуры, строительства и коммунального хозяйства Республики Коми

16-17 апреля, г. Норильск

Девятая специализированная выставка «МЕТАЛЛУРГИЯ. ГОРНОЕ ДЕЛО. ОБОРУДОВАНИЕ И СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ. НОРИЛЬСК - 2013» «СТРОИТЕЛЬСТВО. ЭНЕРГОРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ - 2013»

Поддержка: Администрация г. Норильска, 3Ф ОАО "ГМК Норильский никель"

Если Вас заинтересовало наше предложение Вы можете связаться с нами: Телефон/факс: (383) 330-42-30, 330-76-16

e-mail: apeks@nov.net, apex-expo@list.ru

Адрес: Россия, 630090, Новосибирск, ул. Ильича, 10, к. 211, 219

С более подробной информацией вы можете познакомиться на нашем сайте: http://www.apex-expo.net

Возможны изменения и дополнения к предлагаемому плану

Всего доброго, фирма «АПЕКС»

Безопасность объектов нефтегазовой индустрии

В.П. Берсенев (Пенза, Россия)

bersenev@umirs.ru

генеральный менеджер по маркетингу ЗАО «Фирма ЮМИРС»

Диверсионная деятельность

экстремистских формирований заставляет специалистов и инженеров совершенствовать существующие концепции систем безопасности объектов нефтегазовой индустрии. Техногенные аварии или диверсии на таких объектах приводят к крайне негативному влиянию на окружающую среду, что впоследствии отражается на здоровье населения. Кроме этого сроки и цена восстановления таких объектов существенно подрывают экономику

государства. Ключевые слова

комплексы безопасности, охрана периметра, микроволновые радары и «барьеры»

Safety for industrial oil and gas objects

Authors

Vladimir P. Bersenev (Penza, Russia)

head of Marketing Department

Abstract

This article contains information on complex guard for industrial oil and gas objects. There is composition and principle of the work device for guard of the object's perimeter.

Keywords

security Complexes , Guard of perimeters, Microwave radars and "barriers" Надежность системы безопасности объекта напрямую зависит от охранного оборудования, входящего в состав системы. Уникальные тактико-технические характеристики изделий производства «ЗАО «Фирма ЮМИРС» позволяют обеспечить самую высокую надежность охраны объектов нефтегазовой индустрии.

В настоящее время мы предлагаем комплексы безопасности объектов, в состав которых входят инженерные средства защиты, технические средства охраны, средства видеоконтроля и средства контроля доступа.

Разработанный в 2012 г. Комплекс охраны периметра и территорий «Мурена-КС» позволяет обнаруживать нарушителя автоматически на охраняемых участках с одновременным опознаванием нарушителя при помощи телекамер или тепловизоров. Первый этап обнаружения нарушителей производится на значительном удалении от охраняемого объекта при помощи радара «РАДЕСКАН», который дополняется телекамерой или тепловизором. Сектор обзора радара — 90°. Дальность обнаружения человека на пересеченной местности — до 2000 метров. Четыре радара могут



Рис. 1 — Микроволновый извещатель «Тантал-200М»



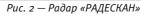




Рис. 3— Однопозиционный извещатель «АНЧАР-4оМ»

Рабочая частота, МГц	2 400
Средняя мощность излучения, мВт, не более	100
Ширина рабочего сектора по азимуту, град.	90
Максимальная дальность обнаружения:	
• человек, не менее, м	2 000
• транспортное средство, не менее, м*	3 000
Диапазон радиальных скоростей обнаруживаемых объектов, км/ч	0,72150
Точность определения дальности объекта, не более, м	1
Точность определения азимута объекта, не более, град	0,5
Максимальное количество одновременно вычисляемых траекторий обнаруженных объектов, не менее	100
Типы распознаваемых объектов	
• земная поверхность	Животное
	Человек
	Группа людей
	Транспортное средство
• водная поверхность	Водный мотоцикл
ч водная поверхноств	Лодка
	Судно
Внешние интерфейсы	7
, ·	RS-485, Ethernet
Диапазон рабочих температур, град С	-40+65
Габаритные размеры, не более, мм	360x360x150
Масса, не более, кг	3
Номинал питающего напряжения, В	+1036
Потребляемая мощность, не более, Вт	10

Таб. 1 — Технические характеристики радара «РАДЕСКАН»

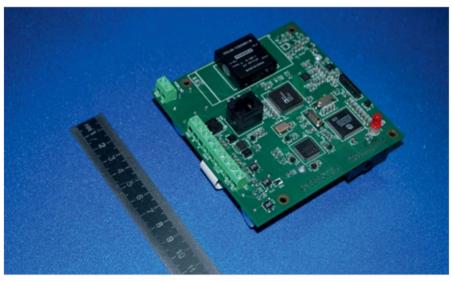


Рис. 4 — Контроллер блока «Мурена-К»



Рис. 5 — Блок электронный «Мурена-К»

контролировать подступы к объекту со всех сторон и заранее предупреждают о приближении нарушителя к объекту. Комплекс также содержит инженерное заграждение, дополненное вибрационными, сейсмическими и микроволновыми средствами охраны. Такое сочетание физических принципов обнаружения нарушителя позволяет получить очень хорошую помехоустойчивость к «ложным» тревогам и надежное обнаружение нарушителя.

Комплекс «Мурена-КС» обеспечивает:

- охрану объектов на пересеченной местности и акватории при любых погодных условиях;
- обнаружение и идентификацию человека, группы людей, транспортного средства а также оставленные на охраняемой территории предметы и объекты;
- автоматическое управление поворотными видеокамерами, тепловизорами и светодиодными фонарями.

Радар обеспечивает визуальную информацию траекторий по каждому из обнаруженных объектов: дальность, азимут, вектор скорости, и тип объекта. На систему сбора информации, по интерфейсам RS-485 или Ethernet, передается информация о проникновении нарушителя в охраняемую зону и параметры нарушителя. Визуальная информация отображается на мониторе в виде траектории движения нарушителя на карте местности. Карта местности заносится в программу мониторинга и может представлять собой спутниковый фотоснимок или графический план. Радар «РАДЕСКАН» может использоваться в качестве мобильного средства охраны территории при проведении оперативных действий.

Технические характеристики комбинированного средства охраны «Мурена-К», радара «РАДЕСКАН» и микроволновых средств охраны «Тантал-200М», «Анчар-40М», входящих в состав комплекса «Мурена-КС», приведены на сайтах: www.umirs.ru и www.safehome.ru.

Начиная с 2005 года и по настоящее время, охранное оборудование ЗАО «Фирма ЮМИРС» широко применяется на объектах нефтегазового комплекса в России (объекты ОАО «АК «Транснефть», ОАО «Нижнекамскнефтехим», ОАО «Газпром» и др.) а также за рубежом. Многие из объектов, оборудованных нашими специалистами, являются объектами особой важности.



3AO «Фирма ЮМИРС» 440072, г. Пенза, ул. Антонова, 3 Тел.: +7 (8412) 69-82-72, 69-82-74, 69-84-00, 69-82-73 E-mail: umirs@umirs.ru www.umirs.ru

www.mioge.ru

2013

КАЛЕНДАРЬ МЕЖДУНАРОДНЫХ

НЕФТЕГАЗОВЫХ

ВЫСТАВОК И КОНФЕРЕНЦИЙ



LEARNING FROM YESTERDAY DISCUSSING TODAY PLANNING FOR TOMORROW











AROC

2-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ АРКТИКИ»

26 – 27 февраля 2013 Ставангер, Норвегия



13-я УКРАИНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «ИНТЕРНЕФТЕГАЗ»

12 – 14 марта 2013 Киев, Украина



12-я ТУРЕЦКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «**НЕФТЬ И ГАЗ**»

10 – 11 апреля 2013 Анкара, Турция



17-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «**НЕФТЬ И ГАЗ**»

14 – 16 мая 2013 Ташкент, Узбекистан





4-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА

21 - 22 мая 2013

Аваза, Туркменбаши, Туркменистан



OIL & GAS

M

20-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»

4 – 7 июня 2013 Баку, Азербайджан





12-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «**НЕФТЬ И ГАЗ**»

25 – 28 июня 2013 Москва, Россия





RPGC

11-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС в рамках выставки «НЕФТЬ И ГАЗ»/MIOGE 2013

25 – 27 июня 2013 Москва, Россия



EAST AFRICA

КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОЙ АФРИКИ» 2-3 июля 2013 Кампала, Уганда



5-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ ЮГА РОССИИ»

3 – 5 сентября 2013 Краснодар, Россия



EAST MEDITERRANEAN OIL & GAS

КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОГО СРЕДИЗЕМНОМОРЬЯ»

Сентябрь 2013 Анталия, Турция



8-й ЕВРАЗИЙСКИЙ ФОРУМ KAZENERGY

октябрь 2013 Астана, Казахстан



21-я КАЗАХСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ «**НЕФТЬ И ГАЗ**»

1 – 4 октября 2013 Алматы, Казахстан





мировой энергетический конгресс

13 – 17 октября 2013 Тэгу, Южная Корея



MANGYSTAU OIL & GAS

8-я КАЗАХСТАНСКАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЬ, ГАЗ, ИНФРАСТРУКТУРА МАНГИСТАУ»

5 – 7 ноября 2013 Актау, Казахстан



18-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»

19 – 21 ноября 2013 Ашхабад, Туркменистан



ITE MOSCOW

T + 7 495 935 7350

E oil-gas@ite-expo.ru

ITE GROUP PLC

T + 44 (0) 207 596 5000

E oilgas@ite-exhibitions.com





КОМПЛЕКСНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

- Геодезические, геологические, гидрологические, геофизические, экологические;
- Создание топографических тематических электронных схем различных территорий и объектов на основе разрабатываемых цмфровых моделей данных в формате ГИС;
- Аэросъемка, лазерное сканирование;
- Сейсмическое районирование, тектоника.

350038, г. Краснодар, ул. Головатого, 585 тел. +7 (861) 279-23-06 факс: +7 (861) 275-47-59

e-mail: injgeo@injgeo.ru www.injgeo.ru

КОМПЛЕКСНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

- Объектов транспорта и хранения газа, нефти и нефтепродуктов;
- Обустройства нефтегазовых месторождений, промыслов и скважин;
- Морских терминалов,
- Перевалочных нефтебаз,
- Объектов промышленного строительства;
- Объектов гражданского строительства;
- Объектов авто- и железнодорожной инфраструктуры;
- Объектов переработки нефти и газа;
- Магистральных трубопроводов,
- Ж/Д сливо-наливных эстакад,
- Резервуарных парков,
- Автозаправочных станций и т.д.
- Разработка декларации промышленной безопасности;
- Разработка специальных разделов: ООС, ОВОС, ГО и ЧС, инженерной защиты от негативных природных процессов.

Авторский надзор при строительстве. Техническая экспертиза проектов.







Экологические проблемы утилизация попутного газа на нефтяных месторождениях Западного Казахстана

Р.М. Саттаров (Баку, Азербайджан)

r.sattarov@yahoo.com

доктор технических наук, Научный консультант, НИИ «Геотехнологических Проблем Нефти. Газа и Химия»

Б.З. Тухфатов (Атырау, Казахстан)

tuxfatov@mail.ru

кандидат технических наук, Генеральный директор КГП «ОблТрансГаз»

Как известно, одним из мощных загрязнителей Окружающей Среды (ОС) в регионах разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений является результат газовых выбросов и сжигания попутного газа. В данной статье приводятся некоторые экологические проблемы и возможные пути утилизации попутного нефтяного газа применительно к некоторым нефтяным месторождениям Западного Казахстана.

Материалы и методы

Правительственное постановление Республики Казахстана от 29 декабря 2008 года № 219 «Требования промышленной безопасности при разработке нефтяных и газовых месторождений». Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России // Рабочие материалы ежегодного обзора проблемы в рамках проекта ИМЭМО РАН и WWF России «Экология и Энергетика. Международный контекст», Москва, 2009, 28 с. Закон Республики Казахстан от 9 января 2012 года №532-IV «О газе и газоснабжении».

Ключевые слова

экология, утилизация, попутный газ, нефтяное месторождение, Западный Казахстан

В последние годы начался новый всплеск в развитии топливно-энергетической базы Республики Казахстан, который наряду освоением новых нефтяных и газовых месторождений на суше и на море, а также со стабилизацией и рациональной эксплуатацией существующих нефтегазоносных площадей, неразрывно связан с экологическими проблемами разработки нефтегазовых залежей.

Одним из мощных загрязнителей Окружающей Среды (ОС) в регионах разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений является результат газовых выбросов и сжигания попутного газа.

Ясно, что сжигание нефтяного попутного газа (НПГ) приводит к значительным выбросам твердых загрязняющих веществ и ухудшению экологической обстановки в нефтепромысловых районах, которая особенно сильно может проявляться в Атырауской области, где весьма плотно сосредоточены гигантские месторождения.

Попутные нефтяные газы являются смесью газообразных углеводородов, главным образом состоящих из смеси пропана и изомеров бутана, которые растворены в нефти и выделяются в процессе добычи и переработки нефтей ценного энергетического сырья.

Проблема полной утилизации попутного газа, выделяющихся при первичной обработке нефти на скважинах и плановых продувках, довольно продолжительное время остается не решенной, и как результат продолжает загрязняться атмосфера, к тому же, теряется значительные объемы потенциального сырья, что для условий Республики Казахстан усугубляется геологической спецификой значительной части нефтяных месторождений страны.

На нефтяных месторождениях Западного Казахстана некоторые залежи обладают достаточно высокими газовыми факторами, достигая при этом таких значений, когда на тонну извлеченной нефти может приходиться до 1000 кубометров попутного газа, который характеризуется к тому же, высоким содержанием сернистого метана и ангидрида, что делает неочищенный попутный газ непригодным для транспортировки, из-за коррозионного воздействия на стенки труб.

В настоящее время, в связи внесением изменений в Законы Республики Казахстан «О нефти», «О недрах и недропользовании» и принятием экологического кодекса Республики Казахстан, резко ужесточаются требования к экологической безопасности в процессе нефтегазодобычи и, как следствие, весьма актуальной становиться проблема полной утилизации попутного газа [1].

По имеющимся данным, с 2006 по 2010 год Казахстан значительно снизил объемы сжигания попутного газа нефтегазодобывающими предприятиями доводя их с 3,13 млрд до 1,35 млрд кубических метров в год, разница которых равна объему выхлопных газов почти миллиона автомобилей [2].

Несмотря на то, что промышленнопроизводственные структуры АО НК «Каз-МунайГаз» значительно сократили бесконтрольное сжигание попутного газа и уделяют все большее внимание комплексам вопросов по утилизации газа, включая внедрение некоторых технологий по снижению объемов выбросов, использование газа для собственных технологических нужд, выработки электроэнергии, закачки в пласт для поддержания пластового давления, но все же определенная доля НПГ продолжает сжигается на факельных установках.

Сжигание попутного газа на факельных установках приводит к значительным потерям ценного химического сырья, включая миллионы тонн этана, пропана, бутана и других компонентов, и по оценочным данным из-за недостаточной степени переработки НПГ ежегодно теряются миллиарды долларов.

Следуют подчеркнуть, что обеспечение практически полной утилизации попутного нефтяного газа, требующей применения современных технологий и оборудования, интеллектуальных ресурсов, а также вложения значительных финансовых средств является весьма непростой проблемой.

В связи с изложенным, в данной работе приводятся некоторые экологические проблемы и возможные пути утилизации попутного нефтяного газа применительно к некоторым нефтяным месторождениям Западного Казахстана.

Реальная ситуация для некоторых нефтяных месторождений Западного Казахстана такова, что в процессе технологической разработки залежи основная масса попутного газа либо закачивается обратно для поддержания пластового давления, с использованием определенной части на внутрипромысловые нужды, либо сжигается в случае отсутствия перерабатывающих мощностей, при этом для каждой добывающей компании устанавливаются индивидуальные нормативы и лимиты выбросов [2].

Как было отмечено выше, одной из экологических проблем, неразрывно связанных с технологическими проблемами нефтегазодобычи, является утилизация попутного газа, которая содержится в самой нефти или составляет газовую шапку месторождений.

Мировой опыт свидетельствует, что в условиях наличия логистической и транспортной инфраструктуры, наряду с сохранением высоких цен на нефть на мировых рынках, попутный газ в состоянии стать одним из важных источников дохода для нефтегазовых компаний, к которым последнее время активно хотят соответствовать и производители углеводородов в

Процесс переработки нефти, как правило, начинается на месторождениях, имеющих в своем составе установки комплексной подготовки нефти (УКПН), на которых в результате технологической очистки нефти, в качестве

побочного продукта отделяются легкие углеводороды, образующие попутные нефтяные газы, несколько отличающиеся между собой по составу в зависимости от исходного сырья и по типам месторождений, характерные параметры которых представлены в нижеприведенной таблице [3].

Приведенные в таблице данные, как правило, наряду с использованием для решения всей группы технологических процессов добычи, сбора и подготовки нефти и газа, могут быть использованы для решения комплекса природоохранных и экологических мероприятий.

Переработке попутного нефтяного газа в связи с интенсивным ростом добычи нефти и ужесточением экологических норм, сегодня уделяется повышенное внимание.

В случае когда нефтяные месторождения удалены от газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) на 150–200 км, учет всех элементов затрат выводит себестоимость попутного газа на уровень, при котором вариант утилизации попутного газа на ГПЗ для многих недропользователей неэффективен и ими ищутся варианты переработки ПНГ непосредственно на нефтепромыслах [4].

В ряде случаев не полная утилизация ПНГ может объясняться слабой экономической целесообразностью его использования по следующим основным причинам [2]:

- ПНГ изначально содержит в себе значительные примеси в виде влаги, газоконденсата и нефти, в связи с чем, газ без дополнительной очистки неприемлем для использования;
- достаточно высокая цена применяемого сепарационного оборудования и его установки;
- поскольку эксплуатационные скважины не привязаны к коммуникационным сетям, то для транспортировки газа требуется детальная экономическая оценка окупаемости возможных больших капитальных вложений.

Следует отметить, несмотря на то, что потери нефтяного газа, доля которых в общих потерях остается высокой, формируются в основном за счет мелких, малых и средних достаточно удаленных месторождений, все же строительства крупных газоперерабатывающих заводов для организации сбора газа с

Формула

Состав газа

таких месторождений, является весьма капиталоемким и неэффективным мероприятием.

Вместе с тем, ряд промышленных операций в нефтегазовой отрасли предусматривает, что в определенных ситуациях сбрасывание избыточных объемов газа для сжигания на факеле является неизбежным.

Сложившееся положение требует альтернативных технико-экономических решений по утилизации факельного газа, одним из которых является необходимость привлечения специализированных управляющих сервисных компаний, способных реализовывать подобные проекты без привлечения финансовых средств недропользователей.

Для утилизации и использования попутного нефтяного газа можно применять различные способы, позволяющие в значительной степени снижать объемы сжигание ПНГ на факелах, некоторые из которых приводятся ниже [5, 6]:

- закачки в пласт нефтяного газа для повышения пластового давления, соответственно, повышение эффективности добычи нефти;
- обеспечение электроэнергией и топливом инфраструктуры добычи нефти на нефтепромыслах:
- получение сжиженного углеводородного газа (СУГ);
- использование ПНГ в качестве сырья для нефтехимии;
- внедрение технологий переработки газа в жидкость и получение синтетического жидкого топлива (СЖТ):

Наиболее приемлемыми из вышеперечисленного списка являются первые четыре способа утилизации и использования попутного нефтяного газа, причем при выделении значительных и устойчивых объемов попутного нефтяного газа, весьма целесообразно применять определенную часть полученных объемов в качестве топлива на крупных электростанциях, либо для дальнейшей переработки.

Кроме того, наиболее эффективным способом утилизации попутного нефтяного газа является его переработка на газоперерабатывающих заводах с получением сухого отбензиненного газа (СОГ), широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), сжиженных углеводородных газов (СУГ) и стабильного газового бензина (СГБ).

Важно отметить, что после переработки ПНГ может применяться совместно с

Содержание в попутном газе по месторождениям, % масс

Environmental issues of utilization of associated gas on oil fields of the Western Kazakhstan

Authors

Rakiz M. Sattarov (Baku, Azerbaijan)

doctor of science, Scientific adviser, Research Institute "Geotechnological Problems of Oil, Gas and Chemistry"

Bauyrzhan Z. Tukhfatov (Atyrau, Kazakhstan)

candidate of science, General Director, MSE "OblTransGas"

Abstract

As it is known gas outburst and popping of associated gas are one of the most powerful pollutants in the regions of oil and gas development and exploitation. This report describes some environmental issues and a possibility to utilize associated petroleum gas that can be applied in some oil fields of West Kazakhstan.

Materials and methods Government regulation of the Republic of Kazakhstan dated December 29, 2008, no. 219 industrial safety requirements when developing oil and gas deposits. Problems and prospects of use of associated petroleum gas in Russia//materials of the annual review of problems within the IMEMO and WWF Russia «ecology and energy. The international context «, Moscow, 2009, 28 p. Law of the Republic of Kazakhstan on January 9, 2012, #532-IV

«about aas and aas supply.

		С.Балгимбаев Проба 1	С.Балгимбаев Проба 2	Юго-Западное Камышитовое Проба 1	Юго-Западное Камышитовое Проба 2
Метан	CH ₄	22,041	24,280	42,491	41,960
Этан	C ₂ H ₆	30,964	30,487	21,565	22,720
Пропан	C ₃ H ₈	21,045	20,675	14,320	14,984
Изобутан	i-C ₄ H ₁₀	10,861	9,888	6,380	6,228
Н-Бутан	n-C ₄ H ₁₀	5,941	5,606	5,910	5,602
Изопентан	C ₅ H ₁₂	2,399	2,379	2,856	2,733

Н-Пентан $n-C_{E}H_{12}$ 0,849 0,845 0,925 0,667 C,H, Гексаны 0,718 0,649 0.732 0.987 Гептаны C,H, 0,292 0,568 0,297 0,331 Октаны C₈H₁₈ 0,023 0,019 0,047 0,011 Двуокись углерода CO_ 1,553 1,534 3,072 3,416 Азот N, 3,267 0,879 0,699 3,314

Results

Strategically, the formation of conditions aimed at addressing the use of petroleum gas (PG) in the Republic of Kazakhstan shall be directed towards the early implementation of new investment projects in this area, and which should be aimed at equipping the crafts required instrumentation, construction and gas gathering compressor stations, construction of refineries.

Conclusions

Utilization of PG can become the advantageous type of activity commercially, and price liberalization on PG considerably will improve the decision of problems in this direction.

Kevwords

ecology, utilization, associated gas, oil field, West Kazakhstan

References

- Pravitel'stvennoe postanovlenie Respubliki Kazakhstana ot 29 dekabrya 2008 goda № 219 «Trebovaniya promyshlennoy bezopasnosti pri razrabotke neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy [Government regulation of the Republic of Kazakhstan dated December 29, 2008, no. 219 industrial safety requirements when developing oil and gas deposits.]
- 2. Poputnyy gaz. Situatsiya v Kazakhstane. [Associated gas. Situation in Kazakhstan] Available at: http://www.kazenergy.com/ ru/2-44-45-2011/1454-2011-07-28-13-44-38.html. (accessed 28 july 2011)
- 3. Rezul'taty issledovaniya komponentnogo sostava poputnogo neftyanogo gaza v punktakh podgotovki na mestorozhleniyakh S. Balgimbaev i Yugo-Zapadnoe Kamyshitovoe, Vostochnyy Makat. [Results of investigation of composition component of associated petroleum gas in gas-collecting station on oil fields S.Balgimbayev and Southwest Kamyshitovoe, East Makat] Otchet TOO «Energy Group». Atyrau, 2011, 16 p.
- 4. Pererabotka poputnogo gaza na neftepromyslakh: segodnyashniy den' i perspektivy. [Associated gas processing on oil fields. Today] Available at: http://www.newchemistry.ru/printletter.php?n_id=1724 (accessed 15 july 2011)
- Pererabotka poputnogo gaza. [Associated gas processing] Available at: http:// mingas.ru/2011/01/pererabotkapoputnogo-gaza/
- 6. Problemy i perspektivy ispol'zovaniya poputnogo neftyanogo gaza v Rossii // Rabochie materialy ezhegodnogo obzora problemy v ramkakh proekta IMEMO RAN i WWF Rossii «Ekologiya i Energetika. Mezhdunarodnyy kontekst [Problems and prospects of utilization of associated petroleum gas in Russia], Moscow, 2009, 28 p.
- 7. Zakon Respubliki Kazakhstan ot 9 yanvarya 2012 goda №532-IV. O gaze i gazosnabzhenii [The Law of the Republic of Kazakhstan of January, 9th, 2012 №532-IV «About gas and a gas supply].

магистральным газом, для получения сжиженного газа, а также в качестве сырья для нефтехимической промышленности.

Без переработки, в определенных случаях, попутный газ может использоваться в качестве низкосортного топлива для выработки электрической или тепловой энергии при сжигании НПГ на теплоэлектростанциях, а также может использоваться для обеспечения нужд объектов в районе нефтепромысла.

Детализируя некоторые способы утилизации попутного нефтяного газа, необходимо отметить следующие особенности.

При разработке нефтяных месторождений, процесс обратной закачки в пласт, для обеспечения газонапорного режима добычи нефти, является весьма эффективным способом в решении проблемы утилизации попутного газа.

Однако, организация и реализация процессов поддержания пластового давления путем обратной закачки попутного нефтяного газа в пласт, требует довольно грамотного управления системой поддержания внутрипластового давления, технической поддержки эксплуатируемого компрессорного оборудования и трубопроводов высоко давления, высокопрофессиональных специалистов, в которых, испытывается некоторый дефицит.

Кроме того, надо признать, стоимость обустройства и эксплуатации месторождения с организацией такого режима добычи зачастую делает добычу нефти экономически весьма не эффективной.

Способ же утилизации нефтяного попутного газа, на основе переработки до уровня товарного газа, связан с двумя не исключающими друг друга вариантами реализации путем продажи газа на экспорт и продажи газа на местном рынке.

Экспортная реализация, хотя и является наиболее привлекательной, но связана с жесткими требованиями по организации переработки газа до уровня строго соответствующих ГОСТ и организации транспортировки кондиционного газа до экспортных магистральных сетей, что требует опять-таки высоких затрат.

Реализация же утилизированного нефтяного попутного газа до товарной кондиции путем продажи населению или потребляющим газ предприятиям, также связана с реальными трудностями. Это удаленность месторождений от центров потребления газа, каковыми являются крупные населенные пункты, а также отсутствие в доступной близости промышленных предприятий потребителей газа.

Определенные преимущества имеет метод использования попутного нефтяного газа для производства электроэнергии, поскольку потребляемый электростанциями газ не требует глубокой переработки до качества ГОСТ, а значит исключаются высокие затраты на подготовку газа.

Кроме того, электростанцию может быть построена в границах своего геологического отвода, с минимизацией расходов на строительство газопроводов, причем вырабатываемая электрическая энергия, может использоваться на собственные нужды, а излишки можно будет реализовывать на месте.

Потребителями избыточных мощностей при этом могут стать местные пользователи, а отпускные цены за кВт электроэнергии, в зависимости от условий и ситуаций будут регулироваться.

Позитивным моментом также является весьма не длительный срок (до полутора года) реализации проекта строительства электростанции от начала проектирования до выработки первых кВт электроэнергии.

Весьма перспективным можно считать переработку попутного нефтяного газа в синтетическое жидкое топливо, которое является моторным топливом, произведенным из газа, а не из нефти.

Переработка природного газа в СЖТ (по международной классификации Gas to Liquids — GTL) давно привлекает внимание крупнейших нефтегазовых и нефтехимических компаний мира [5].

Результаты испытаний показали, что использование продуктов СЖТ вместо традиционного дизельного топлива при эксплуатации автобусного парка дает возможность сократить выбросы экологически опасных и парниковых газов.

На сегодняшний день выявлен ряд новых подходов в применении технологии СЖТ. Особенно это актуально для стран со значительными запасами газа, месторождения которого находятся на больших расстояниях от районов потребления при полном отсутствии транспортной инфраструктуры.

Внедрение технологии СЖТ в промышленных масштабах позволяет превратить в востребованный продукт те обширные запасы газа, которые раньше считалось экономически нецелесообразным добывать и транспортировать потребителю.

Показательно, что, несмотря на технические, организационные и финансовые проблемы, возникающие с утилизацией НПГ, и непоследовательную и зачастую контрпродуктивную политику в этой области, некоторые нефтяные компании уже давно начали реализовывать собственные программы по использованию попутного газа, причем активизации этого процесса в последнее время стали способствовать некоторые объективные обстоятельства.

Как правило, большинству газовых компаний все больше не хватает собственного природного газа для выполнения обязательств перед потребителями на внутреннем и внешнем рынке, в связи, с чем в ближайшие годы им придется привлекать в свою газотранспортную систему газ сторонних производителей, в том числе и сухого отбензиненного газа, получаемый из попутного газа, добываемого на нефтяных месторождениях.

Кроме того на внутреннем рынке, куда, в основном могут направляться СОГ, цены на газ для потребителей постоянно будет расти и, по прогнозам, в ближайшее время достигнут среднеевропейского уровня.

В тоже время большинство газовых компаний постепенно осознает, необходимость увеличения мощностей ГПЗ путем реконструирования старых или построения новых газоперерабатывающих заводов, которые могут приводить к более выгодным ценам на утилизацию попутного газа.

При этом нефтяные компании готовы будут наращивать затраты в долгосрочные программы по утилизации НПГ по нескольким вышеотмеченным направлениям.

Одной из активных, в решении вопросов утилизацию попутного газа, можно считать проект строительства газопровода и площадок УПГ на месторождении С. Балгимбаева

НГДУ «Жайыкмунайгаз», Восточный Макат НГДУ «Доссормунайгаз».

АО «РД Казмунайгаз» (КМГ) в настоящее время ведут работы по реализации проектов подготовки газа (УПГ) на месторождениях С. Балгимбаева, Восточный Макат Атырауской области. Заводы будут компримировать попутный газ, и приводить его в состояние, соответствующие ГОСТу 5542—87. Технические условия выполняются на (УПГ) месторождениях при использовании гликолевой дегидратации.

Целью проекта является создание условия получения 40 млн. м³ в год попутного газа на объекте Макат и 20 млн. м³ в год на объекте Балгимбаева, причем очищенный газ будет потребляться на внутрипромысловых объектах и экспортироваться для использования другим потребителям. Для этого получены технические условия от КГП «ОблТрансГаз» для подключения к газопроводным сетям.

Безусловно, такого типа проекты могут значительно способствовать как эффективной утилизации нефтяного попутного газа, так и естественно к резкому снижению объемов сжигания НПГ на факельных установках, что, соответственно, приведет к весьма существенному улучшению экологической обстановки региона.

Список использованной литературы

- Правительственное постановление Республики Казахстана от 29 декабря 2008 года № 219 // Требования промышленной безопасности при разработке нефтяных и газовых месторождений.
- 2. Попутный газ. Ситуация в Казахстане. Доступный по: http://www.kazenergy.com/ru/2-44-45-2011/1454-2011-07-28-13-44-38.html. (28 июля 2011)

Таким образом, на основе вышеизложенного, можно считать, что утилизация нефтяного попутного газа является капиталоемким и сложным процессом, для успеха которого требуется согласования противоречащих друг другу позиций заинтересованных сторон, причем ситуация усугубляется трудностями с выходом продукции утилизации НПГ на рынок сбыта.

Другой, весьма важной проблемой является обострение того, что масштабное сжигание НПГ одновременно имеет экологические аспекты и затрагивает сферу изменения климата, а также представляет собой бесцельное уничтожение ценных природных ресурсов, что в свою очередь влияет на отношения нефтяных компаний и АО НК «КазМунайГаз».

Правда, при этом, определенный оптимизм в этой сфере внушает деятельность ряда нефтяных компаний, которые реализуют собственные программы использования НПГ, а также принятые государственными органами конкретные Законы [7].

Стратегически, формирование условий, ориентированных на решение проблемы использования НПГ в Республике Казахстан, должно быть ориентировано на скорейшую реализацию новых инвестиционных проектов в данной сфере и которые должны быть

- Результаты исследования компонентного состава попутного нефтяного газа в пунктах подготовки на месторожлениях Балгимбаев С. и Юго—Западное Камышитовое, Восточный Макат. Отчет ТОО «Энержи Групп». Атырау: 2011. 16 с.
- Переработка попутного газа на нефтепромыслах: сегодняшний день и перспективы. Доступный по: http://www.newchemistry.ru/printletter.php?n_ id=1724 (15 июля 2011)

направлены на оснащение промыслов необходимой измерительной аппаратурой, сооружение газосборных сетей и компрессорных станций, строительство газоперерабатывающих заводов.

Вместе с тем, утилизация НПГ может стать коммерчески выгодным видом деятельности, и либерализация цен на НПГ значительно улучшит решение проблем в этом направлении.

Итоги

Стратегически, формирование условий, ориентированных на решение проблемы использования нефтяного попутного газа (НПГ) в Республике Казахстан, должно быть ориентировано на скорейшую реализацию новых инвестиционных проектов в данной сфере, и которые должны быть направлены на оснащение промыслов необходимой измерительной аппаратурой, сооружение газосборных сетей и компрессорных станций, строительство газоперерабатывающих заводов.

Выволы

Утилизация НПГ может стать коммерчески выгодным видом деятельности, и либерализация цен на НПГ значительно улучшит решение проблем в этом направлении.

- Переработка попутного газа. Доступный по: http:// mingas.ru/2011/01/pererabotka-poputnogo-gaza/
- 6. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России // Рабочие материалы ежегодного обзора проблемы в рамках проекта ИМЭМО РАН и WWF России Экология и Энергетика. Международный контекст. Москва: 2009. 28 с.
- 7. Закон Республики Казахстан от 9 января 2012 года №532-IV «О газе и газоснабжении».

16 - 19 апреля 2013 г. Санкт-Петербург

При поддержке Северо-Западного федерального округа Российской Федерации и Комитета экономического развития, промышленной политики и торговли Санкт-Петербурга

15-я Международная научно-практическая конференция

«ТЕХНОЛОГИИ УПРОЧНЕНИЯ, НАНЕСЕНИЯ ПОКРЫТИЙ И РЕМОНТА: ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА»

В рамках конференции пройдут школы-семинары:

- НАПЛАВКА, НАПЫЛЕНИЕ И УПРОЧНЕНИЕ ДЕТАЛЕЙ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ, ОБОРУДОВАНИЯ И МАТЕРИАЛОВ
- УПРОЧНЕНИЕ, ВОССТАНОВЛЕНИЕ И РЕМОНТ ИНСТРУМЕНТА, ШТАМПОВ, ПРЕСС-ФОРМ И ДРУГОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОСНАСТКИ











Организаторы:

- Санкт-Петербургский государственный политехнический университет
- НПФ «Плазмацентр»





Заявки на участие принимаются: тел.: +7 (812) 444 93 37, +7 (921) 973 46 74

факс: +7 (812) 444 93 36 e-mail: info@plasmacentre.ru

Расчёт потребности ингибиторной композиции для предупреждения гидратообразования в скважинах Уренгойского месторождения

Ю.А. Беляев (Москва, Россия)

belyaev-y@yandex.ru

ст. н. с. «Научного центра нелинейной волновой механики и технологии» РАН, канд. техн. наук.

А.Г. Чукаев

chukaev@gmail.com

вед. н. с. «Научного центра нелинейной волновой механики и технологии» РАН, доктор техн. наук.

Изучена температурная депрессия антигидратной ингибиторной композиции на основе аммиака. Проведены расчёты потребности композиции для скважин Уренгойского месторождения.

Материалы и методы

Лабораторные исследования, расчёты.

Ключевые слова

нефть, газ, гидраты, аммиак, антигидратный ингибитор, лабораторные исследования, расчёты

The calculation of the needs of the inhibitor compositions to prevent hydrate formation in the wells of the Urengoy field

Authors

Yuri A. Belyaev (Moscow, Russia)

SR "Scientific Center of Nonlinear Wave Mechanics and Technology" RAS, Ph.D.

Aleksey G. Chukaev

SR "Scientific Center of Nonlinear Wave Mechanics and Technology" RAS, Ph.D

Abstract

Studied temperature depression antihydrate inhibitor compositions on the basis of ammonia. The calculations of the needs of the compositions for the wells of the Urengoy field. **Materials and methods**

Laboratory studies, calculations.

Results

Specified temperature depression inhibitor composition of water-methane-ammonia depending on the concentration of ammonia. The calculation of the needs of the compositions for the prevention of hydrogenation five samples of the Urengoy oil.

Одним из основных осложнений при добыче и транспорте нефти и газа является образование и отложение гидратов в стволах газовых и нефтяных скважин, коммуникациях, аппаратах систем сбора, а также в магистральных газо- и нефтепроводах. Это явление наиболее выражено на дальнем Севере в условиях вечной мерзлоты. Для предупреждения возникновения и ликвидации газогидратных и парафиногидратных отложений (ПГО) в скважинах и трубопроводах предложено значительное количество антигидратных ингибиторов (АИ) и технических решений [1-4]. В промысловой практике для очистки от гидратов особенно газовых скважин чаще всего применяют метанол [5-6]. Однако, он летуч, является высоко токсичным реагентом, требует особых условий хранения, отпуск его находится под особо строгим контролем.

В технологической практике наиболее предпочтительны ингибиторы с высокой упругостью паров. Они позволяют защищать гидратоопасный интервал большей протяжённости. Основной характеристикой любого антигидратного ингибитора является величина снижения температуры начала фазового перехода по сравнению с температурой начала гидратообразования (НГО) в системе газ-вода, т.е. температурная депрессия.

Из применяемых АИ аммиак обладает наибольшей упругостью паров. В этой связи на лабораторной установке высокого давления, технологическая схема которой представлена в работе [3], была исследована зависимость изменения температурной депрессии от количества добавляемого в систему аммиака. Результаты представлены в таблице 1.

Экспериментальные данные показывают, что подача аммиака в систему метан-вода, ведёт к росту температурной депрессии, причём она в 2—3 раза повышается с увеличением количества аммиака. Причем подобная тенденция наблюдается и при повышении давления в системе. Но этот рост менее существенен.

Результатом обработки экспериментальных данных явилось получение расчетных зависимостей, позволяющих определять точки равновесных температур начала гидратообразования. системы вода-метан и вода-метан-аммиак, с погрешностью аппроксимации не превышающей 1% (таблице 2).

Приведённые экспериментальные данные позволяют также произвести расчёт потребности ингибиторной композиции на водоаммиачной основе для предупреждения загидрачивания нефтяных скважин.

Расчеты были проведены по характеристикам работы скважин Уренгойского месторождения. Исходные данные для расчёта приведены в таблице 3.

Расчёт необходимого количества аммиачного раствора 28%-ной концентрации в качестве антигидратного ингибитора проводили по модифицированной формуле [3]:

$$g_{yx} = \frac{W_{H} - C_{2}}{C_{1} - C_{2}} + 0,001 C_{2} \times 5,92a \times G$$

g уд — расход 28%-ого водоаммиачного раствора, кг на 1 т добытой нефти;

С1 — весовая концентрация свежего раствора, %;

С2 — весовая концентрация

отработанного раствора, %

Wн — обводнённость нефти, кг/тонну нефти

а — равновесная концентрация аммиака в газовой фазе, (Γ /1000м³ газа, на 1% NH_3 в жидкой фазе) определяется по монограмме.

G — газовый фактор, тыс. м³ /т.

Система вода-метан + NH ₃ , % мас	Давление, а	ги				
	50	60	70	80	90	
	Равновесная	темп-ра начал	іа гидратообра:	вования систем	ы вода-метан, ⁰С	
0	5,8	7,5	8,9	10,2	11,3	
	Температурная депрессия системы вода-метан-аммиак, ⁰С					
3	2,4	2,5	2,6	2,7	3,0	
5	4,0	4,3	4.5	4,8	5,0	
7	5,2	5,8	6,3	6,6	7,2	
9	6,6	7,6	7,6	8,8	9,4	

Таб. 1 — Температурная депрессия в процессе гидратообразования системы вода-метан и вода-метан-аммиак

В таблице 4 приведены данные расчета расхода ингибиторной композиции. Экспериментальные данные получены при давлении 120 ати.

Заключние

Расчеты показывают, что для более обводнённой скважины № 6462 (8,4%) требуется наибольшее количество антигидратного ингибитора (25,28 кг/т).

Установлено, что в присутствии ингибитора гидратообразования 28%-ой водоаммиачной смеси не требуется большого количества ингибитора, а равновесная температура гидратообразования (температурная депрессия) понижилась на 5–8°С, что коррегируется с данными таблице 1. Установлена слабая зависимость температурной депрессии от расхода ингибитора, что возможно связано с

составом газа растворенного в нефти.

Итоги

Определены температурные депрессии ингибиторной композиции вода-метан-аммиак в зависимости от концентрации аммиака. Проведён расчёт потребности композиции для предупреждения загидрачивания пяти проб Уренгойской нефти.

Выводы

На основе экспериментальных данных рассчитана зависимость депрессия метан-водо-аммиачной композиции от концентрации аммиака и давления в смеси. Дается расчетнаяформула, по которой определено необходимое количество ингибитора для действующих скважин Уренгойского месторождения.

Ингибиторная ситема	Конц. ингибитора, % масс.	Расчетные зависимости
Метан-вода	_	t = 21,60 lg p - 30,9125
Метан-вода-аммиак	3	t = 19, 9827 lg p - 30,5616
_	5	t = 17,1236 lg p - 27,2058
_	7	t = 14,9664 lg p - 24,67685
_	9	t = 11,2846 lg p - 20,1185

Таб. 2 — Уравнения для теоретического расчёта равновесной температуры начала гидратообразования в системе метан-вода и метан-вода-аммиак

№ скважины	Дебит, т/сут	Обводнённость, %	Газовый фактор, м³/т	Pnnact. Krc/cm²	t пласт °С	Р на устье, Кгс/см²	t на устье, °С	Влаго сод-е в пласте, г/м³	Влаго сод-е на устье г/м³
6478	40	1,4	1561	226	80	40	9	2,5	0,27
6448	50	2,2	1895	243	80	54	6	2,5	0,20
6462	50	8,4	1806	249	78	30	8	2,3	0,24
6265	60	0,2	370	263	78	80	6	2,5	0,16
6295	105	0,97	260	263	80	110	7	2,6	0,12

Таб. 3 — Данные работы скважин Уренгойского месторождения

И₅ Скважины	Равновесная т-ра НГО при Ру и ty, без ИГ °С*	Расчётное к-во ИГ, кг/т	Расчётное к-во ИГ, л/час	Равновесная т-ра НГО в присутствии ИГ, °С*	Температурная депрессия, °С
6478	15,57	6,60	12,26	10,55	5,02
6448	17,9	19,19	44,52	10,6	7,3
6462	13,5	25,28	58,65	6,5	8,0
6265	22,4	3,22	8,98	17,3	5,1
6295	23,3	13,25	42,06	16,8	6,5

Таб. 4 — Результаты расчета

Conclusions

On the basis of experimental data the calculated dependence of depression methane-water-ammonium composition of ammonia concentration and pressure in the mixture. Given the calculation formulapa, which determines the necessary number of inhibitor for current wells Urengoy field

Kevwords

oil, gas hydrates, ammonia, antihydrate inhibitor, laboratory researches, calculations

References

- 1. Khoroshilov V.A., Belyaev Yu.A. i dr. Sostav dlya predotvrashcheniya parafinogidratnykh otlozheniy i korrozii v skvazhine pri dobyche nefti. [Ingredients to avoid parafinogidratnyh deposits and corrosion in the well for oil production] Patent R.F.№ 1806161, 30.03.93 g. Byulyuten inventions. № 12.
- 2. Belyaev Yu.A. Preduprezhdenie vozniknoveniya gidratnykh, parafinogidratnykh otlozheniy i korrozii v skvazhinakh pri dobyche serovodorodsoderzhashchey nefti [Preventing hydrate, parafinogidratnyh deposits and corrosion in the wells in the extraction of oil sour]. Ekspozitsiya Neft' Gaz, 2011, issue 3/H, pp. 55–56.
- 3. Belyaev Yu.A. Issledovanie effektivnosti antigidratnykh ingibitorov [Study of the effectiveness of inhibitors antigidratnyh]. Ekspozitsiya Neft' Gaz, 2011, issue 2/H. pp.12-13.
- 4. Makagon Yu.F. Gidraty prirodnykh gazov [Hydrates of Natural Gases] Moscow: Nedra, 1974, p.33, 208p.
- 5. Gritsenko A.I., Istomin V.A., Kulkov A.N., Suleimanov R.S., Sbor i promyslovaya podgotovka gaza na svernykh mestorozhdeniyakh Rossii [Collection and field preparation Fold gas fields in Russia] Moscow: Nedra, 1999, pp. 272 474p.
- 6. Istomin V.A. Preduprezhdenie i likvidatsiya gazovykh gidratov v sisteme sbora i promyslovoy obrabotki gaza i nefti [Prevention and elimination of gas hydrates in the system of data collection and field processing of gas and oil] Moscow: VNII Egazprom, 1990, 214p.

Список использованной литературы

- Хорошилов В.А., Беляев Ю.А. и др. Состав для предотвращения парафиногидратных отложений и коррозии в скважине при добыче нефти. Патент Р.Ф. № 1806161, 30.03.93 г. Бюл. изобр. № 12.
- 2. Беляев Ю.А. Предупреждение возникновения
- гидратных, парафиногидратных отложений и коррозии в скважинах при добыче сероводородсодержащей нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2011. № 3/Н. С. 55–56.
- 3. Беляев Ю.А. Исследование эффективности антигидратных ингибиторов // Экспозиция Нефть Газ. 2011. 2/H. C. 12–13.
- 4. Макагон Ю.Ф. Гидраты природных газов. М.: Недра, 1974. С. 33. 208с.
- Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на сверных месторождениях России. М.: Недра, 1999. С. 272, 474с.
- Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системе сбора и промысловой обработки газа и нефти. М.: ВНИИЭгазпром, 1990. 214 с.

Моделирование электротеплового воздействия на прискважинную область при разработке месторождения высоковязкой нефти

А.С. Кашик (Москва, Россия)

доктор технических наук, академик РАЕН, генеральный директор ОАО «ЦГЭ», лауреат Государственной премии СССР по науке и технике

Л.А. Книжнерман

к. ф.-м. н., начальник отдела математического моделирования ОАО «ЦГЭ»

А.Р. Клепацкий

главный специалист отделения геоинформационных технологий ОАО «ЦГЭ»

М.Д. Хусид

mdkhusid@gmail.com

инженер математик отдела математического моделирования ОАО «ЦГЭ», аспирантка Российского Государственного Геологоразведочного Университета

Представлен обзор проделанной сотрудниками ОАО «ЦГЭ» работы по моделированию разогрева прискважинной области электрическим током и обоснование применения электротеплового воздействия в качестве метода интенсификации добычи тяжелой нефти и природных битумов

Материалы и методы

Геолого-геофизические данные по месторождениям. Использованы методы математического моделирования.

Ключевые слова

электротепловой метод, тяжелая нефть, электрический ток, электрическое поле, электроизолированная труба, зонд КР-1

Modeling electro-thermal stimulation methods of the near-wellbore area during the development of high-viscosity oil deposit

Authors

Alexey S. Kashik (Moscow, Russia)

ScD (Tech.), RANS Member; General Director CGE OJSC; USSR Science and Technology State Prize Winner

Резюм

В связи с истощением активно разрабатываемых в настоящее время месторождений нефти, нефтегазодобывающие компании уделяют всё большее внимание развитию методов разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов.

Целью работы является численное моделирование разогрева коллектора высоковязкой нефти электрическим током для оценки эффективности электротеплового воздействия как метода интенсификации нефтедобычи.

Электротермическую обработку скважин на месторождениях тяжелой нефти осуществляют подведением электрического тока непосредственно к призабойной зоне, при этом кабель или электроизолированная труба используется в качестве проводника, подводящего ток к нефтеносному пласту.

Для выявления основных закономерностей электротеплового воздействия на пласт рассматривались одиночная вертикальная скважина и система из четырех вертикальных скважин, одна из которых нагнетательная, а три — добывающие.

Для уменьшения паразитных токов вне продуктивного коллектора в эксперименте использовались специальная конструкция обсадной колонны, при которой область перфорации отделена от остальной части колонны не проводящими электрический ток вставками, или покрытие электроизолирующим материалом внешней поверхности колонны, проходящей вне продуктивного пласта.

Введение.

В настоящее время в мире наблюдается истощение активно разрабатываемых месторождений обычной высокоподвижной нефти. При этом во многих странах истощение старых месторождений не компенсируется открытием новых. Поэтому в мире нарастает тенденция вовлечения в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (тяжёлая нефть и природный битум). По разным оценкам их запасы составляют

от 790 млрд. т. до 1 трлн. т., что в 5–6 раз больше остаточных извлекаемых запасов нефтей малой и средней вязкости, составляющих примерно 162 млрд. тонн.

При разработке месторождений тяжелой нефти используется тот факт, что вязкость жидкостей, включая нефть, сильно падает с ростом температуры. Во всем мире традиционные методы нагревания коллектора, содержащего запасы тяжелой нефти, включают паротепловую обработку, закачку теплоносителя и внутрипластовое горение.

По сравнению с традиционными термическими методами интенсификации нефтедобычи значительно менее разработана технология разогрева нефти за счет выделения омического тепла при прохождении по пласту сильных электрических токов. Электротермическую обработку скважин на месторождениях тяжелой нефти осуществляют подведением электрического тока непосредственно к призабойной зоне, при этом кабель или электроизолированная труба используется в качестве проводника, подводящего ток к нефтеносному пласту.

В статье приводится обзор проделанной в ОАО «ЦГЭ» работы по моделированию процесса разработки месторождения тяжелой нефти при использовании метода электротеплового воздействия на пласт с одновременным контролем нефтенасыщенности за колонной.

1. Теоретическая оценка эффективности электротеплового метода разогрева прискважинной области

Постановка задачи. Модель среды

Поставлена задача по расчету величин электрического потенциала и температуры внутри обсаженной скважины и вокруг нее при условии, что в скважине находится источник электрического тока, с целью оценить эффективность применения электротеплового метода для прогрева прискважинной зоны.

Для выявления основных закономерностей электротеплового воздействия на пласт

Nº	Кровля, м	Подошва, м	Мощность, м	Удельное сопротивление, Ом∙м
1	-∞	1135	+∞	10
2	1135	1140	5	80
3	1140	1143	3	20
4	1143	1148	5	70
5	1148	1151	3	15
6	1151	1156	5	100
7	1156	1166	10	20
8	1166	1500	334	10

рассмотрим реальную вертикальную скважину. Среда и расположение источников предполагаются осесимметричными.

Удельное электрическое сопротивление пластов определялось по кривой бокового каротажа (таблица 1).

В расчетах были также использованы следующие физические параметры (в системе СИ):

Удельная теплоемкость, Дж/(кг. оС): для пластовой воды 4870; для пластовой нефти 1670; для скелета породы 1820.

Удельная теплопроводность, $Дж/(м \cdot c \cdot {}^{\circ}C)$: для пластовой воды 0.657; для пластовой нефти 0.145; для скелета породы 1.442.

Средняя пористость 0.100; средняя нефтенасыщенность о.800.

Тепловые и петрофизические параметры были взяты из данных по месторождению. В качестве удельной теплопроводности и теплоемкости пород использовались две средневзвешенные величины для всего разреза: средняя удельная теплоемкость пласта 1 869 Дж/(кг.оС); средняя удельная теплопроводность пласта 1.32254 Дж/(м⋅с⋅°С).

Для материала колонны использовались справочные данные для железа.

Этапы проведения

численных экспериментов

Поле постоянного тока в модели создается кольцевым источником тока, расположенным на наружной стороне трубы.

На первом этапе рассчитывалось электрическое поле источника тока. Приемники задавались в скважине и в пластах вокруг скважины на интервалах глубин z∈[1123,1173]м; по оси R∈[0, 300]м — в узлах сетки, используемой программой численного моделирования NKARMP [1] (Авторы программы — Л. Книжнерман, В. Друскин и Т. Тамарченко). Точка (R=o, z=o) в относительной системе координат соответствует точке с координатами (R=o, z=1148) (на оси скважины в центре участка металлической трубы ограниченной длины).

На втором этапе была написана программа (Авторы программы — М. Хусид и Л. Книжнерман) по вычислению теплового действия постоянного тока в скважине и в пластах в радиусе сетки на глубинных участках. Для этого по значениям электрических потенциалов и удельным электрическим сопротивлениям соответствующих коаксиально-цилиндрических участков среды, рассчитывалась мошность постоянного тока.

Затем по программе численного решения уравнения теплопроводности THERM3C [2] (Авторы программы — Л. Книжнерман и В. Друскин) была рассчитана температура колонны и горных пород в результате теплового действия источников при нагревании в течение 10 и 30 дней. В узлах сеточной тепловой задачи находятся точечные источники тепла, занимающие следующий объем: по оси R от о до 100 м, по оси z от 1140 до 1156, охватывая пласты, содержащие высоковязкую нефть.

Начальная температура полагалась рав-

Результаты численных экспериментов Описание молели № 1

Рассматривается одиночная вертикальная скважина, обсаженная металлической трубой и заполненная буровым раствором. Внутренний радиус трубы 0.063 м, наружный радиус 0.073 м. На внешней стенке колонны в точке (R=0.073, z=0) находится источник постоянного тока (рис. 1).

Область перфорации отделена от остальной части колонны непроводящими электрический ток вставками, так чтобы максимальные значения электрического тока приходились на продуктивный коллектор (рис. 1.1 нагреваемые пласты). Принятые в расчетах электрические и тепловые параметры среды приведены в таблицах 1 и 2.

Расчеты проводились для значения силы тока I=100A.

Описание молели № 2

Рассматривается одиночная вертикальная скважина, обсаженная металлической трубой ограниченной длины. Радиус трубы R_{тр}=0.063 м. Наружные стенки трубы покрыты изолятором до глубины z=1140 м. Длина открытой части составляет 16 м

Изоляторы $R_{_{\rm M3}} = 0.01 \, \text{M}$ $R_{-} = 0.063 \, \text{M}$ Источник постоянного тока Нагреваемые $L_{10} = 16 \text{ M}$ Ось скважины

Рис. 2 — Модель №2

Leonid A. Knizhnerman

PhD in Physics and Mathematics, head of mathematical modeling department CGE OJSC

Andrey R. Klepatsky

Chief Specialist of geoinformation technologies department CGE OJSC

Maria D. Khusid

mathematician engineer of mathematical modeling department CGE OJSC; PhD student of Russian State Geological Prospecting University

The review of the CGE OISC employees' work on the modeling of heating the near well area using electric current and substantiation of the application of an electric field generation as a thermal method of heavy oil and natural bitumen production intensification is presented

Materials and methods

Geological and geophysical fields' data. The mathematical modeling methods were used. Results

Calculated results values in the form of maps of the electric potential and the temperature inside the cased well and around it, provided that there is the source of electric current in the well, were

The process of developing heavy oil (on the example of Russian field) using the electroheating method was simulated.

Conclusions

According numerical experiments results authors conclude that the use of electro-heating method allows one to increase the temperature of the productive layers of near-well area significantly, which will clear the near-well zone, allow to increase the rate of oil deposits excavation, to receive additional amounts of hydrocarbons and to extend the life of many deposits.

Keywords

electro-heating method, heavy oil, electric current, electric field, electrically insulated tube, probe KR-1

References

- 1. Druskin V.L., Knizhnerman L.A., Metod resheniya pryamykh zadach elektrokarotazha i elektrorazvedki na postovannom toke, Izv. AN SSSR, ser. Fizika Zemli [A method of solving the direct problems of electro logging and electrical exploration with the DC. PAS USSR, Ser. Physics of the Earth] 1987, issue 4, pp. 63-71.
- 2. Druskin V.L., Knizhnerman L.A., Dva polinomial'nykh metoda vychisleniya funktsiy ot simmetrichnykh matrits, Zhurn. vychisl. matematiki i matem. Fiziki [Two polynomial methods of calculating functions of symmetric matrices, J. Calc. Mathematics and Math. Physics] 1989, v. 29, issue 12, pp. 1763-1775.
- 3. Kashik A.S., Ryhlinsky N.I., Elektricheskiy karotazh obsazhennykh neftegazovykh skvazhin. Sravnitel'nyv analiz rossiyskikh i zarubezhnykh zondov, tekhnicheskiy otchet [Electro logging of cased oil wells. Comparative analysis of Russian and foreign probes] 2001, 101 p.

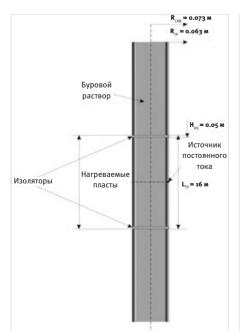


Рис. 1 — Модель №1

(открытая часть охватывает пласты с глубинами залегания в интервале 1140—1156 м). В центре трубы, в точке (R=o, z=o), находится точечный источник постоянного тока (рис. 2). Принятые в расчетах электрические и тепловые свойства пластов приведены в таблицах и 2.

Расчеты проводились для значения силы тока i=500A.

Результаты численного моделирования

На рис. 3 представлена карта электрических потенциалов при силе тока 100 А для модели № 1.

При силе тока 100 А по закону Джоуля — Ленца получаем необходимую электрическую мощность источника тока 16 кВт.

На рис. 4–5 представлены карты температур, полученных при разогреве прискважинной области в течение 10, 30 дней при силе тока 100 A.

На рис. 6 представлена карта электрических потенциалов при силе тока 500 А для модели № 2.

При силе тока 500 А по закону Джоуля — Ленца получаем необходимую электрическую мощность источника тока 110 кВт.

На рис. 7–8 представлены карты температур, полученных при разогреве прискважинной области в течение 10, 30 дней при силе тока 500A.

При кабельном способе подведения тока к нагреваемым пластам (модель № 1, рис. 1) силой в 100 А (мощность источника 16 кВт) достаточно, чтобы значительно разогреть прискважинную область радиусом до 3 м. Но этот способ нецелесообразно использовать при высокой мощности источника из-за потерь, происходящих в верхней части кабеля.

В модели № 2 в качестве кабеля используется частично заизолированная металлическая труба (обсадная колонна) (рис. 2). Преимущество данной модели заключается в ее эффективности при высоких значениях силы тока (500 А) и мощности (110 кВт). За счет изоляции верхней части трубы и относительно большой (по сравнению с кабелем) площади поперечного сечения проводника происходит меньше потерь энергии на этом участке, чем в кабельной модели.

2. Контроль нефтенасыщенности в процессе эксплуатации скважины. Зонд КР-1

Контроль за состоянием насыщенности различными флюидами (или газом) пластов-коллекторов в период эксплуатации нефтегазовых месторождений является одной из важнейших задач в процессе производства углеводородов [3].

Для подавления искажений результатов

измерений электрического каротажа обсаженных скважин, связанных с изменением электрического сопротивления колонны, и исключения влияния ее сопротивления, А.С. Кашиком и Н.И. Рыхлинским предложен специальный зонд второй разности с условным названием КР-1. В этом приборе помимо исключения осевого тока в зоне измерительных электродов зонда добавлен ряд технических приемов и средств, позволяющих подавлять или исключать указанные выше искажения, а также резко ослаблять электрические помехи на входе измерительных устройств.

На примере модели № 1 (табл. 1, рис. 1) продемонстрируем возможности зонда КР-1. Рассмотрим следующие ситуации:

- 1. начальная модель:
- 2. из нижнего продуктивного пласта откачено некоторое количество нефти;
- 3. нефть, полностью выкачана из продуктивных пластов.

На рис. 9 представлены результаты вычисления удельных электрических сопротивлений пачки пластов, ограниченных непроводящими электрический ток вставками (модель № 1, рис. 1), с помощью зонда КР-1 для описанных выше случаев.

	Удельное сопротивление, Ом∙м	Удельная теплопроводность, ж/(м·с·°C)	Удельная теплоемкость, Дж/(кг∙°С)
Труба	10-7	60	460
Изолятор	105	0.85	840
Буровой раствор (вода)	0.1	0.63	1000

Таб. 2 — Электрические и тепловые свойства пластов

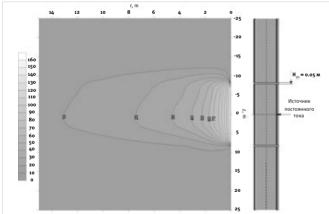


Рис. 3 — Карта электрических потенциалов при силе тока 100 А для модели № 1

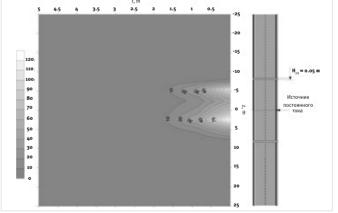


Рис. 4 — Карта температур при разогреве прискважинной области в течение 10 дней при силе тока 100 А для модели \mathbb{N}^2 1

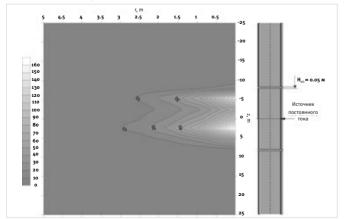


Рис. 5 — Карта температур при разогреве прискважинной области в течение 30 дней при силе тока 100 А для модели № 1

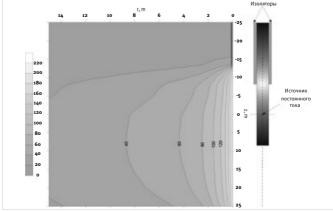
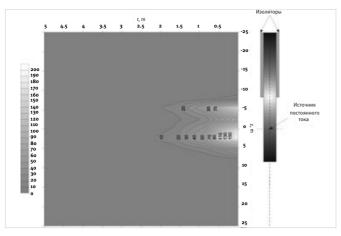


Рис. 6 — Карта электрических потенциалов при силе тока 500 А для модели № 2



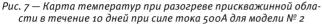


Рис. 8 — Карта температур при разогреве прискважинной области в течение 30 дней при силе тока 500A для модели № 2

Зная измененное значение удельного сопротивления нефтеносного пласта, можно определить параметр нефтенасыщения.

3. Моделирование электротеплового воздействия на пласт при разработке Русского месторождения

Рассматривается залежь нефти со следующими характеристиками. Кровля залежи находится на глубине 800 м, подошва — на глубине 830 м. Нефтенасыщенность 0.6 д.ед., горизонтальная проницаемость 300 мД, вертикальная — 30 мД. Нефть имеет плотность 950 кг/м³.

В таблице 3 приведены средние геолого-физические параметры расчетного элемента Русского месторождения, включая начальное пластовое давление Р, пористость $K_{\rm p}$, песчанистость NTG, начальную температуру Т, начальную вязкость нефти $\mu_{\rm o}$, и начальную минерализацию пластовой воды М.

Залежь разрабатывают скважинами, размещенными согласно рис. 10.

Четыре вертикальные скважины находятся в вершинах квадрата со сторонами 200 м. Наружные стенки скважин покрыты изолятором, для того, чтобы исключить утечки тока на этих участках во вмещающие породы. Длина открытых участков труб, находящихся в центре нефтенасыщенного пласта, составляет 14 м.

На нагнетательной скважине и диаметрально противоположной ей добывающей скважине находятся источники постоянного тока. Заземление — на двух оставшихся добывающих скважинах.

Параллельно с электротепловым методом обработки прискважинной области в нагнетательную скважину закачивают воду температурой 150°C.

На основании вышеописанной модели были проведены расчеты, моделирующие разработку месторождения при различных уровнях подводимой мощности.

Размер исследуемого участка: $\Delta X = 202$ м, $\Delta Y = 202$ м, $\Delta Z = 929$ м.

Исследование проводилось для источника тока с напряжением о В, 1000 В (мощность источника о Вт, 79.1 кВт соответственно) при закачке воды температурой 150°С объемом до 1000 м³/сутки. Моделирование проводилось с помощью гидродинамического композиционного многокомпонентного симулятора тепловых и специальных процессов СМG STARS (РГГРУ).

Результаты моделирования приведены на рис. 11–12.

На рис. 11—12 приведены графики дебита нефти и изменение накопленной добычи нефти по модельному участку при различных

мощностях электротеплового воздействия.

В результате комплексного воздействия электрического тока (мощностью 95 кВт, линия 1 на рис. 11) и теплоносителя (нагретой воды) через 10 дней в добывающей скважине проявляется приток нефти порядка 6.6 м³/сут. Через 134 дня дебит нефти в добывающей скважине составляет 9 м³/сут. При воздействии одного теплоносителя (нагретой воды, линия 2 на рис. 11) через 10 дней в дебит нефти составит 4 м³/сут, через 134 дня — 6 м³/сут.

В таблице 4 приведены расчеты экономической эффективности применения электротеплового метода обработки прискважинной области на Русском месторождении.

Для снижения в целях безопасности подводимого к скважинам электрического напряжения (при сохранении выделяемой в пласте мощности) можно искусственно повышать текущую минерализацию пластовой воды путем закачки в пласт воды повышенной солености.

Эффективность закачки высокосоленой воды в пласт при электротепловой разработке месторождений с низкой минерализацией пластовой воды была проанализирована с помощью геолого-технологической секторной модели реального участка Русского месторождения.

Р, МПа	K _p	NTG	T, C	μ₀,мПа∙с	М, кг/м³
8	0.29	0.5	17	217	6

Таб. 3 — Геолого-физические параметры элемента Русского месторождения

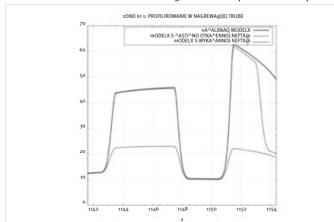


Рис. 9— Результаты вычисления удельных электрических сопротивлений пачки пластов

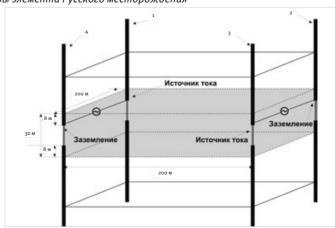


Рис. 10 — Схема модельного участка: 1 — нагнетательная скважина; 2 — добывающая скважина № 1; 3 — добывающая скважина № 2; 4 — добывающая скважина № 3

Основные результаты расчетов представлены на рис. 13-14. Кривые на графиках, обозначенные «cold», соответствуют обычной разработке с закачкой холодной воды без вложения в пласт электрической энергии. Словом «warm» помечены результаты, полученные при напряжении между добывающей и нагнетательной скважиной U=50 вольт и закачке воды с минерализацией 6 кг/м³. При этом средняя мощность, выделяемая в пласте, составляет W=85 КВт. Словом «hot» помечены результаты, полученные при том же напряжении U=50 вольт но закачке воды с минерализацией 100 кг/м3. Электрическое сопротивление пласта при этом быстро падает до о.о1 Ом, а средняя мощность, выделяемая при этом в пласте, превышает W=200 КВт. Поскольку максимальное омическое тепловыделение имеет место вблизи скважин, температура добываемой жидкости достаточно высока: 70°÷80°С. При этом выгодно использовать тепло добываемой жидкости для подогрева закачиваемой воды с помощью теплообменника. Это было учтено при моделировании температура закачиваемой воды растет в процессе разработки от 17°C до 40°C.

Заключение.

По полученным в численных экспериментах результатам авторы делают вывод, что использование электротеплового метода позволяет:

- значительно увеличить температуру продуктивных пластов в прискважинной области, что позволит получить дополнительное количество углеводородов;
- перспективно на начальной стадии разработки месторождения тяжелой нефти (рис. 11):
- контролировать текущую нефтенасыщенность за колонной и ВНК в процессе эксплуатации скважины:
- выбирать оптимальный температурный и энергосберегающий режим работы скважины или трубопровода при помощи регулировки мощности установки;
- обеспечивать экологическую чистоту вокруг скважины и чистоту ее внутренних стенок, фонтанной арматуры и прилегающих к ним ближних трубопроводов, что позволит ликвидировать текущие простои скважины, намного увеличивать время между ремонтами скважин;

По мнению авторов, экологическая чистота данной технологии побудит специалистов

глубже анализировать процессы, происходящие при электротепловом воздействии, и, как следствие, находить все большее количество объектов и сфер ее применения.

Итоги

Приведены в виде карт результаты расчетов величин электрического потенциала и температуры внутри обсаженной скважины и вокруг нее при условии, что в скважине находится источник электрического тока.

Промоделирован процесс разработки месторождения тяжелой нефти (на примере Русского месторождения) при использовании метода электротеплового воздействия на пласт.

Выводь

По полученным в численных экспериментах результатам авторы делают вывод, что использование электротеплового метода позволяет значительно увеличить температуру продуктивных пластов в прискважинной области, что приведет к отчистке зоны при скважине, позволит повысить темп выработки запасов залежи нефти, получить дополнительное количество углеводородов, продлить жизнь многих месторождений.

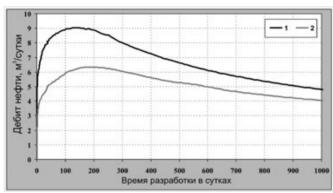


Рис. 11 — Дебит нефти по модельному участку при различных мощностях электротеплового воздействия (температура воды, мощность источника при напряжении 1000 В): 1 – 150°С, 79.1 кВт; 2 – 150°С, о кВт

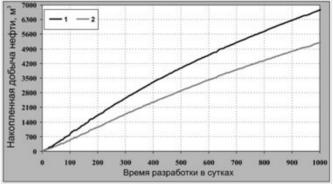


Рис. 12— Прогноз изменения накопленной добычи нефти по модельному участку при различных мощностях электротеплового воздействия (температура воды, мощность источника при напряжении 1000 В): 1 – 150°С, 79.1 кВт; 2 – 150°С, о кВт



Рис. 13— Динамика прогрева пласта электротоком. Русское месторождение

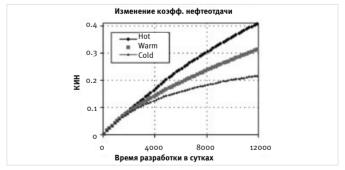


Рис. 14— Зависимость КИН от минерализации закачиваемой воды

Подводимая мощность, кВт	Затраты электричества за 1000 дней, кВт∙ч	Стоимость затраченной электро-энергии, \$*	Накопленная добыча нефти за 1000 дней, м³	Выручка, \$**	Выручка с учетом затрат на электро-энергию, \$**
79.1	1.9 · 10 ⁶	1.225 · 10 ⁵	6752.51	4.661 · 10 ⁶	4.538 · 10 ⁶
0	0	0	5187.79	3.581 · 10 ⁶	3.581 · 10 ⁶

Таб. 4 — Расчеты экономической эффективности применения электротеплового метода на Русском месторождении. * 2 руб/кВт·ч, 1 \$ = 31 руб., ** 690.3 $$/m^3$$

Список использованной литературы

- Друскин В.Л., Книжнерман Л.А., Метод решения прямых задач электрокаротажа и электроразведки на постоянном токе, Изв. АН СССР, сер. Физика Земли. 1987. № 4. С. 63–71.
- Друскин В.Л., Книжнерман Л.А., Два полиномиальных метода вычисления функций от симметричных матриц, Журн. вычисл. математики и матем. Физики. 1989. т. 29. № 12. с. 1763–1775.
- 3. Кашик А.С., Рыхлинский Н.И., Книжнерман Л.А., Электрический каротаж обсаженных нефтегазовых скважин. Сравнительный анализ российских и зарубежных зондов, технический отчёт. М.: Центральная геофизическая экспедиция. 2001. Январь. 101 с.

О соответствии стандарту ISO 14096 оцифровщика рентгеновских плёнок «MICROTEK MII 900 PLUS»

К.А. Багаев (Санкт-Петербург, Россия)

kb@newcom-ndt.ru

к.-ф.-м.н., технический директор, «Ньюком-НДТ»

А.Л. Горчаков

ag@newcom-ndt.ru

генеральный директор, «Ньюком-НДТ»

В статье рассмотрены основные положения стандарта ISO 14096 для оцифровки рентгеновских плёнок. Проведено тестирование оцифровщика «Microtek MII 900 Plus» по данному стандарту. Для исследований применялась эталонная рентгеновская плёнка и ПО «X-Vizor». Был определён диапазон оптических плотностей и минимальное пространственное разрешение оцифровщика. По результатам исследования сделан вывод о соответствии оцифровщика классу DS. Было определено время работы оцифровщика для различных значений пространственного разрешения, яркости лампы и величины интегрирования сигнала. Сделаны выводы о его применимости в промышленных условиях

Введение

Несмотря на бурное развитие цифровых технологий и внедрение систем компьютерной и цифровой радиографии, просвечивание на плёнку остаётся востребованным методом рентгеновского контроля в России. Тем не менее, цифровые технологии можно использовать и в этом случае, а именно — оцифровывать рентгеновские снимки.

В последние годы такие крупные российские компании как «Газпром» и «Транснефть» либо ввели свои руководящие документы об обязательной оцифровке рентгеновских плёнок, либо заявили о том, что собираются сделать это в ближайшее время. Оцифровка плёнки в некоторых случаях может повысить выявляемость дефектов и принести ряд экономических преимуществ. Оцифрованный снимок может быть обработан с помощью программных средств улучшения изображения. Затем такой снимок может быть сохранён в базу данных на сервере. Это позволяет осуществлять надзор за качеством контроля из головной организации удаленно, без выезда непосредственно к месту хранения плёнки.

В дальнейшем, при введении соответствующих нормативных документов, возможно, удастся отказаться от складирования плёнок, а перейти полностью на хранение в цифровом виде. В этом случае очевидна экономическая выгода, так как освободятся площади архивов под хранение плёнки. Использованные плёнки могут быть отданы на переработку, а выделяемое

из них серебро может быть использовано вторично.

В данный момент в России нет стандарта по оцифровке рентгеновских плёнок, поэтому для оценки качества снимков и оборудования для оцифровки мы будем использовать международный стандарт ISO-14096 [1,2].

Рынок оцифровщиков плёнки находится в стадии развития и на данный момент на нём не так много оборудования. В данной статье представлены результаты тестирования на соответствие стандарту ISO-14096 оцифровщика «Microtek MII 900 Plus». Для тестирования была использована эталонная плёнка EPRI № Е176 по ISO-14096 и программное обеспечение «X-Vizor».

Стандартом ISO 14096 определены три класса оцифровщиков DA, DB, DS. Критериями принадлежности к тому или иному классу являются два основных параметра:

- 1. Диапазон рабочих оптических плотностей при заданной контрастной чувствительности по оптической плотности
- 2. Пространственное разрешение.

В [2, с.7] приведена таблица классов систем оцифровки в зависимости от диапазона оптической плотности и контрастной чувствительности по оптической плотности (таб.1).

Требования к значениям пространственного разрешения при различных энергиях квантов ионизирующего излучения, используемых при контроле образцов, представлены в таблице 2 [2, с.8].

Параметр	Класс DS	Класс DB	Класс DA
Диапазон плотностей (D _R)	0,54,5	0,54,0	0,53,5
Цифровое разрешение в разрядах	> 12	> 10	>10
Контрастная чувствительность по плотности ΔD_{cs} в пределах D_{R}	⟨0,02	⟨0,02	⟨0,02

Таб. 1 — Критерии принадлежности оцифровщика к определённому классу согласно стандарту ISO 14096 — диапазон оптических плотностей, цифровое разрешение, контрастная чувствительность по оптической плотности

Энергия	Класс DS		Класс DB		Класс DA	
кэВ	Размер пикселя, мкм	МТГ 20%, пар линий/мм	Размер пикселя, мкм	МТF 20%, пар линий/мм	Размер пикселя, мкм	МТГ 20%, пар линий/мм
₹100	15	16,7	50	5	70	3,6
100200	30	8,3	70	3,6	85	3
> 200450, Se-75, Yb-169	60	4,2	85	3	100	2,5
lr-192	100	2,5	125	2	150	1,7
Со-60, > 1 МэВ	200	1,25	250	1	250	1

Таб. 2— Критерии принадлежности оцифровщика к определённому классу согласно стандарту ISO 14096— пространственное разрешение систем оцифровки пленки

Заявленные характеристики

Выпускаемый серийно оцифровщик «Microtek MII 900 Plus» обладает следующими характеристиками:

Разрядности оцифровки — 8 или 16 бит. Пространственное разрешение — от 72 до 2400 dpi.

Интегрирование при сканировании (I) — от 1 до 5 у.е. Число оцифровок данной точки в зависимости от величины интегрирования определяется по формуле $N=2^{(I-1)}$.

Яркость лампы — от 1 до 10 условных единиц (у.е.). При наибольшей яркости «пробиваются» наиболее плотные плёнки. Рабочим значением яркости для плёнок с плотностью, не превышающей 3 е.о.п. является 3 у.е.

Производитель оцифровщика заявляет о его соответствии классу DS по стандарту ISO 14096.

Рабочий диапазон оптических плотностей

С помощью эталонной плёнки нами был исследован рабочий диапазон плотностей, пробиваемых оцифровщиком. Он составляет от 0,5 до 4,5 е.о.п. Ниже приведён профиль распределения оптической плотности, полученный при режиме сканирования с яркостью лампы 3.

Из графика (рис.1) видно, что при данной яркости лампы (3 у.е.) в области плотностей выше 3,5 имеют место недопустимые шумы, превышающие критерий ΔD_{cs} 60.02.

Аналогичная кривая для яркости 10 у.е. приведена на рисунке 2.

Из графика видно, что при яркости лампы 10 в области плотностей ниже 1,5 имеет место пересвет, информация отсутствует.

Согласно ISO-14096 рабочий диапазон плотностей оцифровщика определяется из характеристической передаточной кривой. Это кривая, на которой отображается

Материалы и методы В качестве материала

исследования была использована эталонная рентгеновская плёнка № E176 по ISO-14096, оцифровщик Microtek MII 900Plus и программное обеспечение «X-Vizor». Использовались математические методы для оценки стандартных отклоне и вычисления Фурье преобразования

методы для оценки стандартных отклонений и вычисления Фурье преобразования от производной функции профиля плотности рентгеновского изображения

Ключевые слова

оцифровка рентгеновских плёнок, контрастная чувствительность по оптической плотности, пространственное разрешение

«Microtek MII 900 Plus» digitizer and ISO-14096 standard

Authors

Kirill A. Bagaev (Saint Petersburg, Russia)

phD in Physics and Mathematics, technical director of Newcom-NDT LLC

Alexander L. Gorchakov

general director of Newcom-NDT LLC

Abstract

The fundamentals of ISO-14096 was observed. The evaluation of X-Ray films' digitizer «Microtek MII 900 Plus» was produced. The optical density range and spatial resolution were estimated. The reference radiograph and "X-Vizor" software was used in evaluation. The achieved digitizer class is DS according to ISO-14096

Materials and methods

The reference radiograph № E176, digitizer «Microtek MII 900 Plus» and "X-Vizor" software were used.

Results

The comprehensive evaluation of «Microtek MII 900 Plus» was performed.

Conclusions

Digitizer «Microtek MII 900 Plus» corresponds to DS class according to ISO-14096. Newertheless, it is recommended for use with films of densities less than 3.5 D.

Keywords

X-Ray film digitization, spatial resolution, density contrast sensitivity

References

- 1. ISO-14096-1, Non-destructive testing Qualification of radiographic film digitization systems Part1:
 Definitions, quantitative measurements of image quality parameters, standard reference film and qualitative control. 2005-06-15.
- ISO-14096-2, Non-destructive testing — Qualification of radiographic film digitization systems — Part2: Minimum requirements. 2005-06-15.
- 3. Gavin Lin, "Evaluation of the Digitizer" MII-900+". 2012.03.23

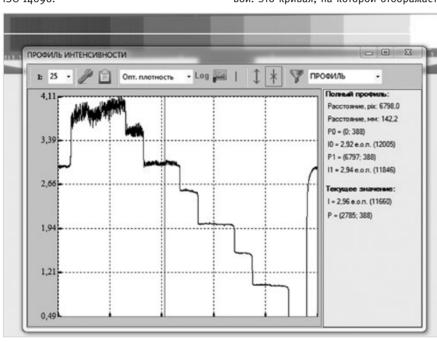


Рис. 1 - Диапазон оптических плотностей, охватываемых сканером, яркость 3 у.е.

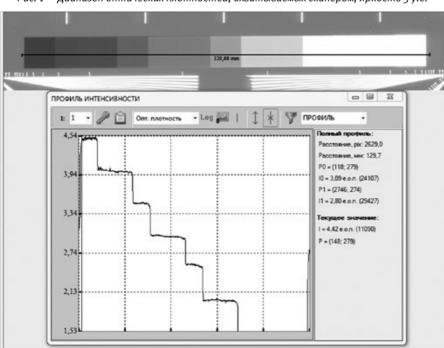


Рис. 2 — Диапазон оптических плотностей, охватываемых сканером, яркость 10 у.е.

оптическая плотность, соответствующая конкретному участку оптического клина. Таких кривых может быть несколько для данного типа оцифровщика. Рабочий диапазон определяется между минимальным и максимальным значением плотностей, взятых по всем таким характеристическим кривым.

Для соответствия классу DS рабочий диапазон плотностей должен быть от 0,5 до 4,5 е.о.п. Контрастная чувствительность по оптической плотности на всех участках оптического клина не должна превышать 0,02. В основе оценки контрастной чувствительности по плотности ΔD_{cs} лежит вычисление среднеквадратического отклонения σ_{D} соседних пикселей в области пленки с постоянной оптической плотностью. В стандарте ISO 14096 рекомендовано проводить вычисления по окрестности из 225 пикселей. Среднеквадратическое отклонение σ_{D} калиброванной плотности $D(gl_{m})$ рассчитывается для этих 225 значений на заданной ступени плотности по формуле [1, с. 9]:

$$\sigma_D = \frac{1}{\sqrt{224}} \cdot \sqrt{\sum_{n=1}^{225} \left[D(gl_n) - \frac{1}{225} \cdot \sum_{m=1}^{225} \left(D(gl_m) \right) \right]^2}$$

В этой формуле gl_m — оцифрованное значение уровня серого для пикселя плёнки [1, с. 8]:

$$gl_m = \frac{1}{225} \cdot \sum_{j=1}^{225} gl_{j,m}$$

 $D(gl_m)$ — функция, которая вычисляет оптическую плотность участка снимка в зависимости от уровня серого.

Значение $\sigma_{_D}$ представляет собственный шум оцифровщика при рассматриваемом значении оптической плотности. Контрастная чувствительность по оптической плотности для области снимка, вписанной в апертуру 88,6 мкм, вычисляется по формуле [1, с. 9]:

$$\Delta D_{CS} = 2 \cdot \sigma_D \times (P/88.6)$$

где P — фактический размер пикселя оцифровщика в мкм

Для сравнения контрастной чувствительности по оптической плотности у дигитайзеров с разным размером пикселя значение $\Delta D_{\rm CS}$ относится к квадратному пикселю

размером 88,6 мкм. Этому соответствует диаметр апертуры 100 мкм микроденситометра, используемого для измерения гранулярности пленки по стандарту EN 584-1.

Оцифровщик «Microtek MII 900 Plus» позволяет охватить требуемый стандартом диапазон оптической плотности при обеспечении соответствующей контрастной чувствительности по оптической плотности за два шага — с различными значениями яркости просвечивающей лампы сканера. Таким образом, оцифровщик имеет 2 характеристических передаточных кривых.

Ниже приведена таблица оптических плотностей (таб. 3), полученных для яркостей лампы 10 у.е. и 3 у.е. при пространственном разрешении сканирования 500 dpi (50,8 мкм).

Как видно из приведённых таблиц диапазоны перекрываются в области оптических плотностей 1,5-3 e.o.п.

В качестве иллюстрации вычисления контрастной чувствительности по оптической плотности приведён снимок рабочего окна программы «X-Vizor» с инструментом для определения контрастной чувствительности по плотности, рисунок 3.

Пространственное разрешение

Вторым параметром, определяющим принадлежность оцифровщика к определённому классу по ISO-14096, является

пространственное разрешение. Оно определяется по модуляционной передаточной кривой, которую вычисляют в несколько шагов:

- Находят профиль плотности перпендикулярно границе участков изображения с существенно различными оптическими плотностями. Стандартно рекомендуется проводить интегрирование по нескольким профилям — не меньше 10.
- 2. Вычисляют модуль производной от профиля.
- 3. Вычисляют Фурье-преобразование от полученной кривой.
- 4. Строят зависимость амплитуды Фурье преобразования от числа пар линий на мм.

Для оцифровщика «Microtek MII 900 Plus» нами были произведены вычисления модуляционной передаточной кривой при пространственном разрешении 1200 dpi. В программе «X-Vizor» предусмотрен соответствующий инструмент. Результирующая кривая приведена на рисунке 4.

Полученное значение — 9 пар линий на мм — согласуется со значением, приведённым производителем оцифровщика в отчёте [3].

Скорость работы

Несмотря на то, что оцифровщик «Microtek MII 900 Plus» формально удовлетворяет всем требованиям класса DS

Оптическая плотность,	ΔD_CS, яркость лампы 10	ΔD_CS, яркость лампы 3 у.е.
е.о.п.	y.e.	
4,50	0,02	-
4,01	0,01	-
3,99	0,01	-
3,50	0,01	-
3,01	0,01	0,02
2,98	0,01	0,02
2,56	0,01	0,01
2,01	0,01	0,01
2,00	0,01	0,01
1,53	0,00	0,01
1,01	-	0,01
0,99	-	0,01
0,50	-	0,00

Таб. 3 — Контрастная чувствительность по оптической плотности в диапазоне оптических плотностей 4,5–0,5.



Рис. 3- Вычисление параметров участка оптического клина с плотностью 4,5 e.o.n.

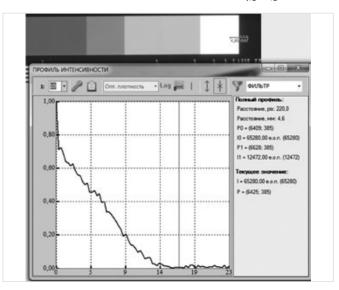


Рис. 4— Модуляционная передаточная кривая

стандарта ISO-14096, его применение для оцифровки плёнок с плотностью выше 3,5 е.о.п. будет весьма затруднительно из-за низкой скорости работы. Для того чтобы качество оцифровки соответствовало классу DS для плотных плёнок, необходимо осуществлять сканирование при максимальном интегрировании. В этом случае сильно замедляется скорость протяжки плёнки через оцифровщик. Например, при интегрировании I=5, скорость протяжки падает в 16 раз.

В таблице 4 приведено время работы оцифровщика для различных величин пространственного разрешения, яркости лампы и параметра интегрирования. В качестве образца была использована эталонная плёнка EPRI № £176.

Итоги

Было проведено комплексное исследование параметров оцифровщика согласно ISO-14096

Выводы

На основе проведённых исследований можно сделать вывод, что диапазон пробиваемых оцифровщиком плотностей и пространственное разрешение оцифровщика соответствует классу DS по стандарту ISO-14096. Тем не менее данный оцифровщик можно рекомендовать для использования с плёнками, чья плотность не превышает 3,5 е.о.п.

Яркость лампы, у.е.	Пространственное разрешение, dpi	Оптимизация, у.е.	Время
3	600	1	15 сек
3	600	3	2,5 мин
5	600	3	6 мин 40 сек
10	600	1	9 мин 40 сек
3	600	5	10 мин
3	1200	3	11 МИН
7	600	3	11 МИН
5	600	5	21 МИН
3	1200	5	25 мин
10	600	3	39 мин
10	600	5	2 часа 4 мин
10	1000	5	6 часов 5 минут

Таб. 4— Скорость работы оцифровщика при различных значениях пространственного разрешения, яркости лампы и параметра интегрирования.

Список использованной литературы

 Международный стандарт ISO-14096-1, Non-destructive testing – Qualification of radiographic film digitization systems – Part1: Definitions, quantitative measurements of image quality parameters, standard reference film and qualitative control. 2005-06-15.

2. Международный стандарт ISO-14096-2, Non-destructive testing – Qualification of radiographic film digitization systems – Part2: Minimum requirements. 2005-06-15.

3. Gavin Lin, "Evaluation of the Digitizer"
MII-900+". 2012.03.23



21-23 ноября 2012г. НИЖНЕВАРТОВСК.НЕФТЬ.ГАЗ. VI-я специализированная выставка

(3462) 52-00-40, 32-90-60 e-mail: sharifullin@yugcont.ru, www.yugcont.ru



• • • • • • • • Масштаб: Масштаб 5,47%

- 1 - MHT. (3983; 386) I = 13329,00

Программное обеспечение для цифровой и компьютерной радиографии

X-Vizor





20-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ



4 - 7 июня 2013 баку азербайджан



www.caspianoilgas.ru



ВЕДУЩЕЕ НЕФТЕГАЗОВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА





ITE Moscow

T+74959357350

E oil-gas@ite-expo.ru

ITE Group PLC T + 44 (0) 207 596 5000

E oilgas@ite-exhibitions.com







12-я Северо-Каспийская региональная выставка "Атырау нефть и газ"



16-18 апреля 2013

Атырау • Казахстан Спорткомплекс Атырау

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



Региональное событие глобальной индустрии





ITE (Лондон) ITECA (Алматы) ITECA (Атырау) GIMA (Гамбург) Тел.: +44 (0) 20 7596 5000 Тел.: +7 (727) 258 34 34

Тел.: +7 (7122) 58 60 88 Тел.: +49 (0) 40 235 24 201 Факс:+ 44 (0)20 7596 5106 Факс: +7 (727) 258 34 44 Факс: +7 (7122) 58 61 51

Факс: +49 (0) 40 235 24 410

E. oilgas@ite-exhibitions.com E. oil-gas@iteca.kz E. natalia.makisheva@iteca.kz E. freckmann@gima.de



17-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ



14 - 16 МАЯ 2013 ТАШКЕНТ УЗБЕКИСТАН



www.ogu-expo.ru

ВЕДУЩИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ УЗБЕКИСТАНА





14-я международная специализированная выставка НЕРГЕТИКА РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ



420059, г. Казань, Оренбургский тракт,8

тел.: (843) 570-51-06, 570-51-11 (круглосуточно),

факс: 570-51-23

E-mail: 5705106@expokazan.ru, kazanexpo@telebit.ru

Генеральный



Генеральный Информационный спонсор



Возможность изучения ВЧР на основе полноволнового численного моделирования

В.А. Рыжов (Казань, Россия)

vrizov@mail.ru

к.ф.-м.н., руководитель ИАЦ, ЗАО «Градиент»

Е.В. Биряльцев

igenbir@vandex.ru

к.ф.-м.н., зам.ген.директора по науке и новым технологиям, ЗАО «Градиент»

М.Р. Камилов

marselk@mail.ru

инженер

Рассматривается возможность изучения сейсмомеханических характеристик зоны малых скоростей и верхней части разреза на основе полноволнового численного моделирования. Показана возможность восстановления свойств среды по динамическим характеристикам ее отклика, без выделения в нем определенных типов волн, а путем анализа волнового процесса таким, как он есть. Результаты показали принципиальную работоспособность предложенного подхода к изучению среды. Идея использовать отклик среды полностью без разделения его на типы волн кажется весьма перспективной с точки зрения детальности и информативности восстановления. Очевидно, что данный подход сопровождается ресурсоемкими вычислениями, которые, вероятно, сдерживали его развития ранее

Материалы и методы

Численное моделирование, корреляционный анализ

Ключевые слова

полноволновое численное моделирование, ЗМС, ВЧП, скоростной разрез

Введение

Результаты детального изучения сейсмомеханических характеристик зоны малых скоростей и верхней части разреза могут являться хорошей основой для сейсмических (ОГТ) и микросейсмических методов исследования (НСЗ) [1, 2], нацеленных на изучение более глубоких горизонтов, а также для инженерных целей.

Небольшие глубины исследования (до 100 м) обычно предопределяют выбор метода преломленных волн (МПВ) [3], как основного в инженерной сейсморазведке. Малая глубинность исследований диктует необходимость использовать высокочастотную модификацию метода, что дает возможность более детального расчленения разреза по упругим свойствам. В то же время значительная степень поглощения в верхней части геологического разреза энергии упругих волн определяет использование систем наблюдения, состоящих из коротких годографов.

При этом главная информация для решения инженерно-геологических задач сейсмическим методом получается путем определения кинематических характеристик — скоростей распространения сейсмических волн. Наряду с этим важную информацию несут динамические характеристики (амплитуды волн, затухание, частота и т.д.) они более тонко отражают изменение состояния среды, чем кинематические, но не учитываются при обработке, так как требуют более сложных методов обработки.

Другой модификацией сейсмических методов, применимых к изучению ЗМС и ВЧР, является метод MASW [4], основанный на восстановлении разреза поперечных скоростей по форме дисперсионной кривой поверхностной волны Релея.

Приведенные выше методы (МПВ, MASW) строятся на выделении определенного типа волн из общей волновой картины. Для этого используются профильные наблюдения группой сейсмоприемников, расположенных с некоторым шагом, что ведет к понижению разрешающей способности по горизонтали. Вторым ограничением методов является то, что невозможно разделить низкочастотное волновое поле по типам волн вблизи пункта возбуждения из-за их интерференции между собой. Низкочастотная составляющая важна при изучении градиентных сред, которыми зачастую являются ЗМС и ВЧР.

Таким образом, среди геофизических методов имеется незаполненная ниша. Неумение работать с полноценной формой отклика, такой, какой она есть, ведет к понижению разрешающей способности и информативности методов.

В данной работе изучается возможность восстановления свойств среды по динамическим характеристикам ее отклика

без выделения в нем определенных типов волн, а путем анализа волнового процесса, такого, как он есть. Для того чтобы использовать форму кривой отклика для восстановления свойств разреза, воспользуемся комплексом полноволнового численного моделирования [5].

Методика. Для решения обратной задачи — восстановления характеристик разреза по его отклику на импульсное воздействие, заранее было решено множество прямых задач в условиях плоскопараллельного залегания группы пластов, причем моделировались также и случаи, когда нижележащие пласты имели пониженные скорости относительно вышележащих в различных модификациях. Размеры каждой модели — 40х40 м, ячейки размером 1х1 м. Схема модели приведена на рис. 1. В центре модели на поверхности создавалось импульсное воздействие (черный перевернутый треугольник). Регистрация велась в трех пунктах (белые треугольники):

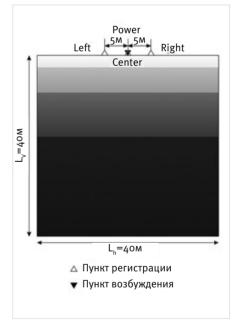


Рис. 1 — Схема модели

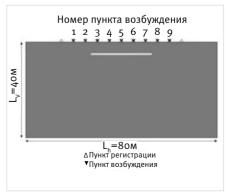
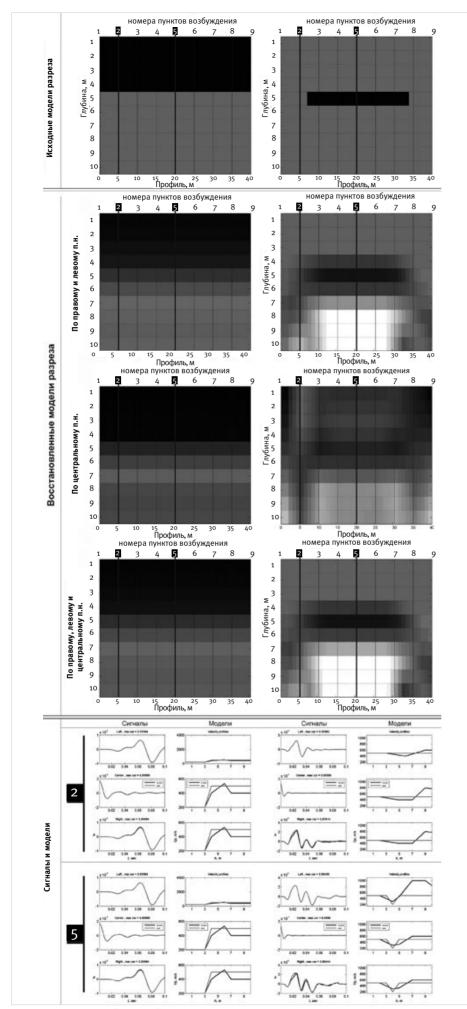


Рис. 2 — Схема модели тестовых разрезов



 $Puc.\ 3-$ Примеры восстановления скоростного разреза

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

Authors

Vasiliy A. Rizhov (Kazan, Russia)

phD, head of analytic center, Gradient JSC

Eugeny V. Birialtsev

phD, deputy general director on science and innovative technologies

Marsel R. Kamilov

engineer

Abstract

The possibility of studying mechanical characteristics of low velocity zone and the upper part of section based on full-wave numerical simulations. We study the possibility of restoring properties of the medium by dynamic characteristics of its response without allocating it specific types of waves. We analyze the wave process, as it is. Results showed working capacity of the approach. In terms of detail restore the idea of using medium response without dividing it into types of waves seems to be very promising. Obviously, this approach is accompanied by intensive computations, which probably hindered its development earlier

Materials and methods

 $Numerical\ simulation,\ correlation\ analysis$

Results

Despite a somewhat straightforward approach to solving the problem, the results of restoring sections in general agree well with the original model of velocity profiles. This shows the working capacity of the method. For some cases, there are sharp emissions on sections which absent in the original structure of the section. This may indicate some instability of the inverse problem. Probably, in this case it relates to a duration modeling (0.06 s), which limits the impact of the deeper properties of the medium to the shape of the simulated signal.

Conclusions

Results showed working capacity of the approach. In terms of detail restore the idea of using medium response without dividing it into types of waves seems to be very promising. The idea to use the response of the medium is completely without dividing it into types of waves appears to be very promising in terms of detail and informativeness of recovery. Obviously, this approach is accompanied by intensive computations, which are probably hindered its development earlier. Of course, a direct search of all possible variants is not the best way to develop such an approach. As a priori information can be used the results of already known methods. We assume that the further development of this approach will be in the direction of adaptive recovery characteristics of the medium model.

Keywords

full-wave numerical simulations, the zone of low velocities, the upper part of the section, the velocity model

References

- 1. Stepanov A.I. Stepanov A.I. Effektivnost' primeneniya nizkochastotnogo seysmicheskogo zondirovaniya na territorii Melekesskoy vpadiny. Tezisy Mezhdunarodnoy nauchnoprakticheskoy konferentsii "Uvelichenie nefteotdachi – prioritetnoe napravlenie vosproizvodstva zapasov uglevodorodnogo syr'ya", posvyashchennoy 100-letiyu so dnya rozhdeniya vydayushchegosya geologa Trofimuka A.A. [Effektivnost' primeneniya nizkochastotnogo seysmicheskogo zondirovaniya na territorii Melekesskoy vpadiny. Tezisy Mezhdunarodnoy nauchnoprakticheskov konferentsii "Uvelichenie nefteotdachi – prioritetnoe napravlenie vosproizvodstva zapasov uglevodorodnogo syr'ya", posvyashchennoy 100-letiyu so dnya rozhdeniya vydayushchegosya geologa Trofimuka A.A.] 2011.
- 2. Birialtsev E.V., Plotnikova I.N., Khabibulin I.R., Shabalin N.Y. The analysis of microseisms spectrum at prospecting of oil reservoir on Republic Tatarstan. EAGE Conference. Saint Petersburg, Russia, 2006.
- 3. Gameurtsev G.A., Riznichenko Yu.V.,
 Berzon I.S., Eshshat'eva A.M.,
 Pasechnik I.P., Kosminskaya I.P.,
 Karus E.V. Korrelyatsionnyy metod
 prelomlennykh voln. Rukovodstvo
 dlya inzhenerov-seysmorazvedchikov
 [Korrelyatsionnyy metod prelomlennykh
 voln. Rukovodstvo dlya
 inzhenerov-seysmorazvedchikov]
 AKADEMIYA NAUK SSSR GEOFIZICHESKIY
 INSTITUT, IZDATEL''STVO AKADEMII NAUK
 SSSR, Moscow, 1952.
- 4. Park C.B., Miller R.D., Xia J. Multichannel analysis of surface waves. Geophysics, 1999 V. 64, pp. 800-808.
- 5. Galimov M.R., Biryal'tsev E.V.
 Nekotorye tekhnologicheskie aspekty
 primeneniya vysokoproizvoditel'nykh
 vychisleniy na graficheskikh protsessorakh
 v prikladnykh programmnykh sistemakh.
 Vychislitel'nye metody i programmirovanie
 [Nekotorye tekhnologicheskie aspekty
 primeneniya vysokoproizvoditel'nykh
 vychisleniy na graficheskikh
 protsessorakh v prikladnykh
 programmnykh sistemakh] Vychislitel'nye
 metody i programmirovanie,
 2010. T. 11, pp. 77-93.

1) в пункте возбуждения; 2) справа и слева от пункта возбуждения на расстоянии 5 м. Время моделирования было меньше оценочного времени прохождения фронта волн от точки возбуждения до границы модели и обратно к ближайшему пункту регистрации сигнала.

Модели состояли из 6 пластов. Задавались следующие мощности и скорости

%мощность пластов

h1=[1 2 3 4 5 6];

h2=[1 2 3 4 5 8];

h3=[2 3 5 8 12];

h4=[3 6 10 16];

h5=[5 9 14 20];

%скорости продольных волн

vp1=[100 150 200 300 500]; vp2=[100 200 300 400 600 800];

vp3=[200 400 600 800 1000];

vp4=[300 500 900 1300];

vp5=[300 500 900 1200 1500];

vp6=[800];

Последний пласт №6 простирался до нижней границы модели. Скорость в нем не менялась (800 м/с), так как предполагалось, что изменения скорости в нем уже не скажутся на форме регистрируемых сигналов, так как пласт находится на достаточном удалении от поверхности. Дополнительно выполнялось условие, что сумма мощности первых пяти слоев должна быть больше зо м в противном случае разрез не моделировался. Значения скоростей модели разреза сглаживались катящимся средним в вертикальном направлении с длиной окна 3 м. Это делалось из предположения, что реальная среда в ЗМС имеет градиентный перепад скорости, а не контрастный. Всего были получены отклики примерно от 4 млн. различных вариантов мощностей и скоростей пластов в моделях.

Проверка принципиальной работоспособности метода производилась с использованием численного моделирования. Для этого было промоделировано несколько тестовых разрезов с различными видами неоднородностей в них. Моделирование проходило по следующей схеме (рис. 2). Последовательно, через каждые 5 м вдоль профиля по поверхности создавалось импульсное воздействие, и регистрировались отклики в пункте возбуждения, соседних с ним пунктах (справа и слева) на расстоянии 5 м от пункта возбуждения.

Восстановление скоростного разреза проводилось по следующему алгоритму. В каждом пункте возбуждения выполнялся поиск максимально схожей формы отклика от этого

воздействия с ранее промоделированными откликами в базе моделей. В качестве метрики схожести откликов был взят коэффициент корреляции Пирсона. На рис.3 приведены разрезы, восстановленные из скоростных моделей по максимальной схожести:

- 1) левых, правых откликов;
- 2) центральных откликов;
- з) левых, правых и

центральных откликов.

Скоростной разрез максимально схожей модели вставлялся под пункт возбуждения. При восстановлении по двум или трем откликам их скоростные разрезы усреднялись. Таким образом, был восстановлен каждый тестовый разрез. Результаты восстановления представлены на рис. 3, где можно сравнить исходную форму тестовых разрезов с восстановленной. Также на рисунке приведены зарегистрированные отклики и их скоростные модели (сигналы и модели) для 2-ого и 5-ого пунктов возбуждения.

Итоги

Несмотря на несколько прямолинейный подход к решению задачи, результаты восстановления в целом хорошо сходятся с исходными моделями разрезов. Что, в первую очередь, говорит о принципиальной работоспособности метода. Для некоторых случаев в восстановленных разрезах наблюдаются резкие выбросы, не обоснованные структурой исходного разреза. Что может говорить о некоторой неустойчивости решения обратной задачи. Вероятно, в данном случае она связана со временем моделирования о.об с, что ограничивает влияние более глубинных свойств разреза на форму промоделированного сигнала.

Выводы

Результаты показали принципиальную работоспособность предложенного подхода изучения среды. Идея использовать отклик среды полностью без разделения его на типы волн кажется весьма перспективной с точки зрения детальности и информативности восстановления. Очевидно, что данный подход сопровождается ресурсоемкими вычислениями, которые, вероятно, сдерживали его развития ранее. Безусловно, прямой перебор всех возможных вариантов это не оптимальный путь развития такого подхода. В качестве априорной информации могут быть использованы результаты уже известных методов. Предполагается, что дальнейшее развитие данного подхода будет происходить в направлении последовательного адаптивного восстановления характеристик модели среды.

Список использованной литературы

- Степанов А.И. Эффективность применения изкочастотного сейсмического зондирования на территории Мелекесской впадины.
 Тезисы Международной научно-практической конференции «Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья», посвященной 100-летию со дня рождения выдающегося геолога Трофимука А.А., 2011.
- Birialtsev E.V., Plotnikova I.N., Khabibulin I.R., Shabalin N.Y. The analysis of microseisms spectrum at prospecting of oil reservoir on Republic Tatarstan. EAGE Conference. Saint Petersburg: 2006.
- Гамеурцев Г.А., Ризниченко Ю.В., Берзон И.С., Ешшатьева А.М., Пасечник И.П., Косминская И.П., Карус Е.В. Корреляционный метод преломленных волн. Руководство для инженеров-сейсморазведчиков // АКАДЕМИЯ
- НАУК СССР ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ, ИЗДАТЕЛЬСТВО АКАДЕМИИ НАУК СССР, Москва: 1952.
- Park C.B., Miller R.D., Xia J. Multichannel analysis of surface waves. Geophysics, 1999 V. 64. P. 800-808.
- Галимов М.Р., Биряльцев Е.В. Некоторые технологические аспекты применения высокопроизводительных вычислений на графических процессорах в прикладных программных системах. Вычислительные методы и программирование. 2010. Т. 11, С. 77–93.



ХХІ МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ—2013

г. УФА

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

сайт выставки: www.gntexpo.ru



12-я МОСКОВСКАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ



25-28
июня 2013
москва
экспоцентр





11-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

25–27 июня 2013 москва экспоцентр

ГЛАВНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ГОДА ДЛЯ ГЛАВНОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ





PEKNAM



МЕЖДУНАРОДНЫЕ

НАУЧНО - ПРАКТИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ



Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов - 2013

25 - 30 марта 2013 года, г. Сочи



ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- проектирование объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- строительство промысловых и магистральных трубопроводов;
- техника и технология ГНБ;
- трубы, трубопроводная и запорная арматура;
- инновационные технологии мониторинга технического состояния трубопроводных систем;
- оборудование насосных и компрессорных станций;
- строительство и эксплуатация нефтегазохранилищ, резервуарное оборудование;
- борьба с коррозией, предупреждение и ликвидация АСПО;

- современные технологии, материалы и реагенты в системах сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- физико-химические методы регулирования структурнореологических свойств нефтей;
- автоматизация инфраструктур, КИП, ИТ-технологии;
- обслуживание и охрана трубопроводов, обеспечение промышленной, пожарной и экологической безопасности;
- ликвидация аварийных разливов нефти;
- сервисные работы в процессах строительства и эксплуатации объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов.

ОРГАНИЗАТОР:



Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития.

27 мая - 1 июня 2013 года, г. Геленджик



ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- гидроразрыв пласта;
- глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- вторичное вскрытие;
- крепление призабойных зон слабосцементированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;

- зарезка вторых стволов;
- роль геолого-промысловых исследований при ремонте скважин:
- применение колтюбинговых технологий;
- внутрискважинный инструмент и технологическое оборудование;
- организация сервисных услуг;
- технико-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии.

ОРГАНИЗАТОР:





Строительство и ремонт скважин - 2013

23 - 28 сентября 2013 года, г. Анапа



ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНФЕРЕНЦИИ:

- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин:
- проектирование, организация, контроль и супервайзинг буровых работ;
- геофизическое сопровождение процессов строительства и ремонта скважин;
- управление траекторией ствола скважины, геонавигация:
- строительство многоствольных скважин и КРС зарезкой боковых стволов;
- буровые установки и установки для КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- колтюбинговые технологии, оборудование и инструмент;
- системы буровых растворов, материалы и химические реагенты;

- цементирование скважин: технологии, оборудование и материалы:
- освоение скважин и вызов притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- ремонтно-изоляционные работы;
- трубы нефтяного сортамента, резьбовые соединения, защита от коррозии:
- автоматизированные системы управления;
- энергоэффективные технологии;
- организация сервиса;
- снижение степени рисков и промышленная безопасность.





drilling@ngv.ru www.ngv.ru

+7 (495) 510-57-24 +7 (861) 216-83-63(-64) M nitpo@nitpo.ru www.nitpo.ru

информационные партнеры



информационные партнеры

информационные партнеры



































ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ ОБРАЩАЙТЕСЬ:



+7 (861) 248-94-51 (-54) +7 (861) 216-83-63 (-64, -65)



info@oilgasconference.ru www.oilgasconference.ru







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



ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ







ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:

экспо∲зиция нефть (АЗ



ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:













































ОРГАНИЗАТОРЫ ВЫСТАВКИ:

Выставочная Компания «Новое Тысячелетие» 423811, г. Набережные Челны, пр. Мира, 58 +7 (8552) 38-17-25, 38-51-26, 38-49-47 e-mail: new-m@mail.ru

www.nt-expo.ru



ВЫСТАВКА ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ







ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:

экспо∳зиция НЕФТЬ ГАЗ



ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА:



































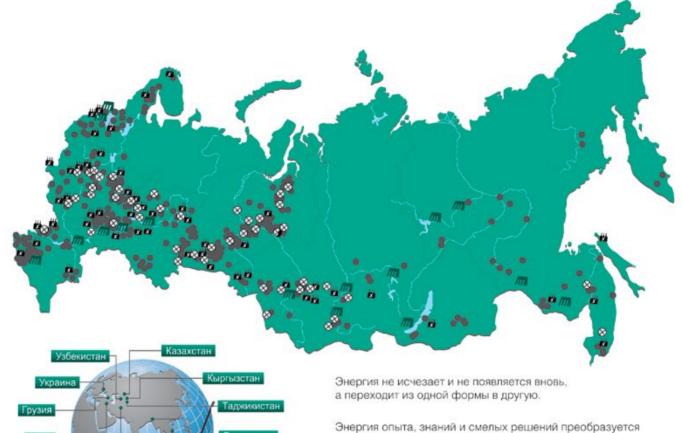












СОХРАНЯЯ ЭНЕРГИЮ

в особую форму ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ электрооборудования от повреждений для надежной

и стабильной работы энергосистем.

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ЭКРА» ПРЕДЛАГАЕТ:

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

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



НПП «ЭКРА» ЯВЛЯЕТСЯ ПРЕДПРИЯТИЕМ ПОЛНОГО ЦИКЛА И ОСУЩЕСТВЛЯЕТ:

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

428003, Россия, г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, 3 Тел./факс: (8352) 220-110 (многоканальный), 220-130 (автосекретарь)

E-mail: ekra@ekra.ru, http://www.ekra.ru





Компания РВС является поставщиком лабораторного оборудования в России и странах СНГ, для нефтегазовой промышленности:

HORIBA • MEMMERT • WALDNER • TESTING • METKON •

OOO «PBC»

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