№3 (49) АПРЕЛЬ 2016

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ISSN 2076-6785

ЛУКОЙЛ

Ватьеганское и Тевлинско-Русскинское месторождение — повышение эффективности заводнения

ТАТНЕФТЬ

Измерение обводненности добывающих скважин

Волго-Уральская провинция:
Оконтуривание залежей нефти
Выделение коллекторов

ПОЛИТЕХНИКА

Мобильное хранение нефти

Импортозамещение Технологии

Ламинарные насосы
Винтовые насосы для сверхвязкой нефти
Газодинамический разрыв пласта
Одновременно-раздельная эксплуатация
Структурная модель нефтяного потока
Титановый сплав

Available on the App Store

Научно-технический журнал Входим в перечень ВАК Издаемся с 2006 года

Massco

АНТИКОРРОЗИОННЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

ООО «Торговый дом «Масско»
195027, г. Санкт-Петербург,
ул. Магнитогорская, д. 51, лит. 3
тел/факс: (812) 677-55-09, 677-55-10
info@incoat.ru
www.incoat.ru

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

ЛКМ для нефтегазового комплекса:

- эмаль для внутренней поверхности труб промысловых трубопроводов;
- грунт и эмаль для наружных поверхностей резервуаров хранения нефтепродуктов;
- эмаль для внутренних поверхностей резервуаров для светлых и темных нефтепродуктов;
- грунт для защиты труб на время транспортирования;
- грунт под порошковую окраску внутренней поверхности труб;
- гладкостное покрытие для трубопроводов транспортировки очищенного природного газа;
- полимочевинная мастика для оборудования и криволинейных соединительных деталей.

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 3 (49) апрель 2016

АДРЕС ГЕНЕРАЛЬНОГО ОФИСА, УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423809, Наб. Челны,
Республика Татарстан, Россия
Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6
+7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

АДРЕСА ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ:
Москва, Россия
Народного ополчения, д. 38/3, каб. 212
+7 (499) 350-13-85

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

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

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Исаева А.А. / isaeva@runeft.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Ганиев Э.Р. / elmar@runeft.ru
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru
Цверкунов С.Е. / stas@expoz.ru

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

ПОДПИСКА:
Новикова Ю.А. / office@runeft.ru

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

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа № 04-16/03-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 15.04.2016
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

СВИДЕТЕЛЬСТВО:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология **10**

В.С. Мануков Инновации в интегрированной наземно-скважинной сейсморазведке, микросейсмике и промысловой геофизике на «Гальперинских чтениях-2015» 11

О.А. Атанова, Т.Ф. Дьяконова, Р.Я. Рафиков, И.А. Воцалевская, Т.Г. Исакова, А.Е. Постников Геологическая модель рифового комплекса в верхнедевонских карбонатных отложениях 15

А.Д. Комова, Т.Ф. Дьяконова, Т.Г. Исакова, О.Р. Привалова, Г.Р. Аминева Особенности строения и выделения коллекторов в сложнопостроенных каширо-подольских отложениях среднего карбона на примере одного из месторождений Башкортостана 18

Б.М. Шубик. Эмиссионно-томографические подходы в сейсмических исследованиях 22

Бурение **25**

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча **28**

Р.Д. Джафаров, И.М. Гильмуллин ООО «НКМЗ-Групп»: технологии, качество, надежность 28

В.Г. Матюшин. Технология газодинамического разрыва пласта с использованием генераторов давления ГДК-100 34

С.А. Валеев, М.Р. Дулкарнаев, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов, Л.С. Бриллиант, Д.Ю. Чудинова Методические основы планирования и организации интенсивных систем заводнения (на примере пластов Ватьеганского и Тевлинско-Русскинского месторождений) 38

Насосы **44**

В.А. Бендерович, Э.Д. Лунаци, А.В. Ноздрин, А.Е. Шеина Ламинарные насосы и новые технологические возможности 44

Компрессоры **52**

А.А. Крамской, А.В. Филиппов. Попутный газ последних ступеней сепарации. Компримирование низконапорного ПНГ 52

ТРАНСПОРТИРОВКА

Хранение **58**

Мобильное хранение нефти 58

Трубы **62**

М.В. Песин, В.В. Ермаков, А.А. Павлович, А.Р. Юсупов Современные технологии машиностроения для импортозамещения нефтепромыслового и бурового оборудования 62

А.А. Кореневский, М.В. Рябинин. Определение профиля скорости в круглой цилиндрической трубе при турбулентном режиме течения с использованием численных методов 64

ПЕРЕРАБОТКА

Химия **77**

А.Г. Ахмадуллина, Р.М. Ахмадуллин, Г.Г. Васильев, С.А. Усов Современные технологии демеркаптанизации сжиженных газов, керосина и обезвреживания сернисто-щелочных стоков 77

КИПиА

Диагностика **82**

Максим Липатов. Первый в России комплекс предиктивной аналитики для энергетического и промышленного оборудования 82

Измерительные приборы **84**

Д.Ю. Самойлов, В.В. Самойлов, О.П. Жданов, А.В. Насыбуллин Измерение обводненности на устье добывающих скважин 85

М.В. Мирошкин Мониторинг технологических процессов на нефтехимических предприятиях 90

Теплоприбор: 65 лет на рынке автоматизации 94

В.Ю. Коптев, А.В. Коптева. Формирование модели структуры нефтяного потока на основе точного определения примесей для управления транспортными системами 96

Энергетика **97**

А. Грибанов. Способы повышения эффективности заземления электроустановок. Как избежать ошибок? 98

ENERPROJECT group

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Модульные установки газоподготовки: внимание к деталям – от идеи до воплощения

СЕПАРАЦИЯ

ОСУШКА

СЕРООЧИСТКА

КОМПРИМИРОВАНИЕ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая 55/59, стр. 1. Тел.: +7(495) 589-36-61. Факс: +7(495) 589-36-60.

info@energas.ru www.energas.ru

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
3 (49) april 2016

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

REPRESENTATIVE OFFICES:
Moscow, Russia
38/3 Narodnogo opolcheniya str., Suite 212
+7 (499) 350-13-85

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

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

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

EDITOR IN CHIEF:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

EDITOR:
Anastasia Isaeva / isaeva@runeft.ru

DESIGNER:
Elmar Ganiev / elmar@runeft.ru
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru
Stanislav Tsverkunov / stas@expoz.ru

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

SUBSCRIPTION:
Julia Novikova / office@runeft.ru

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

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

ISSUE DATE:
15.04.2016

CIRCULATION:
10 000 copies

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geology **11**

Olga A. Atanova, Tat'yana F. Dyakonova, Rustem Ya. Rafikov, Inna A. Votsalevskaya, Tat'yana G. Isakova, Alexandr E. Postnikov
Geological model of the reef complex in the upper Devonian carbonate sediments 15

Geophysics **18**

Anna D. Komova, Tat'jana F. Dyakonova, Tat'jana G. Isakova, Ol'ga R. Privalova, Gul'naz R. Amineva
Features of the structure and identification the complex reservoirs of Kashirskian-Podolskian deposits on an example of one of the fields of Bashkortostan 18

Boris M. Shubik. Emission tomography principles in seismic researches 22

PRODUCTION

Oil production **28**

Salavat A. Valeev, Marat R. Dulkarnaev, Yuri A. Kotenev, Shamil Kh. Sultanov, Leonid S. Brilliant, Daria Yu.Chudinova Methodical bases of planning and organizing intensive flooding systems (on example Vateganskoe and Tevlinsko-Russkinskoe fields) 38

Pumps **44**

Victor A. Benderovich, Eduard D. Lunatsi, Andrey V. Nozdrin, Anna E. Sheina
Laminar pumps and new advanced technologies 44

TRANSPORT

Pipes **62**

Mikhail V. Pesin, Vadim V. Ermakov, Aleksandr A. Pavlovich, Artem R. Yusupov
Modern engineering technology for substitution of artificial lift and drilling equipment 62

Artem A. Korenevsky, Michael V. Ryabinin. Definition of velocity profile for turbulent flow in a circular cylindrical pipe by means of numerical methods 64

Chemical technology **77**

Al'fia G. Akhmadullin, Renat M. Akhmadullin, German G. Vasil'ev, Sergey A. Usov
Modern mercaptan removal technologies of liquefied petroleum gases, kerosene and sulfur-alkaline waste treatment 77

INSTRUMENTATION AND CONTROL

Measuring equipment **84**

Denis Y. Samoilov, Vladimir V. Samoilov, Oleg P. Zhdanov, Arslan V. Nasybullin
Measurement of water cut at the wellhead 85

Mikhail Miroshkin. Monitoring of technological processes in petrochemical plants 90

Vladimir Yu. Koptev, Alexandra V. Kopteva
Accurate determination of the amount of impurities to form a structural model of the oil flow for the purpose of management of transport systems 96

Activities **100**

Сертификат РОСС RU.АВ68.В01251 Разрешение на применение № РРС 00-29187

SIMACO

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА

ПБРТ-ГК-turbo

МЕХАНИЧЕСКИЕ ЛОПАСТНЫЕ НА БАЗЕ ВОЛНОВОГО РЕДУКТОРА «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» С МЕШАЛКОЙ «ТУРБИННОЕ КРЫЛО»

УНИКАЛЬНАЯ ЗАПАТЕНТОВАННАЯ КОНСТРУКЦИЯ – «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» редуктора полностью исключает возможность протекания смазки в процессе работы и не требует обслуживания в течение всего периода эксплуатации.

Конструкция волнового редуктора «герметичный корпус» не имеет выходного вала, уплотняемого манжетой, а вращение на мешалку передается через вращающийся корпус редуктора, который имеет герметичное дно. Таким образом, жидкая смазка не имеет возможности протекания в процессе работы на протяжении всего периода эксплуатации.

ИННОВАЦИИ, КОТОРЫЕ ДЕЙСТВИТЕЛЬНО РАБОТАЮТ!

Мешалка «ТУРБИННОЕ КРЫЛО» позволяет на **25%** повысить эффективность перемешивания бурового раствора, значительно увеличивает ресурс работы редуктора и снижает энергопотребление перемешивателя.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ - экономия энергии каждого изделия свыше **30000** кВт в год

РЕСУРС РАБОТЫ - свыше **55000** часов

СКОРОСТЬ ПЕРЕМЕШИВАНИЯ - увеличена на **25%**

ЛЕБЕДКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ

ЛВС -1Г; ЛВС-1,6Г; ЛВС-2,2Г; ЛВС-2,9Г; ЛВС-3,5Г; ЛВС-5Г ДЛЯ МАШИН БКМ, УПА, КМУ, МБШ, БМ, БУ и др.

Российское оборудование от производителя
Поставки со склада. СЕРВИС • ГАРАНТИЯ • ЗАПЧАСТИ
Надежная замена импортных лебедок
Приглашаем к сотрудничеству дилеров в регионах

* Поставим нестандартные лебедки гидравлические и электрические различной грузоподъемности и канатоемкости

ГАРАНТИЯ 2 ГОДА

SIMACO

СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

634040, г.Томск, ул.Высоцкого, 28 стр.2 тел/факс: (3822) **63-38-19, 64-37-86,** факс: (3822) **63-39-59**
E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru http://www.smc.tomsk.ru

Уникальное шасси для производителей нефтегазового оборудования

О.В. Песецкий
заместитель генерального директора по техническим и общим вопросам

ООО «Торговый дом «РУСКРАЗ», Москва, Россия

Общество с ограниченной ответственностью «Торговый дом «РУСКРАЗ» — российская компания с многолетней историей работы на Российском рынке. Опираясь на накопленный опыт сотрудничества с производителями навесных агрегатов (типа УПА 60/80) на шасси КрАЗ, и отзывы эксплуатирующих организаций в отношении как силовых установок экологического класса Евро 3 и Евро 4, так и самих автомобилей «КрАЗ», наше предприятие разработало и изготовило «отечественный продукт».

Шасси самоходное (специальное) типа РКР-63221, оснащается силовым агрегатом ЯМЗ-238Д либо ЯМЗ-238ДЕ2, прочность и ремонтопригодность конструкции обеспечивается рамой из горячекатанного «строительного» швеллера 30В1, а также «КрАЗовской» подвеской и узлами трансмиссии.

Полностью сохранены «КрАЗовские» монтажные и присоединительные размеры, параметры отборов мощности.

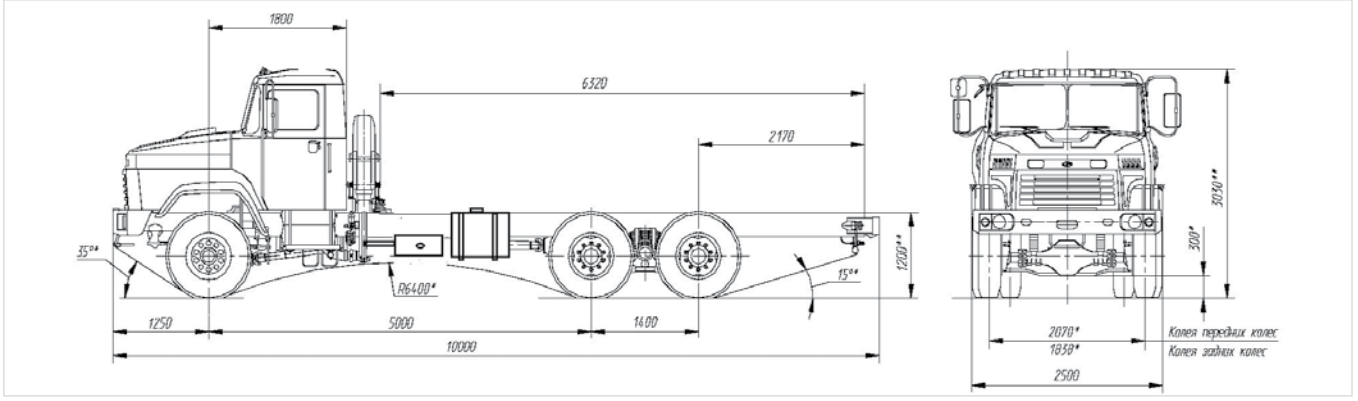
Для удобства установки навесного оборудования типа КРС предусмотрен перенос топливных баков и деталей выхлопной системы (учтены размеры под аутригеры).

На сегодняшний день разработано и внедряется оригинальное конструктивное решение по удлинению колесной базы шасси, позволяющее оптимально разместить центр тяжести навесного оборудования, тем самым обеспечив равномерную нагрузку на ведущие мосты. Данное решение включает в себя применение оригинальной карданной передачи и установки дополнительной промежуточной опоры. При необходимости повышения грузоподъемности шасси на заднем свесе шасси возможна установка подкатной оси (типа «BPW»).

ООО «ТД «РУСКРАЗ» постоянно работает над вопросом «импортозамещения». В частности, в сегодняшних разработках опытных образцов самоходных шасси находится кабина автомобиля «Урал», устанавливаемая под V-образную «восьмерку».

Шасси самоходное сертифицировано в системе сертификации ГОСТ Р: «Добровольный сертификат» № РОСС RU.МТ22. Н00564 выданный соответствующим «Органом по сертификации специальных и специализированных автотранспотных средств и услуг на автомобильном транспорте...» («САМТ-Фонд»).

Более подробную информацию о технических особенностях выпускаемого шасси самоходного РКР, вариантах его доработок, стоимости, условиях изготовления и поставки, а также оформления регистрационных документов в органах технадзора Вы можете получить у сотрудников ООО «ТД «РУСКРАЗ».



Базовый вариант с кабиной КрАЗ (с учетом переноса топливных баков и элементов выхлопной системы)
**— размер при полной массе; **— размеры в снаряженном состоянии*

Длиннобазное шасси позволяет монтировать различные надстройки

Вариант исполнения шасси с кабиной Урал

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Торговый дом «РУСКРАЗ»

ПРОИЗВОДСТВО ДЛИННОБАЗНЫХ САМОХОДНЫХ ШАССИ ВЫСОКОЙ ПРОХОДИМОСТИ НА БАЗЕ А/М КРАЗ ДЛЯ МОНТАЖА РАЗЛИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для шасси разработана карданная передача оригинальной конструкции

Шасси комплектуется силовым агрегатом ЯМЗ-238 Евро-0

Топливные баки и детали выхлопной системы перенесены для установки аутригеров

ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ И ПРЕИМУЩЕСТВА:

- Удлиненная колесная база шасси до 5500 мм
- Повышенная грузоподъемность до 28 т
- Установка кабины российского производства УРАЛ
- Конкурентная цена
- Низкая стоимость владения
- Кратчайшие сроки изготовления

Мы готовы предложить выгодные условия поставки в кратчайшие сроки

Контакты:

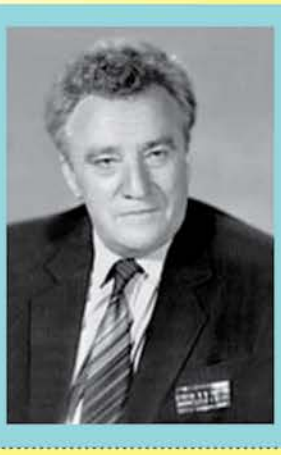
Общество с ограниченной ответственностью Торговый дом «РУСКРАЗ»

Сорвин Виктор, коммерческий директор
+7 903 261 00 95, +38 067 530 61 55
viktor.sorvin@gmail.com

Песецкий Олег, зам. генерального директора по техническим и общим вопросам
+7 905 506 10 14

11-15 октября 2016 года. Москва, ул. Народного Ополчения, 38 корп. 3 (конференц-зал ЦГЭ)
XVI Ежегодная Международная Научно-практическая конференция

ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ–2016



ИННОВАЦИИ В ИНТЕГРИРОВАННОЙ НАЗЕМНО-СКВАЖИННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ И ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКЕ ПРИ ПОИСКАХ, РАЗВЕДКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В рамках конференции планируются следующие мероприятия:

- **научно-практическая конференция** — устные и стендовые доклады;
- **коммерческие и некоммерческие презентации компаний-участников:** инновационные технологии сбора, обработки и интерпретации сейсмической и другой геолого-геофизической информации.

Обсуждение предложений российских компаний по:

- **импортозамещению отечественным программным обеспечением** для обработки и интегрированной интерпретации геолого-геофизических, промысловых и других данных. для построения геологических и гидродинамических моделей месторождений с подсчётом запасов УВ, мониторинга качества ГРП при эксплуатации месторождений низкопроницаемых коллекторов.

Темы устных и стендовых докладов:

- **Наземно-скважинная сейсморазведка 2D и 3D**, интегрированная с разными модификациями ВСП. Технологические возможности и ограничения НВСП — непродольных модификаций ВСП при изучении около скважинного пространства, на всех этапах ГРР. Эффективность применения ВСП и других инновационных геофизических технологий в процессе эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.
- **Изучение трещиноватости** коллекторов сейсмическими технологиями наблюдений и интегрированной интерпретации данных, локализация зон трещиноватости по данным многоволнового АК. Использование рассеянных обменных поперечных и других типов волн для прогноза зон трещиноватости коллекторов.
- **Микросейсмические методы** изучения недр Земли. Геологические результаты 3D сейсморазведки шумящих сред и дифракционная томография с управляемым облучением. Микросейсмический мониторинг для контроля качества выполнения операций ГРП.
- **Повышение нефтеотдачи** пластов и оптимизации обводнённости разрабатываемых коллекторов УВ с учётом влияния приливных движений Земли, макро- и микро- естественных и техногенных землетрясений. Мониторинг многостадийного ГРП с дневной поверхности и другие инновационные методы увеличения нефтеотдачи.
- **Программные и технологические разработки** по прогнозированию ФЕС и подсчёту запасов залежей УВ по сейсмическим и скважинным данным с использованием отечественных программных продуктов. О новом методе воздушной и морской сейсморазведки с блуждающей фокусировкой и других новациях.

Как видите, «Гальперинские чтения» — не только про ВСП.

Подробная информация об условиях участия, сроков представления докладов, регистрации и оформления финансовых документов: на сайтах **www.geovers.com** и **www.cge.ru**
E-mail: vspfin@geovers.ru, и по телефонам: 7(499)192-81-35, Наталья Александровна.
для представления тезисов докладов – по тел. 7(499)192-65-39 и e-mail: vsmanukov@cge.ru
Председатель Программного комитета конференции — Мануков Виктор Сергеевич.

Организаторы:
АО « Центральная Геофизическая Экспедиция» (ЦГЭ), Институт физики земли им. О.Ю. Шмидта РАН (ИФЗ РАН) и ООО «Геоверс»

Информационная поддержка:
ЕАГО, EAGE и журналов ГЕОФИЗИКА и Геофизический вестник ЕАГО, Технологии сейсморазведки, Экспозиция Нефть Газ, First Break, НефтеСервис, ROGTEC, Нефть Газ Новации, Приборы и системы разведочной геофизики, и др.

Участники:
МЫ ПРИГЛАШАЕМ ГЕОФИЗИКОВ И ГЕОЛОГОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ И РАЗВЕДОЧНЫХ КОМПАНИЙ, УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ НИИ, ВУЗОВ И НТЦ РОССИИ, СТРАН СНГ И ЕВРОПЫ.

Журнал Экспозиция Нефть Газ является постоянным информационным партнером «Гальперинских чтений». Многие темы докладов, которые озвучиваются в рамках данной конференции, активно анонсируются и обсуждаются на страницах нашего журнала.

Шестой номер издания, который выйдет в октябре, будет посвящен геологии и геофизике. Специалистами компании-партнеров нашего журнала готовятся к публикации научно-технические материалы, посвященные инновационным технологиям и исследованиям в наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике.

Приглашаем и Вашу компанию, и Ваших специалистов принять участие в подготовке шестого номера журнала. Помимо платного рекламного модуля у Вас есть возможность разместить на бесплатной основе актуальные научно-технические статьи о новейших разработках в области геофизики и рассказать о деятельности вашей компании.

По вопросам публикации обращаться в редакцию журнала Экспозиция Нефть Газ
+7 (499) 350-13-85, (8552) 38-51-26

www.runeft.ru

Инновации в интегрированной наземно-скважинной сейсморазведке, микросейсмике и промысловой геофизике на «Гальперинских чтениях-2015»

В.С. Мануков
vsmanukov@cge.ru

АО «ЦГЭ», Москва, Россия

Пятнадцатая ежегодная научно-практическая конференция «Гальперинские чтения-2015», состоявшаяся 27–31 октября 2015 года в Москве в АО «ЦГЭ», была юбилейной в связи с 95-летием со дня рождения профессора Евсея Иосифовича Гальперина (1920–1990 гг), выдающегося отечественного ученого-геофизика.

Наиболее крупным научным вкладом Е.И. Гальперина в разведочную геофизику было создание метода ВСП — Вертикального сейсмического профилирования, позволившего впервые регистрировать изображение формируемого возбуждаемого волнового поля во внутренних точках среды (в скважине) выделять волны разного типа, определять их кинематические и динамические характеристики и целый ряд сейсмических атрибутов, используемых в дальнейшем для решения различных геологических задач, благодаря чему существенно повышается эффективность сейсморазведки в целом, на всех этапах ГРР, и как инновация — в процессе разработки и эксплуатации месторождений.

Более 30 лет Е.И. Гальперин посвятил развитию и внедрению метода ВСП, лично участвуя в постановке и проведении полевых опытно-методических и экспериментальных работ практически во всех нефтегазовых регионах Советского Союза. Метод ВСП получил мировое признание после его внедрения в США, в Индии и других странах в 70-80-х годах прошлого века благодаря семинарам и консультациям, неоднократно самим Е.И. Гальпериным проведенным, а также переводу на английский язык его книги «Вертикальное сейсмическое профилирование».

Пятнадцатые «Чтения» собрали около ста специалистов, ученых и аспирантов, представляющих 36 геофизических, геолого-разведочных компаний, НИИ, Университетов и других организаций. Программа конференции содержала 33 доклада, подготовленных 60 авторами из 26 организаций, среди которых 12 кандидатов и 16 докторов наук, что в определенной степени свидетельствует о высоком научном и инновационном уровне представленных докладов.

Инновации в методе ВСП

Ранее уже отмечалось, что тематика «Гальперинских чтений», изначально задуманных для развития, изучения и широкого внедрения метода ВСП, очень скоро начала расширяться, подчиняясь, прежде всего, объективному закону развития науки и интеграции инновационных технологий. Вначале метод ВСП рассматривался как вспомогательный к наземной сейсморазведке, но со временем, по мере совершенствования методик наблюдения и программного обеспечения, стал неотъемлемой составляющей сейсморазведки, являясь поставщиком дополнительной ценной информации, выдавая исходные данные ВСП — продольные, поперечные и обменные волны, зарегистрированные во внутренних точках среды в трехкомпонентном формате. Это открыло новые возможности для изучения динамических характеристик волн разного типа и определения большого числа атрибутов, используемых, например, для подсчёта запасов УВС и других фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов, для изучения трещиноватости и т.д.

Из докладов, непосредственно относящихся к развитию метода ВСП, интерес представляют все шесть рассматриваемых нижеследующих.

В докладе, представленном двумя московскими компаниями ООО «Вим Сейс Технолоджи» и ООО «Мега Поинт Лтд» — *«Определение анизотропии скорости по данным сейсмических наблюдений в скважине методом ВСП»* рассматривается и предлагается разработанный ими способ определения анизотропии скорости по сейсмическим наблюдениям в скважине из нескольких пунктов возбуждения методом НВСП, используя трехкомпонентную регистрацию волн P или S с целью определения направления их подхода по поляризационным характеристикам. Авторы В.А. Редекоп и А.Н. Касимов.

В компании Яндекс Терра ООО «Сейсмотек » Финиковым Д.Б. и Шалашниковым А.В. разработан представленный в докладе **«ПсевдоВСП и задачи волновой инверсии»* способ решения задач волновой инверсии и получения эталонных результатов миграции в выбранных точках площади, предлагаемый для определения параметров упругости среды (обратной динамической задачи сейсморазведки) и неупругого частотно-зависимого поглощения в отдельных вертикальных выборках сред путем пересчета данных 3D наземной сейсмики в данные 3D псевдоВСП, так как этот способ имитирует систему наблюдений в методе ВСП. Для учёта и компенсации разных искажений динамики при миграционных преобразованиях предлагается применять способ эталонных сейсмограмм.

В докладе Мирзояна Ю.Д., НПО «Нефтегеофизприбор», г. Краснодар *«Прогноз скоростей продольных и поперечных волн ниже забоя скважины»* предлагается к внедрению разработанный ими этот способ, используя математические методы расчета кажущихся скоростей P и S волн по годографам на вертикальном сейсмическом профиле, а также аналитические зависимости параметров схемы наблюдений в модификации поляризационного метода ПМ ВСП. Приводится пример прогнозирования скоростей в слое заданной мощности на определенной глубине, на забое скважины, на определенном расстоянии от источника и других условий. На основе аналитических зависимостей разработаны алгоритмы и программы обработки наблюдений ПМ ВСП для изучения скоростей P и S волн ниже забоя скважины.

Компании ООО «Геоверс» и ООО «УНИС» представили доклад *«Наклонометрия в обсаженных скважинах и другие усовершенствования в геолого-геофизических применниях метода ВСП»*, авторы А.А. Табаков, Ю.А. Степченков, А.С. Колосов, в котором наряду с некоторыми технологическими новинками показано оригинальное использование возможности метода ВСП для решения задачи, относящейся к компетенции промысловой геофизики, а именно к наклонометрии. Для оценки углов и азимута наклона отражающих границ использовалось соотношение векторов падающих и отраженных волн по данным ВСП. Метод проверен на модельном материале и показал хорошее совпадение модельных и оцененных значений углов и азимутов. Метод рекомендуется использовать как способ наклонометрии в обсаженных скважинах.

В докладе М.Б. Шнеерсона, МГРИ, РГУ НГ им. И.М. Губкина, **«Распределенные акустические сейсмические системы и перспективы их использования при скважинных (ВСП) и наземных сейсмических съёмках»* представлен обзор зарубежных публикаций, в основном по материалам американской ежегодной геофизической конференции SEG-2015 о результатах применения технологии, называемой «распределительные акустические приемные системы», осуществляющие подачу лучом лазера в оптико-волоконный кабель результаты измерения амплитуд и фаз рассеянных волн, регистрируемых в процессе бурения. Эти системы обеспечивают одновременный прием и регистрацию волн по всей длине опущенного в скважину кабеля без остановки бурения. Оказалось успешным опробование акустических систем при скважинных наблюдениях методом ВСП и при наземной сейсморазведке тоже.

При уточнении скоростной модели межскважинного пространства нередко возникает необходимость восстановления скоростной аномалии в межскважинном пространстве по данным сейсмического мониторинга. Методов восстановления таких аномалий множество. В докладе И.В. Абакумова, Д.А. Киященко и Б.М. Каштана, СПбГУ и Bruney Shell Petroleum *«Сравнение методов восстановления скоростных аномалий по данным сейсмического мониторинга»* приводятся результаты сравнения трех подходов к решению задачи восстановления скоростных аномалий, где показано, что наиболее точным является метод обращения полного волнового поля. В этом эксперименте скоростная аномалия в межскважинном пространстве ожидалась из-за нагнетаемого в резервуар пара для увеличения коэффициента извлечения нефти. Эта работа является одним из многих примеров использования сейсмических данных с целью уточнения применяемой технологии увеличения нефтеотдачи пласта на поздней стадии эксплуатации месторождения.

Микросейсмические технологии, рассеянные волны и другие новации

В последние годы заметно возрос интерес к микросейсмическому методу разведки, который на Гальперинских чтениях обсуждается практически ежегодно, начиная с первой конференции, в 2001 году. В то же время вызывает удивление отсутствие проектов на проведение производственных полевых поисково-разведочных работ по заказам нефтегазодобывающих компаний, несмотря на то, что такие работы в разы дешевле обычной 2D- и тем более 3D-сейсморазведки. Впервые идею эмиссионной томографии сформулировал и поставил задачу систематического изучения микросейсм проф. А.В. Николаев, ИФЗ РАН, а эксперименты по регистрации и анализу микросейсм проводились в 50-х годах прошлого века Г.А. Гамбурцевым с Е.И. Гальпериным. Шубик Б.М., ИПНГ РАН, являющийся одним из пионеров разработки микросейсмического метода, будучи ещё сотрудником ИФЗ РАН, и неоднократно выступающий на Гальперинских чтениях с докладами по этой проблеме, демонстрируя развитие и совершенствование метода, на этой конференции представил доклад **«Эмиссионно-томографические подходы в сейсмических исследованиях»*, в котором приводятся результаты обработки реальных данных, иллюстрируются возможности использования различных методов пассивной сейсморазведки и сейсмического мониторинга для решения различных геолого-разведочных задач, подтвержденных в данном примере в сравнении с результатами, полученными методами 2D-сейсморазведки и электроразведки. На основе этих исследований разработаны новые более эффективные методы трехмерного картирования активных сред, методы обнаружения и локализации сейсмических и микросейсмических источников в режиме мониторинга реального времени. Разработана также система трехмерной сейсморазведки сложных сред методами дифракционной томографии с управляемым облучением и адаптивной фильтрацией. Все эти инновационные методические разработки могут уже сейчас в опытно-производственном режиме применяться для выполнения полного цикла полевых и камеральных работ с конкретными геологическими задачами поиска и разведки перспективных на нефть и газ структурных и неструктурных объектов.

Наиболее продвинуто и результативно в производственном аспекте микросейсморазведка применяется в технологии мониторинга гидроразрыва пласта (ГРП). Собственно ГРП — это инновационная технология повышения нефтеотдачи пласта на месторождениях с тяжелой, трудноизвлекаемой высоко вязкой нефтью (или битума) путем проведения гидроразрыва в пласте-коллекторе в основном с целью увеличения трещиноватости коллектора, размера трещин и тем самым повысить эффективность разработки месторождения.

В докладе, представленном компаниями ООО «Викосейс» и ООО «Газпром георесурс», авторы С.И. Александров, В.А. Мишин, Д.И. Буров — **«Проблемы скважинного и наземного микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта»* рассматриваются практически все вопросы, связанные с современным состоянием технологии проведения ГРП, технологических рисках, выборе схем наблюдения наземного или скважинного мониторинга качества и эффективности ГРП при различных геологических характеристиках коллекторов, в которых предусмотрено проведение гидроразрыва пласта, применяемого оригинального программного обеспечения, разработанного в компании «Викосейс». На основе опыта успешного проведения на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири микросейсмического мониторинга контроля технологических рисков, простирания, размеров и геометрии трещинной зоны ГРП, а также коррекции дизайна последующих операций при многостадийном ГРП, делается акцент на применение наземного варианта мониторинга ГРП.

В докладе С.Ц. Акопяна, ИФЗ РАН, **«Энтропийная сейсмология и ее применение при разработке сланцевого газа»* рассматривается и предлагается к внедрению инновационная технология мониторинга контроля микро-землетрясений естественного или техногенного происхождения с целью предотвращения разрушительных последствий на территории разрабатываемых месторождений УВ, в частности на месторождениях, где с применением гидроразрыва пласта добывается газ из сланцевых пород, или — трудноизвлекаемая высоковязкая нефть. Метод может быть использован также и для контроля динамики развития гидроразрыва пласта, для решения задач экологического контроля сланцевых разработок, снижения экологических рисков при бурении и повышения эффективности разработок.

На прошлых «Гальперинских чтениях» не раз обсуждались доклады об использовании такого природного явления как приливно-отливные движения Земли, в результате чего в горных породах, в том числе и в коллекторах углеводородов, происходит расширение и сжатие порового пространства, вызывающее перемещения содержащейся в ней нефти. Используя это явление, геофизики разработали несколько известных способов воздействия на содержащий нефть коллектор с целью повышения коэффициента извлечения нефти или для регулирования обводненности пластов. На эту тему уже второй раз представлен доклад от компании НП «ЭЦ РОПР» г. Красноярск — **«Реакция нефтегазовых залежей на резонансы гравитационных приливов в земной коре»*, авторы В.Г. Сибгатулин и А.А. Кабанов, рассказали о полученных ими результатах следующее: экспериментально установлено, что резонансы гравитирующих факторов (приливов, колебаний барицентра) вызывают изменения напряженно деформирующего состояния НДС в пластах-коллекторах от 1 до 10% от величины горного давления, в котором при резонансе возникает стоячая волна, частота которой определяется параметрами пласта и характером флюидонасыщения, что является физической основой предложенной авторами технологии флюидной резонансной сейсморазведки (ФРС) для прямых поисков залежей углеводородов. Опробование на четырех нефтегазовых объектах на Сибирской платформе подтверждает возможность внедрения ФРС в практику геолого-разведочных работ.

Новосибирский ГУ и ООО «НМТ-Сейс», Новосибирск, авторы Л. А. Максимов, Г.В. Ведерников, Г.Н. Яшков выступили с докладом **«Геодинамический шум залежей углеводородов и пассивно-активная сейсморазведка»* — о комплексировании наблюдений МОГТ с пассивной сейсморазведкой, используя искусственно наведенный геодинамический шум залежей углеводородов – ПАС-МОГТ. Суть этой технологии в комплексировании регистрации и интерпретации наведенных геодинамических шумов, излучаемых залежами углеводородов, и отраженных волн от сейсмических границ. Благодаря многократному воздействию излучаемых волн на залежь и сейсмических волн на сейсмические границы, и проведя совместную интерпретацию этих результатов, имеют информацию о геометрии среды и вещественном составе, то есть решают прямую задачу поиска ловушек, а не только структур, и тем самым резко сокращают расходы на бурение непродуктивных скважин. Технология ПАС МОГТ опробована на десятках месторождений Западной и Восточной Сибири и показала свою эффективность: все месторождения отмечаются аномалиями интенсивности геодинамических шумов и их отсутствием вне месторождений. Авторы приводят справку: по всей России в 2013–2014 гг. израсходовано 1,2 трл. рублей на бурение «пустых» скважин.

Не менее успешно компанией ЗАО «Градиент», г. Казань ведутся в микросейсмике разработки по совершенствованию программного обеспечения для расширения задач метода, в том числе и мониторинга многостадийного ГРП и решения геологических задач проведением полевых разведочных работ даже в дальнем зарубежье. На данную конференцию компания представила доклад из разряда теоретико-экспериментальных исследований на тему: *«Сопоставление возможностей метода Кейпона и метода максимума правдоподобия для локализации микросейсм»*, авторы Е.В. Биряльцев, М.Р. Камилов, В.А. Рыжов, в котором производится сопоставление двух методов пространственно-временной локализации

микросейсм, метода Кейпона и метода максимального правдоподобия. Оба они относятся к группе методов «сверхразрешения», которые позволяют локализовать источники микросейсм по угловому (направлению прихода волны) разрешению точнее Релеевского предела в четверть длины волны. Показано, что при высоком уровне отношения сигнал/шум разрешение метода Кейпона выше разрешения метода максимального правдоподобия, а при уменьшении этого отношения резко снижается и становится хуже, чем у метода максимального правдоподобия. Сделаны выводы о целесообразности применения того или иного метода в зависимости от решаемой задачи, шумовой обстановки и геологического строения.

Два доклада по проблеме использования в сейсморазведке обменных рассеянных волн, считавшихся помехами, были заслушаны на этой конференции. Это — об обменных рассеянных волнах, зарегистрированных на горизонтальной Х-компоненте, которые могут быть выделены на суммарном временном разрезе как аномалия, отображающая трещиноватую зону. Такой вывод сделан в совместном докладе специалистов АО «ЦГЭ» и кафедры информатики МФТИ, авторы В.Б. Левянт, И.Е. Квасов и И.Б. Петров — *«Исследования возможности картирования зон трещиноватости в Баженовской свите, используя обменные рассеянные волны»*. В этой работе с использованием численного моделирования сеточно-характеристическим методом рассчитаны волновые поля откликов от трёх типовых моделей Баженовской свиты, содержащих трещиноватые пласты малой (метровой) мощности. Получены первые предварительные результаты, подтверждающие потенциальную возможность выделять по аномалии обменной рассеянной волны трещиноватую зону в целевом интервале и по различию характера ее волнового поля — на разных флангах расстановки.

Второй доклад по этой теме профессора А.В. Баева, кафедра математики МГУ им. М. В. Ломоносова — *«О построении изображений слоистых сред в обратных задачах рассеяния для уравнения акустики»*, относится скорее к теоретическим исследованиям обратных двумерных задач рассеяния для волнового уравнения акустики, состоящие в определении плотности и акустического импеданса среды рассеяния для волнового уравнения акустики Доказано, что по данным обратной задачи рассеяния возможно построить как временной, так и глубинный разрезы среды. Полученные результаты позволяют заметно расширить класс математических моделей, используемых в настоящее время при решении многомерных обратных задач наземной сейсмики.

Интересно отметить, что последние две работы проводились независимо, их авторы не знакомы между собой и так сложилось, что их доклады были сделаны в разные дни конференции. Тем не менее, эти работы, во-первых, подтверждают существующий в геофизической среде интерес к использованию большего числа волн разного типа, в особенности для решения сложных проблем геологической интерпретации, а, во-вторых, однозначно отмечаются подтверждением теорией достоверности полученных практических результатов, в данном случае, возможности выявления зон трещиноватости, используя обменные рассеянные волны.

Эксперимент по выявлению зоны трещиноватости с использованием рассеянных обменных волн проведен в Баженовской свите (БС), на одном из месторождений Западной Сибири. Баженовская свита славится как богатейший коллектор нефтяных запасов. В то же время она характеризуется настолько сложным внутренним геологическим строением, изменчивостью, непостоянством литологии и фильтрационно-ёмкостных свойств, что получила известность ещё и как геологический феномен, требующий на относительно небольшой площади эксплуатируемого месторождения применения особо продвинутых технологий разработки месторождений и добычи углеводородов, пригодных в локально изменяющихся условиях. Так, к примеру, на другом месторождении для выявления высокодебитных зон в той же Баженовской свите был применен инновационный способ пластовой акустической инверсии (ПАИ), чтобы успешно решить данную задачу. На этом месторождении БС характеризуется резким перепадом акустических параметров на своих границах и слабой внутренней дифференциацией акустических свойств. Все известные способы «непрерывной» сейсмической инверсии сглаживают прогнозные импедансы на резких границах, что не позволяет получить достоверную картину внутреннего строения БС. Суть способа ПАИ состоит в том, что он выдает пластовые модели с минимальной мощностью, соответствующей реальной разрешающей способности сейсморазведки, что позволяет с высокой точностью определять импедансы внутренних пластов БС. Полученные способом ПАИ модели строения БС разбиты на 5 типов, из которых выделен особый тип строения БС, соответствующий высокодебитным зонам, где и рекомендуется бурить добывающие скважины.

Этот инновационный способ разработан в ФГУП ВНИГНИ и представлен на конференции И.К. Кондратьевым, Е.М. Тарасенко и М.Т. Бондаренко в докладе *«Выявление высокодебитных зон Баженовской свиты способом пластовой акустической инверсии*.

Технологические интегрированные инновации, геологические результаты

Надо отметить, что практически все доклады в той или иной степени являются инновационными и по тематическому содержанию нацелены в основном на решение геологических задач поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений с конечной целью повышения эффективности добычи углеводородов.

В докладе А.А. Табакова, Л.В. Калван, В.А. Ференци, ООО «Геоверс», Ю.А. Степченкова, А.С. Колосова, ООО «УНИС», *«Проблемы сейсморазведки в зонах вечной мерзлоты и их решение в технологии Сейсморазведки Высокой Четкости»* приведены результаты работ по разработке новых алгоритмов и программ для обработки данных ОГТ в условиях многолетне мерзлых пород (ММП), осложненных высоким уровнем шумов и аномально высокими задержками,

ХИЩНИК

ТЕХНИКА ДЛЯ СУРОВЫХ УСЛОВИЙ

Топкие болота, снежная целина и водные преграды — все это родная стихия «ХИЩНИКА». Широкий модельный ряд позволяет выбрать технику, отвечающую Вашим требованиям.

ООО «МЕГ ВЕСТ»
626110, Тюменская обл.,
Тобольский р-н, с. Бизино,
ул. Ремонтников, 23.
тел/факс в г. Тобольске:
8(3456) 24-55-85. 8-912-815-02-09
mezenin1234@yandex.ru
WWW.MEGVEST.RU

связанными с зонами растепления. Для решения первой проблемы применен итеративный алгоритм разделения помех и полезных волн. Для коррекции статических поправок применен метод минимизации энтропии рядов корреляционный функций в сечениях ОПВ, ОПП, ОГТ и равных офсетов, который позволяет оценивать в том числе и низкочастотные вариации статических поправок. В результате получены более правдоподобные временные разрезы.

В докладе Ю.А. Степченкова, А.А. Табакова, В.А. Ференци, Л.В. Калван ООО «Геоверс», *«Новые возможности воздушной сейсморазведки по сравнению с традиционной»* описаны промежуточные результаты продолжающихся модельных исследований технологии Фокусированной Воздушной Сейсморазведки. Отмечены и подтверждены модельными исследованиями расширенные возможности полной азимутальной однородности системы наблюдений и площадного группирования источников подавления боковых помех.

На конференции была заслушана серия докладов о геологических результатах, полученных с применением новейших, порой специально разработанных программ или подобранных графов обработки и интерпретации геолого-геофизических данных.

Так, в докладе **«Методика распознавания трещиноватых сред в полях отраженных продольных волн для прогнозирования коллекторов на месторождениях углеводородов»*, автор И.И. Семерикова, Горный институт УрО РАН, раскрывается технология вышеназванной оригинальной методики, основу которой составляют установленные авторами поисковые признаки динамических параметров продольных отраженных волн для трещиноватых геообъектов. Эти признаки установлены по результатам физического моделирования системы наблюдений ОГТ на больших образцах натуральных пород, также теоретического сейсмомоделирования полей продольных отраженных волн, а также по данным полевых сейсмических работ на трещиноватых объектах с известными параметрами трещин. На основе динамического анализа оценивается вероятность наличия трещиноватого объекта. Приводится пример «прямого» прогнозирования трещиноватых коллекторов в различных типах горных пород. Показано, что данные коллекторы имеют мозаичный, локальный характер распространения по латерали, значительную неравномерность фильтрационно-емкостных свойств. Методика позволяет корректировать параметры проектирования горизонтальных скважин.

Доклад И.В. Шевченко и С.А. Силина, УК «Корсарнефть» *посвящён **«Изучению распределения концентраций водорода в осадочном чехле юго-западной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции»*. По результатам изучения данных в разрезе нескольких успешных поисковых скважин выявлены определенные закономерности распределения водорода в осадочном чехле изучаемого района. С учетом глубины, стратиграфической и литологической приуроченности аномалий и концентрации распределения водорода по разрезу сделан вывод о возможной роли глубинного происхождения водорода и флюидопотока в целом на процессы, связанные с формированием нефтяных и газовых залежей в этом регионе.

В докладе В.Л. Шустера, ИПНГ РАН, *«Модель строения и возможный механизм формирования залежей нефти и газа в образованиях фундамента Западной Сибири»* предлагается на основании анализа фактических материалов для месторождений в образованиях фундамента Сибири неравномерно-ячеистая модель строения залежи. Возможным также считается механизм формирования залежи нефти в ловушках фундамента, заключающийся в миграции флюидов в трещиновато-кавернозные породы из прилегающих к фундаменту осадочных толщ органические вещества, произведенных материнской толщей.

В докладе специалистов АО ЦГЭ Р.Я. Рафикова, А.В. Вовк, С.И. Билибина, Т.Ф. Дьяконовой* *«Комплексный подход к учёту особенностей геологического строения при анализе положения уровней межфлюидных контактов в карбонатных залежах»* на примере Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения описан подход разобщения единой залежи с различными уровнями ГНК, основанный на более детальном рассмотрении геологического строения изучаемых отложений.

В другом докладе специалистов АО ЦГЭ О.А. Атановой, Т.Ф. Дьяконовой, Т.Г. Исаковой, Р.Я. Рафикова, А.Е. Постникова и И.А. Воцалевской, ООО «ПетроТрейдГлобал», *«Геологическая модель рифового комплекса в верхнедевонских карбонатных отложениях месторождений Башкирского свода»* по данным 3D-сейсмики, ГИС и керна из скважин с месторождений этого свода установлены геолого-геофизические критерии для выделения рифового комплекса в карбонатном разрезе отложений верхнего девона. Предложена геологическая модель верхнего девона с детализацией зон размещения рифовых резервуаров на примере одного из месторождений.

В третьем совместно подготовленном специалистами АО ЦГЭ Т.Ф. Дьяконовой, Т.Г. Исаковой, А.Л. Комовой и от ООО «БашНИПИнефть» Г.Р. Аминевой и О.А. Приваловой докладе *«Особенности строения и выделения коллекторов в сложно построенных каширо-подольских отложениях на примере одного из месторождений Башкортостана»* выявлено незакономерное чередование множества литологических разностей, создающих трудности при интерпретации данных ГИС. Представлены особенности алгоритмов выделения коллекторов с оценкой характера их насыщения в каширо-подольских отложениях.

На конференции была проведена презентация около 20 отечественных пакетов программного обеспечения для обработки и интерпретации геолого-геофизических данных, которые были представлены в контексте импортозамещения. В связи с необходимостью тщательной проработки этих материалов и подготовки соответствующих рекомендаций принято решение провести ещё одно обсуждение этого вопроса на следующей конференции в 2016 году.

*Доклады, отмеченные значком *, опубликованы в журнале «Экспозиция Нефть Газ» №6-2015.*

УДК 551

Геологическая модель рифового комплекса в верхнедевонских карбонатных отложениях

О.А. Атанова
начальник отдела подсчета запасов
OAAtanova@cge.ru

Т.Ф. Дьяконова
д. г-м. н.,профессор, начальник ОГТ
tfdyakonova@cge.ru

Р.Я. Рафиков
главный геолог
ryrafikov@cge.ru

И.А. Воцалевская
ведущий геофизик
inna.votsalevskaya@petrotraceglobal.com

Т.Г. Исакова
главный специалист по петрофизике и подсчету запасов
tgisakova@cge.ru

А.Е. Постников
геолог
aepostnikov@cge.ru

АО «ЦГЭ», Москва, Россия

По результатам анализа данных керна, ГИС, промысловых исследований, сейсморазведочных работ 3D на отдельном месторождении Башкирского свода установлены геолого-геофизические критерии для выделения рифового комплекса в карбонатном разрезе отложений верхнего девона. Выявлены разновозрастные рифовые массивы. Предложена геологическая модель франко-фаменских отложений верхнего девона с детализацией зон размещения и характера насыщенности рифовых резервуаров.

Материалы и методы
Данные керна, ГИС и сейсморазведочных работ 3Д.

Ключевые слова
керн, ГИС, сейсморазведочные работы, органогенные постройки, этапы рифообразования

Построение геологической модели месторождения, содержащего рифогенные отложения, достаточно трудная и не тривиальная задача. Только комплексируя керн, ГИС, промысловые исследования и сейсморазведку 3D высокого качества, можно создать модель палеокомплекса, отражающую особенности осадконакопления в рифогенных зонах. При этом надо понимать, что стандартные методические подходы построения геологических моделей в данном случае практически не приемлемы. Адекватные геологические модели рифогенных отложений создают основу для повышения достоверности подсчета запасов и разработки оптимальной системы эксплуатации месторождения.

В рифогенных зонах процесс осадконакопления имеет свои особенности, которые заключаются в отсутствии субгоризонтальной закономерности накопления осадков, что приводит к невозможности отслеживания временных или стратиграфических границ роста рифов.

В данной статье, на примере одного из месторождений республики Башкортостан, изложены принципы выделения в разрезе и оконтуривания органогенных построек, которые существенно отличаются от стандартного подхода создания геологических моделей.

Из региональных геологических данных [1] и по результатам исследования керна известно, что в районе изучаемого месторождения, в верхнем отделе девонской системы, выделен барьерный риф, сложенный органогенными известняками из остатков известковых водорослей и таких организмов, как мшанки и брахиоподы. По керну встречены образцы с чередованием рифовых и межрифовых отложений. Коллекторы в рифовых палеокомплексах, как правило, имеют высокие проницаемости и пористости, характеризуются значительными дебитами нефти при испытаниях и добыче, что отличает их от межрифовых отложений. В России и во многих странах мира рифогенные образования содержат многочисленные залежи углеводородов. Доля запасов нефтяных залежей в палеорифах Волго-Уральской провинции достаточно высокая и продолжает расти. В связи с этим, наиболее пристальное внимание в данной работе было уделено поискам признаков наличия рифовых (органогенных) построек в отложениях верхнего девона.

Комплексирование сведений из описания керна с данными ГИС позволило выделить рифовые постройки в франко-фаменских отложениях верхнего девона (рис. 1). В разрезе скважин для рифов характерны следующие признаки:

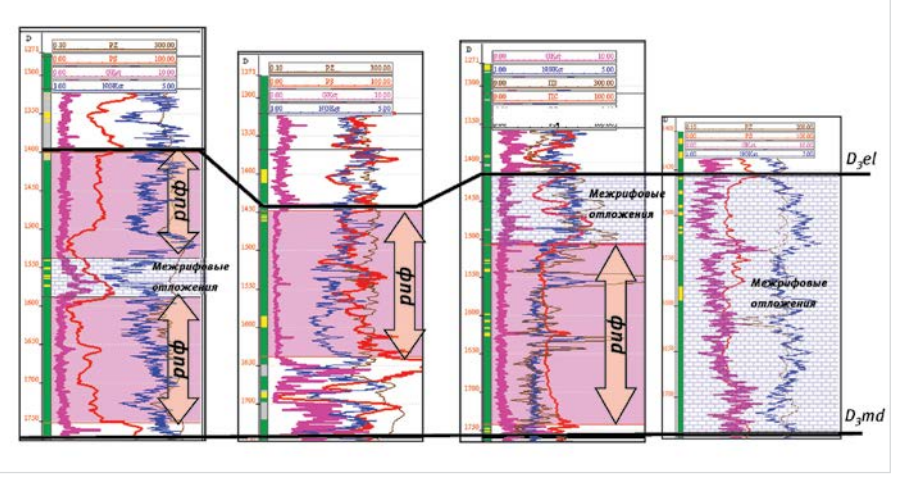


Рис. 1 — Выделение рифовых и межрифовых пород в разрезе скважин по методам ГИС

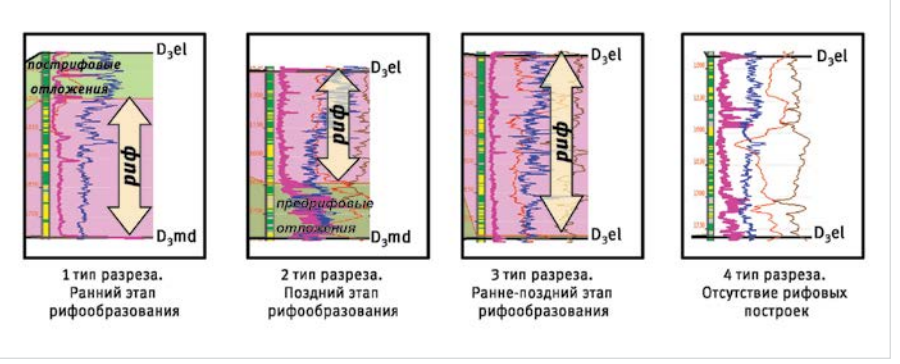


Рис. 2 — Типы разреза в рифовом комплексе

- низкие значения и слабая дифференцированность кривой ГК;
- наличие значительных отрицательных аномалий и слабая дифференцированность кривой ПС;
- низкие значения и слабая дифференцированность кривой НГК соответствуют высокопористым коллекторам чистых рифов.

Основным результатом анализа показаний ГИС стало выделение рифов в разрезе скважин. Весь процесс образования положительных структурных поднятий рифового генезиса в верхнем девоне ограничен определенным временным периодом: начало роста рифов отмечается после мендымского времени франского яруса (D3md) и завершение роста — в елецком горизонте нижнефаменского яруса (D3el). Более поздние, средне и верхнефаменские карбонатные отложения, залегают покровно и имеют выдержанные по площади толщины.

По скважинам изучаемого месторождения в рифовом комплексе выделено 4 типа разреза (рис. 1, 2).

Для первого типа разреза характерно, что рост рифов начался практически сразу на отложениях мендымского горизонта, а после завершения роста рифов и до конца елецкого времени откладывались *пострифовые отложения*. Такой тип разреза относится к раннему этапу рифообразования на изучаемой площади (рис. 2).

Для второго типа разреза характерно, что до начала роста рифов на карбонатной платформе мендымского возраста отложилась мощная *предрифовая* карбонатно-глинистая *толща*. Рифообразование завершилось в конце елецкого времени. Этот тип разреза относится к позднему этапу рифообразования (рис. 2).

К третьему типу разреза с рифовым комплексом относятся отложения, в которых рост рифов был постоянным — начался в раннем этапе и продолжался вплоть до окончания рифообразования (рис. 2).

Четвертый тип разреза — отсутствие рифовых построек (рис. 2).

Вся площадь месторождения изучена сейсмической съемкой 3D высокого качества. Следующим этапом выделения рифовых построек было совмещение результатов интерпретации 3D сейсморазведки (ООО «ПетроТрейсГлобал», И.А. Воцалевская) с данными ГИС. О наличии рифов в разрезе, установленных по керну и ГИС, свидетельствуют следующие особенности рисунка волнового поля (рис. 3):

- наблюдается хаотичность записи в разрезе между ОГ мендымского горизонта и ниже ОГ елецкого горизонта, при этом можно отметить, что ниже ОГ мендымского горизонта и выше ОГ елецкого горизонта сейсмическая запись соответствует субпараллельному напластованию отложений;
- в области рифа отмечаются локальные антиклинальные перегибы по отражающим горизонтам в надрифовой толще;
- проявляются угловые несогласия между поверхностями, обрисовывающими структуры облекания рифов;
- структуры облекания выполаживаются вверх по разрезу и этому соответствуют изменения временных толщин над рифом;
- на временных разрезах четко отмечается начало появления рифовых построек, их развитие, перерывы в рифообразовании и, наконец, завершение этапов образования рифов.

По данным сейсморазведки 3D совместно с ГИС видна этапность рифообразования на площади. На рис. 4 слева показана зона отсутствия построек, как на сейсмическом разрезе, так и по каротажной записи в скважине. Затем показан разрез, в котором рифы начали рост на раннем этапе, справа — на более позднем и продолжали рост до конца нижнего фамена. В центре показан разновременный этап, когда рифы росли в разное время, перекрывая друг друга.

В результате интерпретации данных 3D сейсморазведки и ГИС была получена карта сейсмофаций в интервале от кровли мендымского горизонта франского яруса до кровли елецкого горизонта фаменского яруса (рис. 5). Карта сейсмофаций отражает наличие разновременных этапов рифообразования в разрезе и свидетельствует об изменении геологических условий, необходимых для образования рифов в морском бассейне [2], и о постепенном перемещении со временем рифового комплекса с юго-восточной части площади в северо-западном направлении. На юго-востоке (рис. 5) выделяется зона раннего роста рифов — сразу на мендымском горизонте. На севере и северо-востоке — зона, в которой рост рифов продолжался до наиболее позднего времени. На западе рифы начали расти только в поздний период — на мощной глинисто-карбонатной толще депрессионной впадины, заполнявшейся во время раннего роста рифов на юго-востоке. Отдельные биогермы большой мощности наблюдаются в центральной части, и они четко

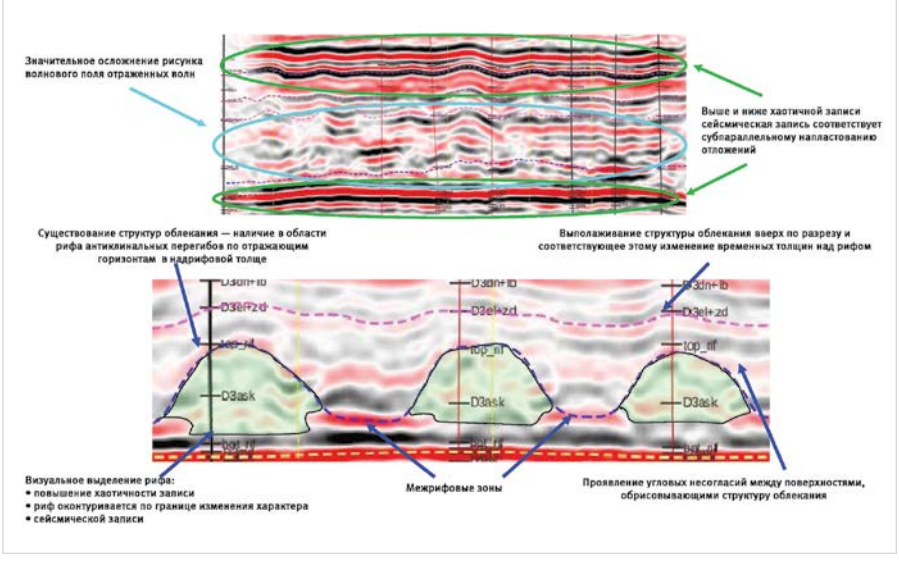


Рис. 3 — Аномалии сейсмического волнового поля в карбонатно-рифовом разрезе

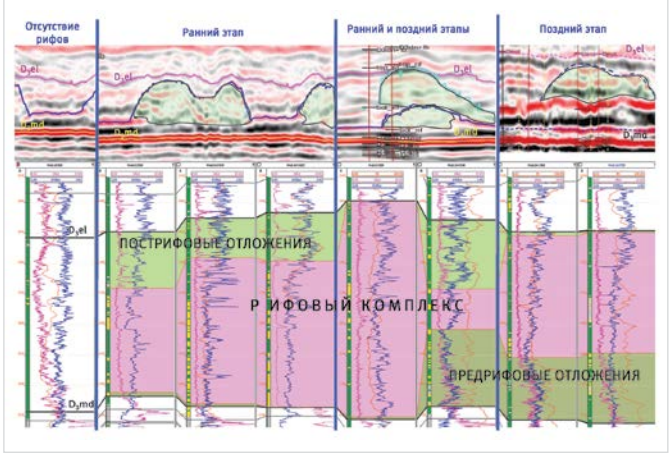


Рис. 4 — Поэтапность рифообразования по данным ГИС и сейсморазведки

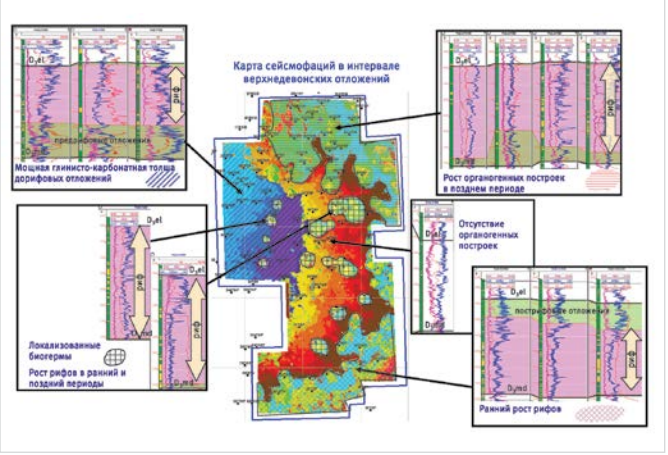


Рис. 5 — Карта сейсмофаций, полученная в интервале от кровли мендымского горизонта франского яруса (D3md) до кровли елецкого горизонта фаменского яруса (D3el), отражающая наличие разновременных этапов рифообразования в разрезе

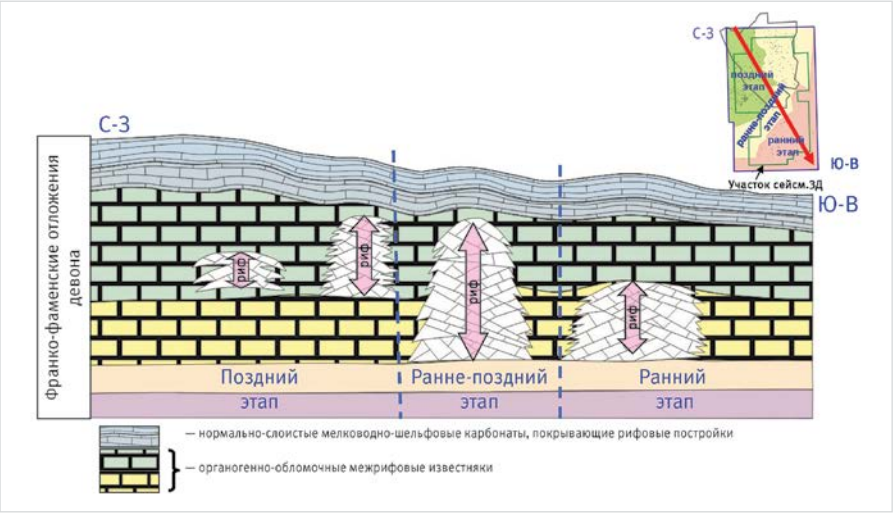


Рис. 6 — Схематическое представление развития рифовых построек в разрезе франко-фаменских отложений

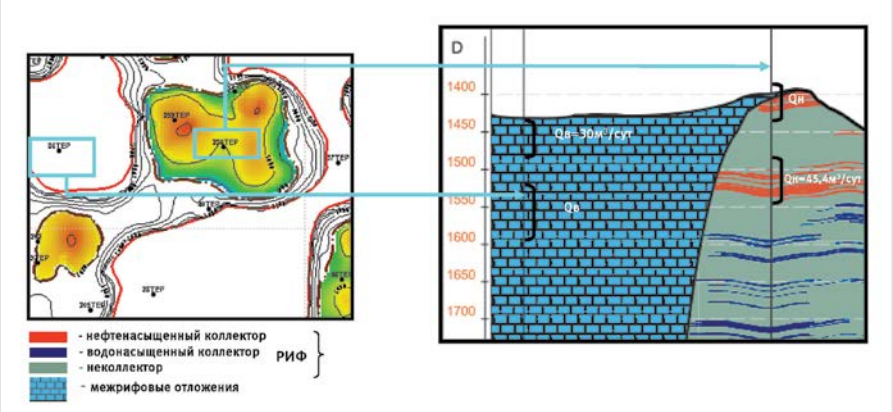


Рис. 7 — Локализация залежей нефти в ловушках рифовых построек

локализуются на карте сейсмофаций. Схема распространения рифовых тел в разрезе изучаемого участка представлена на рис. 6.

Нефтеносность рифового разреза имеет свои особенности, которые заключаются в том, что притоки нефти по результатам испытаний получены только из рифовых построек и из положительных структур над этими рифами, а в межрифовых зонах во всех испытанных скважинах получены притоки воды, зачастую на одних и тех же абсолютных отметках, что и нефть в рифах (рис. 7). Гидродинамическим барьером для продуктивных и водонасыщенных коллекторов является фациальная граница между рифами и межрифовой зоной.

Итоги

Результатом комплексного изучения карбонатного разреза при совместной интерпретации данных каротажа и сейсморазведочных работ 3D стало создание геологической модели карбонатно-рифового комплекса верхнего девона.

Выводы

Установлены положения рифовых тел в разрезе и границы распространения их по площади. Полученная модель рифового комплекса позволила устранить противоречия между данными испытаний и оконтурить залежи нефти.

Список литературы

1. Алиев М.М., Батанова Г.П., Хачатрян Р.О и др. Девонские отложения Волго-Уральской нефтеносной провинции. М.: Недра, 1975. 262 с.
2. Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. М.: ЕАГЕ Геомодель, 2014. 232 с.

ENGLISH **GEOLOGY**

Geological model of the reef complex in the upper Devonian carbonate sediments

UDC 551

Authors:
Olga A. Atanova — head of estimation of reserves department; OAAtanova@cge.ru
Tat'yana F. Dyakonova — Sc.D., professor, head of geoinformation technologies department; tfdyakonova@cge.ru
Rustem Ya. Rafikov — chief geologist; ryrafikov@cge.ru
Inna A. Votsalevskaya — lead geophysicist; inna.votsalevskaya@petrotraceglobal.com
Tat'yana G. Isakova — chief specialist in petrophysics and the estimation of reserves; tgisakova@cge.ru
Alexandr E. Postnikov — geologist; aepostnikov@cge.ru

"CGE" JSC, Moscow, Russian Federation

Abstract

Geological and geophysical criteria for the allocation of a reef complex in the carbonate sediments of the Upper Devonian section are determined based on core analysis, log data and 3D seismic data on one of the fields of the Bashkirian arch. Uneven-aged reef masses are revealed. A geological model of the Frasnian-Famennian deposits of the Upper Devonian sediments with specificated zones of allocation and fluid content of reef reservoirs is proposed.

Materials and methods

Core, log data and 3D seismic data.

Results

The result of a comprehensive study of carbonate section at joint interpretation of log data and 3D seismic work was the establishment of a geological model of carbonate-reef complex of Upper Devonian.

Conclusions

Obtained position of reef bodies in the context of borders and spread their area. The resulting model of the reef complex has eliminated the contradiction between the test data and delineate the oil deposits.

Keywords

core,
log data,
seismic data,
reef masses,
stages of formation of reeves

References

1. Aliev M.M., Batanova G.P., Khachatryan R.O and other. *Devonskie otlozheniya Volgo-Ural'skoy neftenosnosnoy provintsii* [Devonian sediments of Volga Ural petroliferous province]. Moscow: *Nedra*, 1975, 262 p.
2. Zhemchugova V.A. *Rezervuarnaya sedimentologiya karbonatnykh otlozheniy* [Reservoir sedimentology of carbonate sediments]. Moscow: *EAGE Geomodel'*, 2014, 232 p.

УДК 550.3

Особенности строения и выделения коллекторов в сложнопостроенных каширо-подольских отложениях среднего карбона на примере одного из месторождений Башкортостана

А.Д. Комова
начальник отдела петрофизики[1]
adkomova@cge.ru

Т.Ф. Дьяконова
профессор, д.т.н., начальник отделения геоинформационных технологий[1]
tfdyakonova@cge.ru

Т.Г. Исакова
главный специалист по петрофизике и подсчету запасов[1]
tgisakova@cge.ru

О.Р. Привалова
начальник отдела интерпретации ГИС[2]
PrivalovaOR@bashneft.ru

Г.Р. Аминева
ведущий инженер отдела интерпретации ГИС[2]
AminevaGR@bashneft.ru

[1]АО «ЦГЭ», Москва, Россия
[2]ООО «БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Рассмотрено строение сложнопостроенных карбонатных каширо-подольских отложений Башкортостана. Отложения представляют собой сложную породную систему, представленную чередованием плотных карбонатных разностей, продуктивных коллекторов и непродуктивных микрозернистых мелоподобных пелитоморфных пород, которые могут содержать как связанную, так и свободную воду. Незакономерное чередование перечисленных литологических разностей создает трудности при интерпретации данных ГИС. Представлены особенности алгоритмов выделения коллекторов с оценкой характера их насыщения в каширо-подольских отложениях.

Материалы и методы
Модифицированная методика выделения коллекторов и литологического расчленения разреза каширо-подольских отложений.

Ключевые слова
керн, ГИС, испытания, карбонатные отложения

Каширо-подольские отложения среднего карбона (КПО) регионально продуктивны в центральной части Волго-Уральской провинции. Породы КПО детально изучались многими исследователями, начиная с 60–70 гг. прошлого века, с целью установления условий осадконакопления, структуры порового пространства коллекторов, понимания природы образования, изучения типов залежей нефти. Согласно этим исследовательским работам, установлено, что осадки каширо-подольского возраста откладывались в мелководно-морских условиях постоянно меняющегося уровня и солености морского бассейна. Для большей части Волго-Уральской провинции в каширское и подольское время характерна известняково-доломитовая фация.

За длительное геологическое время существенно изменился минеральный состав и структура каширо-подольских отложений. Первоначально породы были представлены чистыми пелитоморфными известняками с мелоподобной, микрокристаллической структурой. В результате вторичных процессов в настоящее время отложения представлены доломитизированными известняками или известковистыми доломитами с различной структурой порового пространства, содержащей поры, каверны, трещины. Минеральный состав пород, определенный по данным рентгено-структурного анализа (РСА), включает 48% кальцита, 48% доломита, а также 4% примесей в виде ангидрита, гипса и кварца (рис. 1).

Пелитоморфные породы обладают особенностями, которые затрудняют их идентификацию в разрезе и выделение среди них коллекторов по данным ГИС:

- малый размер зерен — ‹ 0,005 мм, который сравним с размерами зерен пелитовой фракции терригенных пород (таб. 1);
- малый радиус поровых каналов — ‹ 0,1 мкм, характерный для неколлекторов;
- породы имеют высокую общую неэффективную пористость до 20–30% при низкой абсолютной проницаемости (рис. 2).

На стадии диагенеза и катагенеза происходит преобразование минерального состава скелетной фракции и изменение структуры порового пространства исходных пелитоморфных пород — появляются каверны, трещины, что приводит к увеличению емкостного пространства.

В настоящее время в разрезе КПО выделяются исходные пелитоморфные и вторично преобразованные породы, которые по результатам лабораторных исследований керна можно разделить на следующие типы (рис. 3):

- I — преимущественный тип представлен кавернозно-поровыми породами,

Породы	песчаники, алевролиты			глины	пелитоморфные породы
Размер зерен, мм	›1	1-0.1	0.1-0.01	‹0.01	‹0.005
Фракция	гравелит	псаммит	алеврит	пелит	

Таб. 1 — Место карбонатных пелитоморфных пород в сравнении с терригенными разностями по размеру зерен

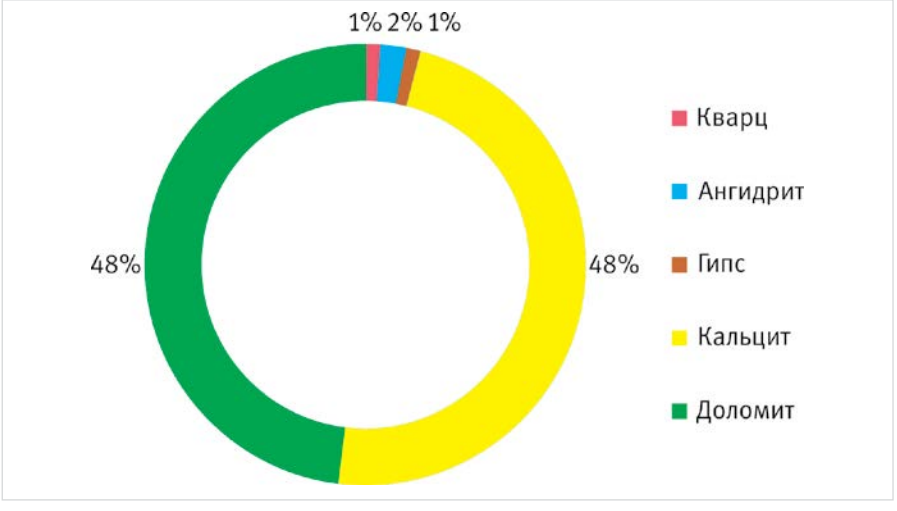


Рис. 1 — Минеральный состав каширо-подольских отложений по данным РСА

являющимися коллекторами с закономерно изменяющимися значениями коэффициентов проницаемости $К_{пр}$ и пористости $К_{п}$;
- II — трещинно-кавернозно-поровые породы, также являющиеся преимущественно коллекторами и имеющие высокие значения коэффициента проницаемости $К_{пр}$ при низких значениях пористости $К_{п}$;
- III — малоизмененные пелитоморфные породы, имеющие низкие значения проницаемости $К_{пр}$ при высоких величинах коэффициента пористости $К_{п}$ и являющиеся преимущественно неколлекторами.

В результате геологических преобразований современный разрез КПО приобрел следующие особенности.

1) Незакономерное чередование по разрезу скважины следующих типов пород:
- вторично преобразованных известняков и доломитов, являющихся по керну и ГИС коллекторами, насыщенными нефтью;
- исходных пелитоморфных пород, являющихся по керну и ГИС неколлекторами, поровое пространство которых заполнено связанной неподвижной водой;
- измененных в процессе катагенеза пелитоморфных пород, которые по структуре порового пространства могут стать коллекторами и, помимо связанной воды, содержать рыхлосвязанную и свободную воду;
- плотных карбонатных разностей — неколлекторов, насыщенных неподвижной связанной водой.

2) Отсутствие краевой, пластовой и подошвенной воды: весь разрез КПО продуктивен.

3) Наличие и постоянный уровень начальной обводненности 20–30% в течение достаточно длительного периода разработки КПО (рис. 4). Анализ показал, что приток воды возникает при значительных депрессиях, когда рыхло- и прочносвязанная вода в пелитоморфных породах переходит в свободную.

Существующие методики интерпретации ГИС не учитывали полностью перечисленные особенности разреза КПО, что потребовало создания нового подхода. Основная задача при этом — литологическое расчленение разреза КПО с выделением указанных разностей — коллекторов, пелитоморфных прослоев и плотных разностей.

Интервалы коллекторов по сравнению с плотными и уплотненными разностями характеризуются снижением показаний нейтронного (НК) и электрических методов, повышением показаний акустического (АК) метода. Пелитоморфные породы могут иметь все признаки коллекторов, но для них характерно резкое снижение или минимальное значение в разрезе показаний электрических методов за счет высокого содержания связанной или свободной воды.

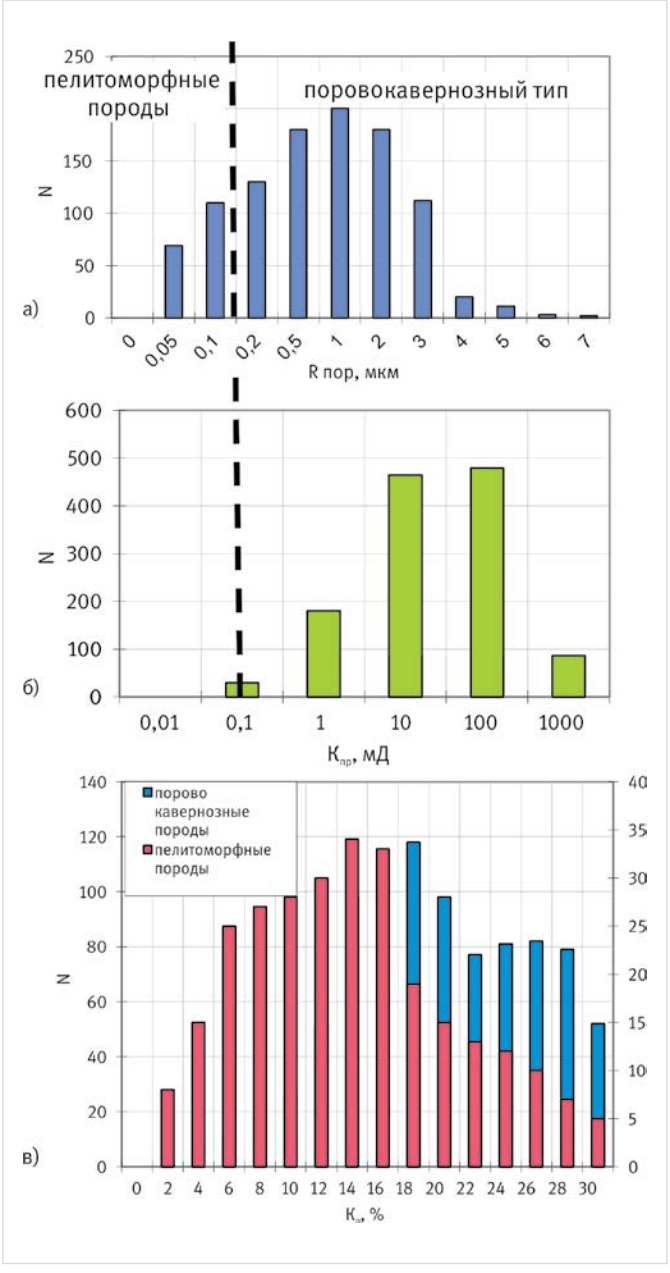


Рис. 2 — Распределение радиусов пор пелитоморфных пород (а) и распределение соответствующих им коэффициентов проницаемости по керну (б); распределение коэффициентов пористости пелитоморфных пород по сравнению с породами порово-кавернозного типа (в)

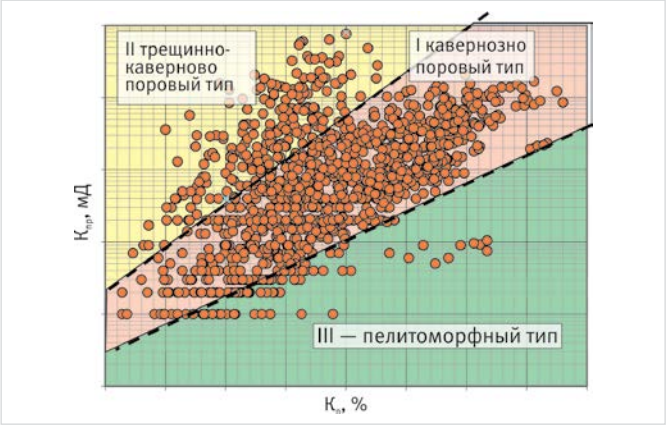


Рис. 3 — Типы пород КПО на примере зависимости $К_{п}$-$К_{пр}$ по данным керна

Рис. 4 — График обводненности отложений КПО по данным добычи

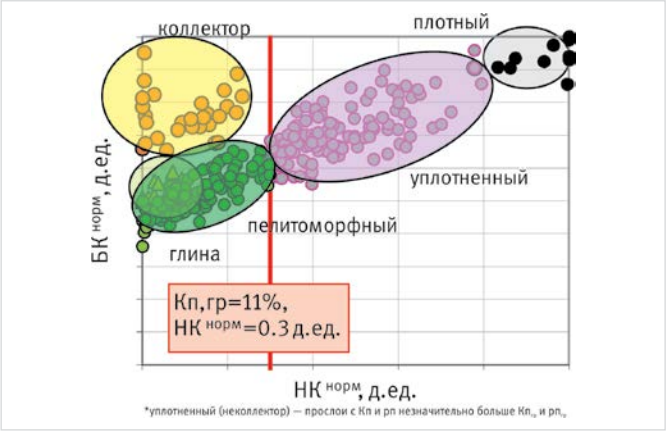


Рис. 5 — График нормализации НК-БК

Широко распространенной методикой выделения коллекторов и оценки характера их насыщенности в карбонатных разрезах является способ нормализации кривых БК и НК. Способ заключается в представлении кривых НК и БК в логарифмическом масштабе с модулем, обеспечивающим их совпадение в глинах (или водонасыщенных коллекторах) и плотных породах. Расхождение нормализованных кривых при превышении показаний БК над НК свидетельствует о наличии продуктивного коллектора. Используя традиционную методику нормализации, можно выделить продуктивные и фиктивно водонасыщенные прослои, которые будут отнесены к пелитоморфным интервалам. Этот способ не подходит при изучении разреза КПО, содержащего пелитоморфные прослои, незакономерно чередующиеся с продуктивными коллекторами. Стандартный подход к нормализации затрудняет массовую одновременную обработку большого числа скважин из-за необходимости получения регрессионного уравнения по каждой скважине индивидуально.

Поэтому в данной работе способ нормализации был преобразован. Кривые НГК и БК были сначала пронормированы в пределах от 0 до 1 по опорным пластам без проникновения: глины — 0, плотные — 1, что является аналогом двойного разностного параметра. Затем производилось совмещение нормированных кривых $БК^{норм}$ и $НК^{норм}$ в значениях 0 и 1 по указанным опорным пластам. Во всем интервале продуктивного разреза рассчитывалась разница между нормированными кривыми. Превышение $БК^{норм}$ над $НК^{норм}$ ($БК^{норм}>НК^{норм}$) свидетельствует о наличии продуктивного коллектора; $БК^{норм}\approx НК^{норм}$ или $БК^{норм}<НК^{норм}<0$ — о наличии пелитоморфной породы, УЭС по БК которой самое низкое по разрезу и часто ниже сопротивления глин.

На графике нормализации (рис. 5) обозначены «плотные» и «глины» — показания нормированных методов в интервалах опорных пластов, по которым производится совмещение кривых БК и НК. Индекс «уплотненные» соответствует интервалам пород, в которых пористость по данным ГИС меньше граничного значения и показания нормализованных кривых равны.

В качестве количественного критерия для выделения коллекторов использовалась граничная пористость $К_{п,гр}$=11%, полученная по данным керна, и соответствующее граничное значение относительной амплитуды НК $\Delta I_{n,гр}$=0.3 д.ед.

Для того, чтобы повысить достоверность выделения продуктивных коллекторов с использованием нормализации, что зачастую сопряжено с низким качеством записи ГИС, сложностью увязки методов между собой в данном разрезе, по скважинам с уверенным выделением коллекторов по результатам испытаний и по прямым качественным признакам было принято не просто расхождение между нормализованными кривыми, а увеличенное на 30% (0.3 д.ед.) для однозначного выделения коллекторов по нормализации: $К_п>К_{п,гр}$ и $БК^{норм}\geq 0.3+НК^{норм}$. Пример выделения продуктивных коллекторов, плотных и пелитоморфных пород с использованием модифицированного метода нормализации представлен на рис. 6.

При сопоставлении традиционной и модифицированной методик нормализации было установлено, что модифицированная методика позволяет более четко и точно выделять литологические разности (рис. 7).

Согласно проведенному анализу результатов интерпретации ГИС по нескольким сотням скважин изучаемого месторождения, произошло увеличение средних эффективных нефтенасыщенных толщин по данному продуктивному объекту КПО (рис. 8). После предыдущего подсчета запасов в процессе разработки месторождения производилась дополнительная перфорация в интервалах с отсутствием коллектора по стандартной обработке ГИС. Были получены притоки нефти, что свидетельствовало о наличии коллекторов. Также при рассмотрении материалов предыдущего подсчета запасов экспертами ГКЗ было отмечено существенное недовыделение нефтенасыщенных толщин. С применением предлагаемого подхода толщины продуктивных коллекторов выделяются более обоснованно.

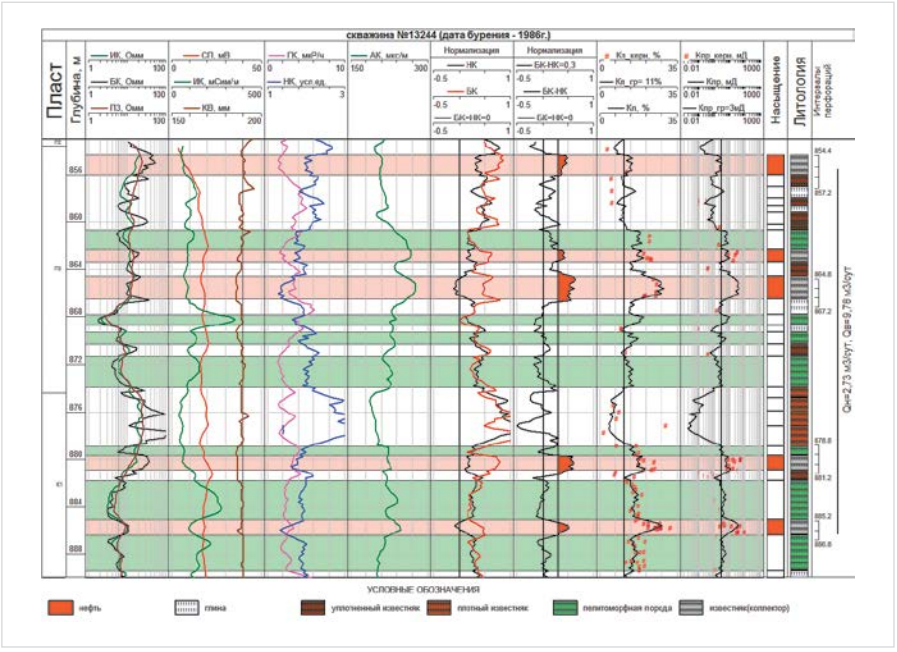


Рис. 6 — Примеры результатов интерпретации ГИС с использованием модифицированного метода нормализации

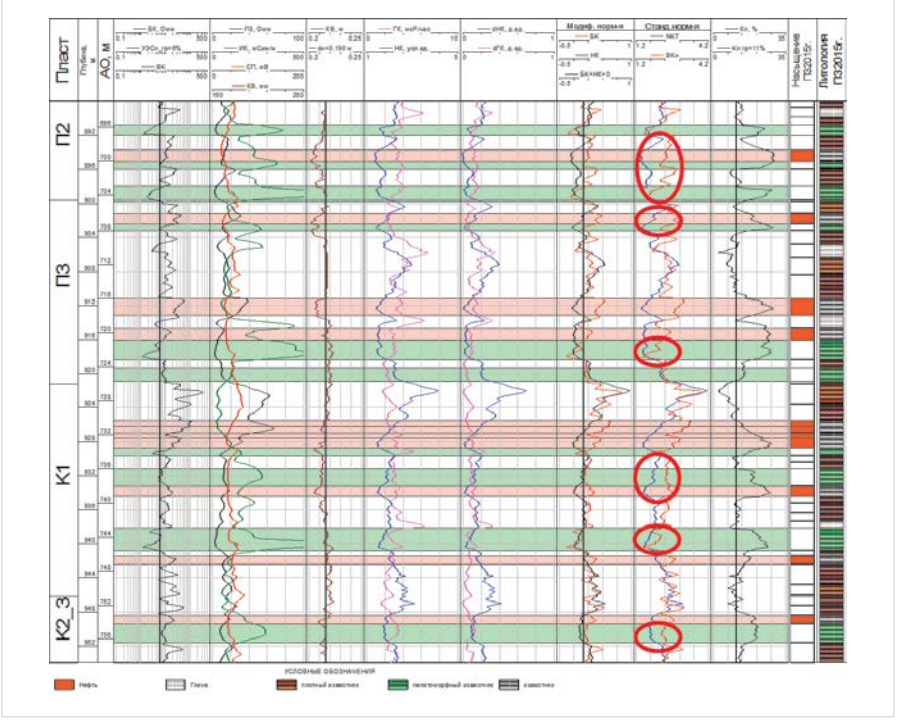


Рис. 7 — Сравнение методик нормализации

Итоги

Показаны особенности строения каширо-подольских отложений.

Модифицирована методика выделения коллекторов и литологического расчленения разреза.

Выводы

При незакономерном чередовании в разрезе продуктивных коллекторов и пелитоморфных пород остро стоит проблема литологического расчленения разреза.

Предложена методика уверенного выделения коллекторов и их отделения от пелитоморфных прослоев.

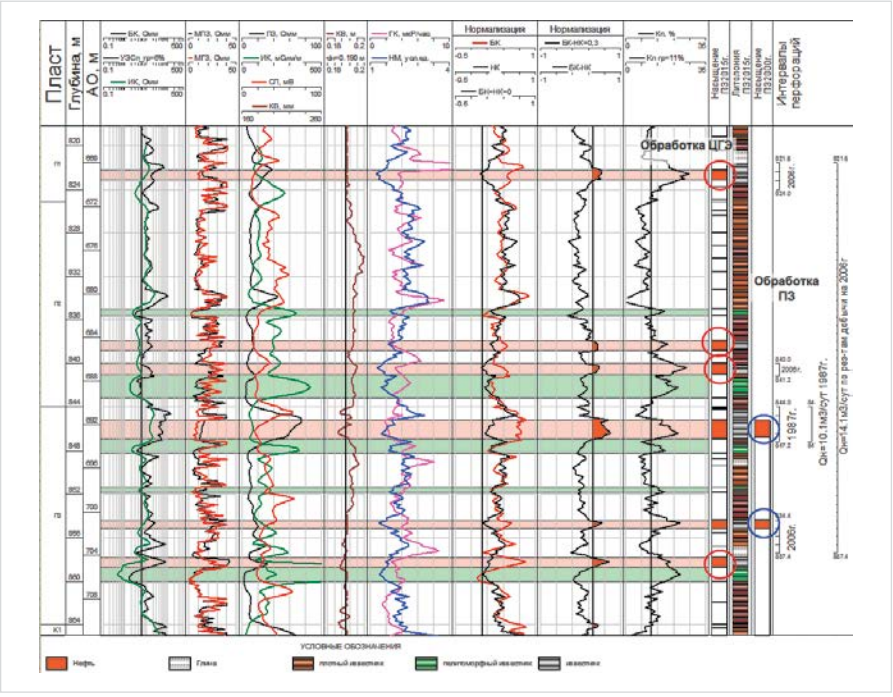


Рис. 8 — Пример довыделения эффективных нефтенасыщенных толщин

Список литературы

1. Виссарионова А.Я., Тюрихин А.М. Литологические особенности карбонатных отложений девона и карбона Башкирии // Вопросы геологии и нефтеносности Башкирии. 1963. №11. С. 35–50.
2. Дворецкий В.Г., Ручкин А.В. Усовершенствование методики и комплекса геофизических исследований карбонатных отложений Волго-Уральской области // Геология нефти и газа. 1963. №11. С. 17–20.
3. Шутихин В.И. Исследование фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пород по керну разведочных площадей и месторождений Башкирии. Отчет БашНИПИнефть. Уфа. 1993. 146 с.
4. Шутихин В.И., Проняков В.А., Сахаутдинов А.Б. Исследование фильтрационно-емкостных и петрофизических свойств продуктивных пород по керну разведочных площадей регионов Башкортостана для подсчета запасов и интерпретации данных ГИС. Отчет БашНИПИнефть. Уфа. 1966. 161 с.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

Features of the structure and identification the complex reservoirs of Kashirskian-Podolskian deposits on an example of one of the fields of Bashkortostan

UDC 550.3

Authors:
Anna D. Komova — head of petrophysics section[1]; adkomova@cge.ru
Tat'jana F. Dyakonova — professor, Sc. D., head of geoinformation technologies department[1]; tfdyakonova@cge.ru
Tat'jana G. Isakova —chief specialist in petrophysics and the estimation of reserves[1]; tgisakova@cge.ru
Ol'ga R. Privalova — head of section of log data interpretation[2]; PrivalovaOR@bashneft.ru
Gul'naz R. Amineva — chief engineer of section of log data interpretation[2]; AminevaGR@bashneft.ru

[1]"CGE" JSC, Moscow, Russian Federation
[2]"BashNIPIneft" LTD, Ufa, Russian Federation

Abstract

The structure of complex Kashirskian-Podolskian carbonate reservoirs of Bashkortostan is considered. The sediments are a complex deposit system represented by alternation of dense carbonate lithological varieties, productive reservoirs and nonproductive microgranular chalky pelitomorphic rocks, which can contain both bound and free water. Irrational alternation of listed above lithological varieties cause difficulties in log data interpretation. The features of reservoir identification and estimation of fluid content in Kashirskian-Podolskian deposits are represented.

Materials and methods

The modified technique of reservoir and lithological identification in Kashirskian-Podolskian deposits.

Results

The features of the structure of Kashirskian-Podolskian deposits are presented.
The technique of reservoir and lithology identification is modified.

Conclusions

At irregular alternation in the section of productive reservoir rocks and pelitomorphic intervals the problem of lithologic identification is particularly pointed.
The confident technique of reservoir identification and separation from pelitomorphic intervals is suggested.

Keywords

core, log data,
hole formation tests,
carbonate deposits

References

1. Vissarionova A.Ya., Tyurikhin A.M. *Litologicheskie osobennosti karbonatnykh otlozheniy devona i karbona Bashkiri* [The lithological features of carbonate rocks of Devonian and Carboniferous Bashkiria]. *Voprosy geologii i neftenosnosti Bashkirii*, 1963, issue 11, pp. 35–50.
2. Dvoretskiy V.G., Ruchkin A.V. *Usovershenstvovanie metodiki i kompleksa geofizicheskikh issledovaniy karbonatnykh otlozheniy Volgo-Ural'skoy oblasti* [Improving techniques and complex geophysical studies of carbonate deposits of the Volga-Ural region]. *Geologiya nefti i gaza*, 1963, issue 11, pp. 17–20.
3. Shutikhin V.I. *Issledovanie fil'tratsionno-emkostnykh svoystv produktivnykh porod po kernu razvedochnykh ploshchadey i mestorozhdeniy Bashkirii* [Research of permeability and porosity properties of productive layers by core of exploration areas and oilfields in Bashkortostan]. BashNIPIneft report, Ufa, 1993, 146 p.
4. Shutikhin V.I., Pronyakov V.A., Sakhautdinov A.B. *Issledovanie fil'tratsionno-emkostnykh i petrofizicheskikh svoystv produktivnykh porod po kernu razvedochnykh ploshchadey regionov Bashkortostana dlya podscheta zapasov i interpretatsii dannykh GIS* [Research of permeability and porosity properties and petrophysical properties of productive layers by core of exploration areas in Bashkortostan regions for counting inventory and interpretation of GIS data]. BashNIPIneft report, Ufa, 1966, 161 p.

УДК 550.3

Эмиссионно-томографические подходы в сейсмических исследованиях

Б.М. Шубик
к.ф.-м.н., в.н.с.
bmshubik@mail.ru

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

На основе принципов эмиссионной томографии разработаны новые более эффективные методы трехмерного картирования активных сред, обнаружения и локализации сейсмических и микросейсмических источников в режиме мониторинга реального времени. Разработана также система трехмерной сейсморазведки сложных сред методами дифракционной томографии с управляемым облучением и адаптивной фильтрацией.

Материалы и методы
Данные сейсмических групп с записями микросейсм, сейсморазведочные данные и данные сейсмологических сетей и групп. Методы сканирования среды и оптимальной адаптивной фильтрации.

Ключевые слова
микросейсмы, томография, эпицентрия, локация, мониторинг, дифракция, адаптация

По существу, томография — эффективный способ получения данных о внутренней структуре путем анализа сигналов, проходящих через объект. В методах трансмиссионной томографии источники сигналов располагаются вне исследуемого объема, а в методах эмиссионной томографии анализируются сигналы от внутренних источников (эммитеров или переизлучателей) в исследуемой среде.

Методы эмиссионной томографии позволяют извлечь информацию о строении и состоянии среды на основе регистрации микросейсм. Развитию методов предшествовали исследования сейсмических шумов на поверхности земли, в штольнях и скважинах, у истоков которых стоял Е.И. Гальперин [1].

Присутствие в среде источников сейсмического излучения или контрастных неоднородностей приводит к появлению когерентных компонент в случайном волновом поле, зарегистрированном на поверхности. Используя данные площадной группы (сейсмической антенны) и оценивая по ним энергию когерентного излучения из внутренних точек среды, можно построить трехмерные карты распределения микросейсмической активности или 3D "изображение" сейсмически шумящих объектов и контрастных неоднородностей. При этом для оценки энергии когерентного излучения используется предложенная проф. А.В. Николаевым идея сканирования среды лучом сейсмической антенны [2].

В рамках данного сообщения кратко освещаются три темы, тесно связанные между собой единым подходом:

(I). Анализ микросейсм.

(II). Автоматическая система сейсмического мониторинга реального времени.

(III). Трехмерная сейсморазведка (3D дифракционная томография с направленным облучением).

(I). В начале 90-х гг. в рамках Советско-Исландской геолого-геофизической экспедиции РАН были проведены успешные исследования по трехмерному картированию активных гидротермальных зон, на основе анализа микросейсм, зарегистрированных мобильной сейсмической группой.

Впервые было показано, что картина пространственного распределения энергии эндогенных микросейсм стабильна во времени. Анализ этого распределения и сопоставление рассчитанной модели с другими геофизическими полями и температурными аномалиями, выполненное исландскими геофизиками, показали, что трехмерная картина энергии сейсмических шумов (5x6 км до 2 км глубины), соответствует реальному распределению гидротермальной активности [3, 4, 5].

Проведенные пионерские исследования дали толчок интенсивному развитию разнообразных методов пассивной сейсморазведки и сейсмического мониторинга, широко применяющихся в настоящее время. Разработанная методика может использоваться для решения многих разведочных задач.

На рис. 1 (а, б) приведен пример обработки реальных микросейсмических данных, зарегистрированных мобильной площадной группой в гидротермальной зоне.

(II). Описанные подходы были использованы для разработки робастного и быстрого метода обнаружения и локализации реальных сейсмических источников разного масштаба и создания автоматической системы сейсмического мониторинга.

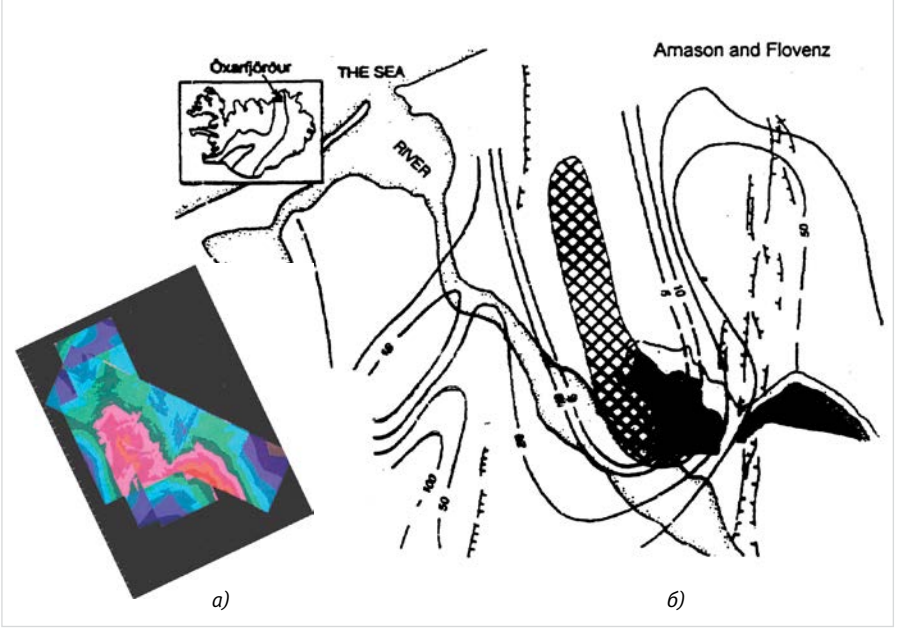


Рис. 1 — а) Пример скомпилированной карты сейсмической эмиссии, ассоциированной с гидротермальной активностью на глубине 1800 м. Карта рассчитана по данным 10 сейсмических антенн размером 1000x600 м; б) Сопоставление полученных результатов с данными электроразведки [6].

Метод применялся для оценки координат эпицентров и гипоцентров слабых землетрясений, карьерных взрывов [7, 8, 9]. На рис. 2 показан пример обработки реальных данных (обнаружение эпицентра и гипоцентра слабого местного землетрясения, зарегистрированного локальной сетью Израиля). Площадь сканирования 255x255 км (рис. 2).

Разработанный метод может стать основой современных технологий полностью автоматической массовой обработки данных сейсмических сетей и групп в режиме реального времени. Использование данных ВСП и многомерной адаптивной фильтрации позволяет существенно повысить надежность и разрешающую способность метода. Метод может использоваться для картирования активных зон и распределения микроземлетрясений (например, при разработке сланцевых месторождений), а также для анализа временной эволюции афтершоковой активности при изучении очагов.

(III). Основным и наиболее эффективным способом поиска и разведки структур, к которым приурочены нефтяные и газовые месторождения, остается метод ОГТ. По сути дела, ОГТ представляет собой частный случай пространственной системы возбуждения и приема сейсмических сигналов, которая обеспечивает возможность фокусировки сейсмических волновых полей на внутренних точках среды. Принципиальная особенность технологии ОГТ состоит в том, что метод ориентирован в основном на выделение и прослеживание границ и плохо работает в сложных средах с невыдержанными границами, часто представляющими разведочный интерес. В основе предлагаемого нами подхода лежит идея перехода от корреляции отражений и трассирования отражающих границ к сканированию среды с использованием направленных свойств пространственных систем излучения и приема.

Суть развиваемого нами метода 3D дифракционной томографии с направленным облучением сводится к использованию управляемых компьютером излучающей и приемной пространственных систем для формирования направленного излучения и приема сейсмической энергии, синхронному сканированию среды этими двумя лучами и оптимальной адаптивной фильтрации. В процессе такой обработки появляется возможность построения трехмерного изображения внутренней структуры среды. На метод был получен ряд патентов РФ [10, 11, 12, 13].

На рис. 3 показан пример обработки реальных данных, полученных совместно с кафедрой сейсмометрии геологического факультета МГУ. Результатом обработки являются не временные разрезы, а трехмерное изображение мелко заглубленного объекта (инженерного туннеля).

Итоги

(I) Впервые было показано, что пространственное распределение энергии эндогенных микросейсм стабильно во времени. Метод эмиссионной томографии может использоваться для решения многих разведочных задач.

(II) Предложен метод обнаружения и локализации сейсмических событий разного масштаба. Могут использоваться все доступные типы волн (в режиме когерентного или некогерентного анализа).

(III) Разработанный метод 3D сейсморазведки позволяет повысить разрешающую способность и надежность обнаружения неоднородностей за счет двойной фокусировки излучающей и приемной сейсмических антенн на внутренних точках среды, накопления и оптимальной согласованной адаптивной фильтрации принимаемых сигналов.

Выводы

Данное исследование дало толчок интенсивному развитию разнообразных пассивных сейсмических методов, широко применяющихся в настоящее время.

Предлагаемый новый метод обнаружения и локализации событий обеспечивает возможность оперативного анализа и мониторинга сейсмичности, связанной с макро и микро источниками, в том числе контроля ГРП. Метод 3D сейсморазведки может быть использован для дополнительной обработки сложных фрагментов уже имеющихся сейсморазведочных данных ОГТ с целью картирования локальных неоднородностей в зонах нарушения прослеживаемости границ. Для этого комплекс может быть встроен в современные системы обработки сейсморазведочных данных.

Список литературы

1. Гальперин Е.И., Винник Л.П., Петерсен Н.В. О модуляции высокочастотного сейсмического шума приливными деформациями литосферы // Известия АН СССР. Физика Земли. 1987. № 12. С. 102–109.
2. Nikolaev A.V., Troitsky P.A. Lithospheric studies based on array analysis of P-coda and microseisms. Tectonophysics, 1987, Vol. 140, issue 2, pp. 103–113.
3. Шубик Б.М., Киселевич В.Л., Николаев А.В., Рыкунов Л.Н. Микросейсмическая активность в гидротермальной области. Физические основы сейсмического метода. Нетрадиционная геофизика. М.: Наука, 1991. С. 143–158.
4. Shubik B.M., Nikolaev A.V., Rykounov L.N., Kiselevich V.L. and Flovenz O.G. Array based seismic emission tomography. XXV General Assembly ESC. Reykjavik, Iceland, 1996. p. 37.
5. Shubik B.M. Seismic emission tomography techniques. Knowledge for the Future. International Union of Geodesy and Geophysics (IUGG) IAHS IAPSO IASPEI Joint Assembly Gothenburg, abstracts. Sweden, July, 2013.
6. Arnasson K., Flovenz O.G. Evaluation of physical methods in geothermal exploration of rifted volcanic crust, Transactions of Geothermal Resources Council, 1992, Vol. 16, pp. 207-214.

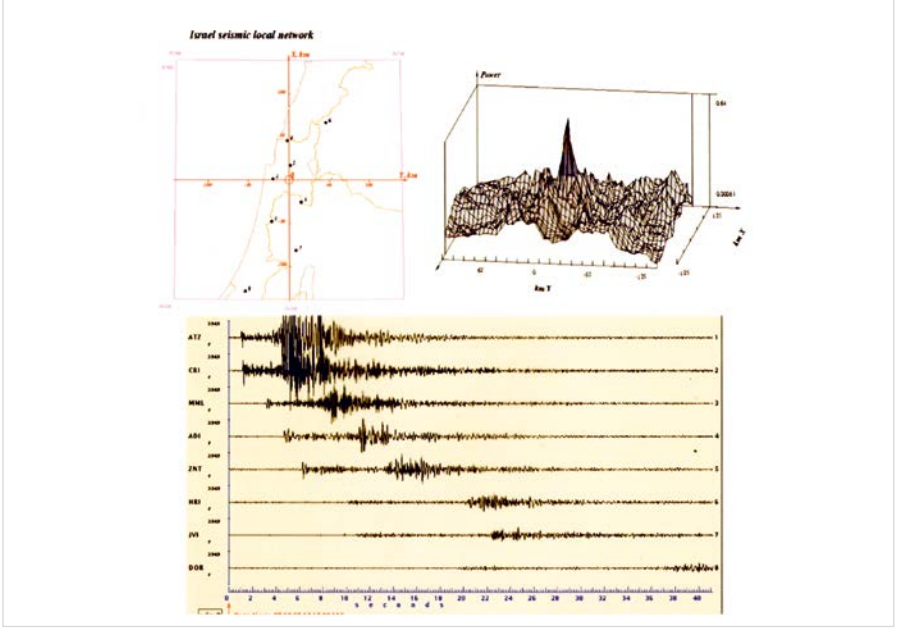


Рис. 2 — Пример обнаружения эпицентра и гипоцентра слабого местного землетрясения, зарегистрированного локальной сетью Израиля. Вверху, слева — схема размещения 8 станций локальной сети, внизу — запись местного землетрясения, зарегистрированного на 8 станциях сети, вверху, справа — обнаружение эпицентра — карта распределения рассчитанных оценок сигнал/помеха на площади 255 х 255 км

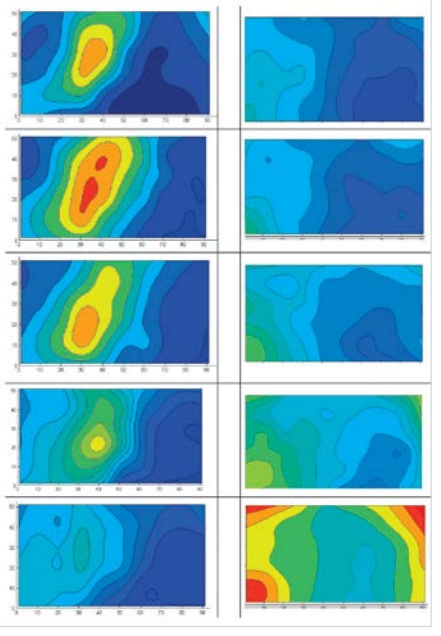


Рис. 3 — Пример обработки реальных данных, полученных совместно с кафедрой сейсмометрии геологического факультета МГУ. Показаны 10 горизонтальных

7. Шубик Б.М., Ермаков А.Б. Автоматическое определение координат и моментов возникновения сейсмических событий на основе принципов эмиссионной томографии. Сборник научных трудов «Проблемы геотомографии». Москва: Наука, 1997. 336 с.
8. Shubik B.M., Ermakov A.B. Automatic seismic event detection and location in space and time based on the principles of emission tomography. XXIV General Assembly Society Symposium Solid Earth Geophysics&Geology, General Assembly of the European Geophysical Society, Sec. SE34, The Hague, Netherlands, 1996, Vol. 1, p. 124.
9. Shubik B.M. Real-time automatic seismic monitoring system. Knowledge for the Future International, Union of Geodesy and Geophysics (IUGG) IAHS IAPSO IASPEI Joint Assembly Gothenburg, abstracts. Sweden, July, 2013.
10. Шубик Б.М. Принципы построения самонастраивающихся процедур обработки сейсмических данных // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2011. № 3. С. 39–47.
11. Патент на изобретение RU № 2129719 Способ сейсмической разведки Заявлено 18.08.1997. Опубликовано 27.04.1999. G01V1/00.
12. Патент на изобретение RU № 2136018 Способ сейсмической разведки Заявлено 02.12.1997. Опубликовано 27.08.1999 G01V1/00.
13. Патент на изобретение RU № 2145097 Способ сейсмической разведки. Заявлено 02.12.1997. Опубликовано 27.01.2000. G01V1/00.

ENGLISH **GEOPHYSICS**

Emission tomography principles in seismic researches

UDC 550.3

Author:
Boris M. Shubik — Ph.D., leading scientist; bmshubik@mail.ru

Oil and Gas Research Institute, Moscow, Russian Federation

Abstract
Based on the principles of emission tomography, new effective techniques for 3D mapping of active media, real-time detection and localization of seismic and microseismic sources were developed. Also, a system of 3D seismic prospecting of complex geological media by means of diffraction tomography with controlled irradiation and adaptive filtering was developed.

Materials and methods
Microseismic data recorded by seismic arrays, seismic prospecting data, and data of seismic networks. Methods of scanning geological media and optimal adaptive filtering.

Results
(I) It was shown for the first time that the spatial distribution of endogenous microseismic activities is stable over time. Emission tomography methods may be used to solve many exploration problems.
(II) A robust and fast method for the detection and location of seismic events of different levels was developed on the basis of the principles of emission tomography. It can use any types of seismic waves (within coherent or incoherent analysis).
(III) The emission tomography approach was also used to develop a 3D seismic prospecting method (diffraction tomography with controlled irradiation). It increases the resolution and reliability of the detection of inhomogeneities in the geological medium. This is achieved by focusing the emitting and receiving seismic arrays on the internal points of the medium, and stacking and optimal adaptive matched filtering of the received signals.

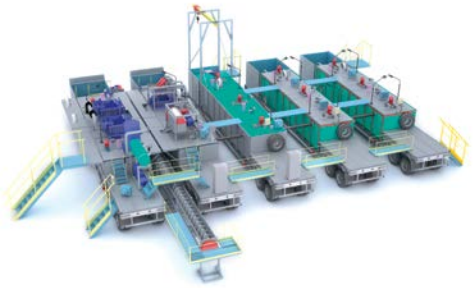
Conclusions
This pioneering study has stimulated the intensive development of various passive seismic methods that are now widely used. The proposed method for the detection and localization of seismic events provides the possibility of rapid analysis and monitoring of seismicity associated with macro- and microseismic sources and hydraulic fracturing. The 3D seismic prospecting method can be used for post-processing of complex fragments of CDP seismic sections to reveal local inhomogeneities where there are no traceable seismic boundaries. For this purpose, this technique should be implemented in seismic data processing systems.

Keywords
tomography, epicentre, detection, location, monitoring, diffraction, adaptation, 3D seismic

References
1. Gal'perin E.I., Vinnik L.P., Petersen N.V. *O modulyatsii vysokochastotnogo seysmicheskogo shuma prilivnymi deformatsiyami litosfery* [About modulation the high-frequency seismic noise by tidal deformation the lithosphere]. Izvestiya of the Academy of Sciences of the USSR. Physics of the Solid Earth, 1987, issue 12, pp. 102–109.
2. Nikolaev A.V., Troitsky P.A. Lithospheric studies based on array analysis of P-coda and microseisms. Tectonophysics, 1987, Vol. 140, issue 2, pp. 103–113.
3. Shubik B.M., Kiselevich V.L., Nikolaev A.B., Rykunov L.N. *Mikroseysmicheskaya aktivnost' v gidrotermal'noy oblasti* [Micro seismic activity in hydrothermal area]. *Fizicheskie osnovy seysmicheskogo metoda. Netraditsionnaya geofizika*. Moscow: *Nauka*, 1991, pp. 143–158.
4. Shubik B.M., Nikolaev A.V., Rykounov L.N., Kiselevich V.L. and Flovenz O.G. Array based seismic emission tomography. XXV General Assembly ESC. Reykjavik, Iceland, 1996. p. 37.
5. Shubik B.M. Seismic emission tomography techniques. Knowledge for the Future. International Union of Geodesy and Geophysics (IUGG) IAHS IAPSO IASPEI Joint Assembly Gothenburg, abstracts. Sweden, July, 2013.
6. Arnasson K., Flovenz O.G. Evaluation of physical methods in geothermal exploration of rifted volcanic crust, Transactions of Geothermal Resources Council. 1992. Vol. 16, pp. 207–214.
7. Shubik B.M., Ermakov A.B. *Avtomaticheskoe opredelenie koordinat i momentov vozniknoveniya seysmicheskikh sobytiy na osnove printsipov emissionnoy tomografii* [Automatic determination of coordinates and moments of occurrence of seismic events on the basis of emission tomography]. Proceedings "Geotomography problems". Moscow: *Nauka*, 1997, 336 p.
8. Shubik B.M., Ermakov A.B. Automatic seismic event detection and location in space and time based on the principles of emission tomography. XXIV General Assembly Society Symposium Solid Earth Geophysics&Geology, General Assembly of the European Geophysical Society, Sec. SE34, The Hague, Netherlands, 1996, Vol. 1, p. 124.
9. Shubik B.M. Real-time automatic seismic monitoring system. Knowledge for the Future International, Union of Geodesy and Geophysics (IUGG) IAHS IAPSO IASPEI Joint Assembly Gothenburg, abstracts. Sweden, July, 2013.
10. Shubik B.M. *Printsipy postroeniya samonastraivayushchikhsya protsedur obrabotki seysmicheskikh dannykh* [Principles of construction of self-tuning procedures for the processing of seismic data]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*, 2011, issue 3, pp. 39–47.
11. Patent for invention RU № 2129719 *Sposob seysmicheskoy razvedki* [Method of seismic prospecting]. Priority from 18.08.1997. Published 27.04.1999.
12. Patent for invention RU №2136018 *Sposob seysmicheskoy razvedki* [Method of seismic prospecting]. Priority from 02.12.1997. Published 27.08.1999 G01V1/00.
13. Patent for invention RU №2145097 *Sposob seysmicheskoy razvedki* [Method of seismic prospecting]. Priority from 02.12.1997. Published 27.01.2000. G01V1/00.

Циркуляционные очистные системы семейства Аквилон™

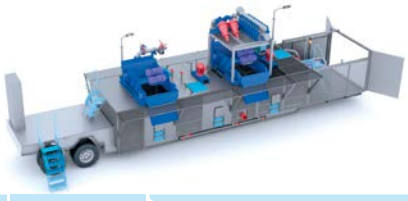
Глубокая очистка буровых растворов от выбуренной породы и их рекуперация до первичного состояния.



УРАГАН (HURRICANE) – 240

ШТОРМ (STORM) – 120

ШТОРМ (STORM) – 100



ЦИКЛОН (CYCLONE) – 40

Технические характеристики

Общий полезный объем бурового раствора, м³	40	100	120	240
Количество блоков, ед	1	3	4	7
Количество ступней очистки, шт	3	3	4	4
Максимальная пропускная способность комплектующего оборудования:				
- Вибросито, л/с	40	40	40	51
- Илоотделитель, л/с	60	63	63	60
- Пескоотделитель, л/с	63	58	58	40
- Центрифуга, л/с	-	-	18	11,1
- Дегазатор, л/с	-	-	40	40

ЭКСКЛЮЗИВНОСТЬ И ПЕРСОНАЛИЗАЦИЯ

Применение современных технологий и бережливый подход к проектированию и изготовлению систем позволяет нам учесть все пожелания Заказчика и предоставить индивидуальное решение в минимальный срок. Эргономичность органов управления и плавный запуск системы в работу обеспечивает максимальную эффективность и безопасность работы оператора. Индивидуальный подход в ценообразовании.

ГАРАНТИРОВАННОЕ КАЧЕСТВО

Надёжная антикоррозионная и теплоизолирующая защита ёмкостного оборудования и трубных обвязок, 100% выходной контроль сварных стыков металлоконструкций.
Все элементы системы выполнены в строгом соответствии с требованиями мобилизации по дорогам общего пользования и не требуют оформления специальных разрешений и сопровождений транспортом ГИБДД.

ВЫГОДНОЕ ПРИОБРЕТЕНИЕ

Каждая система комплектуется:

- силовым шкафом и пускорегулирующей аппаратурой
- вытяжными вентиляторами
- паровыми змеевиками вдоль корпусов ёмкостного оборудования
- электрическими калориферами
- газосигнализаторами
- уровнемерами

Широчайший ассортимент навесного оборудования на любой вкус.

ТАЙФУН (TYPHOON)

сверхтонкая очистка буровых растворов при бурении на продуктивных горизонтах.

Технические характеристики

плотность, кг/м³	1050-1350
вязкость по викозиметру Вм6, сек	17-60
максимальный размер твердых частиц, мм	0,83
кислотность, pH	5-5,5
максимальная производительность, м³/час, не более	2700
энергетические характеристики	
- номинальное напряжение, В	380
- номинальная частота тока, Гц	50
- потребляемая мощность, кВт	37
классификация степени защиты электрооборудования	IP-64 (взрывозащищённое)
масса, кг	2400

Вся линейка продукции укомплектована быстроразъемными соединениями, упрощающими монтаж и сокращающими время его проведения

Приглашаем Вас посетить наш выставочный стенд 1В70 на выставке «НЕФТЕГАЗ-2016»

8-800-250-79-39 tmcg@tmcg.ru www.тмс-групп.рф

Утяжелитель для бурового раствора

ООО «Коелгамрамор» — одно из ведущих предприятий в России по производству гранул и порошков из природного камня. Направлением деятельности предприятия является изготовление измельченного, микроизмельченного мрамора, монофракционного мраморного песка с узкими границами по гранулометрическому составу, а также декоративного мраморного щебня.

В настоящее время производственные мощности предприятия позволяют производить около 480 тыс. т измельченного и микроизмельченного мрамора, а также около 700 тыс. т мраморного щебня в год.

В 2015 году введен в эксплуатацию новый высокопроизводительный комплекс по производству микромрамора, который позволит увеличить объем выпускаемой продукции до 520 тыс. т в год.

На сегодняшний день в линейку выпускаемой продукции входит более 20 наименований.

Совершенствуя технологию переработки белого мрамора, ООО «Коелгамрамор» постоянно расширяет перечень выпускаемой продукции, которая находит свое применение в самых различных отраслях промышленности и жизнедеятельности человека.

НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Микроизмельченный мрамор марок КоелгаКарб обладает превосходными кольматирующими способностями (утяжеление) и является основой буровых растворов, которые одобрены и рекомендованы к применению ведущими разработчиками рецептур буровых растворов.

Кислорастворимые и водорастворимые наполнители – кольматанты

Природный мрамор, проходя переработку методом многостадийного измельчения, становится основой для кислоторастворимого кольматанта. Такой неорганический наполнитель широко применяется на нефтегазовых месторождениях для закупорки поровых каналов на длительный срок. Кислоторастворимый (карбонатный) кольматант считается основным материалом при производстве буровых работ из-за своего большого удельного веса. Такая характеристика позволяет успешно противостоять механическому давлению окружающего грунта.

В ходе процесса буровых работ в коллекторы, к которым применялась защита в виде кислоторастворимого кольматанта, не попадают загрязнения при прокачивании через них технологических растворов и жидкостей: сформированные кольматантом гидроизолирующие экраны обеспечивают минимальную проницаемость веществ различного рода. Для точного расчета количества кольматанта принимают во внимание технические и геологические условия бурения, учитываются показатели пластового давления, проницаемость пласта, а также размеры поровых каналов. Чтобы полностью восстановить изначальную проницаемость коллектора, пользуются кислотной обработкой поверхности: серная кислота удаляет защитные экраны не менее, чем на 98%.

Перечисляя другие преимущества кислоторастворимого кольматанта, обязательно стоит упомянуть о возможности использования этого экологически безопасного материала как закупоривающего для остановки поглощений в продуктивных коллекторах.

Ресурсы предприятия «Коелгамрамор» позволяют производить продукт высокого качества, который полностью соответствует всем заявленным характеристикам. Более того, наряду с выпуском основных товаров, наша компания готова предложить своим клиентам по всей России новый продукт: химический реагент для производства буровых растворов карбонат кальция марок КМ 1б, КМ 2б, КМ 5б, КМ 10б, КМ 100, КМ 160.

Всю необходимую информацию об основным товарам и новой продукции нашей компании вы можете узнать, обратившись в отдел продаж ООО «Коелгамрамор» по телефонам: +7 (351) 200-33-93; +7 (495) 150-07-97; +7 (812) 40-721-99 или по электронной почте koelgaooo@mail.ru www.koelgacarb.ru

SCHOELLER-BLECKMANN
DARRON RUSSIA

ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО И ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПОДХОД
ко всем требованиям заказчика для эффективного сотрудничества

Немагнитные УБТ
и производство

Внутрискважинное
оборудование BICO

КАЧЕСТВО — ответственность каждого

QUALITY — is everyones responsibility

Циркуляционные
переводники PBL

Неразрушающий
контроль

629800Noyabrsk,Industrial Zone,Panel XIYANAO | Russian Federation
Tel/fax: (3496) 34-30-42,34-30-62 | E-mail: sbdr_operation@mail.ru www.sbdr.ru

ООО «НКМЗ-Групп»: технологии, качество, надежность

Р.Д. Джафаров
генеральный директор
ООО «ТД «НКМЗ», Нефтекамск, Россия

И.М. Гильмуллин
зам. ген. директора по сервису и развитию
ООО «ТД «НКМЗ», Нефтекамск, Россия

ООО «НКМЗ-Групп» — разработка и производство оборудования, применяемого в нефтегазовой промышленности.

Группа компаний «НКМЗ» сегодня — это целый комплекс, включающий в себя предприятия различной направленности, но объединенные общими задачами по освоению, эксплуатации, текущему и капитальному ремонту скважин. Так, например, ООО «Нефтекамский машиностроительный завод специальной техники» предоставляет широкую номенклатуру подъемной техники для ТРС и КРС. АО «Взрывгеосервис» разрабатывает и производит прострелочно-взрывную аппаратуру ORION, включающую в себя перфорационные системы, пакеры шлипсовые, инновационное оборудование для решения сложных задач, возникающих при проведении прострелочно-взрывных работ на кабеле и НКТ.

Для предотвращения оттаивания многолетнемерзлых пород вокруг ствола скважины и ее обвала в процессе эксплуатации, компанией ООО «Скважинные термотехнологии» освоен выпуск термолифтовых труб, которые также применяются при добыче высоковязкой нефти для исключения отложения парафинов на стенках колонны.

Отдельным и одним из главных направлений работы группы является проектирование, производство и инженерно-технологическое сопровождение подземного оборудования, а также оборудования для проведения текущих, капитальных ремонтных и изоляционных работ. Это направление вот уже более 12 лет успешно развивается на одном из предприятий группы — Торговом доме «НКМЗ».

Традиции роста

Рост топливно-энергетического комплекса в начале нового тысячелетия послужил мощным импульсом для развития ООО «НКМЗ-Групп». После непростых времен перестройки всего промышленно-хозяйственного комплекса, предприятия нефтегазодобычи столкнулись с еще одной сложной задачей — истощением запасов углеводородов на наиболее зрелых месторождениях. Потребовалось за короткое время начать освоение нефтегазоносных областей с трудноизвлекаемыми запасами, зачастую в экстремальных климатических зонах и сложной геологией залегания, а также освоение передовых технологий добычи. В таких условиях эксплуатации оборудования к нему предъявляются повышенные требования по качеству, надежности и безопасности, обеспечить которые позволила продукция ООО «НКМЗ-Групп».

ООО «НКМЗ-Групп» располагает уникальной, современной и мощной производственной базой, позволяющей использовать новейшие технологии и материалы в изготовлении оборудования. На заводе выстроен полный, независимый цикл производственного процесса. Обрабатывающие центры обеспечивают высокоточную механическую обработку, а на термолитейном участке производится закалка деталей выпускаемого оборудования и наносится защитное покрытие.

Конкурентоспособность предприятия основывается на высоком уровне управления производством и повышенном внимании к выполнению каждой технологической операции. Но главное — это знание и опыт сотрудников завода — лучших специалистов в своей области, непрерывно повышающих уровень своей квалификации. Сочетание научно-технической базы и прогрессивных технологий дает возможность выпускать пакерно-якорное оборудование на уровне лучших мировых образцов при конкурентных на рынке ценах.

Рис. 1 — Производственная площадка в г. Нефтекамск

Рис. 2 — Обрабатывающие центры

Рис. 3 — Механическая обработка якоря гидравлического

Рис. 4 — Склад комплектующих

Новые вызовы

В наши дни перед топливно-энергетическим комплексом РФ встал целый ряд новых проблем. Введение секторальных санкций, длительный период низких цен на нефть привели к недофинансированию отрасли и существенному снижению импорта технологий и оборудования для нефтегазодобывающих компаний. Между тем, необходимость в качественном оборудовании, позволяющем эксплуатировать скважины наиболее эффективным способом, растет с каждым днем. Разработка собственных технологий стала вопросом выживания отечественного ТЭКа и экономики в целом.

К экономическим и политическим трудностям добавляются объективные сложности отрасли. Значительная часть месторождений в России эксплуатируется в течение многих десятилетий. Степень выработанности запасов в традиционных нефтегазодобывающих регионах достигает 80%, а в целом по стране этот показатель составляет 50–55%. На многих зрелых месторождениях наблюдается высокий износ эксплуатационных колонн, значительная обводненность и истощение нефтеносных пластов.

Эти факторы значительно увеличивают расходы на эксплуатацию и плановое обслуживание скважин, повышается себестоимость извлекаемых углеводородов, что заставляет искать новые, более рациональные способы эксплуатации месторождений. Все чаще проводятся ремонтно-изоляционные работы эксплуатационных колонн, внедряются технологии одновременно-раздельной эксплуатации двух и более пластов, производятся сложные технические операции, необходимые для повышения нефтедобычи.

Высокие технологии

Пакерно-якорное оборудование и скважинная оснастка для нефтяных скважин объединены под торговой маркой **Monotech™**: якоря, пакеры механические, поворотные, осевые, с двумя механическими якорями, автономные, упорные, гидравлические и с кабельным вводом. Клапаны и скважинная оснастка: клапаны уравнительные, промывочные, циркуляционные, перепускные, обратные, управляемые клапаны-отсекатели, разъединители колонны и т.д., применяемые при проведении ПВР на НКТ, свабировании двух и более пластов, освоении, промывки и эксплуатации скважин, проведении РИР и так далее.

В ногу со временем

Торговая марка **Multitech™** объединяет под собой двухпакерные и многопакерные компоновки, а также комплексы оборудования, предназначенные для длительной бесперебойной эксплуатации скважин погружными насосными установками с одновременной изоляцией нескольких интервалов негерметичности и проведения всех технологических операций.

Разрабатываемое и выпускаемое оборудование применяется в компоновках для ОРЭ — современного способа эксплуатации скважин, позволяющей вести добычу нефти и газа из двух и более пластов одной скважины, организовывать раздельную закачку жидкости в несколько интервалов. Таким образом сокращаются затраты на разбуривание и обустройство месторождений. Оборудование имеет конструктивные особенности, позволяющие вести учет каждого продуктивного пласта в процессе добычи и/или закачке жидкости.

Рис. 5 — Термолитейный цех

Рис. 6 — КОУС-ДПК-ОРЗ (КЗ) М для одновременно-раздельной закачки в два пласта по одному лифту НКТ с возможностью замера объёма жидкости, температуры и давления

Рис. 7 — КОУС-ДПК-ОРЗ (КП) для одновременно-раздельной закачки жидкости с клапаном переключателем потоков

Рис. 8 — КОУС-ПК (А) К-УГ для внутрискважинной перекачки с верхнего интервала водозабора в нижний

Оборудование для ОРЗ

Для скважин системы ППД выпускается следующее оборудование для одновременно-раздельной закачки:

– Комплекс оборудования КОУС-ДПК-ОРЗ (КЗ) М (рис. 6), предназначен для одновременно-раздельной закачки жидкости в два пласта по одному лифту НКТ. Комплекс оснащен системой мониторинга, измеряющей в режиме реального времени температуру, объем закачиваемой жидкости и давление, как во внутренней полости НКТ, так и в затрубном пространстве. В клапане закачки комплекса предусмотрена извлекаемая распределительная вставка со сменными штуцерами. В зависимости от необходимого объема закачки жидкости каждого интервала производится смена диаметра штуцера на устье. При этом извлечение вставки клапана производится без подъема пакерной компоновки с помощью канатной техники.

– Новая разработка — комплекс оборудования КОУС-ДПК-ОРЗ (КП) (рис. 7), который также предназначен для одновременно-раздельной закачки жидкости и оснащен клапаном переключателем потоков. Появилась возможность регулировать и изменять объемы закачиваемой жидкости непосредственно с устья скважины отдельно по пластам. Закачиваемая жидкость поступает с устья скважины по одной колонне НКТ, где часть потока разделяется через клапан по межтрубному пространству НКТ и внутреннему лифту в первый и второй пласты. Объем закачиваемой жидкости регулируется при помощи дросселирования изменением степени открытия окон и управляется с интерфейсного блока на устье скважины. Клапан переключатель потоков может быть извлечен и поднят отдельно от пакерной компоновки. Комплекс оснащен надежной системой мониторинга, который измеряет в режиме реального времени температуру, объем закачиваемой жидкости, давление в НКТ и в затрубном пространстве.

Внутрискважинная перекачка жидкости позволяет увеличить добычу нефти и существенно экономить на строительстве дополнительных водоводов для систем ППД.

Комплекс оборудования КОУС-ДПК (А) К-УГ для внутрискважинной перекачки (рис. 8) или «дожима» жидкости по схеме «сверху-вниз» (рис. 9) предназначен для защиты эксплуатационной колонны от нагнетательной жидкости, подаваемой с устья скважины по схеме УЭЦН «перевертыш». Комплекс позволяет обеспечить герметичную установку верхнего пакера при недостаточном весе колонны НКТ на малых глубинах, или в горизонтальных участках скважины, а также производить замену УЭЦН без поднятия пакерной компоновки.

Оборудование для ОРД

Технология одновременно-раздельной добычи (ОРД) предназначена для добычи жидкости из нескольких пластов одним УЭЦН.

Комплекс оборудования КОУС-ПК-ОРД (КП) М (рис. 10) в процессе эксплуатации, клапан переключатель, управляемый из интерфейсного блока, временно отключает один из пластов, тем самым позволяет вести учет добываемой жидкости работающего пласта. Компоновка оснащена системой мониторинга, которая измеряет давление и температуру в режиме реального времени. Передача данных происходит по кабелю на интерфейсный блок, расположенный на устье скважины. В случае необходимости, клапан переключателя может быть извлечен без поднятия пакерной компоновки.

Защита пласта

В связи с низкой рентабельностью, высокой себестоимостью добычи нефти

Рис. 9 — КОУС-ДПК (А) К-УГ для дожима жидкости, подаваемую с водовода по схеме «сверху-вниз» и защита эксплуатационной колонны

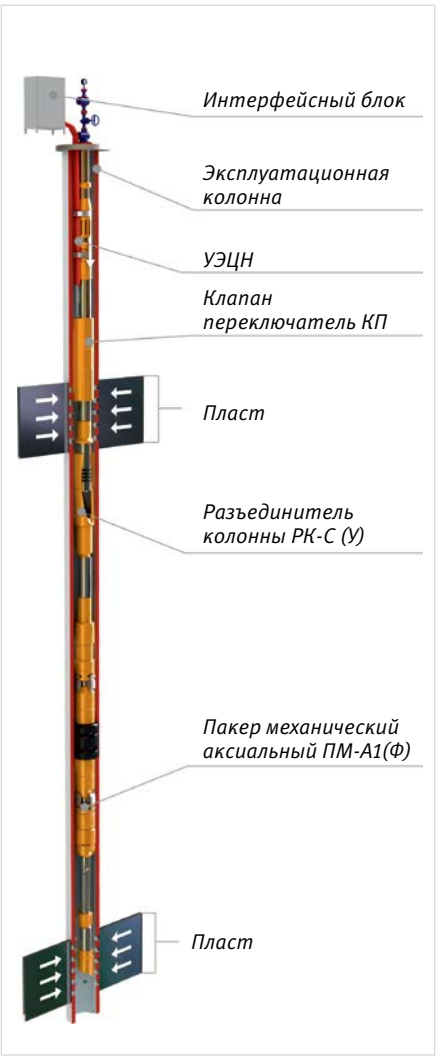


Рис. 10 — КОУС-ПК-ОРД (КП) М для одновременно-раздельной добычи жидкости из двух пластов одним УЭЦН

Рис. 11 — КОУС ПМ-А1(Ф)-КО для эксплуатации скважин механизированным способом и защиты призабойной зоны пласта

традиционными способами и в условиях нынешней стоимости нефти специалисты добывающих компаний посчитали, что на глушение скважин при смене глубинно-насосного оборудования тратятся колоссальные средства, а потери базового дебита на запуске велики.

Для решения этой проблемы ООО «НКМЗ-Групп» разработала комплекс оборудования КОУС ПМ-А1(Ф)-КО (рис. 11), предназначенный для эксплуатации скважин механизированным способом, который обеспечивает защиту призабойной зоны пласта и избавляет от необходимости глушения скважины солевым раствором или другими утяжеленными жидкостями. Это существенно снижает риск негативного воздействия на пласт и сокращает время вывода скважины на режим.

Собственная марка

Современные технологии и оборудование для проведения селективного и многостадийного ГРП объединены торговой маркой **Fractech™**. В результате применения данных технологий повышается площадь вскрытия пласта, появилась возможность многократно и выборочно воздействовать на необходимый участок для снижения обводненности скважины в процессе эксплуатации и проведения технологических операций.

Для добычи газа и газового конденсата ООО «НКМЗ-групп» разрабатывает и производит оборудование под торговой маркой **Gaztech™** — пакеры, многопакерные компоновки, управляемые клапаны-отсекатели, скважинная оснастка и комплексы подземного оборудования с премиальными газогерметичными резьбами и пр.

Условный диаметр обсадной колонны, мм	Толщина стенок обсадной колонны, мм	Максимальный перепад давления, МПа	Максимальная температура, °С	Наружный диаметр комплекса, мм	Диаметр проходного канала, мм, не менее	Присоединительная резьба пакера, ГОСТ 633-80 ***	
						Муфта (верх)	Ниппель (низ)
146	6,5...9	35*	+130**	122	52	73	73
168	8...10,45	35*	+130**	140	60	73	73
168; 178	7,3...8,9; 11,5...14	35*	+130**	145	60	73	73

* Комплексы изготавливаются на давление — 50 МПа.
** По отдельному заказу комплексы изготавливаются на рабочую температуру 150°С.
Комплексы могут изготавливаться для агрессивных сред — исполнение К2.
По желанию заказчика комплексы изготавливаются для других размеров обсадных колонн.

Таб. 1 — Технические характеристики комплексов подземного оборудования

Рис. 12 — Ультразвуковой контроль

Рис. 13 — Рентгенографический контроль

Рис. 14 — Анализ структуры металла

Главное — качество!

Особое внимание всеми предприятиями группы и ООО «ТД НКМЗ» в частности уделяется качеству выпускаемой продукции. Так, обеспечен 100% входной контроль сырья и материалов, а также 100% контроль каждой технологической операции. Компания имеет современную лабораторию, которая оснащена всем необходимым оборудованием, в том числе для разрушающего и неразрушающего контроля. Лаборатория позволяет проводить ультразвуковой и рентгенографический контроль сварных швов, определять химический состав и структуру металлов, определять физические свойства материалов на растяжение, сжатие, изгиб, ударную вязкость и твердость.

Все выпускаемое оборудование проходит испытания на многофункциональном стенде, спроектированном специалистами ТД «НКМЗ», способном максимально приближенно имитировать реальные скважинные условия.

В 2006 году на заводе была внедрена система менеджмента качества предприятия международного стандарта ISO 9001. Система позволяет вести полный и непрерывный контроль качества выпускаемой продукции. В 2015 году компания провела уже третий по счету ресертификационный аудит-апгрейд по ISO 9001:2008 и получила сертификат №RU228317Q-A.

В 2014 году ООО «НКМЗ-Групп», одна из первых компаний в России, получила Лицензию Американского Института Нефти (API) за №11D1-0068 на право монограммирования продукции, отвечающую требованиям спецификации API 11D1 для уровней валидации пакеров V6 и V5, а также Сертификат о регистрации СМК согласно требованиям API Q1 на проектирование, производство и поставку пакеров, якорей для нефтяной и газовой промышленности.

Надежный партнер

Отлаженное стабильное производство и отличная логистика обеспечивают бесперебойную доставку любого необходимого количества продукции заказчику на удобных для него условиях и в нужные ему сроки, как со складов предприятия, так и со складов, находящихся непосредственно рядом с потребителем.

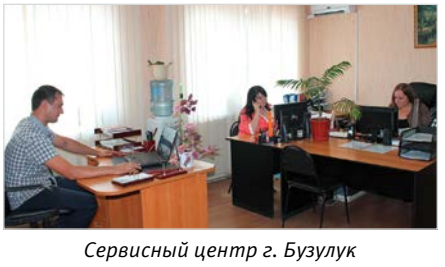
Открытие сервисных центров в городах Нефтекамске, Бузулуке и Нижневартовске позволило ТД «НКМЗ» сделать еще один шаг навстречу своим партнерам и заказчикам. Высококвалифицированный персонал, высокие производственные мощности и современное сервисное оборудование помогают предприятию оперативно и качественно оказывать комплексные услуги по поставке, аренде, ремонту, а также инженерно-техническому сопровождению и обслуживанию выпускаемого заводом оборудования.

Важным аспектом клиентоориентированного подхода нашего предприятия к решению сложных задач является возможность выпуска нестандартного оборудования по индивидуальным техническим требованиям заказчика. В том числе изготовление оборудования в коррозионностойком исполнении для скважин с высоким объемным содержанием сероводорода и углекислого газа (К2).

Продукция ТД «НКМЗ» широко применяется при освоении и эксплуатации месторождений нефти, газа и газоконденсата в России, странах ближнего и дальнего зарубежья.

ООО «ТД «НКМЗ»
452683, РФ, Республика Башкортостан,
г. Нефтекамск, ул. Магистральная, 19
+7 (34783) 2-02-29, 2-09-74
po@nkmz.ru
www.nkmz-po.ru

Сервисный центр г. Нефтекамск



Сервисный центр г. Бузулук

Сервисный центр г. Нижневартовск

Оборудование для нефтегазовой промышленности

Компрессорное оборудование

Имея собственное производство в России, ГЕА выпускает дожимные компрессорные станции, блоки охлаждения и подготовки газа, модульные холодильные установки, решения для реализации программы газомоторного топлива в России.
Компания осуществляет шефмонтаж, пуско-наладку и полное сервисное обслуживание оборудования в режиме 24/7 на протяжении всего срока службы.

Москва, 105094, ул. Семеновский Вал, 6а.
Тел.: (495) 787-20-20, факс: (495) 787-20-12, energy.grasso@gea.com

GEA engineering for a better world

gea.com

Оборудование для нефтегазовой промышленности

Сепарационное оборудование

Компания GEA является одним из лидеров в области производства центробежного оборудования (сепараторов и декантеров) для подготовки сырой нефти и очистки промысловой воды, переработки нефтешламов, очистки битума и получения нефти из нефтеносных песков, очистки буровых растворов, производственных масел, смазочно-охлаждающих жидкостей и дизельного топлива.

Москва, 105094, ул. Семеновский Вал, 6а.
Тел.: (495) 787-20-20, факс: (495) 787-20-12, energy.grasso@gea.com

GEA engineering for a better world

gea.com

СИБИРСКАЯ ЛИЗИНГОВАЯ КОМПАНИЯ

8 800 100 32 44 • www.oooslk.ru

№ 1*

СРЕДИ ЛИЗИНГОВЫХ КОМПАНИЙ, ПОСТАВЛЯЮЩИХ НЕФТЯНОЕ И ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

*Согласно исследованию «Лизинг России 2015», проведенному Газманом В.Д., профессором НИУ «Высшая школа экономики» (информационное письмо от 10 марта 2016 г.).

Технология газодинамического разрыва пласта с использованием генераторов давления ГДК-100

Виктор Геннадиевич Матюшин — генеральный директор ООО «СТС-ГеоСервис»

Найдено самое эффективное решение задачи интенсификации добычи трудноизвлекаемых углеводородов. Для части скважинного фонда технология газодинамического разрыва пласта является незаменимой.

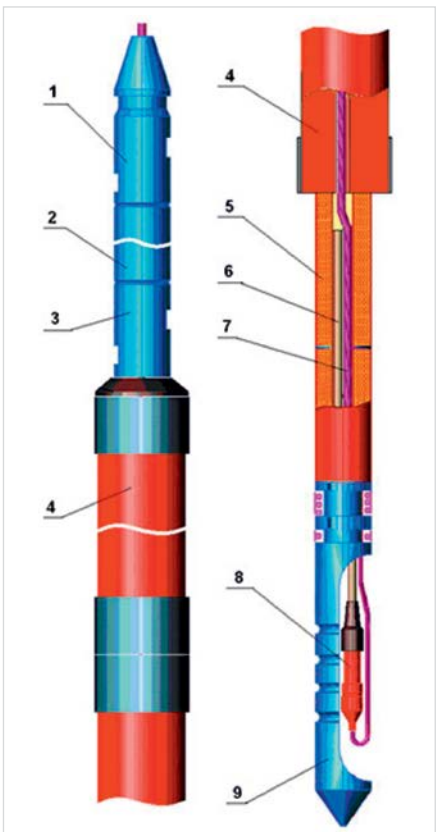


Рис. 1 — Устройство ГДК-100
1 — манометр-термометр;
2 — грузы; 3 — наконечник;
4 — заряд основной ЗГДК-85, ЗГДК-65, ЗГДК-54, ЗГДК-38;
5 — заряд воспламенительный ЗГДК-65, ЗГДК-54, ЗГДК-38;
6 — детонирующий шнур; 7 — кабель;
8 — взрывной патрон; 9 — наконечник

Кто мы?

Научно-производственная компания «СТС-ГеоСервис» является одним из национальных лидеров в области внедрения передовых методов повышения эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений (увеличение дебита).

Компания начала свою деятельность в 2001 году. Опыт работы ряда специалистов в области взрывного дела и научно-исследовательских работ разработки промышленных ВМ, составляет более 20 лет. Наличие собственных современных производственных мощностей даёт возможность контролировать процесс производства.

ООО «СТС-ГеоСервис» является производителем широкого спектра продукции: Генератор давления ГДК-100, Газогенератор КПГ105 (комбинированный перфоратор-генератор), Труборезы ТКВ, Пакер ПВП, Перфораторы ПКН64/102 ВЕКТОР, Перфораторы ПК105 ВЕКТОР.

На базе БашГУ, совместно с ООО «СТС-ГеоСервис», создан Научно-образовательный центр.

В настоящее время мы с нашими партнерами из кафедры геофизики БашГУ (профессор Валиуллин Р.А.) заканчиваем разработку математической модели, которая будет положена в основу программного обеспечения, позволяющего производить прогнозные расчеты и дизайн термогазодинамического воздействия на реальных скважинах

На российском и ряде зарубежных рынков предприятие успешно предлагает уникальную запатентованную технологию газодинамического разрыва пласта (ГДРП), основанную на разрыве призабойной зоны пласта импульсным силовым воздействием высокоэнергетических продуктов горения твердотопливных и жидких горюче-окислительных составов.

Технология ГДРП

На сегодняшний день прогрессивные добывающие компании проявляют большой интерес к методу газодинамического разрыва пласта. Для осуществления ГДРП применяется генератор давления ГДК-100. Задачи, решаемые при интенсификации притока/приемистости ГДК-100:

- ✓ Высокая эффективность при минимальных затратах;
- ✓ Работа в труднодоступных районах;
- ✓ Обработка при близком залегании водоносных пластов;
- ✓ Обработка горизонтальных скважин.

Генератор ГДК-100 эффективно используется в эксплуатационных и нагнетательных скважинах:

- ✓ в пластах-коллекторах с ухудшенными процессе бурения, освоения и эксплуатации скважин фильтрационно-емкостными свойствами прискважинной зоны;
- ✓ в средне и низкопроницаемых продуктивных пластах;
- ✓ в терригенных и в карбонатных породах;
- ✓ в горизонтальных скважинах.

В отличие от существующих аналогов, ГДК-100 позволяет проводить обработку в два этапа, что обеспечивает увеличение проницаемости за счет образования сети трещин и очистки призабойной зоны неоднократной депрессионной разгрузкой и тепловым эффектом. Для первого этапа характерна высокая скорость нарастания давления, в результате воспламенения пороховых зарядов от детонирующего шнура. При этом в скважине образуется сеть остаточных трещин. Второй этап характеризуется низкой скоростью нарастания давления, но увеличенной продолжительностью его воздействия, за счет горения основных зарядов, воспламенение которых происходит продуктами горения смесевых зарядов. Это обеспечивает дальнейшее развитие трещин вглубь пласта. Технология позволяет проводить обработку пластов в скважинах со спущенными НКТ и установленной пакерной системой.

31 августа 2016 года мы презентуем обновлённый генератор давления ГДК-170 с непревзойдёнными характеристиками, не имеющий аналогов в мире.

Это станет настоящим прорывом в технологии интенсификации углеводородного сырья.

В целях продвижения новых перспективных технологий, наша компания, ООО «СТС-ГеоСервис» до 01.07.2016, проводит бесплатное сопровождение и супервайзинг для новых партнеров.

С коммерческой точки зрения предлагаемая технология многократно продемонстрировала эффективность и экономическую целесообразность на производственных фондах как российских, так и ряда зарубежных нефтегазодобывающих корпораций, в.т.ч.: ООО «РН-Пурнефтегаз», ООО «РН-филиал «Муравленковскнефть», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ПАО «Газпром нефть», ОАО «Сургутнефтегаз», Государственный концерн «ТУРКМЕННЕФТЬ». Практически везде удалось добиться увеличения в разы приемистости скважин и интенсификации притока.

140100, Московская обл.,
г. Раменское,
ул. Нефтегазосъемки,
здание «Мосгазгеофизика»
Тел: +7 (496) 467-39-27,
+7 (495) 517-53-52
www.sts-geo.com
reception@sts-geo.com

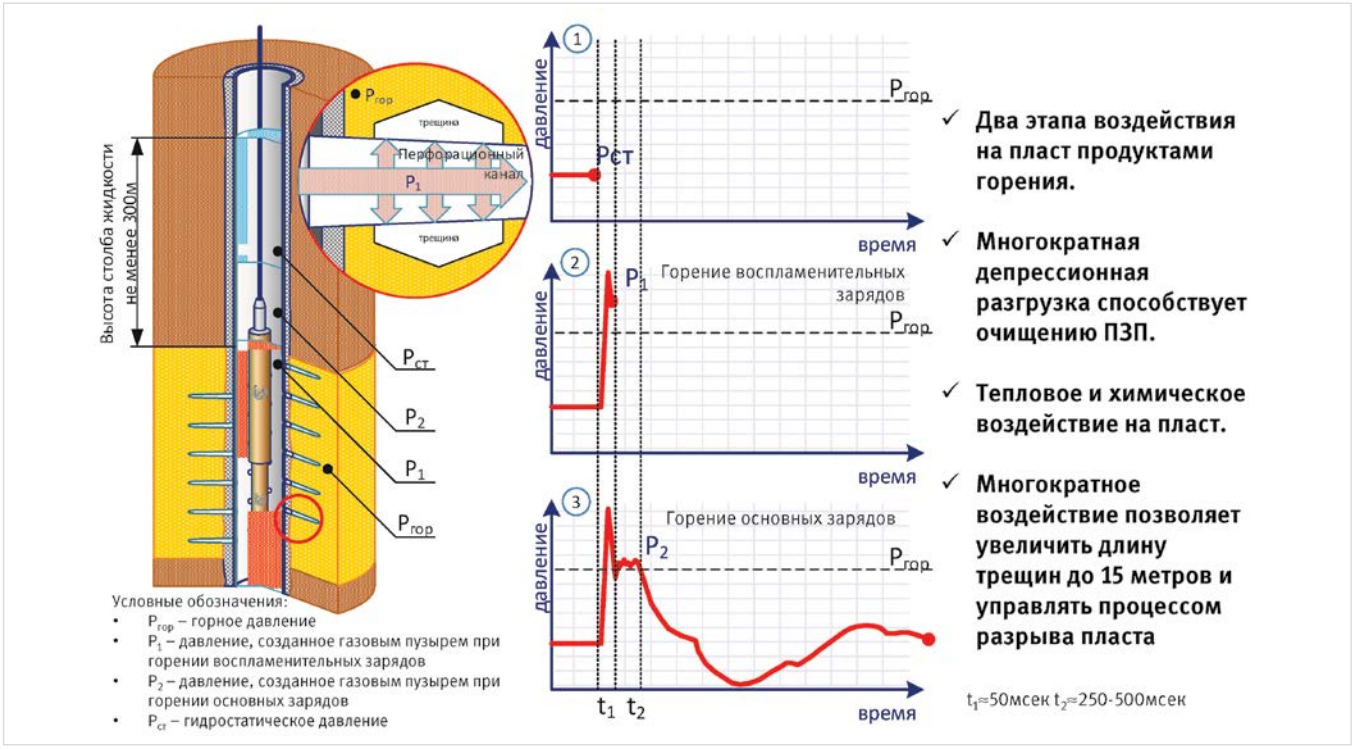
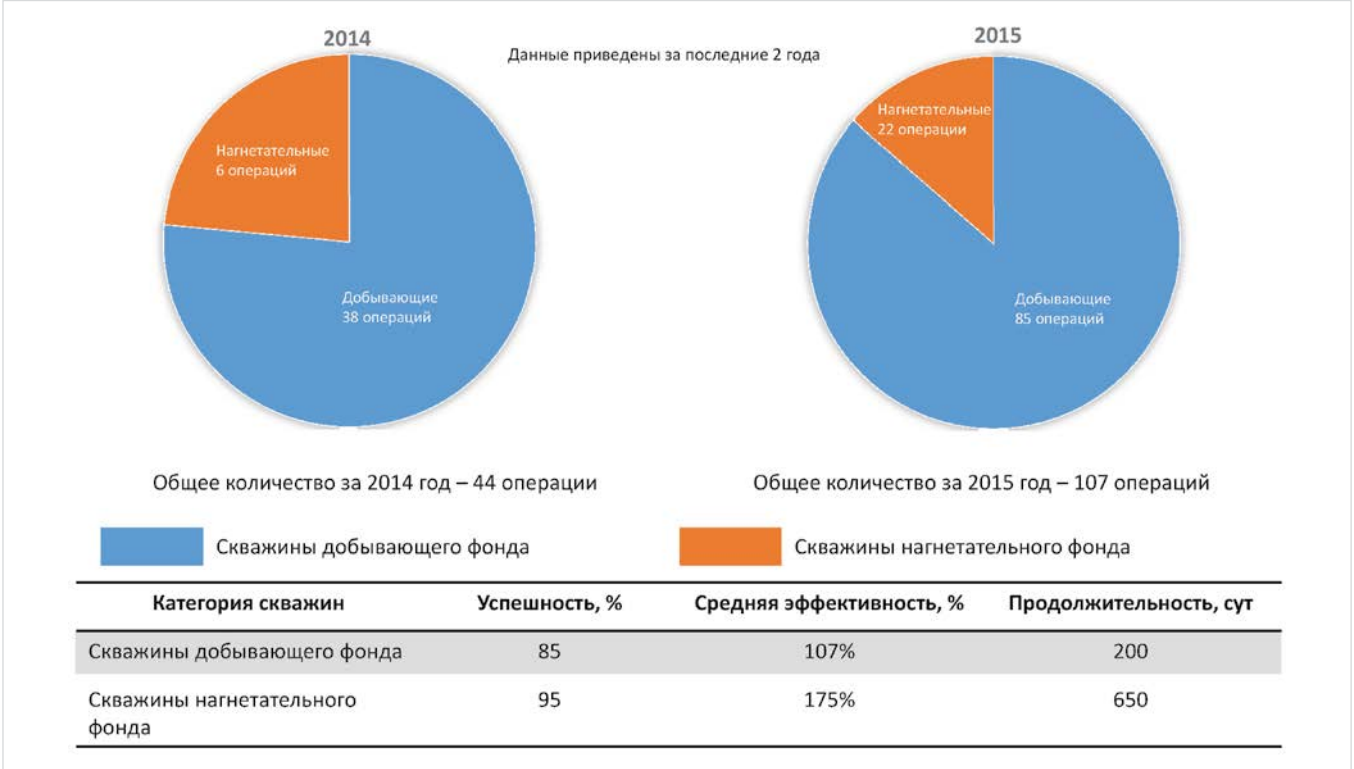


Рис. 1 — Технология газодинамического разрыва пласта с помощью генератора давления ГДК-100



Категория скважин	Успешность, %	Средняя эффективность, %	Продолжительность, сут
Скважины добывающего фонда	85	107%	200
Скважины нагнетательного фонда	95	175%	650

Рис. 2 — Результаты ГДРП с помощью генератора давления ГДК-100

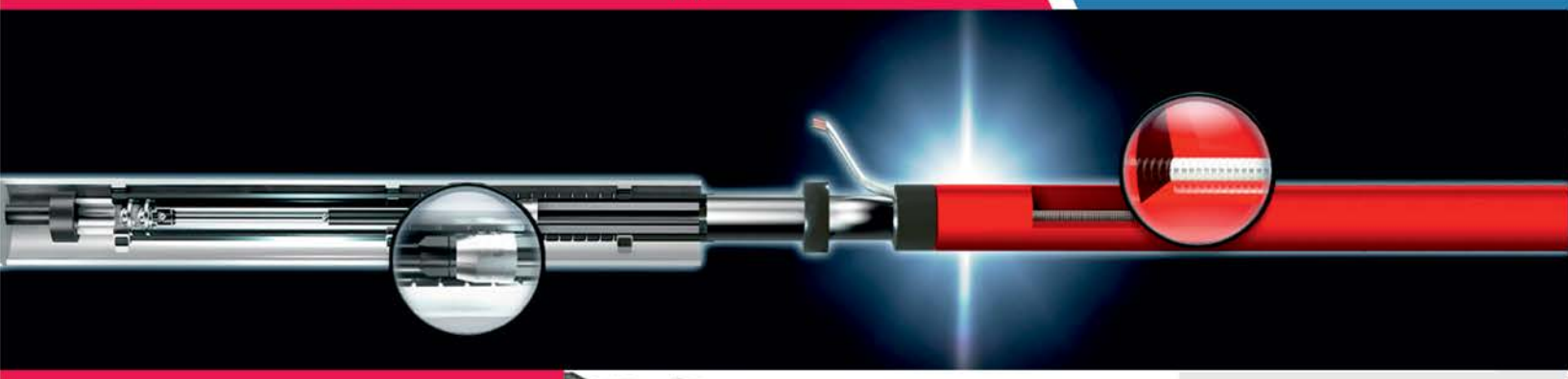
Преимуществами технологии газодинамического разрыва пласта с использованием ГДК-100 являются:

- ✓ **Является высокотехнологичным и эффективным методом интенсификации добычи углеводородов;**
- ✓ **Отсутствие негативного воздействия на колонну и цементный камень;**
- ✓ **Возможность применения в открытом стволе;**
- ✓ **Возможность обработки через НКТ без привлечения бригады КРС;**
- ✓ **Стоимость обработки на порядок ниже по сравнению с технологией ГРП;**
- ✓ **Отсутствие необходимости доставки на скважину большого количества специализированной техники, что особенно актуально для удаленных месторождений;**
- ✓ **Возможность использования технологии в качестве предобработки перед ГРП, что приводит к уменьшению затрат на ГРП и увеличению успешности проведения работ;**
- ✓ **Возможность комплексной обработки совместно с СКО;**
- ✓ **Эффективность работ после ранее проведённых ГТМ (СКО, ГРП и т.д.).**

По всем интересующим направлениям наши специалисты готовы предоставить Вам подробную квалифицированную консультацию.

www.sts-geo.com reception@sts-geo.com

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕДОБЫЧЕ



На производственных площадях ООО «Центр ИТ» в г. Перми организовано сборочное производство нового поколения насосного оборудования для нефтедобычи. Особенностью данного оборудования является то, что поступательно-возвратное движение плунжера одноходового насоса обеспечивает линейный двигатель.

УСТАНОВКА НАСОСНАЯ С ЛИНЕЙНЫМ ПРИВОДОМ

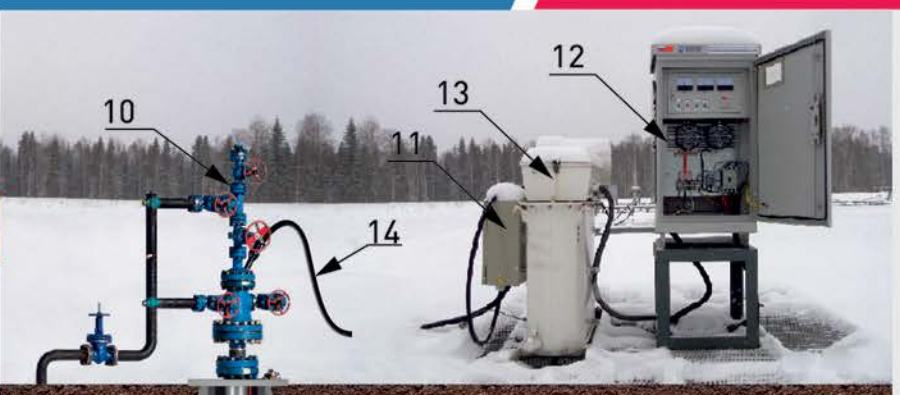
ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ:

- Скважины нефтяного добывающего фонда с проектным дебитом от 4 до 30 м^3/сут.;
- Скважины с глубиной спуска насоса от 1500 до 2500 м;
- Скважины со сложной конструкцией эксплуатационной колонны;
- Скважины, реагирующие на сезонную закачку, где периодически требуется корректировка дебита;
- Скважины периодического фонда;
- Скважины, находящиеся на кустовых площадках с ограниченной электрической мощностью;
- Одиночные скважины, а также скважины, которые по технологическим причинам переводятся с ЭЦН, ШВН.

Сейчас оборудование проходит опытно-промышленные испытания на объектах нефтедобычи ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ

Дата	Ток вверх, А	Ток вниз, А	Число ходов	Ход, м	Частота вверх, Гц	Частота вниз, Гц	Давление, Атм	Дебит, м^3	Давление, Мпа	Эл.энергия, показания счетчика	Расход эл. энергии, кВт*ч	Среднесуточное потребление эл. энергии, кВт*ч	Расход энергии на ед. продукции, кВт*ч / м^3
с 18.11.2015 по 28.12.2015	от 14 до 22	от 4 до 5	8	1.21	14	17	от 19 до 31	от 10 до 12	от 1.09 до 3.13				
28.12.2015	Установлен счетчик электроэнергии, время 17.30									00000.5			
30.12.2016	19	5	8	1.21	14	17	20		2.03	4..4	176	88	
03.01.2016	индикация cfh - перегруз									11..2			
03.01.2016	18	6	8	1.21	14	17	20	10	2.03	11..2	448	74.5	7.45
04.01.2016	19	5	8	1.21	14	17	21	10..2	2.13	15..5	620	88.5	8.64
07.01.2016	20	6	8	1.21	14	17	22	10..8	2.23	19..4	776	77.6	7.2
09.01.2016	20..0	6	8	1.21	14	17	22-24	10..6	2.23-2.43	23..5	940	78.3	7.25
11.01.2016	20	5	8	1.21	14	17	22-23		2.23-2.33	27..9	1116	79.7	



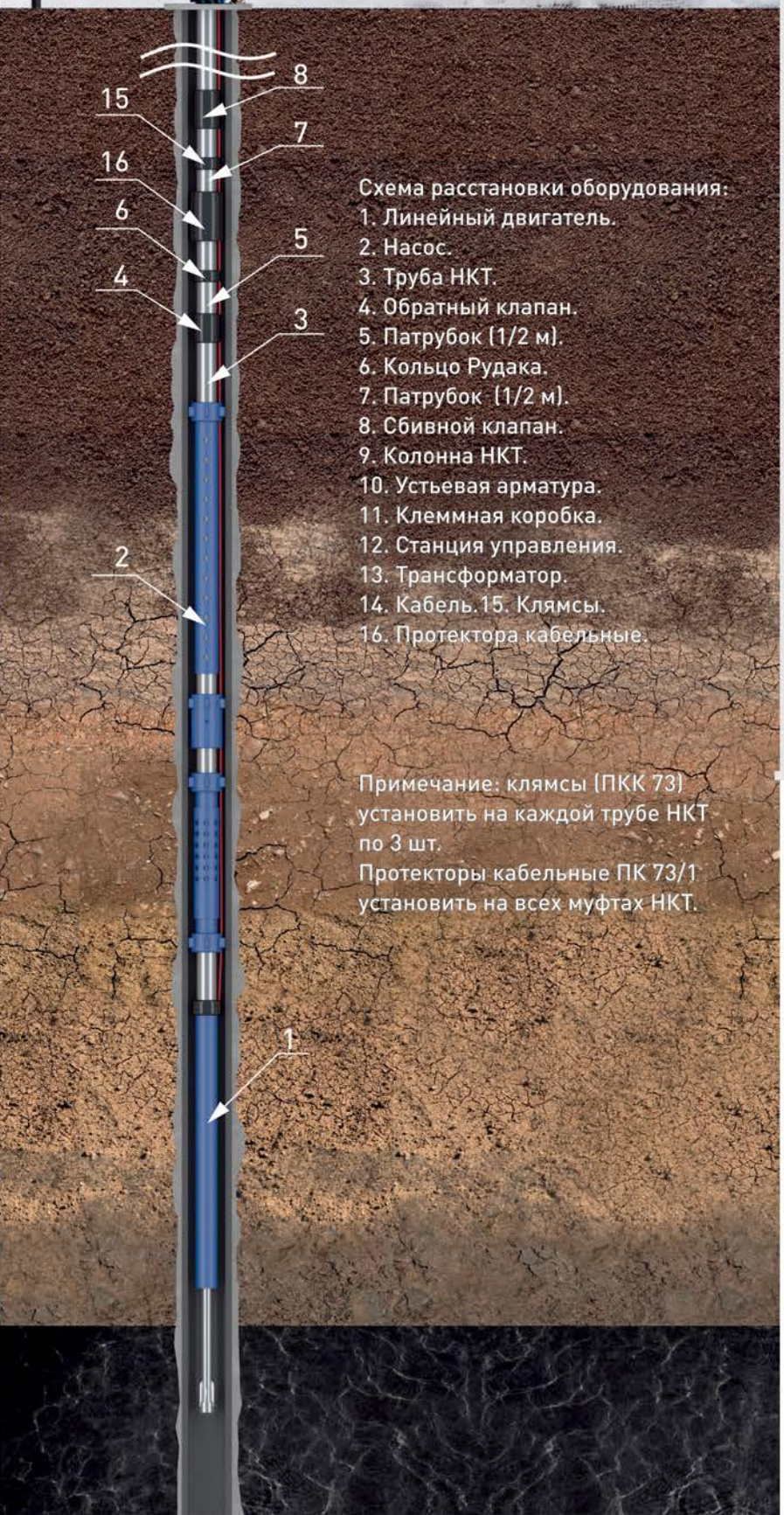


Схема расстановки оборудования:
1. Линейный двигатель.
2. Насос.
3. Труба НКТ.
4. Обратный клапан.
5. Патрубок (1/2 м).
6. Кольцо Рудака.
7. Патрубок (1/2 м).
8. Сбивной клапан.
9. Колонна НКТ.
10. Устьевая арматура.
11. Клеммная коробка.
12. Станция управления.
13. Трансформатор.
14. Кабель.15. Клямсы.
16. Протектора кабельные.

Примечание: клямсы (ПКК 73) установить на каждой трубе НКТ по 3 шт.
Протекторы кабельные ПК 73/1 установить на всех муфтах НКТ.

ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ С ЛИНЕЙНЫМ ДВИГАТЕЛЕМ:

- Сокращение затрат на обустройство скважин, связанных с возведением фундаментов и устьевых площадок.
- Полный отказ от сервисного обслуживания, связанного с монтажом и уравновешиванием станка-качалки, сменой ремней, ремонта кривошипно-шатунного механизма и других работ, связанных с эксплуатацией станка-качалки.
- Полное исключение отказов, связанных с обрывом и отворотом штанг.
- Оперативное (одним нажатием кнопки или дистанционно с рабочего места) изменение параметров работы насоса – скорости движения и количества перемещений плунжера вверх-вниз без привлечения сервисных организации и без остановки оборудования.
- Высокий КПД насоса за счет периодической эксплуатации, малой длительности закачки и высокой степени заполнения полости насоса, отсутствия потерь хода.
- Обеспечение энергосбережения за счет малой продолжительности подачи электропитания во время периодической работы двигателя (питание подается 12 с/мин. или менее 5 ч/сут.).
- Обеспечение экологической чистоты нефтедобычи за счет отсутствия набивных сальников, через которые возможен выброс нефти.
- Особенности конструкции насоса исключают образование газовых пробок.
- Наличие песочного фильтра-отделителя.
- Внутренние поверхности двигателя и насоса выполнены из никелевого сплава с добавлением бора, азота и углерода, что обеспечивает высокую коррозионную защиту.
- Увеличение наработки на отказ за счет значительного сокращения узлов отказа и простоты конструкции насосной установки.

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ»
(ООО «Центр ИТ»)

614016, Пермь, ул. Краснофлотская, д. 28
+7 (342) 206-31-95
+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

ISO 9001:2008
ISO 14001
OHSAS 18001

УДК 622.276

Методические основы планирования и организации интенсивных систем заводнения (на примере пластов Ватьеганского и Тевлинско-Русскинского месторождений)

А.С. Валеев
генеральный директор[1]

М.Р. Дулкарнаев
заместитель генерального директора по разработке месторождений – главный геолог[1]

Ю.А. Котенев
д.т.н., заведующий кафедрой[2]
geokot@inbox.ru

Ш.Х. Султанов
д.т.н, профессор кафедры[2]
ssultanov@mail.ru

Л.С. Бриллиант
генеральный директор[3]

Д.Ю. Чудинова
преподаватель кафедры[2]
Miracle77@mai.ru

[1]ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз», Когалым, Россия
[2]ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия
[3]Тюменский институт нефти и газа, Тюмень, Россия

Для нефтяных компаний, которые широко применяют метод заводнения для извлечения запасов углеводородов, неизменно важным представляется решение следующих задач: повышение эффективности закачки воды в пласт; сокращение объемов попутно добываемой воды; снижение операционных затрат и себестоимости нефтедобычи; наращивание объемов добычи нефти.
Актуальность проблем увеличивается, когда речь идет об оптимизации разработки залежей нефти с плохо регулируемыми площадными системами или очаговым заводнением. Именно для таких месторождений характерны низкая нефтеотдача и высокие темпы обводнения продукции. В этих условиях сложно прогнозировать результаты работ по оптимизации закачки воды, воздействуя на отдельную

Прокси-моделирование является альтернативой 3D-методам при решении задачи оптимизации процесса извлечения нефти. Прокси-модель точно так же воспроизводит и позволяет прогнозировать показатели работы скважин. Методология прокси-модели — это искусственная нейронная сеть (ИНС), математический аппарат, который применяется для изучения сложных процессов. Принцип функционирования нейронной сети в задачах управления заводнением заключается в установлении законов взаимодействия скважин на основе исторических откликов. В частности, для решения оптимизационных задач в нефтедобыче таковым (законом) является взаимосвязь дебита нефти добывающей и приемистостей окружающих нагнетательных скважин [1, 2].

Одним из самых важных параметров прокси-модели являются коэффициенты реагирования, которые характеризуют вероятность отклика показателей работы добывающей скважины на события, происходящие в окружающих нагнетательных скважинах (запуск/остановка скважины, рост/падение приемистости, ГРП). На карте взаимовлияния (рис. 1) цвет (зеленый, желтый, красный) характеризует интенсивность воздействия.

Характер распределения коэффициентов взаимовлияния говорит о том, что равномерная сетка скважин в условиях высокой геологической неоднородности пласта не обеспечивает компактности фронта заводнения, соответственно, актуальной является необходимость регулирования режимов работы нагнетательных скважин во избежание преждевременного обводнения добывающих скважин и поддержания пластового давления.

Коэффициенты реагирования являются исходными данными для расчета поскважинного баланса закачки (рис. 2), что позволяет судить об эффективности заводнения с позиции контроля фронта закачиваемой воды.

Дисбаланс отборов жидкости и закачки воды в скважинах, который весьма произвольно изменяется во времени, по своей природе является величиной скорее случайной, чем результатом целенаправленной деятельности по управлению процессом заводнения. Низкая устойчивость площадной системы заводнения к внешнему воздействию в реальных, а не идеализированных, как в проектах, условиях с коэффициентом эксплуатации скважин 95% и 100% балансом отборов — вот главная причина низкой нефтеотдачи пластов.

Таким образом, прокси-модель позволяет рассчитать наиболее важные показатели, которые определяют эффективность заводнения: коэффициенты реагирования и поскважинный баланс отборов жидкости. Имея на руках математическую модель взаимовлияния скважин, предоставляется возможным оптимизировать процесс нефтедобычи, управляя режимами закачки воды [3].

В общем случае процесс управления заводнением подразделяется на следующие этапы работ:

1. формирование промысловых баз данных;
2. состояние обустройства и обследование скважин;
3. оценка взаимовлияния и текущего баланса отборов по добывающим скважинам;
4. прокси-моделирование: расчет потенциала заводнения при решении оптимизационной задачи;
5. сопряжение ГТМ на добывающем фонде

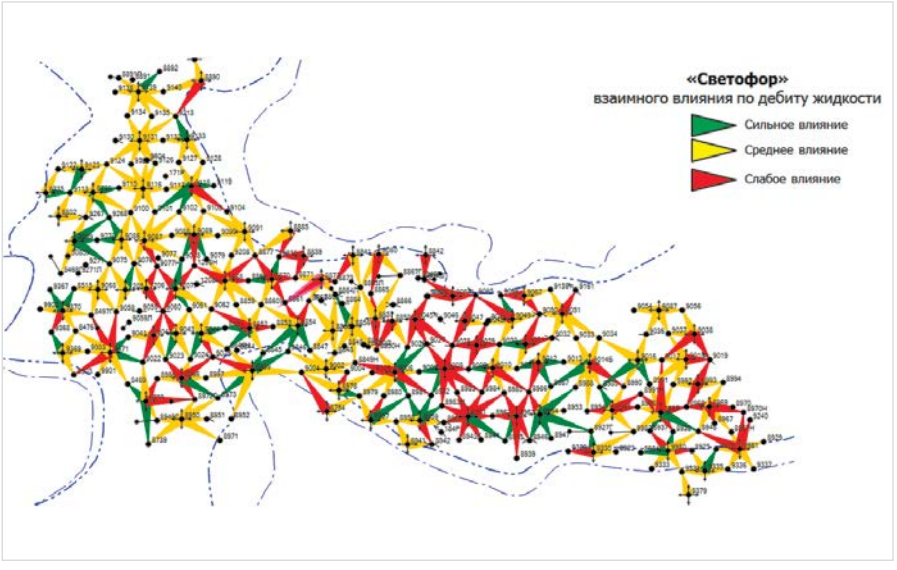


Рис. 1 — Карта взаимовлияния

скважину, которая подвержена влиянию окружающих, и, тем более, невозможно решение главной задачи производства — минимизации операционных затрат и увеличения добычи нефти.

Решением вопроса является совершенствование процесса заводнения на основе управления режимами работы скважин. В этом случае термин «управление режимами» следует трактовать иначе, чем просто изменение приемистости скважин. Это в первую очередь сопряжение геолого-технологических мероприятий на добывающих и нагнетательных скважинах, соответственно, алгоритму оптимизационной задачи.

Материалы и методы
Геолого-промысловые данные, прокси-модель, искусственная нейронная сеть, геолого-статистические модели, геолого-гидродинамическое моделирование.

Ключевые слова
управление разработкой, 3D модель, коэффициенты реагирования, нейронные сети, оптимизация, дебит нефти, система ППД, коллектор, КИН

скважин с оптимизацией закачки;
6. прогноз технико-экономических показателей добычи нефти по скважинам;
7. ранжирование участков площади залежи соответственно установленным критериям (объем затрат, дополнительная добыча нефти, NPV);
8. формирование плана добычи нефти и дорожной карты работ по скважинам.

В основе формирования рекомендаций, программы мероприятий и режимов эксплуатации скважин лежит детальный геолого-промысловый анализ фактической информации (в том числе промыслово-геофизические, гидродинамические, трассерные исследования), технико-экономическая оценка эффективности выполненных мероприятий, учитывается текущее техническое состояние фонда скважин с привлечением истории ГТМ. Применительно к пласту $ЮВ_1$ Ватьеганского месторождения были выделены следующие основные задачи и этапы исследования:

- типизация разреза скважин;
- анализ закономерности выработки запасов применительно к типам строения;
- определение источников обводнения скважин по результатам эксплуатации;
- многофакторный анализ латеральной анизотропии;
- структурный анализ как фактор, определяющий условия локализации запасов нефти на поздней стадии разработки.

Анализ разреза коллектора по каждой скважине позволил выделить три типа разреза:

Тип 1 — гидродинамически связанный коллектор — ГСК (характеризуется чередование глинистых прослоев);

Тип 2 — усеченный ГСК, представлен выдержанным песчаным телом, расположенным в кровельной части разреза. Подошвенная часть заглинизирована и характеризуется незначительной долей водонасыщенной толщи;

Тип 3 — двучленное строение. В отличие от типа 2, подошвенная часть представлена сопоставимым по толщине опесчаненным интервалом насыщенным водой (рис. 3).

В результате картирования выделенных типов разреза отмечается вертикальное расположение «врезов» (рис. 4). Наибольшее распространение по площади имеют усеченный ГСК и двучленный тип строения. Гидродинамически связанный коллектор представлен небольшими «врезами» в центральной и восточной частях исследуемого участка.

Закономерным является вопрос влияния типа разреза на характер выработки запасов.

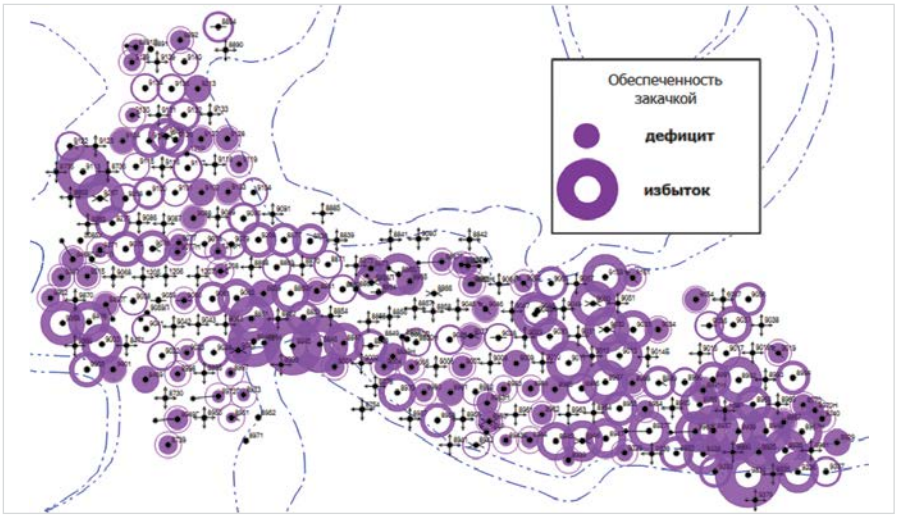


Рис. 2 — Карта обеспеченности закачкой

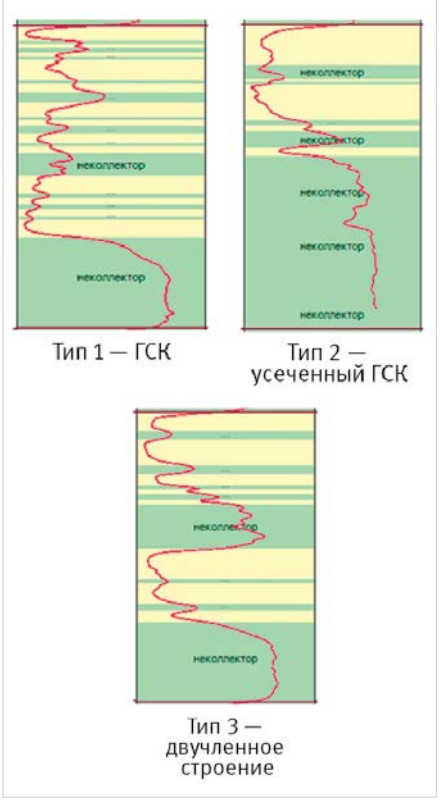


Рис. 3 — Типизация разреза коллектора

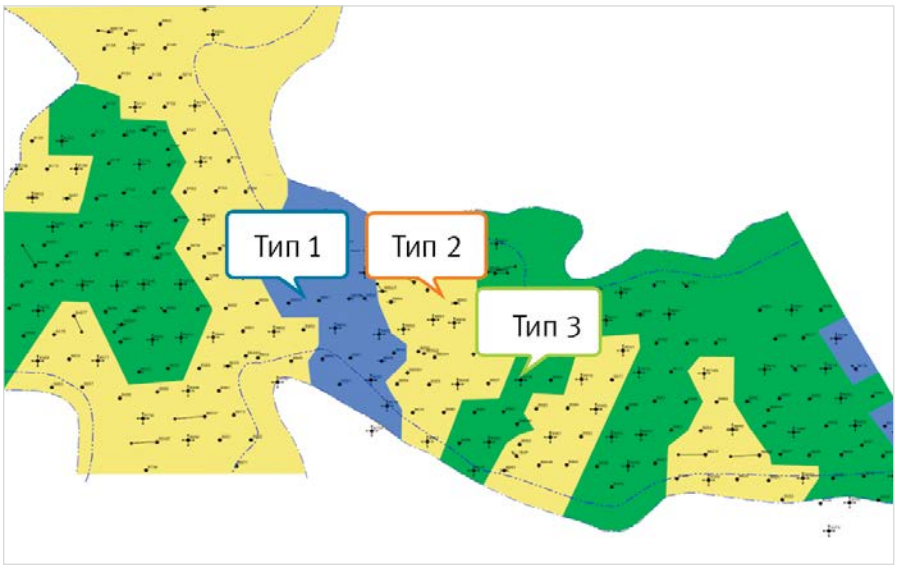


Рис. 4 — Распространение типов коллектора по площади

Характеристики вытеснения, построенные для участков с различным типом коллектора, свидетельствуют о существенных отличиях в величине конечной нефтеотдачи (рис. 5).

Различия в причинах обводнения скважин и характере выработки запасов, вызванные типизацией разреза, должны быть учтены при формировании программы мероприятий. В случае с гидродинамически связанным коллектором приоритетной является интенсификация притока из кровельной части (реперфорация). В случае с двучленным типом строения программа мероприятий должна быть сопряжена с оптимизацией интервалов перфорации. Участки с усеченным типом строения являются наиболее перспективными с точки зрения управления заводнением.

С целью оценки перспектив развития сформированной системы разработки был проведен многофакторный анализ латеральной анизотропии. Для этого были выделены элементы «добывающая – нагнетательная», отличающиеся направлением вытеснения нефти (рис. 6). Фактор латеральной анизотропии проявляет себя в большем ВНФ при вытеснении в направлении СЗ-ЮВ.

Следующим этапом анализа латеральной анизотропии было изучение влияния геологического строения на характер выработки запасов. Анализ проводился для каждого из выделенных ранее типов коллектора.

Анизотропия внутри каждого типа отдельно оценивалась по парам скважин в двух направлениях: З-В и С-Ю. Гидродинамически связанный коллектор (тип 1) на участке распространен в меньшей степени и выделить пару «добывающая-нагнетательная» в пределах данного типа при условии отсутствия влияния других нагнетательных скважин невозможно. Для скважин, представляющих усеченный ГСК, водонефтяной фактор не зависит от направления вытеснения. В скважинах, вскрывших коллектора с двучленным строением, ВНФ при вытеснении в направлении С-Ю выше (1,2 против 0,85).

Таким образом, факт латеральной анизотропии преобладает в северо-западном направлении и свидетельствует о наличии приоритетного направления для формирования разрезающих рядов.

Для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, актуальным является нахождение путей для решения задачи локализации зон повышенной концентрации остаточных запасов нефти по площади и разрезу залежей. В соответствии с особенностями концентрации остаточных запасов нефти, они приурочены, чаще всего, к кровельной части разреза. Поэтому основная цель состоит в выявлении на поверхности изучаемого пласта локальных куполовидных поднятий, наиболее приоритетных для последующего изучения. В работе для построения карт куполовидных поднятий использовался метод скользящего окна. Оптимальный размер окна осреднения составил 500 м. Всего на участке исследования было выделено 13 локальных поднятий амплитудой от 5 до 15 м и 10 локальных прогибов (амплитуда 3–10 м).

Анализ построенной карты куполовидных поднятий не позволяет провести уверенного выделения локальных зон поднятий, не охваченных процессом заводнения. В то же время стоит отметить следующие существующие различия в способах выработки запасов, встречающиеся на месторождении:

– Нагнетательная скважина расположена на абсолютных отметках выше, чем добывающая;
– Добывающая скважина расположена в центре куполовидного поднятия, нагнетательная оконтуривает его.

Согласно выделенным принципам, сформированы группы скважин для анализа влияния положения добывающих и нагнетательных скважин относительно друг друга на характеристики процесса вытеснения нефти. В группу, характеризующуюся закачкой воды в купол, было включено 53 добывающих и 13 нагнетательных скважин на 6 участках; во вторую группу вошли 64 добывающие и 22 нагнетательные скважины на 7 участках.

Для групп с положением нагнетательной скважины в куполе (вытеснение сверху вниз) и в прогибе (вытеснение снизу вверх) наблюдается более благоприятная характеристика и больший отбор нефти с расположением нагнетательной в куполовидном поднятии. Характеристика вытеснения для противоположной группы менее привлекательная, что создает предпосылки для усиления системы воздействия на куполовидное поднятие.

В таком случае необходимо рассмотреть возможность перевода высокообводненных добывающих скважин под закачку с целью достижения максимального воздействия на куполовидное поднятие с добывающей скважиной.

Альтернативным методом учета взаимовлияния показателей работы нагнетательных скважин на события, происходящие в добывающих — является оценка информационного массива временных рядов дебитов жидкости, нефти, воды. Данный метод основан на применении коэффициента ранговой корреляции Спирмена [4, 5], который используется с целью статистического изучения связи между явлениями. Доступность и простота данного метода не уступает методам ИНС.

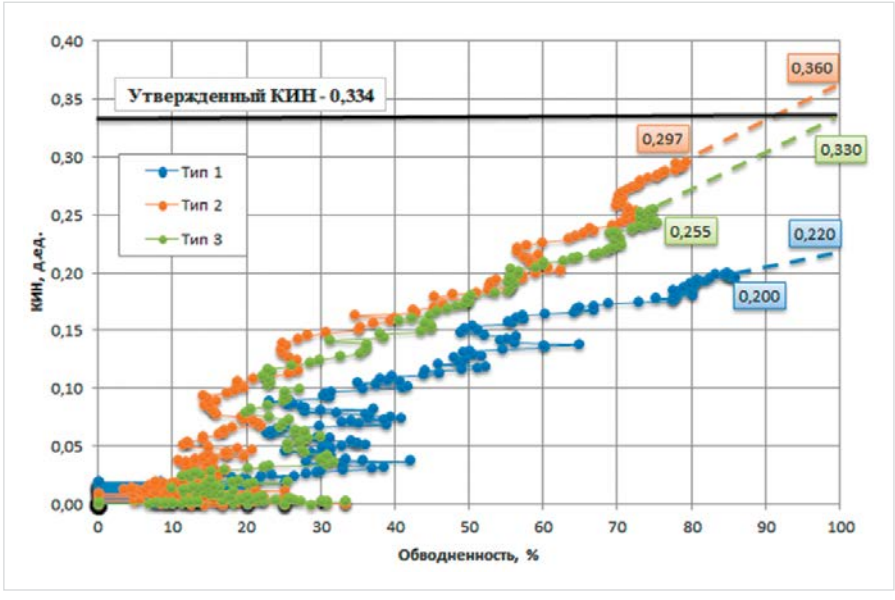


Рис. 5 — Характеристики вытеснения по типам разреза

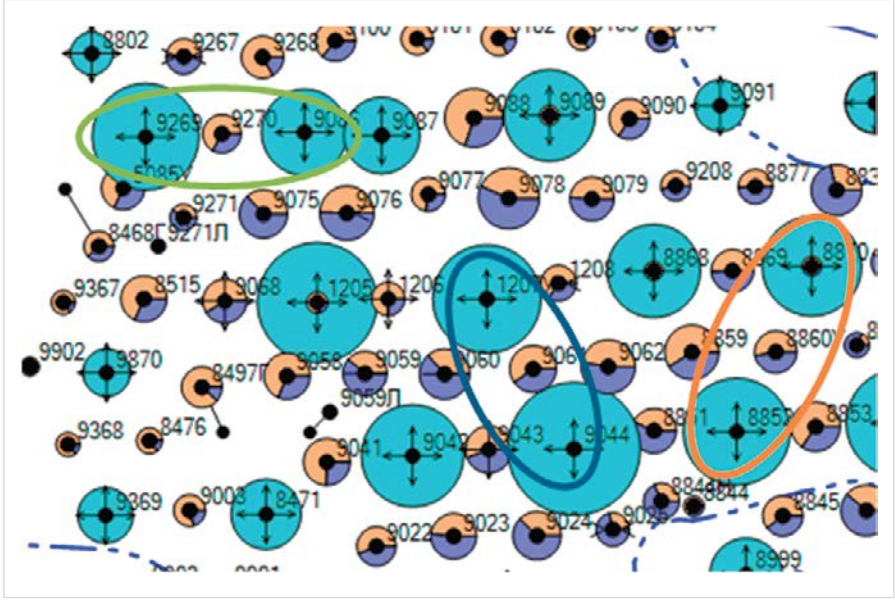


Рис. 6 — Выделение элементов по направлению вытеснения

Отличие состоит в меньшем объеме исходной информации (в расчете были приняты 24 события — 2 года эксплуатации каждой скважины из группы нагнетательная-добывающая). Учет и исключение моментов остановки, бездействия, запуска скважин и изменения объема закачиваемого реагента предусмотрены посредством их выборки, с помощью специально созданного программного модуля. Автоматическая фильтрация осуществляет сортировку и обработку исходного массива данных методом рекурсивного вызова алгоритма сортировки данных. В качестве исходного массива были выбраны файлы технологических режимов работы скважин во времени — эксплуатационные карточки.

Анализ интенсивности системы заводнения выполнен для участка пласта $БС_{10}^{2-3}$ Тевлинско-Русскинского месторождения (рис. 7).

Полученные значения корреляции по группе скважин были сгруппированы по шкале Чеддока, оценивающей тесноту связи между признаками. В основу расчета были взяты временные ряды отборов нефти, жидкости и закачки воды.

Для группы скважин, где коэффициент корреляции по шкале Чеддока, хотя бы по одному из признаков (дебит нефти или жидкости) составил более 0,5 д.ед., были отнесены в категорию с хорошей гидродинамической взаимосвязью.

По результатам расчетов выполнено условное картирование приоритетных направлений фильтрации и карт корреляции коэффициента Спирмена для участка пласта.

$БС_{10}^{2-3}$ (по соотношению дебиту нефти и закачки воды)

Анализ карт позволил установить основное направление движения фронта заводнения от нагнетательных скважин и что основные потоки фильтрации распространяются по СВ-ЮЗ (северо-восточном — юго-западном) и СЗ-ЮВ (северо-западном — юго-восточном) направлениям.

Анализ фациальной изменчивости пласта и геолого-геофизических параметров позволил установить, что именно в таком направлении происходит улучшение ФЕС, увеличение опесчанивания пласта по латерали.

Анализ карт взаимодействия скважин по коэффициенту Спирмена позволил установить взаимосвязь интенсивности заводнения с проницаемостью, долей невыработанных запасов и пластового давления. Полученные результаты не противоречат общим представлениям о процессе нефтеизвлечения, тем самым подтверждая достоверность применяемого метода оценки взаимовлияния скважин.

Вопрос влияния геолого-геофизических особенностей пласта на характер выработки запасов и на основные направления фронта заводнения был подтвержден математическим моделированием эффективности воздействия ГРП на остаточные запасы, путем составления уравнения регрессии.

Скважины эффект от проведения ГРП на которых является максимальным, расположены в субмеридиональном положении с С (севера) на Ю (юг). Участки с максимальной дополнительной добычей нефти от проведения ГРП имеют наиболее высокие значения эффективных толщин, коэффициента расчлененности, а также отличаются наилучшими ФЕС [6–8].

Итоги

В работе рассмотрено решение вопросов повышения эффективности заводнения и сокращения объемов попутно добываемой воды посредством управления режимами работы скважин через определенные алгоритмы путей решения данной проблематики.

Выводы

Установление взаимовлияния пар скважин методом расчета коэффициента Спирмена позволяет выявлять участки, неохваченные заводнением и участки, для которых необходимо проводить селективную водоизоляцию с целью перераспределения фильтрационных потоков. Предложенный метод может быть использован при планировании ГТМ и оптимизации системы заводнения.

Принципы совершенствования системы заводнения сопряжены с фактором латеральной анизотропии, а также учитывают структурно-гравитационный фактор. Предложенная программа работ основана на оптимизации режимов работы нагнетательных и добывающих скважин и направлена на снижение обводненности продукции скважин и стабилизацию добычи нефти.

Формирование рядной системы разработки в центральной части пласта $ЮВ_1$, обуславливает необходимость развития методических основ и подходов к планированию работ.

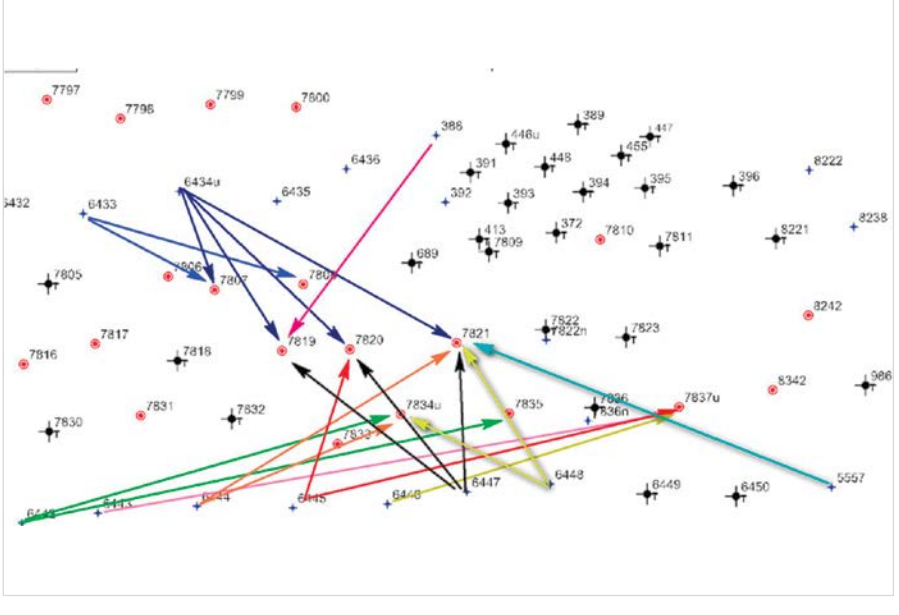


Рис. 7 — Карта направлений фильтрационных потоков по участку пласта

Список литературы

1. Михайлов В.Н., Дулкарнаев М.Р., Волков Ю.А. Проблемы и опыт проектирования разработки длительно эксплуатируемых залежей нефти на примере Ватьеганского месторождения Западной Сибири. Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений: труды международной научно-практической конференции. Казань: Фэн, 2012. С. 255–257.
2. Валеев А.С. , Дулкарнаев М.Р., Котенев Ю.А. , Султанов Ш.Х. Оптимизация системы разработки и трансформация системы заводнения на крупном нефтегазоносном объекте. Сб. науч. трудов. Вып.4 (9), Уфа: Монография, 2015. С. 118–127.
3. Каждан М.В., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Дулкарнаев М.Р. Восстановление литолого-фациальной обстановки формирования продуктивного горизонта с использованием современных геоинформационных технологий // Нефтегазовое дело. 2013. №6. С. 103–125.
4. Котенев Ю.А., Манапов Т.Ф. Обоснование и размещение проектных скважин при реализации метода повышения нефтеотдачи. Проблемы повышения нефтеотдачи пластов. Научно-техническая Конференция молодых ученых и специалистов, тезисы докладов, Уфа, 1989. С. 10.
5. Котенев Ю.А., Чудинова Д.Ю. Предложения по регулированию системы разработки для повышения выработки слабодренируемых участков. Разведочная и промысловая геофизика: теория и практика. Сборник докладов Десятой молодежной научно-практической конференции. Вып.9. Уфа: Информреклама, 2015. С .10–15.
6. Андреев В.Е., Чудинова Д.Ю., Чижов А.П., Чибисов А.В., Ефимов Е.Р. Геологические условия эффективного применения ГРП неокомских отложений. Уфа: Гилем, Вып. № 21. 2015 С. 63–69
7. Султанов Ш.Х. Метотехнология системного анализа разработки нефтяных месторождений с различными категориями трудноизвлекаемых запасов. Уфа: Монография, 2009. 204 с.
8. Султанов Ш.Х., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Ягафаров Ю.Н., Щербинин В.Г. Геолого-промысловый анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи. Уфа: УГНТУ, 1998. 146 с.

Methodical bases of planning and organizing intensive flooding systems (on example Vateganskoe and Tevlinsko-Russkinskoe fields)

UDC 622.276

Authors:
Azamat S. Valeev — general director[1]
Marat R. Dulkarnaev — deputy general director on field development – chief geologist[1]
Yuri A. Kotenev — Sc.D., head of department[2]; geokot@inbox.ru
Shamil Kh. Sultanov — Sc.D., professor[2]; ssultanov@mail.ru
Leonid S. Brilliant — general director[3]
Daria Yu.Chudinova — lecturer[2]; Miracle77@mai.ru

[1]LUKOIL - Western Siberia, LLC TPP "Povhneftegaz", Kogalym, Russian Federation
[2]FGBOU VPO Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation
[3]Tyumen oil and gas Institute, Tyumen, Russian Federation

Abstract
For the oil companies, which are widely used method for the extraction of water flooding of hydrocarbon reserves, always important to address the following challenges: improving the efficiency of water injection; reducing the volume of produced water; reduction of operating costs and the cost of oil production; increasing the volume of oil production.
The urgency of the problems increases when it comes to optimizing the development of oil deposits with poorly controlled areal systems or focal flooding. It is for these deposits are characterized by low oil recovery rates and high water cut. In these conditions it is difficult to predict the results of the optimization of water injection by acting on a single hole, which is influenced by others, and, moreover, impossible to solve the main task of production - minimize operating costs and increase oil. Decision of the issue is to improve the process of flooding on the basis of mode control wells. In this case, the term "control regimes" should be treated differently than just a change injectivity. This first pair of geological and technological measures on the production and injection wells, respectively algorithm optimization problem.

Materials and methods
Geological fields data , proxy model, artificial neural network , geological and statistical models , geological and hydrodynamic modeling.

Results
In this work were considered issues of flooding and increase the efficiency of reduction of volumes of produced water by controlling the modes of operation of wells through certain paths algorithms for solving of this problem.

Conclusions
Establishing mutual well pairs by calculating the Spearman coefficient allows to identify areas not covered by flooding and areas that require waterproofing selective conduct for the purpose of redistribution of filtration flows. The proposed method can be used in the planning of well interventions and optimize flooding system.
Principles of perfection flooding system are associated with the lateral anisotropy factor, as well as take into account the structural and gravity factor. The proposed program of work is based on the optimization of operating modes of injection and production wells and is aimed at reducing water production wells and the stabilization of oil production.
Formation of the row system development in the central part YuV1 formation necessitates the development of methodical bases and approaches to planning work.
without preliminary gas separation.

Keywords
oilfield development, 3D model, response rates, neural networks, optimization, production rate, reservoir pressure maintenance system, reservoir, oil recovery

References

1. Mikhaylov V.N., Dulkarnaev M.R., Volkov Yu.A. *Problemy i opyt proektirovaniya razrabotki dlitel'no ekspluatiruemykh zalezhey nefti na primere Vat'eganskogo mestorozhdeniya Zapadnoy Sibiri* [Problems and experience in design development for a long time exploited oil deposits on the example Vateganskogo deposits of Western Siberia]. High-viscosity oil and natural bitumen: problems and increase the efficiency of exploration and development: proceedings of the international scientific-practical conference. Kazan: *Fen*, 2012, pp. 255–257.
2. Valeev A.S., Dulkarnaev M.R., Kotenev Yu.A. , Sultanov Sh.Kh. *Optimizatsiya sistemy razrabotki i transformatsiya sistemy zavodneniya na krupnom neftegazonosnom ob"ekte* [Optimization of development and transformation of waterflooding system to a major oil and gas facility]. Collected works, a monograph, Ufa: *Monografiya*, issue 4(9), 2015, pp. 118–127.
3. Kazhdan M.V., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Dulkarnaev M.R. *Vosstanovlenie litologo-fatsial'noy obstanovki formirovaniya produktivnogo gorizonta s ispol'zovaniem sovremennykh geoinformatsionnykh tekhnologiy* [Restoring lithofacies conditions of formation of productive horizon using modern geoinformation technologies]. Oil and gas Business, 2013, issue 6, pp. 103–125.
4. Kotenev Yu.A., Manapov T.F. *Obosnovanie i razmeshchenie proektnykh skvazhin pri realizatsii metoda povysheniya nefteotdachi* [Rationale and design of wells razmeschnie in implementing EOR] Problems EOR. Scientific and technical conference of young scientists and specialists, abstracts. Ufa, 1989, p. 10.
5. Kotenev Yu.A., Chudinova D.Yu. *Predlozheniya po regulirovaniyu sistemy razrabotki dlya povysheniya vyrabotki slabodreniruemykh uchastkov* [Proposals for the development of systems to improve the management of production sites slabodreniruemyh]. Exploration and production geophysics theory and practice. Proceedings of the Tenth Youth scientific and practical conference, issue 9, Ufa: *Informreklama*, 2015, pp. 10–15
6. Andreev V.E., Chudinova D.Yu., Chizhov A.P., Chibisov A.V., Efimov E.R. *Geologicheskie usloviya effektivnogo primeneniya GRP neokomskikh otlozheniy* [Geological conditions of effective application of hydraulic fracturing Neocomian deposits] Ufa: *Gilem*, 2015, issue 21, pp. 63–69.
7. Sultanov Sh.Kh. *Metotekhnologiya sistemnogo analiza razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy s razlichnymi kategoriyami trudnoizvlekaemykh zapasov* [Method technology system analysis of the development of oil fields to different categories of stranded]. Ufa: *Monografiya*, 2009, 204 p.
8. Sultanov Sh.Kh., Andreev V.E., Kotenev Yu.A., Yagafarov Yu.N., Shcherbinin V.G. *Geologo-promyslovyy analiz effektivnosti primeneniya metodov uvelicheniya nefteotdachi* [Geologic analysis of the effectiveness of methods of enhanced oil recovery]. Ufa: *USPTU*, 1998, 146 p.

KUPER ENGINEERING COMPANY®

МЫ НАВОДИМ МОСТЫ

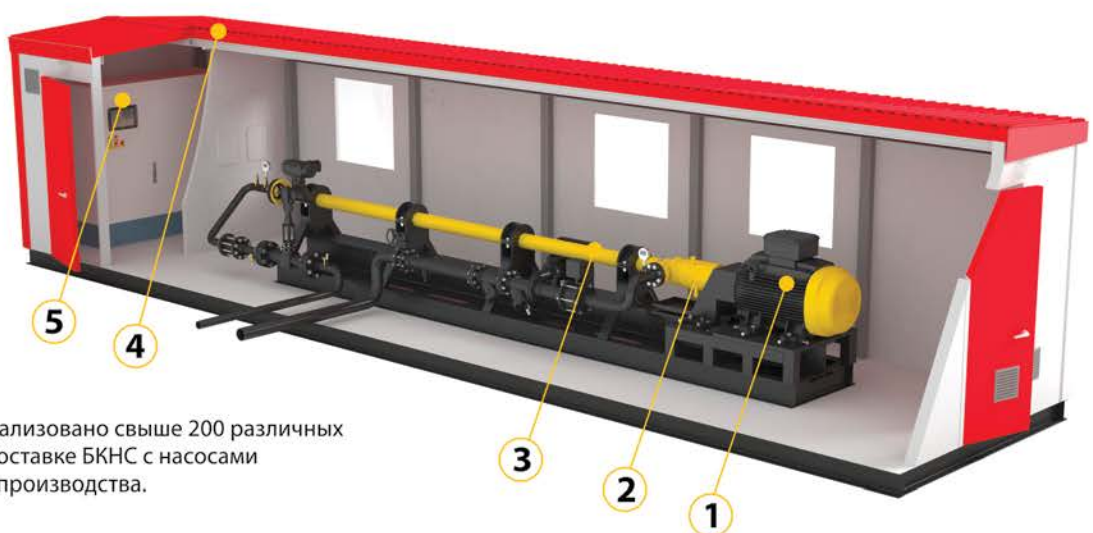
• Инжиниринг • Изготовление
• Комплектация • Поставка • Сервис

www.kupercompany.com

Горизонтальная насосная установка с широким диапазоном производительности и напора.

Предназначена для нагнетания жидкости в скважины с целью поддержания пластового давления нефтяных скважин, утилизации попутной воды.

ООО «Купер» имеет успешный опыт изготовления БКНС на базе горизонтальных насосных установок. Можем произвести для Вас БКНС на базе насосного оборудования любого производителя. Имеем техническую возможность производить МФНС (мультифазные насосные станции) по перекачке нефти и эмульсий на базе винтовых насосных установок.
БКНС представляет собой, изготовленное по индивидуальному заказу здание на жесткой раме (блок-бокс), включающее в себя технологическое помещение, где располагаются насосный агрегат и технологическая арматура подводящего и нагнетательного трубопроводов.



С 2002 года реализовано свыше 200 различных проектов по поставке БКНС с насосами собственного производства.

1 Электродвигатель трехфазный

Обеспечивает привод насоса. Частота вращения вала электродвигателя – 1785-4165 об/мин (30-70 Гц)

2 Узел разгрузки

Предназначен для снятия осевых нагрузок, передаваемых от насосной секции на вал электродвигателя.

3 Насос

Центробежная насосная секция коррозионно-износостойкого исполнения обеспечивает нагнетание жидкости. Давление на приеме насоса от 0,05 до 20 МПа. КПД насоса до 78 %

4 Блочное здание (блок-бокс)

Блок-бокс – здание на жесткой раме, предназначенное для защиты размещаемого оборудования от факторов внешней среды, оснащается окнами, дверями, воротами, кран-балкой, системой освещения, отопления и вентиляции.

5 Интеллектуальная система управления

Позволяет производить гибкое регулирование технологического процесса, обеспечивают долговременную и надежную эксплуатацию оборудования, сводит к минимуму участие эксплуатирующего персонала.

+7 (8553) 318474, +7 (8553) 318135
info@kupercompany.com marketing@kupercompany.com

УДК 621.69

Ламинарные насосы и новые технологические возможности

В.А. Бендерович
технический директор[1]

Э.Д. Лунаци
инженер[1]
info@t2100.ru

А.В. Ноздрин
инженер[1]

А.Е. Шеина
аспирант[1], инженер[2]

[1]ООО «НИУ», Москва, Россия
[2]Московский Автомобильно-Дорожный Государственный Технический Университет (МАДИ), Москва, Россия

Известно, что насосы, предназначенные для перекачивания жидкостей с абразивом, обладают небольшим межремонтным пробегом. Ламинарные (дисковые) насосы, освоенные отечественной промышленностью, способны перекачивать вязкие жидкости с абразивом. При их применении уменьшается количество ремонтов, не требуются дорогие запчасти, производительность технологических установок увеличивается от снижения простоев для ремонтов, а также уменьшаются потери продуктов, сливаемых перед ремонтом. Приводятся конструкции и примеры использования в буровом деле.

Материалы и методы
Практический опыт применения ламинарных насосов.

Ключевые слова
вязкие жидкости, вязкость, дисковые насосы, ламинарные насосы, КПД, надежность, торцовые уплотнения

Надежность насосов, безупречно перекачивающих чистые жидкости, заметно снижается, если в жидкости появляются абразивные частицы. В связи с этим вводятся ограничения по допустимым размерам частиц, их концентрации, твердости и другим показателям [1, 2].

В настоящее время проблема перекачивания жидкостей с абразивными частицами по-прежнему актуальна. Поэтому разрабатываются специальные конструкции с применением особых уплотнений и материалов, компоновок, обеспечивающих возможность быстрой замены изнашивающихся деталей, с фильтрацией перекачиваемых жидкостей и с промывкой чистыми жидкостями мест, подверженных износу от абразива. Однако, ресурс насосов для жидкостей с абразивом остается намного меньшим, чем для чистых жидкостей, а затраты на ремонт в несколько раз больше.

Для чистых и загрязненных жидкостей широко применяются центробежные насосы (водяные, шламовые, дренажные и др.) [3]. Возможности этих насосов снижаются, если нужно перекачивать вязкие жидкости, как чистые, так и содержащие частицы. Наибольшая вязкость, при которой на практике применяются центробежные насосы, равна 450–500 сСт [2,3]. Увеличение вязкости перекачиваемой среды изменяет характеристики насосов, испытанных на воде, если их используют для вязких жидкостей. При этом коэффициенты подачи и напора снижаются вдвое, а мощности удваивается. Это свойство накладывает ограничения при проектировании технологического производства таким образом, чтобы перекачивать сильно разбавленные среды (в основном, водой) там, где хотелось бы перекачивать более густые жидкости. После перекачки продукт приходится отстаивать или выпаривать. Тратится много лишней энергии, усложняются технологические установки.

Для перекачивания более вязких сред используют объемные насосы: шестеренные, одно-, двух-, трехвинтовые насосы, а также шиберные, коловратные, мембранные, перистальтические (шланговые), поршневые и плунжерные [3, 4].

Шестеренные насосы из-за относительно низкой себестоимости часто используют для перекачивания абразивсодержащих сред, хотя в документации на насосы это запрещено, что оборачивается проблемами с ремонтом. Коловратные и шиберные объемные насосы по устойчивости к абразивсодержащим средам похожи на шестеренные.

Трехвинтовые насосы предназначены для чистых и вязких жидкостей. Однако по разным причинам используются и при перекачивании мазута с «песком», из-за чего возникает износ винтов, корпусных деталей и внутренних подшипников скольжения. Для задержки частиц применяют фильтры на всасывании, которые приходится чистить.

Одновинтовые насосы обычно предназначают для вязких и абразивсодержащих сред. Ресурс этих насосов зависит от стойкости к абразиву винтов и, особенно, обойм, изготовляемых из различных эластомеров (резин) [5]. Несмотря на усилия разработчиков, достигаемые надежность и долговечность невелики [3, 5].

Диафрагмы мембранных и шланги перистальтических насосов являются слабыми местами. Здесь также разрабатываются все новые материалы и особые конструкции для обеспечения безотказности. Разрыв мембраны или шланга приводит к попаданию продукта в приводную часть и к сложному ремонту. Иногда используются конструкции с вакуумной полостью между слоями шлангов или мембран. Из полости откачивают воздух, а специальный ниппель подсоединяется к датчику разрежения, сигнализирующему о повреждении упругих деталей. Понятно, что такие конструкции весьма сложны и дороги, но в некоторых случаях без них не обойтись [5].

Плунжерные и поршневые насосы давно используют для вязких и абразивсодержащих сред. Для придания долговечности здесь применяют особые покрытия для поршней и плунжеров все новые эластомеры для поршней и манжет. И все равно межремонтный период этих насосов невелик при сложной конструкции и большой цене. В этих насосах слабым местом являются еще и клапаны, износ или застревание которых иногда вызывает пульсации давления и гидроудары в трубах. Насос приходится останавливать и чистить.

Перечисленные объемные насосы обычно комплектуются перепускными клапанами, чтобы защитить насос при закрытии нагнетательной задвижки. Поэтому их элементы рассчитываются на кратковременную работу с давлением на 25% бóльшим максимального по характеристике.

Многие одновинтовые, перистальтические, мембранные и поршневые (плунжерные) насосы самовсасывающие, т.е. могут откачивать воздух из всасывающего трубопровода, а затем перекачивать жидкость. Правда, самовсасывающие свойства сильно зависят от износа деталей проточной части, и потому эти свойства документацией обычно не нормируются. Иногда эти насосы применяют для приблизительного дозированного впрыска ингредиентов в технологических системах.

В 90-х годах прошлого века в США и с 2004 года в России освоен выпуск дисковых насосов (в России их называют «ламинарными» типа ОНЛ) [6]. Они способны перекачивать чистые и загрязненные, невязкие и вязкие среды. По конструкции эти насосы очень похожи на центробежные. Установка особого рабочего колеса, даже в корпус серийного центробежного насоса, иногда позволяет решать сложные задачи перекачивания как чистых, так и жидкостей с твердыми включениями с вязкостью до 300000 сСт [6, 7].

Однако ламинарные насосы обладают невысоким КПД, порядка 30–50%, но они надежны, неприхотливы к жидкостям, удобны для ремонта (как обычные центробежные

насосы). Удобство ремонтных работ заключается в отсутствии простоев, ненужности квалифицированных ремонтников (которых сейчас на производстве все меньше). Регулирование режима прикрытием задвижки или с помощью частотного преобразователя происходит так же, как и у центробежных. В этих насосах нет таких изнашивающихся элементов, как резиновые обоймы или карданные соединения. Нет мембран, шлангов, клапанов, и других элементов, как у рассмотренных выше объемных насосов.

Одинарное или двойное торцовое уплотнение, конструкция которого зависит от свойств перекачиваемой жидкости и режима работы, делают машины надежными. При увеличении вязкости их подача и напор возрастают, а потребляемая мощность удваивается только при вязкости 200–300 тысяч сСт [8].

На рис. 1 показаны поля режимов по подаче и напору ламинарных насосов разного назначения со «щадящим» перекачиванием или без него. Литера «р» в аббревиатуре ламинарных насосов ОНЛр указывает на наличие ребер в рабочем колесе. Рабочие колеса ламинарных насосов бывают двух видов: с ребрами или без ребер. Рабочие колеса без ребер обеспечивают щадящее перекачивание вспенивающихся жидкостей.

На рис. 2. показаны разрезы проточных частей ламинарных насосов с различным видом рабочих колес: с ребрами и без ребер.

За счет отсутствия ребер (рис. 2а.) режим течения в ламинарном насосе приближается к ламинарному. За счет этого не повреждается структура жидкостей, которым она свойственна. При турбулентном режиме неизбежно ее разрушение и потеря ценных качеств, что происходит в случае перекачивания жидкости центробежными насосами, лопатки рабочих колес которых разрушают структуру перекачиваемой среды. При перекачивании жидкостей, содержащих твердые включения, обеспечивается сохранение их формы, легко разрушаемой при ударе лопастями рабочих колес центробежных насосов (важно для очистки от включений). Известным фактом является и то, что ламинарные насосы обладают меньшим износом проточных частей, даже при перекачивании сред, содержащих абразивные включения [6].

На рис. 3 показан насос внешний вид ламинарного насоса.

На рис. 4. представлена характеристика ламинарного насоса ОНЛ, полученная при перекачке воды насоса. КПД этого насоса в оптимальной точке 50%.

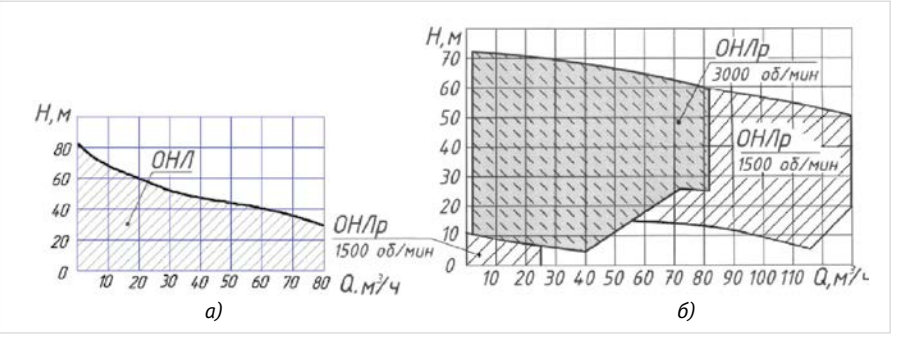


Рис. 1 — Поля режимов ламинарных насосов а) для щадящего перекачивания (ОНЛ); б) в отсутствии требований по «щадящему» перекачиванию (ОНЛр)

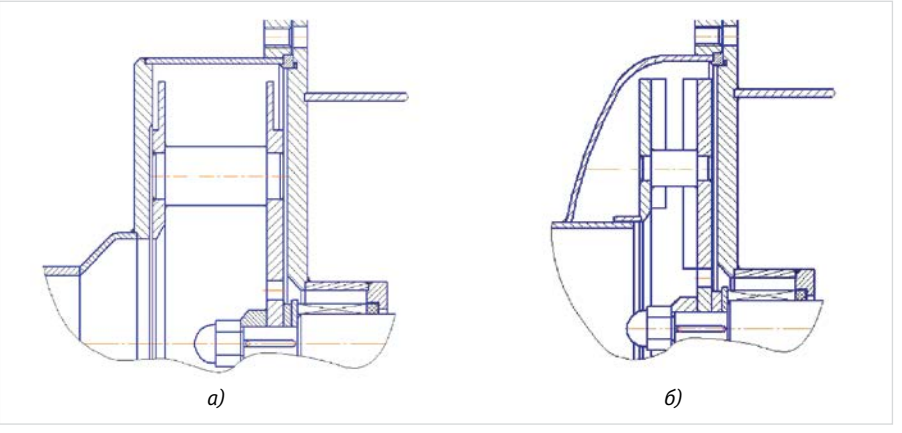


Рис. 2 — Разрез проточных частей ламинарных насосов: а) с ребрами; б) без ребер

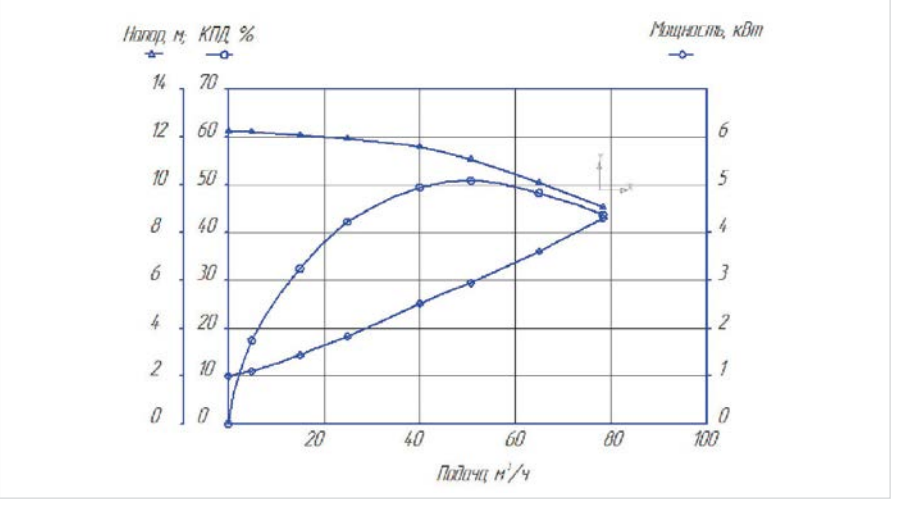


Рис. 4 — Характеристики насоса ОНЛ с двигателем 5,5 кВт при 1410 об/мин.

Рис. 3 — Моноблочная конструкция ламинарного насоса

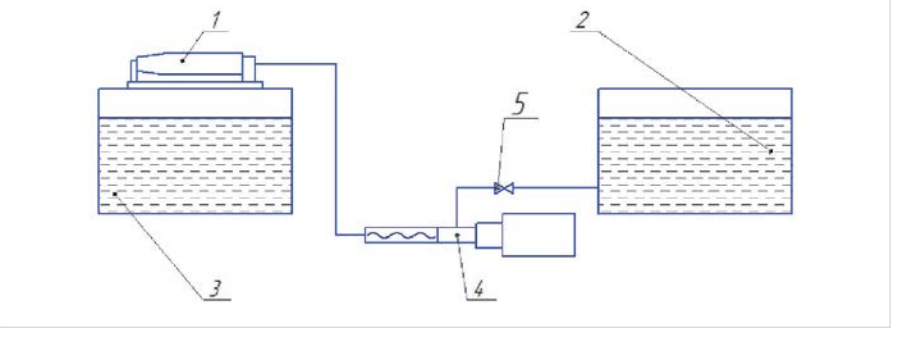


Рис. 5 — Схема установки для подачи отработанного раствора на очистку с помощью одновинтового насоса 1 — центрифуга; 2 — емкость для небработанного раствора; 3 — емкость для обработанного раствора; 4 — одновинтовой насос; 5 — задвижка

Ламинарные насосы ОНЛ уже применяются предприятиями, занимающимися добычей, транспортировкой и переработкой нефти и использованием нефтепродуктов, а также перекачиванием бурового раствора, откачкой шламов и осадков нефтепродуктов. Они перекачивают всевозможные вязкие добавки, загрязненный или слегка подогретый мазут. Кстати, перекачивание мазута с температурой 30–40°С, в принципе, позволяет сэкономить много тепла, расходуемого на подогрев мазутохранилищ [10].

В буровой технологии применяются импортные одновинтовые насосы. По оценкам, если заменить такой насос ламинарным, можно сэкономить немалые суммы, получить насос более надежный и удобный в ремонте. Рассмотрим реальную ситуацию, в которой можно было бы провести такую замену.

Отработанный буровой раствор, содержащий песок, камушки, глину и другие частицы выбуренной породы (шлам) вместе с остатками дорогого бурового раствора (бентонита с присадками) одновинтовым насосом подают в систему очистки, одной из ступеней которой является центрифуга, где из жидкости удаляются мелкие частицы и ненужные примеси [11]. Очищенный раствор подается дальше к буровым насосам. При этом используются импортные одновинтовые насосы, предназначенные для перекачивания абразивсодержащих вязких жидкостей. Эти насосы комплектуются вариаторами частоты вращения вала для подачи в центрифугу нужного количества жидкости. Типовая схема установки показана на рис. 5.

Вариатор одновинтового насоса имеет рукоятку управления, позволяющую получить нужную частоту вращения ротора и, соответственно, нужную подачу. В процессе работы центрифуги оператор меняет частоту вращения и количество подаваемой жидкости.

К перечисленным выше слабым местам одновинтовых насосов обычно добавляются износ внутреннего карданного соединения и торцового уплотнения. Если оператор забывает вовремя отключить насос, то, откачав всю жидкость из емкости необработанного бурового раствора, насос работает «на сухую». При этом износ резинового статора винтовой пары, а также торцового уплотнения происходит очень быстро.

В качестве торцового уплотнения вала здесь лучше иметь двойное уплотнение, установленное по схеме «спина к спине», с подачей чистой затворной жидкости под давлением. К сожалению, одновинтовые насосы с таким уплотнением встречаются нечасто.

Исполнение с двойным торцовым уплотнением по схеме «спина к спине» с противодавлением чистой жидкостью является обычным для насосов ОНЛ (рис. 3). Поэтому их можно применять для замены импортных одновинтовых. Для регулирования подачи, кроме частотного преобразователя, можно использовать регулирующую задвижку на нагнетательной линии. При небольшом перепаде давления на задвижке долговечность ее будет приемлемой, а цена замены намного меньше, чем ремонта одновинтовых насосов. Такая схема показана на рис. 6.

Кроме этого способа регулирования подачи жидкости на центрифугу, можно применить устройство с подвижным регулирующим коленом при сливе излишков обратно в емкость с необработанным раствором (рис. 7).

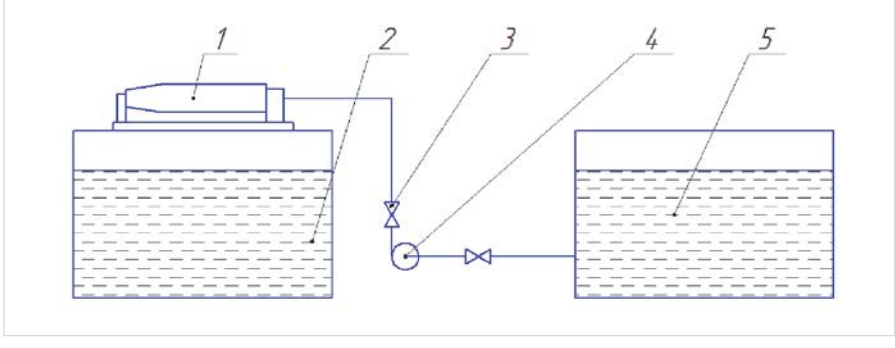


Рис.6 — Схема установки очистки бурового раствора с ламинарным насосом
1 — центрифуга; 2 — емкость для обработанного раствора; 3 — регулирующая задвижка; 4 — ламинарный насос; 5 — емкость для необработанного раствора

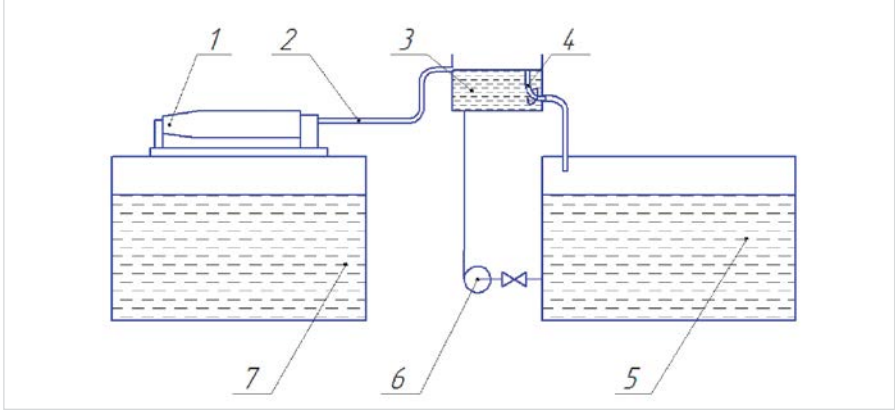


Рис.7 — Схема установки с регулированием при помощи подвижного колена
1 — центрифуга; 2 — труба подачи к центрифуге; 3 — емкость промежуточная; 4 — регулирующее колено; 5 — емкость для необработанного раствора; 6 — ламинарный насос; 7 — емкость для обработанного раствора

Здесь не потребуются дорогой частотный преобразователь и изнашивающаяся регулировочная задвижка.

Описанные ламинарные насосы, наряду с шестеренными, винтовыми, шиберными, коловратными, поршневыми и другими насосами способны помочь различным производствам решить проблему с перекачиванием вязких и абразивных жидкостей. Ламинарные насосы — это еще один, сравнительно новый, инструмент для решения подобных задач. Выбор всегда остается за конструкторами, механиками и технологами. Материалы, представленные в данной работе, позволят механикам, технологам и конструкторам расширить знания о конструкциях, характеристиках и возможностях ламинарных насосов.

Итоги

Ламинарные насосы подтвердили свою эффективность при перекачивании вязких и абразивных жидкостей. Надежные и простые конструкции ламинарных насосов способны перекачивать мазут с песком, буровые растворы, шламы и т.д.

Выводы

Ламинарные насосы могут быть полезны в нефтяной промышленности для перекачивания вязких жидкостей, как чистых, так и с содержанием различных примесей и абразива. В работе рассмотрено применение ламинарного насоса для откачки бурового раствора.

Список литературы

1. Айзенштейн М. Д. Центробежные насосы для нефтяной промышленности. М.: Гостоптехиздат, 1957. 364 с.
2. Gulich J.F. Centrifugal pumps. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010. 964 p.
3. Nesbitt, B. Handbook of pumps and pumping. L.: Elsevier Science & Technology Books, 2006. 470 p.
4. Айтлер Й. От добычи тяжелой нефти до инжекции: объемные насосы справляются со всеми видами транспортировки в нефтяных и газовых месторождениях. Gmbh: Dr. Harnish Verlags. 2014. V.1, issue 1, pp. 16–19.
5. Thompson Leah. In multiple oil and gas applications, disc pumps are the answer for handling harsh and abrasive pumpage. L.: Upstream pumping. 2011. Issue 2 (Spring). pp. 34–36.
6. Мисюра В. И. Дисковые насосы. М.: Машиностроение, 1986. 112 с.
7. Грабовский А. М., Иванов К.В., Цабиев О.Н. Основы расчета напорной характеристики дискового насоса для перекачивания вязких жидкостей // Строительство и архитектура. 1976. № 3. С. 156–160 .
8. Schramm G. A practical approach to rheology and rheometry. Gebrueder HAAKE GmbH. 2006. 312 p.
9. Pacello J. Solving the problems of pumping medium-to-high density paper stock/ Benson S., Pacello J. L.: Elsevier World Pumps. 1997. Issue 368, May. pp. 68–71.
10. Малкин А. Я. Реология: концепции, методы, приложения. СПб.: Профессия, 2010. 556 с.
11. Глаголева О.Ф., Капустин В.М. Технология переработки нефти. М.: Химия, 2007. 400 с.

Laminar pumps and new advanced technologies

UDC 621.69

Authors:
Victor A. Benderovich — technical director[1]
Eduard D. Lunatsi — engineer[1]; info@t2100.ru
Andrey V. Nozdrin — engineer[1]
Anna E. Sheina — postgraduate[2], engineer[1]

[1]Ltd "P&S", Moscow, Russian Federation
[2]Moscow State Automobile & Road Technical State University, Moscow, Russian Federation

Abstract
Well known that pumps pumping abrasive liquids have a short lifetime. Laminar pumps (disk pumps), produced in Russian Federation, are able to pump high viscosity clean and abrasive liquids. Application of the laminar pumps could increase lifetime and reliability, decrease maintenance costs and labor works, improve technology process. The laminar pumps even could improve the quality of a pumping liquid during maintenance. Constructions and different applications cases of the laminar pimps are given in this article.

Materials and methods
Practical applications of installed laminar pumps at different factories.

Results
Laminar pumps have proved their efficiency pumping viscosity and abrasive liquids. Laminar pumps which have reliable and simple constructions are able to pump black oil, mud fluid, mud and etc.

Conclusions
Laminar pumps could be used in oil industry to pump clean and abrasive viscosity liquids. An application of pumping mud fluid is given in this article.

Keywords
disk pumps, efficiency,
laminar pumps,
mechanical seals, reliability,
viscosity liquids,
viscosity

References
1. Ayzenshteyn M. D. *Tsentrobezhnye nasosy dlya neftyanoy promyshlennosti* [Centrifugal pumps for the oil industry]. Moscow: *Gostoptekhizdat*, 1957, 364 p.
4. Aytler Y. *Ot dobychi tyazheloy nefti do inzhektsii: ob"emnye nasosy spravlyayutsya so vsemi vidami transportirovki v neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniyakh.* [From heavy oil production to injection: positive displacement pumps cope with all kinds of transportation of oil and gas fields]. Gmbh: Dr. Harnish Verlags. Vol.1, issue 1, 2014, p 16–19.
5. Thompson Leah. In multiple oil and gas applications, disc pumps are the answer for handling harsh and abrasive pumpage. L.: Upstream pumping. 2011. Issue 2 (Spring). pp. 34–36.
6. Misyura V. I. *Diskovye nasosy* [Disk pumps]. Moscow: *Mashinostroenie*, 1986, 112 p.
7. Grabovskiy A. M., Ivanov K.V., Tsabiev O.N. *Osnovy rascheta napornoy kharakteristiki diskovogo nasosa dlya perekachivaniya vyazkikh zhidkostey* [Basis for calculation of the capacity of the disc pump for pumping viscous liquids]. *Stroitel'stvo i arkhitektura*, 1976, issue 3, pp 156–160.
10. Malkin A. Ya. *Reologiya: kontseptsii, metody, prilozheniya* [Rheology: concepts, methods and applications]. SPb.: *Professiya*, 2010, 556 p
11. Glagoleva O.F., Kapustin V.M., *Tekhnologiya pererabotki nefti* [Oil refining techology]. Moscow: *Khimiya*, 2007, 400 p.

OPAL
НЕФТЕПРОДУКТЫ В ВОДЕ

SERES
environnement

- Анализатор содержания нефтепродуктов в воде OPAL.
- Предназначен для технологического контроля содержания нефтепродуктов в воде и выявления аварийных ситуаций.
- Взрывозащищенное исполнение.
- Непрерывный постоянный контроль.
- Принцип измерения — инфракрасный оптический.
- Диапазон измерения от 0 до 100 ppm (мг/л).
- Успешно эксплуатируется на технологических установках НПЗ РФ.

АРД Групп

ООО «АРД Групп»
г. Рязань, 390022,
196 км. (Окружная дорога),
д.12, оф.23

Тел. +7 (4912) 30-05-29
Моб: +7 (964) 158-31-21
+7 (906) 64-88-999

E-mail: info@ardgrupp.ru
a.levchenkov@ardgrupp.ru

«КОРВЕТ» — насосы для сверхвязкой нефти

Вот уже более 10 лет ГК «КОРВЕТ» успешно проектирует и производит насосы и насосные станции для перекачки нефтепродуктов.

Основной продукцией, выпускаемой группой компаний, являются оседиагональные насосы (УОДН), способные перекачивать вязкие и загрязненные взвешенными частицами жидкости:

- промышленные сточные воды;
- нефть и нефтепродукты;
- жидкости с высоким содержанием газа.

Такой широкий диапазон работы насосов обеспечивается уникальным профилированием рабочего колеса с винтовыми лопастями как постоянного, так и переменного шага, что дает возможность достичь в них высоких антикавитационных и энергетических качеств.

В активе предприятия тысячи выпущенных насосов разных модификаций, с производительностью 20...1000 м^3/ч и напором 10...90 м.

Функции и области применения установок оседиагональных насосов:

- перекачка нефти и нефтепродуктов на нефтебазах, НПЗ, вспомогательные работы по перекачке, откачке и зачистке шламовых прудов и резервуаров;
- разогрев и слив нефтепродуктов из железнодорожных цистерн;
- разгрузка нефтеналивных барж;
- ликвидация разливов нефтепродуктов из резервуаров и нефтепроводов;
- откачка нефтепродуктов из заглубленных резервуаров;
- освобождение от перекачиваемого нефтепродукта магистральных нефтепроводов в случае их ремонта или аварийных работ;
- бункеровка топливозаправочных комплексов на морском и речном флоте.

Интеллектуальный потенциал предприятия позволяет постоянно проводить работы по совершенствованию серийно выпускаемой продукции, а также осуществлять разработку насосной техники нового поколения.

ГК Корвет в конце 2013 года вывела на рынок насосного оборудования двухвинтовые насосы серии 2ВВ, способные перекачивать жидкости с вязкостью до 3500 сСт.

Почему назрела такая необходимость?

Доля вязких и тяжелых нефтей составляет почти четверть общемировых запасов нефти и оценивается более чем в 810 млрд. тонн. Геологические запасы высоковязкой и тяжелой нефти в России достигают 6–7 млрд. тонн. 71,4% от общего объема залежей находятся в Волго-Вятском Западно-Сибирском нефтегазовых регионах. Месторождения тяжелой нефти найдены в Удмуртии, Башкирии, Самарской и Пермской областях и республике Татарстан. Промышленное освоение и переработка этих ресурсов требуют специальных технологий и оборудования.

Вот поэтому, в связи с ростом спроса на агрегаты, способные перекачивать жидкости с большей вязкостью, ГК «Корвет» расширила типы производимых насосов, кроме оседиагональных налажено производство винтовых насосов.

Винтовые насосы по принципу действия относятся к типу объемных, и подача жидкости в них производится вращающимися винтами, находящимися в зацеплении. Перекачиваемая жидкость движется в корпусе насоса поступательно и при равномерном вращении винтов обеспечивается непрерывная подача ее без завихрений и пенообразования.

Винтовые насосы отличаются надежностью действия, самовсасывающей способностью, бесшумностью в работе и высоким КПД. Допустимое давление подаваемой жидкости определяется прочностью корпуса насоса, работоспособностью винтов и мощностью приводного двигателя.

В течение двух лет инженеры компании рассчитывали гидравлику насосов. В конечном результате были рассчитаны двенадцать типоразмеров корпусов и около

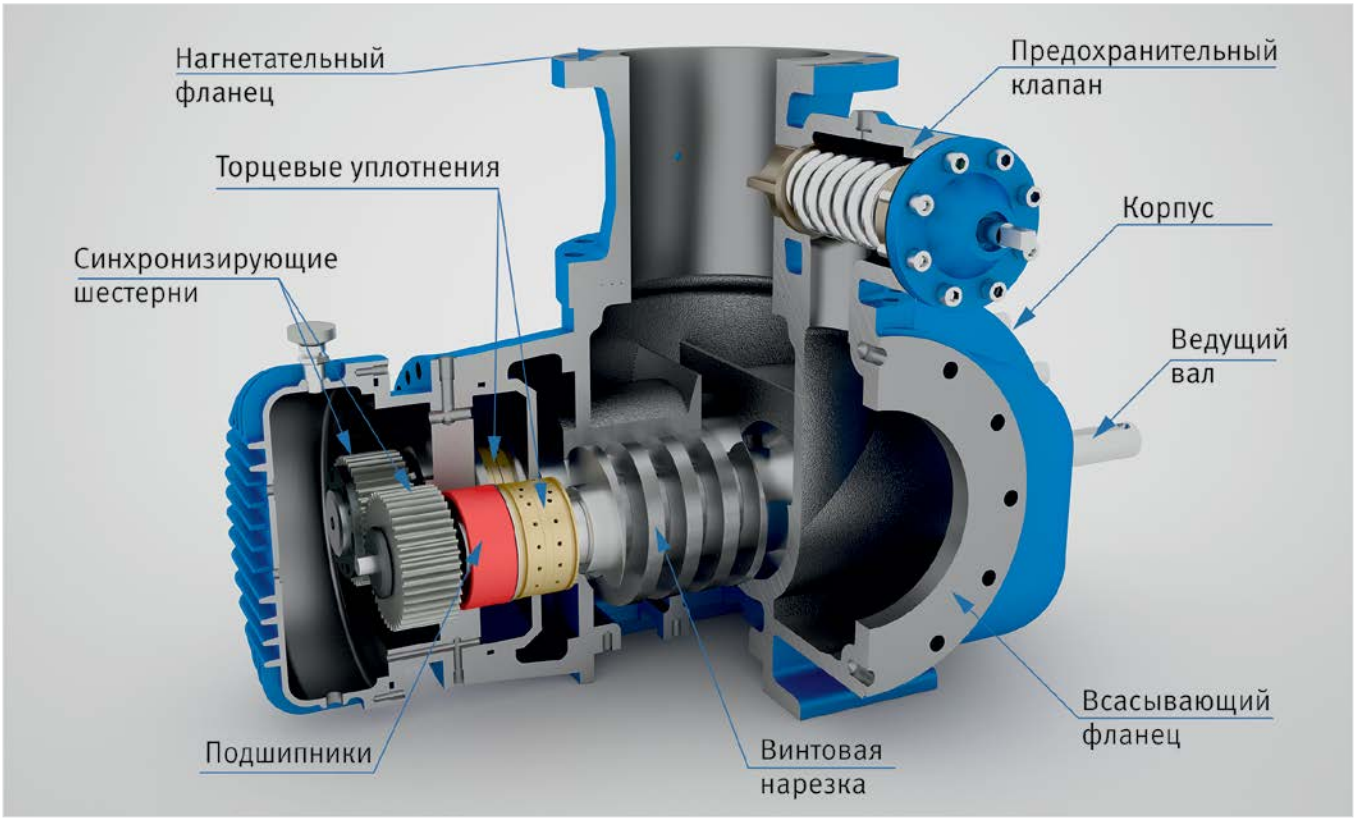


Рис.1 — Схема устройства двухвинтового насоса

шестидесяти типоразмеров винтовых пар, которые можно установить в тот или иной насос в зависимости от требуемых характеристик заказчика.

Каждый двухвинтовой насос подбирается индивидуально. Основными критериями подбора является вязкость жидкости, концентрация и размеры механических примесей, режим работы насоса, а также необходимые заказчику производительность и давление на выходе насоса.

Основные части насоса:

- корпус насоса;
- винтовая пара, состоящая из ведущего и ведомого вала, с установленными на них, при помощи шпоночного соединения, винтовыми нарезками;
- синхронизирующие шестерни, служат для передачи вращения от ведущего вала ведомому, для обеспечения постоянного зазора между винтами. Синхронизирующие шестерни находятся в камере, заполненной маслом;
- предохранительный клапан служит для защиты насоса и приводного двигателя от повреждений в том случае, когда давление в напорной магистрали по каким-либо причинам превышает допустимое;
- торцовые уплотнения, могут быть как одинарные, так и двойные.

Двухвинтовые насосы исторически используют для перекачки вязких жидкостей, но в настоящее время их всё чаще применяют для перекачки многофазных жидкостей. В полевых условиях, на нефтяных месторождениях часто требуется перекачивание воды, нефти и газа, добываемых из скважины. Применение этих насосов значительно уменьшает стоимость оборудования, т.к. перекачка ископаемых жидкостей на нефтеперерабатывающие заводы осуществляется непосредственно из скважин, исключая процесс сепарирования.

В своей конструкторской работе по проектированию двухвинтовых насосов специалисты ГК Корвет используют опыт и разработки ведущих фирм мира, таких как Bornemann, Leistrits и др. Воплотить идеи в жизнь помогает коллектив старейшего предприятия на Южном Урале — «Усть-Катавский вагоностроительный завод им. С.М.Кирова-филиал ФГУП «Государственного космического научно-производственного центра им. М.В. Хруничева».

Так, например, немецкий производитель Bornemann использует в двухвинтовых насосах конструкторское решение по комплектованию проточными частями по принципу сборочных роторов. Наборный ротор позволяет за счет значительного увеличения высоты головки винта значительно уменьшить длину вала.

Чем короче расстояние между подшипниками, тем меньше вероятность деформации валов при высоких нагрузках на насос, так как снижается влияние изгибающего момента на внешнюю поверхность вала. Такая конструкция позволяет осуществить компактное исполнение самого насоса.

Использование передовых конструкторских решений в разработке нового оборудования Группой Компаний «Корвет» помогает создать отечественные насосы, способные заменить лучшие зарубежные аналоги по программе импортозамещения, а по совокупности «цена-качество» имеют преимущества перед зарубежными аналогами.

Продукция ГК «Корвет» соответствует всем современным техническим требованиям, работает с высокой эксплуатационной надежностью и низкими издержками на техобслуживание и энергопотребление.

Группа компаний «Корвет»
454138, Россия, г. Челябинск,
ул. Чайковского, 3
Тел: +7 (351) 225-10-55,
8-912-303-10-55
Факс: +7 (351) 225-10-57
www.oilpump.ru
sales@oilpump.ru

Насосная установка УОДН 300-200-150 с элементами самовсасывания

Стенд для пролива винтовых насосов

МСТ в основе успешных проектов!

Для реализации значимых проектов в сфере топливно-энергетического комплекса и удовлетворения потребностей Заказчиков в части комплексного объекта строительства высокотехнологического насосно-компрессорного и блочно-модульного оборудования требуется применение современного технологического проектирования с целью последующего выпуска оборудования отвечающего всем требованиям Заказчика. О сегодняшнем положении дел в сфере обеспечения потребностей нефтегазовых и энергетических предприятий в высокотехнологичном оборудовании и инновационными разработками расскажет Антон Олегович Воронецкий — руководитель НПП «Машиностроительные технологии».

Антон Олегович, с чего начиналась деятельность НПП «МСТ», расскажите немного об истории компании?

Сегодня НПП «Машиностроительные технологии» объединяет в себе подразделения, осуществляющие разработку проектной и конструкторской документации, изготовление и реализацию оборудования. Все началось с того, что Заказчики начали сталкиваться с применением на объектах ТЭК России в основном с иностранной продукцией, что в свою очередь было связано с отсутствием современных отечественных технологий по созданию оборудования, и как следствие, неспособность конкурировать с импортными аналогами. У истоков компании стояла группа единомышленников. На настоящий момент времени в разработке технической документации задействованы более 150 сотрудников проектно-конструкторской группы. Предприятие является генеральным проектировщиком и головным изготовителем насосно-компрессорного и блочно-модульного оборудования.

В рамках конверсии, проводимой Правительством РФ, в 2005 году **Научно-Производственного Предприятия «Машиностроительные технологии» (НПП «МСТ»)** совместно с оборонным Холдингом «РТИ» (ОАО «СТЗ»), входящим в сотню крупнейших оборонных предприятий мира (по данным рейтинга Defense News - Top 100), был создан Консорциум по выпуску высокотехнологического оборудования для комплектации объектов нефтегазового комплекса страны.

Каковы основные направления деятельности Вашего предприятия?

Сегодня НПП «МСТ» является крупнейшим машиностроительным Холдингом по производству насосно-компрессорного оборудования. Основное направление деятельности, которому мы уделяем большое внимание – это создание продукта от этапа проектирования до серийного изготовления высокотехнологичного оборудования, не уступающего мировым аналогам, а по многим показателям, таким как надежность эксплуатации, превосходим западную продукцию. Наше оборудование успешно эксплуатируется и востребовано во многих отраслях РФ: от нефтегазового комплекса до атомной и оборонной промышленности.

В области насосного оборудования предприятие состоит из следующих основных подразделений: центробежные насосные агрегаты горизонтального, вертикального и полупогружного исполнения, выпускаемые под маркой МСТ-ЦН; дозировочные насосные агрегаты и установки марки МСТ-НД и блочно-модульные насосные, канализационные и водоочистные станции марки МСТ-БСМ. Также мы выпускаем контрольно-измерительные станции и электрощитовые под маркой МСТ-БСМ-КИП; и блоки компрессорных установок марки МСТ-БКУ.

Еще одним направлением деятельности нашего предприятия является изготовление строительных и технологических металлоконструкций.

Для осуществления комплекса шеф-монтажных работ, технического обслуживания и обеспечения запасными частями наших промышленных машин и оборудования создано подразделение МСТ-Сервис.

Расскажите подробнее, как строится производственный процесс и какими мощностями располагает Ваше предприятие?

Производство оборудования НПП «МСТ» ведется с учетом государственной программы РФ «Энергоэффективность и развитие энергетики». Применение насосного оборудования, разработанного в рамках данной программы, повышает надежность объектов эксплуатации и имеет оптимизационную составляющую за счет снижения эксплуатационных затрат, затрат на запасные части и комплектующие, а также расходов на электрификацию объектов.

Консорциум, в лице НПП «МСТ», оснащен современным станочным парком (более 200 ед. станков и обрабатывающих центров (включая 3-х и 5-ти координатные), станков токарно-фрезерной группы (включая станки с ЧПУ ведущих мировых производителей — Schaublin, DMG и др.). На предприятии работают следующие цеха: токарный, фрезерный, сварочный, листообработки, гальванопокрытий, сборочные, механо-сборочный; цех сборки и наладки систем АСУТП, испытательный (стендовый). У нас внедрена система входного контроля получаемых

материалов; система ОТК; пооперационная сборка оборудования; проводятся лабораторные исследования применяемых материалов, в том числе методами неразрушающего контроля.

Внедряются ли на Вашем предприятии новые технологии?

Для увеличения конкурентоспособности выпускаемого оборудования у нас внедрена система собственных инновационных разработок. Одной из таких разработок является химико-техническая обработка (компонентный состав не раскрывается) узлов и деталей насосного оборудования, которая позволяет значительно увеличить жизненный цикл деталей и, как следствие, всего комплекса выпущенного оборудования.

Комплекс внедренных на предприятии ноу-хау позволяет достигать эксплуатационных показателей выпускаемого оборудования, которое по параметрам значительно превосходит показатели российских и постсоветских разработок, а также не уступает лидерам мирового насосостроения. Например, срок гарантийного обслуживания — 3 года с момента ввода в эксплуатацию (с возможностью продления), срок эксплуатации — 40 лет, а также широкий межсервисный интервал — технический осмотр насосных агрегатов осуществляется через 8 000 часов.

Как учитываются стандарты экологической безопасности, принимая во внимание то, что деятельность компании связана с ТЭК?

Наше Предприятие имеет все необходимые сертификаты менеджмента качества и экологической безопасности, распространяющиеся как на персонал, так и на производимую продукцию, что позволяет нам осуществлять поставки оборудования на предприятия ТЭК в соответствии с международными требованиями и правилами.

Каков географический ареал продвижения изделий МСТ? Работаете ли Вы с удаленными регионами, в странах СНГ или дальнего зарубежья?

Продукция нашего Консорциума, включая коммерческую, широко применяется для реализации на различных производствах во многих регионах нашей страны. Основные потребители находятся в следующих городах: Калининград, Красноярск, Астрахань, Саранск, Нижний Новгород, Уфа, Ноябрьск, Новый Уренгой, Оренбург, Новосибирск, Сургут, Ленск, Тюмень, Ачинск, Комсомольск на Амуре.

Если говорить только о продукции, производимой для военно-промышленного комплекса РФ, то с уверенностью можно сказать, что изделия нашего Консорциума применяются более чем в 80% регионов нашей страны.

Безусловно, мы уже имеем хороший опыт поставок в отдаленные регионы РФ. Наши сотрудники знакомы со многими службами эксплуатации объектов, со спецификой работы, с логистическими особенностями.

Продукция востребована не только в пределах РФ, как ранее было сказано, но и за пределами нашего государства.

Сегодня наше Предприятие ведет проработку комплексного оснащения под ключ в Иране, Сирии и Ираке, в том числе в партнерстве с «ЛУКОЙЛ Оверсиз».

Кто является основными Заказчиками продукции НПП «МСТ»?

Насосно-компрессорное и блочно-модульное оборудование производства НПП «МСТ» востребовано в различных отраслях таких как: атомная промышленность, химическая промышленность, нефтегазовый сектор, электро-энергетика, водное хозяйство и ЖКХ и др. и успешно эксплуатируется на объектах ПАО «Газпром», ОАО «НОВАТЭК» и др.

Как Вы оцениваете конкурентную среду на российском рынке?

После вступления в силу Постановления Правительства РФ о снижении зависимости от импорта, и как следствие, учитывается наличие возможности занять нишу импортной продукции отечественные машиностроители задумались о необходимости создания современного продукта. На наш взгляд занять лидирующие позиции смогут те компании- производители, которые смогут проявить гибкость в подходе к реализации современных требований по выпуску продукции, а также умение подстраиваться под индивидуальные требования Заказчика, иметь налаженное производство, создавая инновационный конкурентноспособный продукт, готовый конкурировать по качеству и показателям с лидерами мировой промышленности.

Вышеизложенные аспекты являются базовыми для НПП «МСТ», и именно на них строится стратегия развития компании.

Каков, на Ваш взгляд, процент используемого в России нефтегазового оборудования импортного производства?

Как было отмечено ранее, до вступления в силу программы импортозамещения, зарубежная продукция занимала в нефтегазовом секторе лидирующие позиции.

В настоящий момент времени большая часть иностранного оборудования замещается на отечественные аналоги, и как следствие, многие иностранные производители вытеснены с российского рынка. Важным критерием, по которому оценивается возможность замещения импортной продукции в сложившейся ситуации, является качество и надежность выпускаемой продукции. Нефтяникам и газовикам важно, чтобы импортозамещение не повлияло на качество выполняемых работ, и поэтому мы должны выпускать продукцию только высокого качества, следуя мировым тенденциям, учитывая мировой опыт и постоянно генерируя собственные ноу-хау.

Наша компания, на мой взгляд, успешно идет по данному пути развития.

Самые серьезные сложности с реализацией стратегии импортозамещения существуют в нефтегазовой сфере. Какие шаги предпринимаются Вами в данном направлении?

Сложности реализации программы импортозамещения связаны, по нашему мнению, в первую очередь с недостаточной культурой производства в нашей стране, с отсутствием современного станочного парка на предприятиях-изготовителях, а также с недостаточным научно-техническим потенциалом разработчиков оборудования — таковы российские реалии.

Наше предприятие значительно отличается от многих сторонних производств, что неоднократно было отмечено Заказчиками, по таким аспектам, как:

1 — наличие высокотехнологичного производства, оснащенного современным станочным парком от ведущих мировых производителей в количестве порядка 200 ед.;
2 — высокий научно-технический потенциал нашего предприятия, ведущего свои разработки совместно с научными организациями, отраслевыми интитутами страны, занимающими лидирующие позиции.
3 — система развития собственных региональных научно-конструкторских бюро (филиалов), которые, как правило, создаются на базе существующих проектных институтов и компаний, осуществляющих свою деятельность на протяжении многих лет в рамках проектирования оборудования для нужд компаний нефтегазового сектора.

Есть ли нехватка квалифицированных кадров? Существует ли система обучения и повышения компетенции в НПП «МСТ»?

Да, нехватка квалифицированных кадров, безусловно, ощущается. Это связано с тем, что наша компания развивается стремительными темпами, осваивая новые сферы рынка. Выход из сложившейся ситуации мы нашли в создании профильных региональных филиалов по проектированию выпускаемой номенклатуры оборудования.

Кроме того, наше предприятие взаимодействует на постоянной основе с высшими учебными заведениями нашей страны, имея тем самым стабильный «интеллектуальный» резерв.

Все сотрудники на регулярной основе направляются на различные курсы в соответствующие профильные учреждения, с целью повышения квалификации. Также на предприятии внедрена программа наставничества. Нам удалось достичь показателя среднего возраста сотрудников 35-39 лет.

Какие Ваши планы на будущее? В каком направлении будет развиваться МСТ?

В перспективе мы хотим освоить микроэлектронику – производство печатных плат и контроллеров, а также развитие в области АСУиТП в РФ.

В настоящее время реализуется стратегия создания новых продуктов, применяемых на различных рынках РФ. К линейке новых продуктов относятся такие как: магистральные насосы, насосы типа ППД, циркуляционные для охлаждения реакторов АЭС.

Наша цель — снизить до минимума зависимость ТЭК РФ от импортной продукции, а также обеспечить энергетическую стабильность и оборонную безопасность страны путем реализации высокотехнологичной продукции.

Антон Олегович, благодарим вас за развернутые ответы и желаем успехов в реализации Ваших целей.

МСТ НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Москва, ул. Расплетина, дом 5, строение 11
Тел./Факс: +7 (495) 666-33-73
info@mstsystems.ru
www.mstsystems.ru

Попутный газ последних ступеней сепарации. Компримирование низконапорного ПНГ

Компрессорные установки низкого давления от компании ЭНЕРГАЗ на СКНС Северо-Лабатьюганского месторождения

А.А. Крамской
генеральный директор[1]

А.В. Филиппов
инженер-нефтяник[2]

[1]ООО «СервисЭНЕРГАЗ»
[2]ООО «ЭНЕРГАЗ»

Вопрос о том, сжигать или не сжигать попутный газ на факелах, решен в России окончательно и бесповоротно. И особое значение сегодня приобретает задача максимального использования попутного газа последних ступеней сепарации, который занимает значительную долю в потерях ПНГ.

Попутный нефтяной газ — продукт сепарации нефти

Нефть не сразу становится товарным продуктом. Этому предшествует многоэтапный технологический процесс подготовки.

На каждом месторождении пластовая жидкость, поступающая со скважин, проходит предварительную подготовку на объектах добычи и подготовки нефти. Далее нефть транспортируется в центральные пункты сбора, где происходит её окончательная подготовка до товарной кондиции и сдача потребителю. Цель промысловой подготовки нефти — удаление из неё воды, различных механических примесей и извлечение нефтяного газа.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) представляет собой смесь углеводородов с наименьшей молекулярной массой (метан, этан, пропан, бутаны и др.). Содержится в пластовой жидкости и выделяется из неё путём сепарирования. ПНГ — ценный углеводородный ресурс, используется и как топливо, и как сырье для получения различных химических веществ. Из попутного газа путём химической переработки получают пропилен, бутилены, бутадиен для производства пластмасс и каучуков.

Процесс разгазирования пластовой нефти, т.е. выделение из неё попутного газа, может начинаться уже в насосно-компрессорных трубах нефтяных скважин. По мере движения продукции из скважин по нефтегазопроводам также происходит выделение нефтяного газа. Таким образом, поток пластовой нефти переходит из однофазного состояния в двухфазное — разгазированная нефть и попутный нефтяной газ. Это происходит в результате падения давления и изменения температуры пластовой жидкости. При этом объём газа, выделяемого из пластовой нефти, увеличивается.

Однако совместное хранение или транспортировка нефти и ПНГ экономически нецелесообразно. Как правило, объём выделяемого газа в несколько раз превышает объём жидкости. Потребовались бы огромные герметичные ёмкости и трубопроводы большого диаметра. Поэтому на объектах добычи и подготовки нефтегазовый поток разделяют на два — нефтяной и газовый. Разделение потока происходит в специальных аппаратах — сепараторах (фото 1), в которых создаются условия для более полного отделения ПНГ от нефти. Разгазирование нефти при определённых регулируемых давлениях и температурах называется сепарацией.

Ступени сепарации

Для извлечения ПНГ используются сепараторы различных типов (в основном горизонтальные цилиндрические). На объектах подготовки нефти и газа сепарация нефти, как правило, осуществляется в несколько этапов (ступеней). Ступенью сепарации называется отделение газа от нефти при определённом давлении и температуре. Многоступенчатая сепарация позволяет получить более стабильную нефть, нежели одноступенчатая. Количество ступеней сепарации зависит от физико-химических свойств добываемой

Фото 1. Разделительные сепараторы на установке подготовки нефти

нефти, пластового давления, обводнённости и температуры флюида, а также требований, предъявляемых к товарной нефти.

Эффективность многоступенчатой сепарации особенно ощутима для месторождений лёгкой нефти с высокими газовыми факторами и давлениями на головках скважин. Регулируемые давление и температура создают условия для более полного отделения газа от нефти. Давление на сепараторе 1-й ступени всегда больше, чем на сепараторах 2-й и последующих ступеней. Показатели давления на ступенях сепарации зависят от многих факторов, которые учитываются при разработке месторождения и вносятся в технологическую схему. Количество сепараторов зависит от объёма добываемой нефти.

Выделяемый газ требует специальной подготовки и применения соответствующего технологического оборудования. Как правило, подготовка ПНГ включает следующий комплекс мероприятий: осушка; удаление механических примесей; сероочистка; отбензинивание (извлечение жидких углеводородов $C_{3+выше}$); удаление негорючих компонентов газа (азот, двуокись углерода); охлаждение; компримирование (фото 2).

Подготовленный попутный газ обычно распределяется следующим образом (рис. 1). Часть его идёт на собственные нужды промысла — подается на подогреватели нефти, применяется в качестве топлива для газопоршневых или газотурбинных электростанций, котельных. Другая часть транспортируется стороннему потребителю, например, на газоперерабатывающий завод с целью получения продуктов газохимии (если ГПЗ находится в районе добычи нефти). Используется ПНГ и для обратной закачки в пласт с целью увеличения нефтеотдачи (система «газлифт»).

ПНГ надо использовать максимально

Еще недавно вышеописанная схема отображала исключительно использование ПНГ 1-й ступени сепарации. Попутный газ 2-й и последующих ступеней, как правило, в полном объеме направлялся в факельную линию для сжигания. Причина в том, что газ с последних ступеней является самым сложным в подготовке для дальнейшего применения.

Такой ПНГ по плотности и содержанию компонентов $C_{3+выше}$ значительно «тяжелее» газа 1-й ступени. Например, плотность газа 2-й ступени может превышать 1700 г/м^3, а содержание $C_{3+выше}$ — 1000 г/м^3. Соответственно, количество выпадающего конденсата в газопроводах ПНГ 2-й и последующих ступеней гораздо больше, в сравнении с тем же показателем в газопроводе 1-й ступени. Газ концевых ступеней отличается также повышенным содержанием механических примесей и капельной влаги. Плюс к этому — его обязательно необходимо компримировать.

То есть, рациональное использование ПНГ последних ступеней требует создания дополнительной инфраструктуры сбора и подготовки, что повышает себестоимость попутного газа и снижает рентабельность промыслов. Поэтому многие добывающие компании шли на затраты крайне неохотно, а зачастую вынужденно устранялись от задачи рационального использования такого ПНГ.

Ситуация стала меняться с января 2009 года, когда правительство определило жесткий норматив использования попутного нефтяного газа на уровне 95%. Вопрос о том, сжигать или не сжигать попутный газ на факелах, решен в России окончательно и бесповоротно. Сжигать ПНГ стало накладно. Однако срабатывают не только экономические санкции. Копоть от горящих факелов очерняет репутацию нефтяных компаний.

Поэтому с каждым годом возрастает число промыслов, где не только экономят на штрафах и компенсационных выплатах, но и извлекают прямую экономическую выгоду из рационального использования ПНГ. Для таких рачительных экологосберегающих компаний на приоритетном месте находится

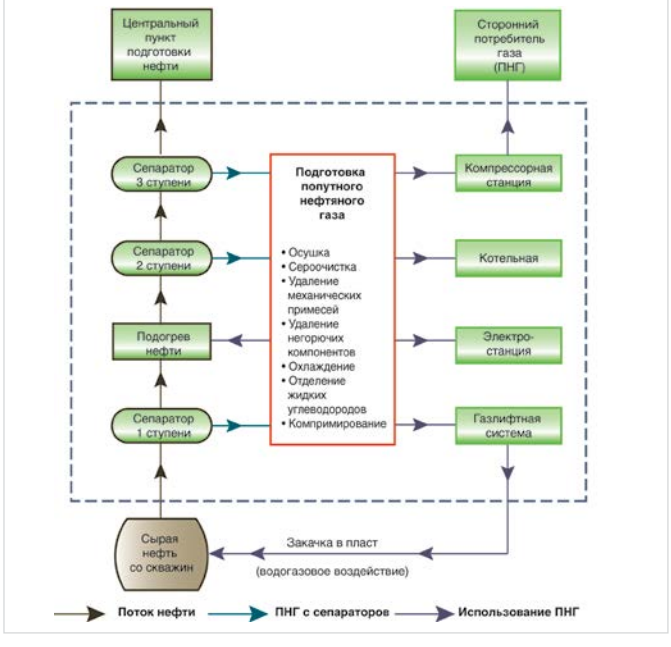


Рис-1. Рациональное использование попутного газа

Фото 2. Биттемское месторождение ОАО «Сургутнефтегаз». Компрессорная станция для компримирования низконапорного ПНГ

Фото 3. Фильтр-скруббер встроен в блок-модуль вакуумной компрессорной установки «ЭНЕРГАЗ» на ДНС-1 Вынгапуровского м/р ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз»

и забота о собственном профессиональном престиже в глазах государства и общества.

Сегодня в условиях падения добычи нефти на многих месторождениях особое значение приобретает максимальное использование попутного газа последних ступеней сепарации. Именно этот газ занимает значительную долю в потерях ПНГ. Учитывая это, нефтегазодобывающие компании пристальное внимание обратили на современные технологические возможности его рационального использования. И те, кто уже предпринял необходимые усилия, на деле убедились в правильности своего решения.

Компримирование — важный этап подготовки низконапорного ПНГ

Отметим еще один важный фактор: попутный нефтяной газ 2-й и последующих ступеней сепарации нефти является низконапорным. Его собственного давления, которое не превышает 0,4–0,5 МПа, недостаточно для транспортировки ПНГ между объектами нефтегазодобывающего комплекса или для закачки в трубопровод до головной компрессорной станции, обеспечивающей доставку газа стороннему потребителю.

Технологическая задача компримирования низконапорного ПНГ решается с учетом особенностей конкретных промыслов. Месторождения оснащаются так называемыми «малыми» компрессорными станциями (КС), основу которых составляют дожимные компрессорные установки (ДКУ) низкого давления. В случае, если давление газа приближено к вакууму (0,001–0,01 МПа), на КС применяются вакуумные компрессорные установки (ВКУ).

Для обеспечения надежной работы КС разрабатываются специальные инженерные решения, исходящие из состава газа, условий эксплуатации и проектных требований.

Особенности компримирования низконапорного газа

Для компримирования ПНГ последних ступеней сепарации используются, как правило, ДКУ и ВКУ на базе винтовых маслозаполненных компрессоров. Рассмотрим решение некоторых проблем, возникающих при компримировании низконапорного газа.

Необходимость доочистки тяжелого (жирного) ПНГ. Несмотря на то что в компрессорную установку (КУ) зачастую поступает уже подготовленный газ, содержание в нем механических примесей и капельной влаги не соответствует условиям нормальной эксплуатации высокоэффективных КУ. Требуется дополнительная комплектация системы фильтрации, которая расширяет возможности основных её элементов (газомасляного сепаратора и коалесцентных фильтров):

- на входе газа устанавливается фильтр-скруббер (фото 3), оснащенный автоматической дренажной системой для откачки конденсата;
- на выходе из КУ устанавливаются дополнительные фильтры тонкой очистки газа. Они, как и фильтр-скруббер, встраиваются в существующий блок-модуль, что обеспечивает компактное размещение оборудования;
- вместе с КУ могут поставляться компактные адсорбционные или рефрижераторные осушители газа в отдельном укрытии (фото 4).

Риск конденсатообразования. Работа компрессорных установок на тяжелом (жирном) газе в процессе компримирования всегда сопровождается риском конденсатообразования внутри системы. При этом возникают две проблемы: 1) растворение в масле большого количества углеводородов, ведущее к повышенному насыщению масла газоконденсатом, снижению кинематической вязкости масла и увеличению уровня масла в маслобаке; 2) образование конденсата в рабочих ячейках компрессора, которое приводит к увеличению потребления мощности на внешнее сжатие и мощности на сжатие одного килограмма газа. Задача решается следующим способом:

- проводится детальный анализ компонентного состава газа и расчеты в специальной программе, создающей теоретическую модель поведения газа при определенных условиях (температуре и давлении). Это дает возможность определить такие параметры расширения рабочего диапазона температур масла и газа, которые позволяют превысить точку образования росы для перекачиваемого газа;
- в маслосистеме КУ используется более вязкое масло.

Негативное влияние крайне низкого давления ПНГ, близкого к вакууму (0,001...0,01 МПа). Компримирование газа с давлением, близким к вакууму, влечёт следующие проблемы: 1) возникает большая разница в давлении на входе и на выходе КУ, вследствие чего давление газа, имеющееся в установке, сбрасывается не только через сбросовую свечу, но и через входной трубопровод. При этом происходит «унос» масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер; 2) под действием вакуума в компрессорную установку может поступать воздух, что увеличивает

Фото 4. Адсорбционный осушитель для дополнительной осушки попутного газа на ЦПС Западно-Могутлорского месторождения ОАО «Аганнефтегазгеология»

взрывоопасность технологического процесса. Возможные решения:

- оснащение системы входных клапанов КУ модернизированными быстродействующими клапанами с электромеханическими приводами и пружинными отсекателями, что позволяет отсекать входной трубопровод от основной магистрали;
- комплектация КУ датчиками кислорода, определяющими его содержание в компримируемом газе.

Изменение характеристик исходного газа. По условиям некоторых проектов компрессорные установки компримируют смешанный попутный газ, поступающих с разных объектов добывающего комплекса. Соответственно, основные его параметры (состав, плотность, температура точки росы, теплотворная способность) могут меняться. Параметры исходного газа изменяются и при длительной добыче на одном объекте — в силу истощения запасов углеводородов, обводненности скважин и т.д. Чтобы контролировать этот процесс (и затем при необходимости варьировать эксплуатационные характеристики КУ), компрессорные установки могут оснащаться следующим дополнительным оборудованием:

- потоковый хроматограф с устройством отбора проб для определения состава и теплотворной способности газа;
- потоковый измеритель температуры точки росы газа по воде и углеводородам (с устройством отбора проб);
- замерное устройство расхода компримируемого газа (фото 5).

Условия эксплуатации. Нередко компримирование низконапорного ПНГ проходит в тяжелых условиях: 1) климатические условия, когда минимальная температура воздуха достигает минус 60°С, а температура наиболее холодной пятидневки — минус 50°С; 2) особенности состава газа — например, высокое содержание соединений сероводорода; 3) удаленность (труднодоступность) объектов, что осложняет техническое обслуживание и контроль за ходом эксплуатации оборудования. Поэтому на практике применяются следующие решения:

- выбор из различных вариантов исполнения: КУ ангарного (внутрицехового) типа на открытой раме (фото 6), блок-модуль во всепогодном укрытии, КУ в специальном арктическом исполнении;
- оснащение КУ модернизированными системами теплообмена, комплектация маслосистемы автоматическим поточным вискозиметром;
- использование специальных сплавов и антикоррозийных материалов при производстве компрессорных установок;
- оснащение КУ устройством плавного пуска двигателя;
- резервирование некоторых элементов оборудования внутри блока-модуля (например, сдвоенные фильтры маслосистемы или насосы системы охлаждения), особенно, когда компрессорные станции эксплуатируются без резервной установки;
- использование современной САУ (фото 7), которая автоматически поддерживает установку в рабочем режиме, обеспечивает эксплуатационные параметры и связь с верхним уровнем АСУ ТП, управляет системами жизнеобеспечения и безопасности.

Фото 5. Узел учета компримируемого газа в компрессорных установках

Фото 6. Дожимные компрессорные установки ангарного типа от компании ЭНЕРГАЗ снабжают попутным газом турбины ГТЭС Талаканского месторождения (Якутия)

Фото 7. Отсек САУ компрессорной установки на КС Мурьяунского месторождения

Фото 8. Компрессорная станция Речицкого месторождения («Белоруснефть») компримирует низконапорный ПНГ

Фото 9. Газодожимное оборудование низкого давления на ДНС-2 НГДУ «Комсомольскнефть»

Фото 10. Вакуумные компрессорные установки «ЭНЕРГАЗ» работают на попутном газе с давлением 0,001 МПа

Накопленный опыт — ключ к успеху

В нефтегазовом сообществе сложилась традиция — решение нестандартных технологических задач доверять инженерным коллективам, многократно проверенным на практике. Опыт реализации проектов по компримированию низконапорного газа сосредоточен сегодня в компании ЭНЕРГАЗ.

Компрессорные установки от компании ЭНЕРГАЗ функционируют в составе компрессорных станций на ряде объектов нефтегазодобывающей отрасли. Это электростанции собственных нужд (ЭСН), установки подготовки нефти (УПН), цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН), цеха контрольной проверки нефти (ЦКПН), дожимные насосные станции (ДНС), центральные перекачивающие станции (ЦПС), установки предварительного сброса воды (УПСВ), центральные пункты сбора нефти (ЦПСН), центральные нефтегазосборные пункты (ЦНГСП), установки комплексной подготовки газа (УКПГ).

География проектов ЭНЕРГАЗа по компримированию низконапорного ПНГ охватывает территорию от Республики Беларусь (фото 8) до Крайнего Севера и до Республики Саха (Якутия). Всего в активе компании 53 таких проекта, в них задействовано 125 компрессорных установок.

79 компрессорных установок компримируют ПНГ с давлением в диапазоне 0,16...0,4 МПа на следующих месторождениях: Конитлорское, Западно-Камынское, Мурьяунское, Юкъяунское, Северо-Лабатьюганское, Тромъеганское, Западно-Чигоринское, Верхне-Надымское, Южное Хыльчую, Талаканское, Рогожниковское, Биттемское, Ульяновское, Тевлинско-Русскинское, Верхнеколик-Еганское*, Игольско-Таловое, Пякяхинское*, Верх-Тарское, Восточно-Мессояхское*, Ай-Пимское, Южно-Нюрымское*, Западно-Могутлорское.

Ещё 36 КУ работают на ПНГ крайне низкого давления (0,01...0,15 МПа) на месторождениях: Алехинское, Быстринское, Комсомольское (фото 9), Ватьёганское, Федоровское, Лянторское, Гежское, Рогожниковское, Речицкое, Восточно-Мессояхское*, Варандейское, Северо-Лабатьюганское, Талаканское.

Для компримирования попутного газа с давлением, близким к вакууму (0,001...0,01 МПа), используются 10 КУ на Вынгапуровском (фото 10), Ярайнерском*, Еты-Пуровском, Советском, Вынгаяхинском, Вахском месторождениях.

Жизнь убеждает: для рационального применения ПНГ в максимально возможных объемах потребуются целенаправленные усилия государства, общества и бизнеса, слаженная работа нефтяников, проектировщиков и производителей специального технологического оборудования.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Москва, ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1
тел.: +7 (495) 589-36-61
факс: +7 (495) 589-36-60
info@energas.ru
www.energas.ru

** проекты находятся на стадии реализации*

проВИТА

Operor pro vita
Работаем для жизни

НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ
КОМПАНИЯ «ПРОВИТА»

ведущий отечественный
разработчик и производитель
оборудования для адсорбционного
разделения воздуха

СОВРЕМЕННЫЕ АЗОТНЫЕ И КИСЛОРОДНЫЕ УСТАНОВКИ

Основное направление развития компании — создание современных, высокоэффективных установок с использованием лучших комплектующих элементов от ведущих мировых производителей.

Выпускаемые азотные и кислородные установки характеризуются низким электропотреблением и высокой надежностью.

Использование новейших адсорбентов и современных технологических решений позволяет производить азот чистотой до 99, 9999% и кислород чистотой 99%.

МЫ ИЗГОТАВЛИВАЕМ ОБОРУДОВАНИЕ
для Лукойла, Газпрома, Башнефти, Татнефти, МунайГаза и других отечественных и зарубежных компаний

ООО «Провита»
199106, Санкт-Петербург, 24 линия В.О., д. 3-7
тел./факс (812) 334-56-38
e-mail: info@provita.ru

www.provita.ru

Научно-Производственная Фирма «Политехника» организована в 1991 году с целью внедрения в производство новых разработок в области эластичных резервуаров и мягких оболочек. Среди её основателей — сотрудники отдела надежности ВНИИ «Полиграфмаш», которых поддержал «Центр научно-технической деятельности и социальных инициатив» АН СССР. Не секрет, что на сегодняшний день именно внедрение в производство достижений науки и техники является ахиллесовой пятой любого научно-исследовательского коллектива. Эта задача на протяжении двадцати пяти лет успешно решается ООО НПФ «Политехника».

Основная производственная деятельность ООО НПФ «Политехника» тесно связана разработкой и серийным выпуском эластичных резервуаров и мягких оболочек для нужд Министерства Обороны МЧС, предприятий нефтегазовой и химической промышленности, производственных, научных, аграрных и коммерческих компаний самого различного профиля.

Среди достижений коллектива предприятия следующие научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы: «Хранение компримированного природного газа в шахтах и подземных выработках с применением эластичных рукавных газгольдеров», «Эластичные мягкие резервуары для хранения соляных растворов», «Разработка газгольдеров для хранения гелия», «Эластичные ретриверы для экстренного подъема гидрофизического оборудования», «Мобильные противопожарные резервуарные комплексы», «Купольный эластичный наполнитель для локализации глубоководных разливов нефти», «Локализация глубоководных разливов нефти с применением эластичных куполов накопителей-сепараторов», «Добыча природного газа из донных отложений газогидратов с помощью эластичных куполов накопителей» и т.д.

Передвижные эластичные резервуары

Политехника впервые в России, ещё 1997 году, начала разработку и производство нового вида изделий — эластичных мобильных, мягких резервуаров для хранения и транспортирования нефти и нефтепродуктов, в том числе эластичных вкладных резервуаров для нефтеналивных судов из термопластичных и комбинированных барьерных материалов. Они пришли на смену брезенту, изопреновому каучуку и маслобензостойкой нитрильной резине, долгие годы применявшимся в производстве мобильных резервуаров. Современные эластичные резервуары стали легкими и кратно более надежными.

Передвижные эластичные резервуары пришли на смену громоздким стальным ёмкостям и стали привычным элементом складов ГСМ в различных точках планеты. Оболочка ПЭРов изготавливается из сверхпрочной синтетической ткани баллистического плетения, обеспечивающей механическую надежность изделия. Нейлоновые нити в семь раз по прочности превышают прочность стали. Тканевая основа композита с двух сторон покрыта стойким к нефти полимерным эластомером, который обеспечивает герметичность и прочность сварной оболочки резервуара. Сварка отдельных полотен оболочки резервуаров в готовое изделие производится в заводских условиях, что позволяет достичь

вакуумной герметичности и обеспечить уникальные эксплуатационные характеристики резервуаров. При этом материал обеспечивает прочность, герметичность и работоспособность изделий в температурном диапазоне от -60°С до +80°С. Срок эксплуатации таких резервуаров составляет 25 лет и более.

По своему назначению ПЭРы делятся на несколько основных типов в соответствии с химическими особенностями наливного продукта: керосин авиационный ТС-1; специальные топлива и жидкости; нефть сырая, бензины-газойль, масла трансформаторные, гидравлические; дизтопливо, масла базовые, мазут; водонефтяные эмульсии, нефтяные загрязнения (локализации аварийных разливов); неорганические ингибиторы гидратообразования и тяжелые растворы; метанол, этиленгликоли. Добавим, что все типы эластичных резервуаров конструктивно выполнены одинаково, однако их отличает материал оболочки.

Успешными проектами предприятия на Крайнем Севере являются организация в 2007 году полевого склада горючего (Арктическая ДТ) на базе ПЭР-Н для нефтепродуктов (3000 м³) берегового базирования на участке пионерного выхода магистрального трубопровода Ямал – Европа, Байдарацкая губа. ПСГ был доставлен на место морским путем и смонтирован на береговой линии в течение 3-х дней и мобильный полевой склад ГСМ, состоящий из ПЭР- 320Н (15 000 м³) в количестве 25 штук изготовления ООО НПФ Политехника. Он разместился на площадке между Сабеттой и Южно-Тамбейским месторождением. Склад был построен за 42 дня с момента обращения заказчика в компанию. Добавим, что установка проводилась на неподготовленной поверхности, в условиях осенних минусовых температур.

Передвижные эластичные резервуары-сепараторы

НПФ Политехника одной из первых предложила экологически чистые и безопасные в эксплуатации нефтяные амбары — передвижные эластичные резервуары-сепараторы (ПЭР-НГ) многоразового использования. ПЭР-НГ объёмом 3000 м³ может вместить в себя 50 ж/д цистерн, а сам в сложенном виде размещается в ящике габаритами 3,8х2,8х2,2 м. Вес его оболочки составляет всего 1900 кг. Эластичный резервуар-сепаратор нефтегазовый представляет собой замкнутую герметичную оболочку в форме подушки из сваренных внахлест полотен композитной ткани с двухсторонним полиуретановым покрытием. Она гарантирует механическую прочность, сравнимую с грузовой стропой.

Оболочка с двухсторонним полиуретановым покрытием обладает следующими техническими характеристиками: стойкостью (инертностью) к нефти и пластовой воде, низкой диффузией, стойкостью к действию внешней среды и УФ-радиации, морозоустойчивость до -60°С, высокой прочностью сварных соединений полотен, высокой абразивной устойчивостью, а также ремонтопригодностью изделия в полевых условиях в случае механического повреждения. Передвижной эластичный резервуар-сепаратор легко монтируется. При этом оборудование устанавливается на просто ровной грунтовой площадке.

Двухоболочечные эластичные резервуары

Среди достижений ООО НПФ Политехника – двухоболочечные эластичные резервуары. Их изобретение связано с различными свойствами материалов, применяемых в эластичных резервуарах. Так, оболочки эластичных резервуаров из ТПУ хороши для длительного хранения солярки и простых бензинов. Между тем, у эксплутационщиков, есть потребность в организации оперативного хранения более агрессивных жидкостей, в т.ч. сырой нефти, кислот, щелочей и растворителей. Для этих целей применяются фторопласт и полиэтилен. Они обладают исключительной химической устойчивостью к агрессивным средам. Однако их высокая инертность обуславливает также и низкую адгезию этих полимеров, что не позволяет производить прочные синтетические ткани с покрытием из фторопласта или полиэтилена. Для решения данной задачи специалистами 25ГосНИИ МО РФ и ООО НПФ «Политехника» были разработаны двухоболочечные эластичные резервуары (патент РФ 2304553).

В данной конструкции внешняя оболочка резервуара производится из высокопрочного нейлона с ТПУ или ПВХ покрытием, или без него, а внутренняя герметичная оболочка изготавливается из ПВДФ (фторопласт) или композитной многослойной полиэтиленовой пленки. В остальном двухоболочечные резервуары выполнены так же, как и стандартные однооболочечные эластичные резервуары.

Необходимо отметить, что полиэтиленовая пленка применяется совсем не обычная. Это композит, который имеет семь слоев, два из которых барьерный полиамид. Этот слой радикально снижает диффузию через оболочку, как продукта хранения, так влаги и воздуха извне. Пленка аналогична пищевой вакуумной упаковке, с разницей в толщине барьера и самой пленки. Пищевые вакуумные пакеты имеют 5 мкм барьерного слоя, а толщина резервуарных пленок равна 60 мкм!

Сегодня резервуары с полиэтиленовым вкладышем применяются для хранения сырой нефти при ремонтах магистральных трубопроводов. Более того, материал вкладыша при своей повышенной инертности имеет невысокую стоимость, что позволяет производить его замену на новый после нескольких циклов применения. Это также необходимо для удаления парафиновых и механических (песок) осадков из оболочек. Для исключения накопления статического напряжения в состав полимеров вводятся специальные гидрофильные добавки, которые полностью исключают риски пробоя искрой.

ПВДФ-вкладыши исключительно стойки к концентрированным соляной и серной кислотам (обогащение руд драгоценных металлов), а также к метанолу (ингибитор гидратообразования при добыче нефти и газа). Высокие барьерные свойства композитов позволяют производить не только эластичные резервуары, но также газгольдеры для паров углеводородов, природного газа, гелия и даже для водорода. Такие газгольдеры применяют на нефтебазах для исключения потерь при малых и больших дыханиях резервуарных парков нефтебаз. Также газгольдеры широко применяются на химических и ядерных предприятиях.

Двухоболочечные технологии активно используется для производства бытовых портативных топливных мягких баков (ПТМБ) и портативных ранцевых канистр (ПРК), которые серийно производятся вместимостью от 6 до 500 л. Данный вид изделий под общим брендом «СУПЕРБАК™» широко применяется любителям активного отдыха. Походы, яхтинг, 4х4, Ралли-Рейды, малая авиация, экспедиции и далее везде, где размер имеет значение. ПРК и ПТМБ своей практичностью уже заслужили высокую оценку потребителей.

НПФ «Политехника»
109316, г. Москва, ул. Волгоградский проспект, д. 47, офис 201
+7 (495)783-01-67
info@poli.ru

ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» ГОРДО СТОИТ В ПЕРВЫХ РЯДАХ ВЕДУЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ СТРАНЫ

ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» входит в состав Открытого акционерного общества «Холдинговая компания «Ак Барс». Основанное в 1895 году, предприятие сегодня является одним из крупнейших, активно развивающихся судостроительных заводов России, обладающих высоким технологическим и техническим потенциалом.

Кадры, технологии и мощности завода

Производственно-техническая база ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» состоит из комплекса цехов, охватывающих все виды судостроительного производства и позволяющих строить разнотипные корабли и суда малого и среднего класса. Коллектив высококвалифицированных специалистов и внушительные производственные мощности, а также большой парк технологического оборудования, в том числе металлорежущего с числовым программным управлением, позволяют предприятию самостоятельно производить широкую номенклатуру изделий судового машиностроения, обширный спектр оборудования для нефтегазодобывающей отрасли с разнообразными массогабаритными характеристиками и высокой конструктивной сложностью.

Начиная с 2011 года, при поддержке ОАО «Холдинговая компания «Ак Барс» на ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» системно реализуется программа технического перевооружения и модернизации производственных мощностей. Так, в рамках данной программы осуществлен важнейший этап модернизации металлургического производства. В результате совместной работы с немецкой компанией «FAT», на заводе была спроектирована и установлена уникальная формовочная линия холодно-твердеющих смесей, отвечающая всем требованиям производства. Благодаря вводу в эксплуатацию данной линии в сталелитейном цехе существенно сократились трудозатраты, компьютерное управление почти полностью исключило ручной труд и, главное, это позволило повысить качество и увеличить объем выпускаемой продукции. Сталелитейный цех также имеет в своем составе сталеплавильное отделение, оснащенное 2-мя дуговыми сталеплавильными печами ДСП-3А с емкостью по жидкой стали 5 тонн; двухтигельную индукционную печь, обеспечивающую выплавку стали, чугуна любых марок, цветных сплавов (бронза, латунь, алюминий, цинк) и других специальных сплавов; лабораторию для испытаний физико-механических свойств смесей из ХТС, оснащенную комплексными приборами «Simpson», экспресс-лабораторию, оснащенную спектральной установкой фирмы «Foundry Master», для анализа химического состава сплавов и шлакового анализа по ходу плавки.

Использование заводчанами многочисленных современных цифровых технологий способствует получению высокопробных отливок, начиная уже с опытного образца, уменьшению отходов производства, снижению затрат. Моделируя процессы литья,

специалисты завода предусматривают все возможные несовершенства в отливке и проектируют литейную технологию так, чтобы гарантированно получить качественную отливку. Так, процесс моделирования литейной продукции включает в себя создание 3d-модели отливки в компьютерной программе «Solidcast», заливку формы сплавом, охлаждение и кристаллизацию отливки.

В процессе производства предприятие уделяет особое внимание контролю качества продукции. Выпускаемая продукция сертифицирована и проходит обязательные лабораторные испытания, что обеспечивает заказчикам гарантии ее высокого качества и надежности.

География применения

Продукция, выпущенная ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького», применяется ведущими российскими компаниями, в числе которых ОАО «Роснефть», ПАО АНК «Башнефть», ООО «Иркутская нефтяная компания», АО «Таргин», ПАО «Татнефть» и т.д. Например, задвижки различных видов, клапаны, запорная арматура, буровое оборудование и многое другое, находит свое применение на российских буровых установках, при комплектации устьев скважин, трубопроводов промысловых и газосборных пунктов, газоперерабатывающих заводов, компрессорных и газораспределительных станций. Производство нефтегазодобывающего оборудования ведется в специально оснащенном для этих целей механическом цехе.

С 1993 года ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» серийно выпускает нефтепромысловое оборудование по заказу ПАО «Татнефть». Технические возможности производства, наличие квалифицированных кадров позволили освоить выпуск задвижки, имеющей сертификат качества Американского нефтяного института. В 1997 году в цехе освоен выпуск подъемной самоходной лебедки ЛПС-8.5. Лебедка предназначена для выполнения технологических операций при ремонте скважин. Для ПАО «Газпром» изготавливаются обратные поворотные клапаны. Цехом изготовлены узлы и блоки для опытного образца газоперекачивающего агрегата «Волга». С 2008 по 2010 годы завод полностью обеспечил строительство единственной, ведущей добычу нефти на российском арктическом шельфе, морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная» задвижками из уникальных титановых сплавов собственной разработки. В настоящее время на испытаниях в ООО «Газпром добыча Астрахань» находятся головные образцы оборудования для газовой промышленности из титановых сплавов. Отправлены заказчику выпущенные заводом для ООО «Газпром добыча Ямбург» арматура фонтанная и узлы обвязок газовой скважины.

Сегодня ОАО «Зеленодольский завод имени А.М. Горького» гордо стоит в первых рядах ведущих предприятий страны. Обновление технического парка, оснащение цехов современным оборудованием и программным обеспечением, уже сегодня дало заводу возможность расширить линию выпускаемой продукции по всем направлениям деятельности. А выработанная стратегия развития позволила продолжить работу по планомерному закреплению и расширению рынков сбыта.

1895 АК БАРС ХОЛДИНГ

РФ, Республика Татарстан,
г. Зеленодольск, ул. Заводская, д.5
Тел.: +7 (84371) 5-76-10.
Факс: +7 (84371) 5-78-00
info@zdship.ru
www.zdship.ru

УДК 621.77.07

Современные технологии машиностроения для импортозамещения нефтепромыслового и бурового оборудования

М.В. Песин
к.т.н., доцент, докторант[1], первый заместитель директора по нефтепромысловому оборудованию[2]
M.Pesin@mail.ru

В.В. Ермаков
магистр[1]

А.А. Павлович
бакалавр[1]

А.Р. Юсупов
бакалавр[1]

[1]кафедра «Инновационные технологии машиностроения» ПНИПУ, Пермь, Россия
[2]ООО «ПКНМ», Пермь, Россия

Определены основные причины поломки нефтепромыслового и бурового оборудования в осложненных условиях эксплуатации и сделан их анализ. Предложен эффективный метод обкатки резьбы роликом для увеличения долговечности изделий.

Материалы и методы
Использованы методы математической статистики.

Ключевые слова
упрочнение, обкатка резьбы, остаточные напряжения, поверхностное пластическое деформирование

В добыче нефти и газа постоянно усложняются условия эксплуатации. Так, при бурении нефтяных и газовых скважин одним из важнейших элементов являются резьбовые соединения бурильных труб, именно они в большой степени определяют надежность труб. Эксплуатационные характеристики труб в значительной мере влияют на технические показатели бурения и экономическую эффективность строительства скважин.

Применение резьбовых соединений объясняется простотой и надежностью этого вида креплений, удобством регулирования затяжки, а также возможностью разборки и повторной сборки соединения без замены детали. Отличительной особенностью эксплуатации таких труб является воздействие больших изгибающих, крутящих, сжимающих и растягивающих нагрузок, кроме того, колонну периодически собирают и разбирают.

В процессе бурения могут возникнуть затраты на ликвидацию обрывов. Для подъема бурильных труб, например, затрачивается порядка 1 млн руб. [1], а при отсутствии возможности извлечь колонну труб и телеметрическую аппаратуру— до 30–40 млн руб.

Поэтому важной целью является разработка технологического обеспечения упрочняющей обработки резьбовых соединений труб.

На соединения типа «ниппель-муфта» действуют большие осевые нагрузки и крутящие моменты, динамические вибрации, изгибающие моменты. Помимо этого они подвергаются воздействию агрессивной среды. Все это ведет к разрушению резьбового соединения и последующим авариям.

В современном машиностроении широкое применение нашли методы поверхностного пластического деформирования: обкатывание роликами, обкатывание шариками, калибрующее накатывание шариками, алмазное выглаживание, центробежная обработка, поверхностное раскатывание, деформирующее протягивание, прошивание, калибрование шариками, вибрационное обкатывание, обработка дробью [2].

Для резьб нефтегазового назначения наибольшее применение получил метод обработки предварительно нарезанной резьбы роликом [3]. При этом производительность процесса увеличивается в 2 раза по сравнению с накатыванием резьбы традиционным способом, а себестоимость изготовления оснастки уменьшается в 2 раза [4]. Данный способ расширяет технологические возможности, повышает производительность, дает возможность деформировать резьбовой профиль за минимальное количество проходов, обеспечивает универсальность и возможность накатывания замковых резьб, качество обработанной поверхности значительно повышается, снижает себестоимость процесса накатывания, увеличивает срок службы резьбовой поверхности и повышает ее износостойкость. Для обеспечения технологического процесса обкатки бурильных труб в цеховых условиях была разработана программа по прогнозированию остаточных напряжений во впадине резьбы при ее обкатке роликом.

Разработанный комплекс обеспечивает получение технологических параметров процесса обкатки резьбовой поверхности замковой конической резьбы при вводе нагрузки на ролик и его геометрических параметров. Программа получила название PKNM Deep roll thread v 1.0 содержит банк данных вычислительных экспериментов по определению остаточных напряжений и перемещений в сечениях резьбы. Этот модуль данных представляет собой структурированный набор результатов численных экспериментов по моделированию остаточных напряжений в резьбе после обкатки роликом, в качестве объекта исследования рассматривалась модель замковой конической резьбы. Данный комплекс позволят выбирать оптимальные с точки зрения повышения надежности нагрузки на ролик.

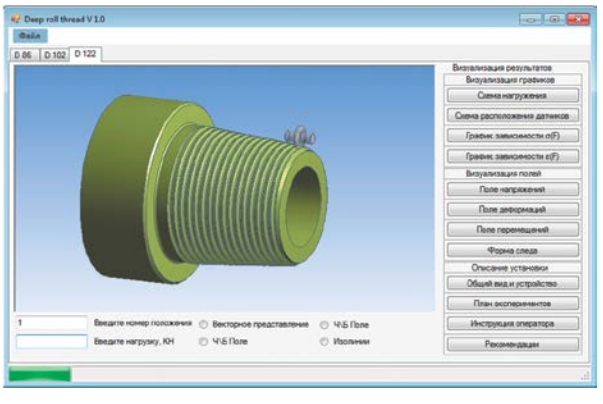


Рис. 1 — Визуализация обкатки резьбы роликом

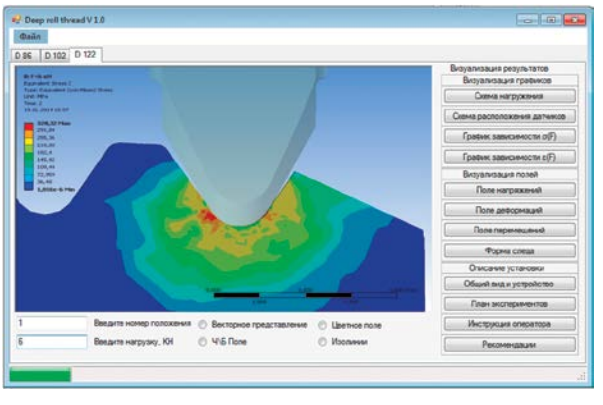


Рис. 2 — Визуализация остаточных напряжений в резьбе при обкатке

В результате работы уточнена расчетная модель, получены результаты вычислительных экспериментов по остаточным напряжениям в резьбе после обкатки, сформулированы рекомендации по упрочнению резьбовых соединений методом обкатки, на основе физических, математических и твердотельных моделей. Вычислительные эксперименты проведены с использованием лицензионного программного комплекса — инженерного анализа и средств разработки Visual Studio 2008. Разработанная программа может быть запущены на всех типах ЭВМ в исполнительной среде Windows XP SP3, а также Windows Vista и Windows 7.

Для визуализации общей расчетной схемы, для модуля Deep roll thread используется меню визуализации результатов обкатки резьбы роликом, показано на рис. 1, остаточных напряжений в резьбе при обкатке на рис. 2, нормальных напряжений в резьбе при обкатке – на рис. 3.

Для показа системы визуализации используется иерархическая топология отображения данных, позволяющая сначала выбрать место расположения математического датчика, а в дальнейшем получить графики зависимости для определенного места расположения.

Получено Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ PKNM Deep Roll Thread v 1.0 («Обкатка резьбы роликом ПКНМ версия 1.0») №2014610774, позволяющей прогнозировать величину деформации и остаточных напряжений во впадине резьбы. Даны практические рекомендации для использования программы в производстве нефтепромыслового и бурового оборудования.

Итак, проведя серию экспериментов, можно заключить, что в процессе обкатки резьбы роликом в приповерхностных слоях материала межвитковой впадины резьбы сформировались области сжимающих напряжений, что привело к упрочнению приповерхностного слоя и это воздействие препятствует возникновению микротрещин; разработанный программный комплекс позволяет в цеховых условиях прогнозировать величину и характер распределения остаточных напряжений по глубине поверхностного слоя дна впадины резьбы в зависимости от геометрии ролика и нагрузки на него.

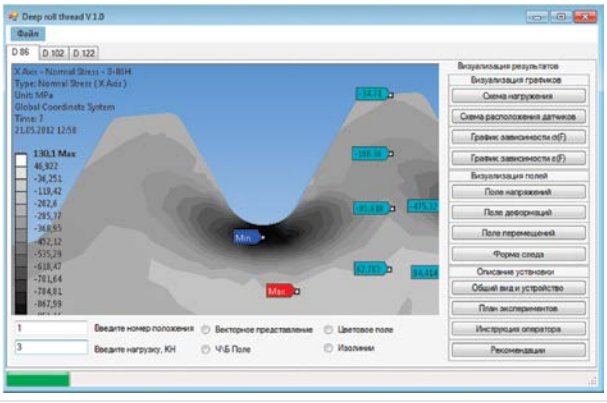


Рис. 3 — Визуализация нормальных напряжений в резьбе при обкатке

Итоги

Поставлена задача упрочняющей обработки впадины резьбы, проведен ряд численных экспериментов и определены остаточные напряжения. Разработана программа прогнозирования остаточных напряжений.

Выводы

1. Рассмотрены отказы бурового и нефтепромыслового оборудования.
2. Определены основные причины, приводящие к аварии на скважине.
3. Даны рекомендации по использованию метода обкатки резьбы роликом для повышения надежности резьб.

Список литературы

1. Песин М.В. Научные основы моделирования процесса упрочнения впадины резьбы бурильных труб обкатыванием роликом // Экспозиция Нефть Газ. 2013. №5 (30). С. 68–70.
2. Pesin M.V. Simulation of the Technological Process of the Strengthened Treatment of the Drill Pipes Thread. Urgent Problems of Up-to-Date Mechanical Engineering: Intern. Conf., UTI TPU, December 11–12, 2014, Yurga, Russia. Durnten-Zurich: TTP, 2015. pp. 476–482.
3. Pesin M.V. Improving the Reliability of Threaded Pipe Joints. Russian Engineering Research 2012. Vol. 32. №2. pp. 210–212.
4. Патент №2508491 РФ. Резьбовое соединение бурильных труб. Заявл. 07.09.2012. Опубликовано 27.02.2014.

ENGLISH **PIPES**

Modern engineering technology for substitution of artificial lift and drilling equipment

UDC 621.77.07

Authors:
Mikhail V. Pesin — Ph.D., Assistant professor, senior lecturer[1], deputy director[2]; M.Pesin@mail.ru
Vadim V. Ermakov — postgraduate[1]
Aleksandr A. Pavlovich — postgraduate[1]
Artem R. Yusupov — postgraduate[1]

[1]department "Innovative manufacturing engineering" Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation
[2]PKNM Ltd., Perm, Russian Federation

Abstract

In the article were Identified the main causes of failure of oilfield and drilling equipment in complicated conditions and executed their analysis. An efficient method of deep roll thread to increase durability of the products was proposed.

Materials and methods

Methods of mathematical statistics are used.

Results

The problem definition of hardening of thread bottom was made, numbers of numerical experiments were carried out and residual stresses were determined. Developed the program of predicting residual stresses.

Conclusions

1. Bounce statistics the drilling and oilfield equipment was revealed.
2. The main causes leading to the accident on the oil well were revealed.
3. Provided recommendations for using the running-thread roll thread to increase reliability.

Keywords

hardening, deep roll thread,
residual stresses,
surface plastic deformation

References

1. Pesin M.V. *Nauchnye osnovy modelirovaniya protsessa uprochneniya vpadiny rez'by buril'nykh trub obkatyvaniem rolikom* [Scientific the bases of the simulation of the process of strengthening the bottom of thread of drill pipes by deep roll]. Exposition Oil Gas, 2013, issue 5 (30), pp. 68–70.
2. Pesin M.V. Simulation of the Technological Process of the Strengthened Treatment of the Drill Pipes Thread. Urgent Problems of Up-to-Date Mechanical Engineering: Intern. Conf., UTI TPU, December 11–12, 2014, Yurga, Russia. Durnten-Zurich: TTP, 2015, pp. 476–482.
3. Pesin M.V. Improving the Reliability of Threaded Pipe Joints. Russian Engineering Research 2012, Vol. 32, issue 2, pp. 210–212.
4. Patent №2508491 Rez'bovoe soedinenie buril'nykh trub [Bottom of thread of drill pipes]. Declared 07.09.2012. Published 27.02.2014.

УДК 621.643+004.02

Определение профиля скорости в круглой цилиндрической трубе при турбулентном режиме течения с использованием численных методов

А.А. Кореневский
старший техник[1]
patriotbmstu@yandex.ru

М.В. Рябинин
к.т.н., доцент[2]
ryabinin@bmstu.ru

[1]ООО «ГРП Горизонт», Москва, Россия
[2]МГТУ им. Н.Э. Баумана, Москва, Россия

Определение гидравлического сопротивления при неустановившемся режиме течения до сих пор вызывает затруднение при инженерных гидравлических расчетах даже в круглой цилиндрической трубе. Вопрос приобретает значимость при рассмотрении специальных прикладных задач, в частности, при гидроударе. К задачам такого рода следует отнести процесс гидроразрыва пласта для увеличения отдачи нефтеносной скважины. Для написания программ расчета, реализующих математические модели этого процесса, необходимо задаваться начальными условиями, отражающими не только взаимосвязь параметров течения, но и имеющими удобную для дальнейших расчетов форму представления. В статье изложен метод построения профиля скорости по сечению круглой трубы при установившемся режиме течения в удобной для использования в гидродинамических расчетах форме. Применено преобразование дифференциального уравнения профиля в дискретный аналог для расчетов с использованием неравномерной сетки дискретизации.

Введение

Целью данной работы является создание алгоритма для определения профиля распределения местных скоростей по сечению трубы при установившемся режиме течения в форме, удобной для дальнейших гидродинамических расчетов.

В статье изложен метод построения профиля скорости, с применением новой методики построения по пятислойной модели турбулентной вязкости [1]. Вычисленный таким путем профиль скорости предлагается в качестве начального при решении задач нестационарного течения.

В рамках работы, выполняемой в НУК Э МГТУ им. Н.Э.Баумана по теме Э 3.4-62сп, была поставлена задача предложить теоретически обоснованный способ построения профиля скорости в круглой цилиндрической трубе при турбулентном режиме течения. Решение этой задачи является одним из этапов создания программы расчета гидроудара по квазидвумерной модели, которая будет описана в следующих работах.

1. Вывод дифференциального уравнения профиля скорости

Уравнения Рейнольдса осредненного установившегося турбулентного движения жидкости [2], записанные для круглой цилиндрической трубы, используя гипотезу Буссинеска Ж.В. [3, 4] и приравнивая локальное ускорение к нулю, сведутся к виду:

$$-\frac{1}{\rho}\frac{\partial \bar{p}}{\partial z}+\left(\frac{\vartheta_t}{r}+\frac{\partial \vartheta_t}{\partial r}\right)\frac{\partial \bar{v}_z}{\partial r}+\vartheta_t\frac{\partial^2 \bar{v}_z}{\partial r^2}=0 \quad (1)$$

где Vz — осредненная компонента скорости, м/с;
p — давление, Па;
ρ — плотность, кг/м^3
r — координата вдоль радиуса, м
z — координата вдоль оси трубы, м
$\vartheta_t=\vartheta+\varepsilon$ полная кинематическая вязкость, м^2/с
$\varepsilon=\varepsilon(r)$ — вихревая вязкость, м^2/с
ϑ — кинематическая (сдвиговая) вязкость жидкости, м^2/с

2. Модели вихревой вязкости

Для построения профиля стационарного течения турбулентного режима необходимо применить некую модель распределения вихревой $(\varepsilon(r))$ или полной $(\vartheta_t(r))$ кинематической вязкости.

На данный момент широко распространены две модели: трехслойная [5] и пятислойная [1]:

Трехслойная модель предполагает, что полная кинематическая вязкость равна кинематической вязкости жидкости в пределах ламинарного пограничного подслоя, и далее линейно возрастает в переходной области до значения вихревой вязкости в ядре потока. Кусочно-линейный закон изменения полной вязкости определяется соотношениями:

$$\left.\begin{aligned}
&\vartheta_t=\vartheta && 0\le y\le y_5\\
&\vartheta_t=\vartheta+(\vartheta_в-\vartheta)\frac{y-y_5}{y_{30}-y_5} && y_5<y\le y_{30}\\
&\vartheta_t=\vartheta_в && y_{30}<y\le R
\end{aligned}\right\} \quad (2)$$

$$\vartheta_в=(0.06\div 0.07)v^*R \qquad y_{30}=\frac{5\vartheta}{v^*}$$

$$y_5=\frac{30\vartheta}{v^*} \qquad v^*=\sqrt{\frac{\tau_w}{\rho}}$$

где τ_w—касательное напряжение на стенке, Па
y —расстояние отсчитываемое от стенки, м
R —радиус трубы, м.

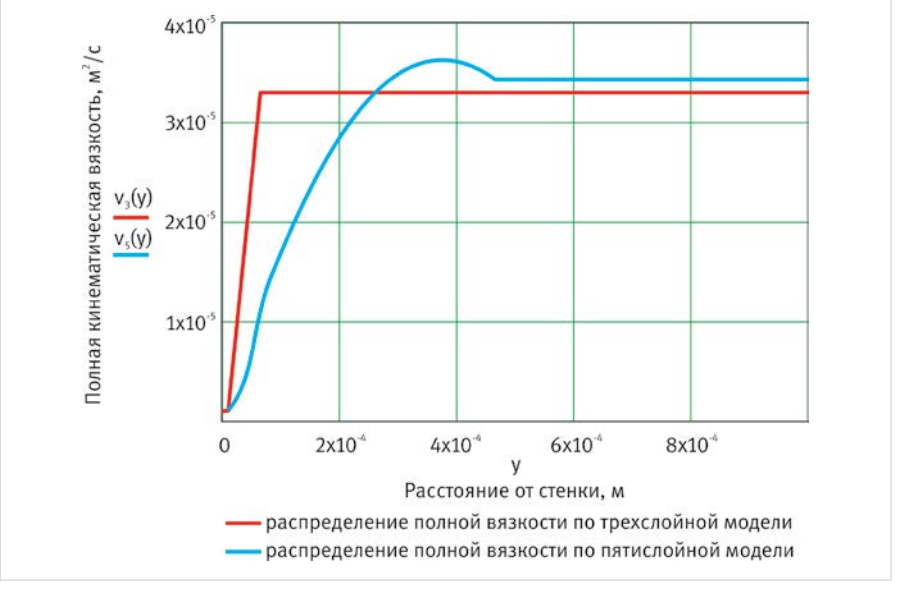


Рис. 1 — Модели распределения полной кинематической вязкости

Материалы и методы
Применена новая методика построения профиля скорости по пятислойной модели турбулентной вязкости по сечению потока. Указан оригинальный способ выбора параметров моделирования.

Ключевые слова
построение профиля скорости, математическая модель, численные методы, вихревая вязкость, турбулентное течение

Пятислойная модель распределения полной вихревой вязкости предполагает разбиение потока на пять слоев, при этом числовые значения полной вязкости на границе слоев совпадаю. Соотношения выражающие значения вязкости в каждом слое приведены ниже:

$$\begin{cases} \vartheta_t = \vartheta & 0 \le y \le \frac{1}{C_a}\frac{\vartheta}{v^*} \\ \vartheta_t = v^* C_a y & \frac{1}{C_a}\frac{\vartheta}{v^*} < y \le \frac{C_a}{C_b}\frac{\vartheta}{v^*} \\ \vartheta_t = \frac{v^{*2}}{\vartheta} C_b y^2 & \frac{C_a}{C_b}\frac{\vartheta}{v^*} < y \le \frac{k}{C_b + \frac{k^2}{4C_m R}\frac{\vartheta}{v^*}} \\ \vartheta_t = k v^* y \left(1 - \frac{ky}{4C_m R}\right) & \\ & \frac{k}{C_b + \frac{k^2}{4C_m R}\frac{\vartheta}{v^*}} < y \le \frac{2C_m}{k}\left(1 + \sqrt{1 - \frac{C_c}{C_m}}\right) R \\ \vartheta_t = v^* C_c R & \frac{2C_m}{k}\left(1 + \sqrt{1 - \frac{C_c}{C_m}}\right) R < y \le R \end{cases} \quad (3)$$

где $v^* = \sqrt{\frac{\tau_w}{\rho}}$, $C_a = 0.19$, $C_b = 0.011$, $C_m = 0.077$, $C_c = 0.073$

$k=0.41$ — константа Кармана
ϑ — кинематическая вязкость, м²/с
τ_w — касательное напряжение на стенке, Па
y — расстояние отсчитываемое от стенки, м
R — радиус трубы, м.

Данная модель распределения полной вихревой вязкости применяется в данной статье. Распределение полной вязкости по двум указанным моделям показаны на рис. 1 (для параметров течения рассмотренного далее примера).

3. Дискретизация вычислительной области

Использование равномерной сетки (поскольку здесь задача сведена к одномерной, то под сеткой следует понимать отрезки, полученные путем разбиения непрерывной координаты) для численного решения такая сетка не является удачным выбором, т.к. около стенки наблюдается резкое изменение местной скорости, из-за чего возникает необходимость при шаге разбиения меньшем толщины пристенного слоя, создавать значительное число точек разбиения. В целях экономии вычислительной мощности, необходимо применить неравномерную сетку, построенную на основе геометрической прогрессии.

Задаваемыми величинами являются: R — радиус, n — число точек разбиения, h_w — размер ячейки, прилегающей к стенке (меньше толщины пристенного слоя).

Знаменатель прогрессии определяется отношением размеров соседних ячеек, как показано на рис. 2:

$$K = \frac{r_i - r_{i-1}}{r_{i+1} - r_i} = \frac{\Delta r_w}{\Delta r_e} \quad (4)$$

Сумма геометрической прогрессии равна:

$$R = \frac{h_w(1 - K^{n-1})}{1 - K} \quad (5)$$

Для нахождения знаменателя прогрессии преобразуем уравнение (5) к виду:

$$n = \frac{ln\left[1 + (K-1)\frac{R}{h_w}\right]}{\ln(K)} + 1 \quad (6)$$

Рассмотрим функцию $f(K)$, полученную из уравнения (6), тождественно равную нулю, если K — корень:

$$f(K) = \frac{ln\left[1 + (K-1)\frac{R}{h_w}\right]}{\ln(K)} + 1 - n \quad (7)$$

$$f'(K) = \frac{\frac{R}{h_w}\ln(K) - \frac{ln\left[1 + (K-1)\frac{R}{h_w}\right]}{K}}{[\ln(K)]^2} \quad (8)$$

Используя метод Ньютона-Рафсона и задавая начальное приближение K_0 ($K_0>1$), вычисляем более точное значение K_1 [6]:

$$K_{i+1} = K_i - \frac{f(K_i)}{f'(K_i)} \qquad i = 0,1,\ldots \quad (9)$$

Далее методом последовательных приближений получим значение K.

$$|K_{(i+1)} - K_i| < \gamma$$

где γ — заданная допустимая погрешность.

4.Определение дискретного аналога уравнения

Будем считать, что скорость жидкости непрерывная функция вдоль радиуса r и выделим три точки w, e и p, как показано на рис. 3. Приведем уравнение (1) к дискретному аналогу, используя значения скорости в узловых точках, следующим образом (для каждой узловой точки) [7]:

$$a_p v_p = a_w v_w + a_e v_e + b \quad (10)$$

где v_p — значение скорости в узловой точке
p — полисе,
v_w и v_e — значение скорости в соседних узловых точках
a_w, a_e, a_p — коэффициенты дискретного аналога, причем $a_w>0$, $a_e>0$ и $a_p=a_e+a_w$
$b>0$ — свободный член.

Поскольку рассматриваемая функция непрерывна, то её можно разложить

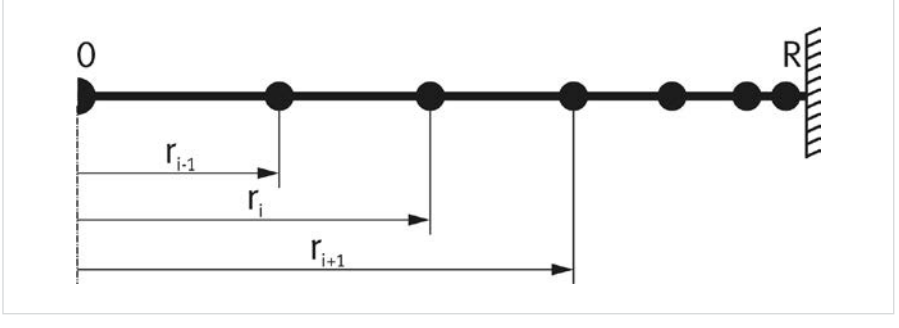


Рис. 2 — Пример вычислительной сетки

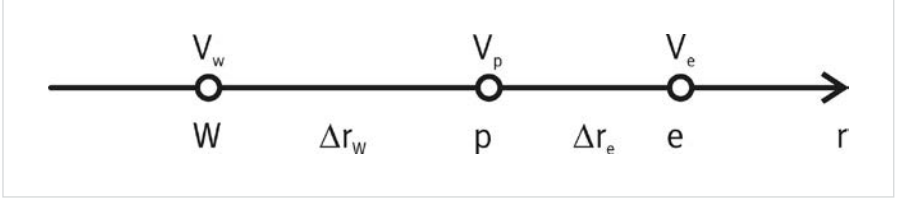


Рис.3 — Дискретное представление функции скорости

в ряд Тейлора [8, 9]. В окрестности точки p, отбрасывая члены выше 2-го порядка, получим:

$$v_p = v_w - \Delta r_w \left(\frac{\partial v}{\partial r}\right)_p + \Delta r_w{}^2 \left(\frac{\partial^2 v}{\partial r^2}\right)_p + \cdots \quad (11)$$

$$v_p = v_e + \Delta r_e \left(\frac{\partial v}{\partial r}\right)_p + \Delta r_e{}^2 \left(\frac{\partial^2 v}{\partial r^2}\right)_p + \cdots \quad (12)$$

Для выражения первой и второй производных введем обозначение:

$$\beta = \frac{\Delta r_e}{\Delta r_w} = \frac{1}{\mathrm{K}}$$

Умножив выражение (11) на β, и сложив с выражением (12), получим:

$$\frac{\partial^2 v}{\partial r^2}_p = \frac{2\beta\left[v_e - (1+\beta)v_p + \beta v_w\right]}{(1+\beta)\Delta r_e{}^2} \quad (13)$$

Далее, умножая выражение (11) на β^2, и вычитая из него выражение (12), получим:

$$\frac{\partial v}{\partial r}_p = \frac{v_e - \beta^2 v_w + (\beta^2 - 1)v_p}{(1+\beta)\Delta r_e} \quad (14)$$

Теперь, зная выражение для производных, уравнение (1) приведено к виду уравнения (10):

$$-\frac{1}{\rho}\frac{\partial \bar{p}}{\partial z} + \left(\frac{\vartheta_t}{r} + \frac{\partial \vartheta_t}{\partial r}\right)_p \frac{v_e - \beta^2 v_w + (\beta^2 - 1)v_p}{(1+\beta)\Delta r_e} + \\ + \vartheta_{t_p} \frac{2\beta\left[v_e - (1+\beta)v_p + \beta v_w\right]}{(1+\beta)\Delta r_e{}^2} = 0$$

После алгебраических преобразований получим:

$$\frac{2\vartheta_{t_p}\beta(\beta+1) + \left(\frac{\vartheta_t}{r} + \frac{\partial \vartheta_t}{\partial r}\right)_p \Delta r_e(1-\beta^2)}{(1+\beta)\Delta r_e{}^2} v_p = \\ = \frac{2\vartheta_{t_p}\beta + \left(\frac{\vartheta_t}{r} + \frac{\partial \vartheta_t}{\partial r}\right)_p \Delta r_e}{(1+\beta)\Delta r_e{}^2} v_e + \\ + \frac{\beta^2\left(2\vartheta_{t_p} - \left(\frac{\vartheta_t}{r} + \frac{\partial \vartheta_t}{\partial r}\right)_p \Delta r_e\right)}{(1+\beta)\Delta r_e{}^2} v_w + \left(-\frac{1}{\rho}\frac{\partial \bar{p}}{\partial z}\right) \quad (15)$$

Сравнивая выражение (15) с выражением (10), находим, что:

$$a_e = \frac{2\vartheta_{t_p}\beta + \left(\frac{\vartheta_t}{r} + \frac{\partial \vartheta_t}{\partial r}\right)_p \Delta r_e}{(1+\beta)\Delta r_e{}^2} \quad (16)$$

$$a_w = \frac{\beta^2\left(2\vartheta_{t_p} - \left(\frac{\vartheta_t}{r} + \frac{\partial \vartheta_t}{\partial r}\right)_p \Delta r_e\right)}{(1+\beta)\Delta r_e{}^2} \quad (17)$$

$$a_p = a_e + a_w \quad (18)$$

$$b = -\frac{1}{\rho}\frac{\partial \bar{p}}{\partial z} \quad (19)$$

Дискретный аналог уравнения (1) получен.

5. Начальные и граничные условия

Начальное распределение скорости.

$$v_i = v_{sr}\ i=1,2,..,n-1 \quad (20)$$

Граничные условия.

$v_n = 0$ (21) — граничное условие на стенке трубы (условие прилипания жидкости).

Так как течение осесимметричное, то значение производной скорости по радиусу при стационарном потоке равно нулю. Из этого следует, что уравнение (1) может быть записано в виде:

$$-\frac{1}{\rho}\frac{\partial \bar{p}}{\partial z} + \vartheta_{t_0}\left(\frac{\partial^2 \bar{v}_z}{\partial r^2}\right)_0 = 0 \quad (21)$$

Учитывая, что:

$$\left(\frac{\partial^2 \bar{v}_z}{\partial r^2}\right)_0 = \frac{2(v_1 - v_0)}{\Delta r_0{}^2} \quad (22)$$

Получим

$$v_0 = v_1 + \frac{\Delta r_0{}^2\left(-\frac{1}{\rho}\frac{\partial \bar{p}}{\partial z}\right)}{2\vartheta_{t_0}} \quad (23)$$

где $v_0 = v_{max}$ — значение скорости в ценре трубы.

Для начального приближения следует принять $v_0 = v_{sr}$, где v_{sr} — средняя скорость течения жидкости.

6. Решение системы алгебраических уравнений (дискретных аналогов)

Для решения данной системы алгебраических уравнений (СЛАУ), состоящей из n-2 уравнений (10), граничных условий (21) и (23), воспользуемся методом Гаусса-Зейделя [10].

$$v_i{}^{k+1} = \frac{a_{e_i} v_{i+1}{}^k + a_{w_i} v_{i-1}{}^{k+1} + b}{a_{p_i}} \\ i = 1,2,..,n-1 \quad (24)$$

где k — индекс, обозначающий предыдущую итерацию (или начальное приближение).

Условие выхода из итераций:

$$\frac{v_i{}^{k+1} - v_i{}^k}{v_i^k} * 100\% < \zeta \\ i = 1,2,..,n-1 \quad (25)$$

где $\xi, \%$ — заданная допустимая погрешность.

После того как решение СЛАУ (24) найдено, следует воспользоваться условием (23), чтобы скорректировать значение v_0, до выполнения условия:

$$\frac{\left| v_0{}^k - v_1{}^k - \frac{\Delta r_0{}^2\left(-\frac{1}{\rho}\frac{\partial \bar{p}}{\partial z}\right)}{2\vartheta_{t_0}} \right|}{\frac{\Delta r_0{}^2\left(-\frac{1}{\rho}\frac{\partial \bar{p}}{\partial z}\right)}{2\vartheta_{t_0}}} * 100\% < \alpha \quad (26)$$

где $\alpha, \%$ — заданная допустимая погрешность.

7. Оценка качества построенного профиля

Оценивая полученный результат, воспользуемся следующими соображениями:

1. Найденное численное решение, в первую очередь должно удовлетворять уравнению (1), с некоторой заданной погрешностью:

$$\left| \frac{-\frac{1}{\rho}\frac{\partial \bar{p}}{\partial z} + \left(\frac{\vartheta_t}{r} + \frac{\partial \vartheta_t}{\partial r}\right)_i \frac{\partial \bar{v}_z}{\partial r}_i + \vartheta_{t_i}\frac{\partial^2 \bar{v}_z}{\partial r^2}_i}{\left(\frac{\vartheta_t}{r} + \frac{\partial \vartheta_t}{\partial r}\right)_i \frac{\partial \bar{v}_z}{\partial r}_i + \vartheta_{t_i}\frac{\partial^2 \bar{v}_z}{\partial r^2}_i} \right| * \\ * 100\% < \sigma_1 \quad i = 0,1,..,n-1$$

2. Значение производной скорости по радиусу на стенке трубы, вычисленное из полученного решения, должно соответствовать истинному значению с некоторой заданной погрешностью:

$$\frac{\partial v}{\partial r}\Big|_{r=R} = \frac{v_n - v_{n-1}}{r_n - r_{n-1}}$$

$$\frac{\partial_u}{\partial r}\Big|_{r=R} = \frac{v^{*2}}{\vartheta}$$

$$\left| \frac{\frac{\partial v}{\partial r}\Big|_{r=R} - \frac{\partial_u}{\partial r}\Big|_{r=R}}{\frac{\partial_u}{\partial r}\Big|_{r=R}} \right| * 100\% < \sigma_2$$

3. Должно соблюдаться соответствие средней скорости, вычисленной по полученному профилю скорости с заданной изначально, с некоторой заданной погрешностью:

$$v_{sr} = \frac{\sum_{i=1}^{z}(v_i + v_{i-1})(r_i{}^2 - r_{i-1}{}^2)}{2R^2}$$

$$\frac{|v_{sr} - u|}{u} * 100\% < \sigma_3$$

где $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3, \%$ — заданные допустимые погрешности.

8. Алгоритм вычисления профиля скорости

1. Задание начальных данных: u, v, R, L, ρ, n.
2. Расчет параметров течения: v^*, $\partial\bar{p}/\partial z$, h_w.
3. Построение вычислительной сетки.
4. Вычисление распределения полной вязкости.
5. Вычисление коэффициентов дискретного аналога.
6. Проверка условия положительности коэффициентов дискретного аналога.
7. Задание начальных и граничных условий.
8. Решение полученной СЛАУ методом Гаусса-Зейделя.
9. Проверка условия (25), если необходимо, вернуться к п.8.
10. Проверка условия (26), если необходимо, вернуться к п.8.
11. Вычисление средней скорости и производной на стенке.
12. Вычисление погрешности в определении производной на стенке и средней скорости.

9. Пример расчета

Для реализации данного алгоритма, была написана программа на языке C++ в среде Microsoft Visual Studio 2005.

Начальные данные:

$u=10$ м/с, $\vartheta=1$сСт, $R=d/2=5$ мм, $L=10$ м, $\rho=1000$кг/м^3, $n=150$

Предварительный расчет:

$$Re=\frac{ud}{\vartheta}=100000$$

$$\lambda=\frac{1}{(1.8\,lg(Re)-1.5)^2}=0.0177$$

$$h=\lambda\frac{L}{d}\frac{u^2}{2g}=90.61\text{ м}$$

$$\frac{\partial p}{\partial z}=-\frac{\rho g h}{L}=-88888.4\text{ Па/м}$$

$$\tau_w=-\frac{\partial p}{\partial z}\frac{d}{4}=222.2\text{ Па}$$

$$v^*=\sqrt{\frac{\tau_w}{\rho}}=0.471\text{ м/с}$$

$$h_w=\frac{1}{4}\frac{\vartheta}{v^*}=0.53\text{ мкм}$$

Далее вычисляем знаменатель прогрессии для построения расчетной сетки:

При $R=5$ мм, $h_w=0.53$ мкм, $n=150$ получим $K=1.0408$. Далее производится построение вычислительной сетки r_i.

После вычисления v_i, v_i/r_i, $\partial v_i/\partial r$, a_{wi},a_{ei}, a_{pi}, b и решения СЛАУ получим искомый профиль (таб. 1, рис. 4 и 5):.

Сравним полученный профиль с широко известным степенным профилем:

$$\frac{v_{prov}(r)}{v^*}=C(m)\left(\frac{(R-r)v^*}{\vartheta}\right)^{1/m} \quad (27)$$

где $v_{prov}(r)$ — скорость в точке с координатой r, $m=m(Re)$, y — расстояние от стенки,
при Re = 100000, m=7, $C(m)$=8.74

Средняя скорость по полученному профилю [11]:

$$v_{sr}=\frac{\sum_{i=2}^{z}(v_i+v_{i-1})(r_i^2-r_{i-1}^2)}{2R^2}=9.978\text{ м/с}$$

Относительная ошибка определения средней скорости:

$$O_{v_{sr}}=\frac{|v_{sr}-u|}{u}*100\%=0.22\%$$

Средняя скорость по степенному профилю:

$$v_{sr}=\frac{2\int_0^R v_{prov}(y)y\,dy}{R^2}=10.193\text{ м/с}$$

Относительная ошибка определения средней скорости по степенному профилю:

$$O_{v_{sr}}=\frac{|v_{sr}-u|}{u}*100\%=1.93\%$$

Полученное значение производной скорости по радиусу при $r=R$:

$$\left.\frac{\partial v}{\partial r}\right|_{r=R}=-223909\text{ 1/с}$$

Истинное значение производной скорости по радиусу при $r=R$:

$$\left.\frac{\partial u}{\partial r}\right|_{r=R}=\frac{v^{*2}}{\vartheta}=-221841\text{ 1/с}$$

№ узла	r, мм	v_{prov}, м/с	v, м/с	$\partial v/\partial r$, 1/с	$\partial^2 v/\partial r^2$, 1/(м*с)
1	0	12,481	11,904	0,00E+00	-1,57E+05
2	0,19638	12,413	11,894	-67,9988	-192480
3	0,38506	12,339	11,878	-110,027	-253007
4	0,56635	12,268	11,854	-156,714	-262039
5	0,74055	12,198	11,823	-202,628	-265126
6	0,90791	12,129	11,785	-247,121	-266559
7	1,06872	12,059	11,742	-290,05	-267346
8	1,22324	11,991	11,694	-331,395	-267828
9	1,37169	11,922	11,642	-371,18	-268144
10	1,51434	11,854	11,586	-409,445	-268365
…	…		…	…	…
20	2,66687	11,193	10,937	-695,625	-68378,2
…					
30	3,43974	10,568	10,350	-868,395	-412506
…	…		…	…	…
40	3,95801	9,976	9,824	-1,21E+03	-1,02E+06
…	…		…	…	…
50	4,30555	9,414	9,323	-1,75E+03	-2,35E+06
…	…		…	…	…
60	4,5386	8,889	8,832	-2,58E+03	-5,38E+06
…	…		…	…	…
70	4,69488	8,374	8,343	-3,86E+03	-1,23E+07
…	…		…	…	…
80	4,79968	7,882	7,850	-5,83E+03	-2,87E+07
…	…		…	…	…
90	4,86995	7,414	7,347	-8,94E+03	-6,81E+07
…	…		…	…	…
100	4,91708	6,949	6,825	-1,40E+04	-1,68E+08
…	…		…	…	…
110	4,94868	6,489	6,154	-3,43E+04	-1,35E+09
…	…		…	…	…
120	4,96987	6,013	4,964	-8,24E+04	-2,75E+09
…	…		…	…	…
130	4,98408	5,489	3,378	-1,57E+05	-9,87E+09
…	…		…	…	…
140	4,99361	4,818	1,429	-2,24E+05	-4,41E+07
141	4,99437	4,732	1,265	-2,24E+05	-4,41E+07
142	4,9951	4,639	1,096	-2,24E+05	-4,41E+07
143	4,9958	4,538	0,939	-2,24E+05	-4,41E+07
144	4,99648	4,425	0,788	-2,24E+05	-4,41E+07
145	4,99712	4,326	0,644	-2,24E+05	-4,41E+07
146	4,99775	4,151	0,504	-2,24E+05	-4,41E+07
147	4,99834	3,974	0,370	-2,24E+05	-4,41E+07
148	4,99892	3,738	0,242	-2,24E+05	-4,41E+07
149	4,99947	3,376	0,118	-2,24E+05	-4,41E+07
150	5	0	0	-223909	-4,41E+07

Таб. 1 — Вычисленные значения, первой производной и второй производной скорости

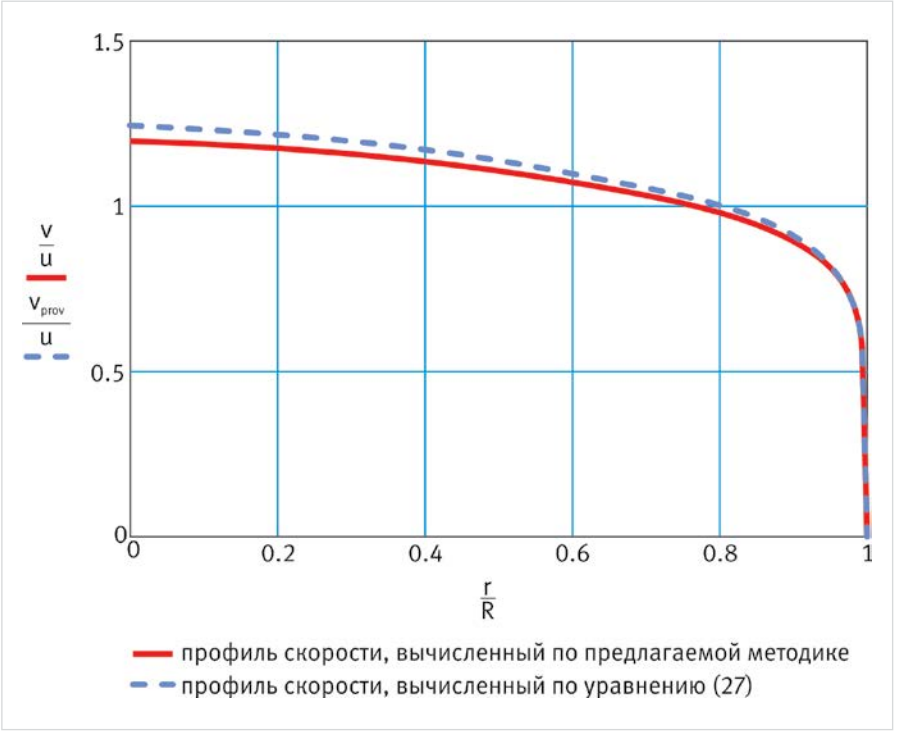


Рис. 4 — Полученный и степенной профили скорости

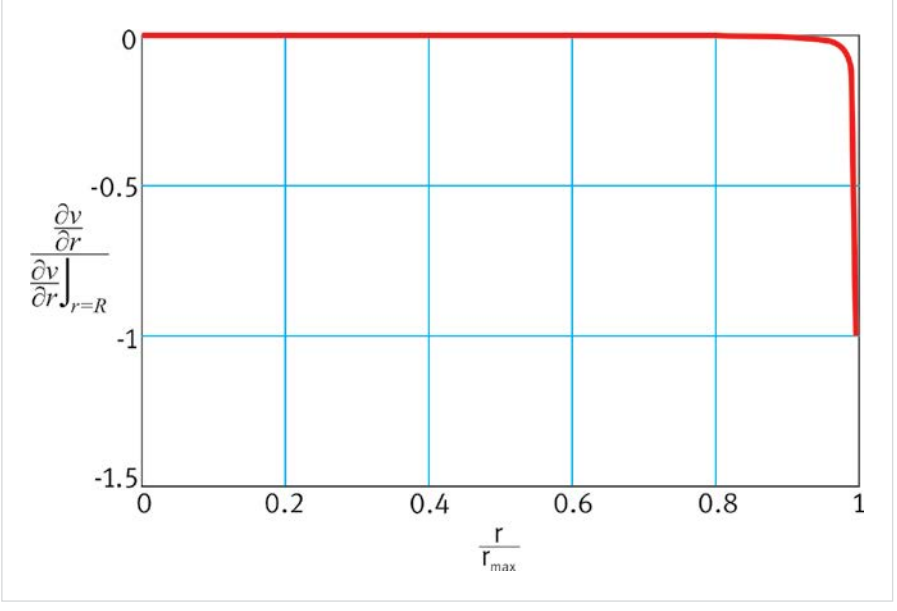


Рис. 5 — Полученный профиль производной скорости

Относительная ошибка определения средней скорости:

$$o_{\frac{\partial u}{\partial r}\Big|_{r=R}} = \left| \frac{\frac{\partial v}{\partial r}\Big|_{r=R} - \frac{\partial u}{\partial r}\Big|_{r=R}}{\frac{\partial u}{\partial r}\Big|_{r=R}} \right| * 100\% = 0.93\%$$

Значение производной скорости по радиусу при $r=R$ для степенного профиля:

$$\frac{\partial v_{prov}}{\partial r}\Big|_{r=R} = -\infty 1/c$$

Относительная ошибка определения средней скорости:

$$o_{\frac{\partial u}{\partial r}\Big|_{r=R}} = \left| \frac{\frac{\partial v_{prov}}{\partial r}\Big|_{r=R} - \frac{\partial u}{\partial r}\Big|_{r=R}}{\frac{\partial u}{\partial r}\Big|_{r=R}} \right| * 100\% = \infty$$

Определение целесообразного выбора значений h_w и n

Определить минимально необходимое количество узлов (n) и целесообразное соотношение h_w и n можно из составленных функций относительных погрешностей для определения средней скорости и производной на стенке:

$$o_{v_{SR}} = o_{v_{SR}}(h_w, z)$$

$$o_{\frac{\partial u}{\partial r}\Big|_{r=R}} = o_{\frac{\partial u}{\partial r}\Big|_{r=R}}(h_w, z)$$

Данные функции представлены в таб. 2 и 3, а также на рис. 6 и 7:

За базовый размер принята величина $h_{w0} = \nu / v^*$

Как видно из таб. 2 и 3, для ошибки в 1% по определению производной и средней скорости достаточно, чтобы число точек разбиения было больше 150 и начальное расстояние от стенки было меньше принятого базового размера.

Итоги

Предлагается использовать полученный алгоритм построения профиля скорости для задания начальных условий при решении задач нестационарного течения. Приведен пример расчета, по результатам которого сделан анализ точности метода и предложен способ целесообразного выбора параметров численного расчета.

$o\partial u/\partial r|_{r=R}(h_w,z),\%$

h_w z	$1/10\cdot(h_{w0})$	$1/8\cdot(h_{w0})$	$1/6\cdot(h_{w0})$	$1/4\cdot(h_{w0})$	$1/2\cdot(h_{w0})$	h_{w0}	$3/2\cdot(h_{w0})$	$2h_{w0}$
30	203	39	36	32,6	198	23	200	22
50	11	10	9,73	8,77	7,64	7,36	8,12	8,62
70	4,96	4,83	4,54	4,03	3,65	3,99	4,67	5,72
90	2,75	2,62	2,46	2,29	1,95	2,6	3,37	4,37
110	1,74	1,65	1,56	1,44	1,48	1,95	2,72	3,74
130	1,19	1,12	1,05	1,04	1,10	1,63	2,37	3,38
150	0,85	0,81	0,78	0,93	0,86	1,41	2,11	3,14
170	0,64	0,62	0,59	0,59	0,69	1,24	1,94	2,96

Таб. 2 — Ошибка определения производной скорости на стенке

Выводы

Предложенная методика построения профиля скорости показывает высокую точность (для решения прикладных инженерных задач), тем самым доказывая свою целесообразность для использования на практике. Стоит также отметить, что получаемый профиль скорости превосходит по качеству все известные на сегодняшний день аналитические зависимости. Главным достоинством данного алгоритма является его универсальность, программируемость и сравнительно небольшое потребление вычислительной мощности ЭВМ.

Список литературы

1. Rufelt A. Numerical Studies of unsteady friction in transient pipe flow. Stockholm: Master of Science Thesis, 2010. 77 p.
2. Лойцянский Л.Г. Механика жидкости и газа: учебник для вузов. 7-е изд. М.: Дрофа, 2003. 610 с.
3. Шлихтинг Г. Теория пограничного слоя. М.: Наука, 1974. 521 с.
4. Попов Д.Н., Панаиотти С.С., Рябинин М.В. Гидромеханика: Учебное пособие. 3-е изд. М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2014. 254 с.
5. Попов Д.Н., Нестационарные гидромеханические процессы. М.: Машиностроение, 1982. 240 с.
6. Патанкар С. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости. М.: Энергоиздат, 1984. 152 с.
7. Киреев В.И., Пантелеев А.В. Численные методы в примерах и в задачах. 3-е изд., стереотипное. М.: Высшая школа, 2008. 480 с.
8. Архипов Г.И., Садовничий В.А., Чубариков В.Н., Лекции по математическому анализу. 6-е изд., стереотипное. М.: Дрофа, 2008. 640 с.
9. Шейпак А.А. Гидравлика и гидропневмопривод: учебник. Ч.1: Основы механики жидкости и газа. 6-е изд., стереотипное, М.: МГИУ, 2007. 264 с.
10. Балдин К.В., Башлыков В.Н., Рукосуев А.В. Высшая математика: учебник. М.: Флинта, 2010. 360 с
11. Калиткин Н.Н. Численные методы: учебное пособие. 2-е изд. СПб.: БХВ – Петербург, 2011. 592 с.

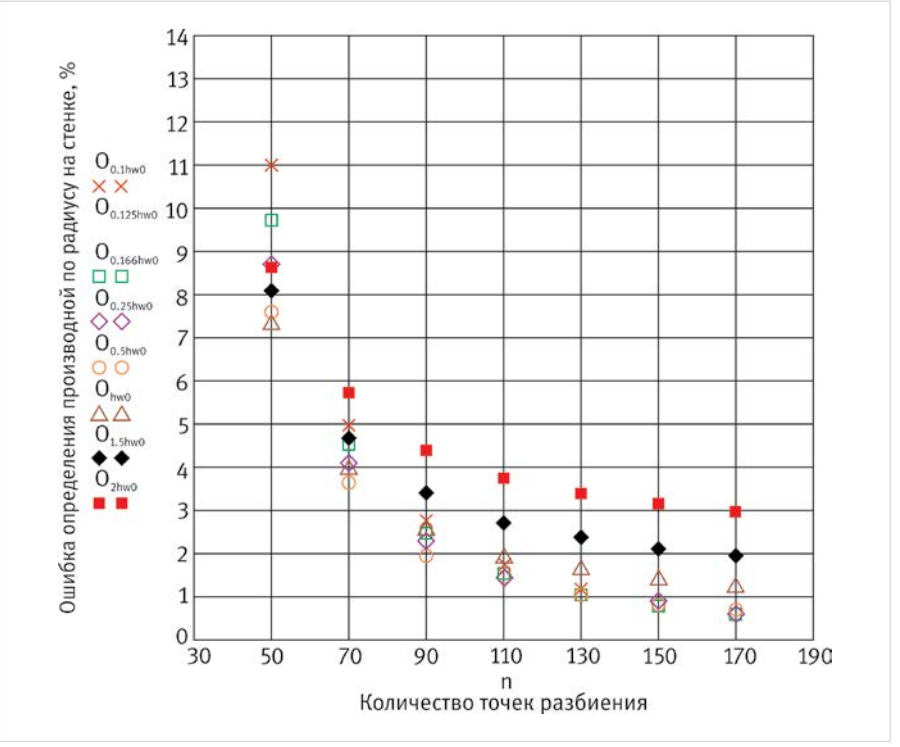


Рис. 6 — График изменения ошибки определения производной скорости на стенке в зависимости от количества точек разбиения

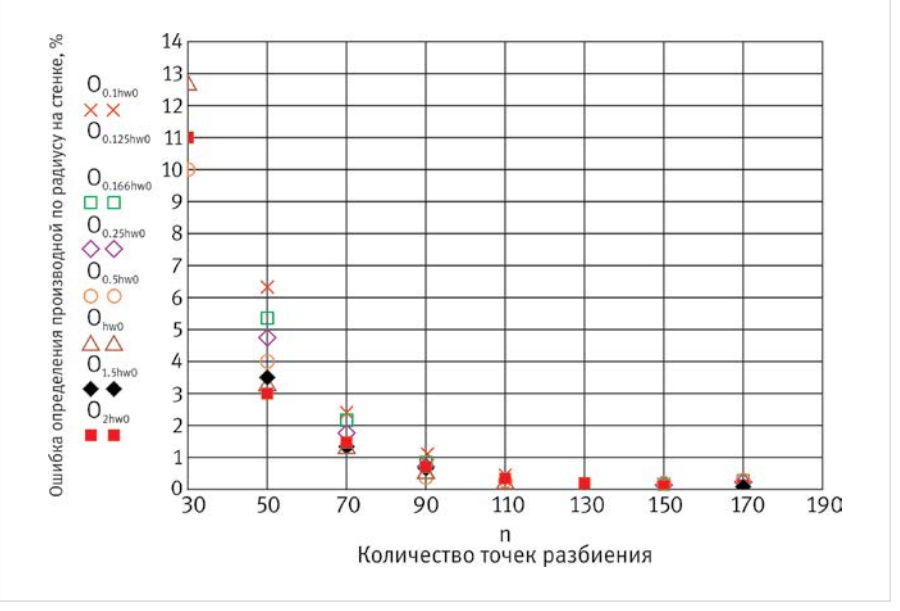


Рис. 7 — График изменения ошибки определения средней скорости в зависимости от количества точек разбиения

$o_{vsr}=o_{vsr}(h_w, z)$, %

h_w z	$1/10\cdot(h_{w0})$	$1/8\cdot(h_{w0})$	$1/6\cdot(h_{w0})$	$1/4\cdot(h_{w0})$	$1/2\cdot(h_{w0})$	h_{w0}	$3/2\cdot(h_{w0})$	$2h_{w0}$
30	23	24	21,5	19,22	9,98	12,70	3,79	11
50	6,30	5,92	5,38	4,81	3,94	3,35	3,41	2,98
70	2,47	2,40	2,18	1,82	1,44	1,30	1,36	1,46
90	1,07	0,88	0,87	0,77	0,43	0,52	0,60	0,66
110	0,45	0,37	0,30	0,22	0,12	0,19	0,24	0,34
130	0,10	0,04	0,00	0,03	0,07	0,02	0,08	0,18
150	0,12	0,14	0,18	0,22	0,21	0,08	0,09	0,09
170	0,25	0,27	0,29	0,31	0,33	0,16	0,19	0,02

Таб. 3 — Ошибка определения средней скорости

Апрельский выпуск

Available on the App Store

UDC 621.643+004.02

Definition of velocity profile for turbulent flow in a circular cylindrical pipe by means of numerical methods

Authors:
Artem A. Korenevsky — senior technician[1]; patriotbmstu@yandex.ru
Michael V. Ryabinin — Ph.D., associate professor[2]; ryabinin@bmstu.ru

[1]GRP Gorizont, Moscow, Russian Federation
[2]Bauman Moscow State Technical University, Moscow, Russian Federation

Abstract
Determination of flow resistance at unsteady flow condition is still a problem for engineering hydraulic calculations even in a circular pipe. The issue becomes important when considering special practical problems, in particular, hydraulic impact. Such problems include hydraulic fracturing aimed at stimulating oil well productivity. To create calculation programs implementing the mathematical models of this process it is necessary to set the initial conditions not only reflecting the relationship of flow parameters, but also having a convenient representation for further calculations. The article describes a method of the velocity profile construction over the cross section of a circular pipe at steady flow conditions in a form convenient to use in the hydrodynamic calculations. Transformation of the profile differential equation into a discrete analogue for calculations using the non-uniform discretization grid was applied.

Materials and methods
A new method of the velocity profile construction for the five-layer model of turbulent viscosity distribution over the flow cross-section was applied. An original method of selecting simulation parameters was proposed.

Results
It is proposed to use the developed algorithm of the velocity profile construction to set the initial conditions for solving the unsteady flow problems. An example of the calculation, the results of which was used to analyze the accuracy of the method, is provided; and a technique for the rational selection of numerical calculation parameters is proposed.

Conclusions
The proposed method of the velocity profile construction showed high accuracy of the results (for solving practical engineering problems), thereby proving its suitability for practical use.
It is should be noted that the constructed velocity profile is of higher quality than all the currently known analytic dependences. The main advantages of this algorithm are its flexibility, programmability and comparatively small ECM computational power demand.

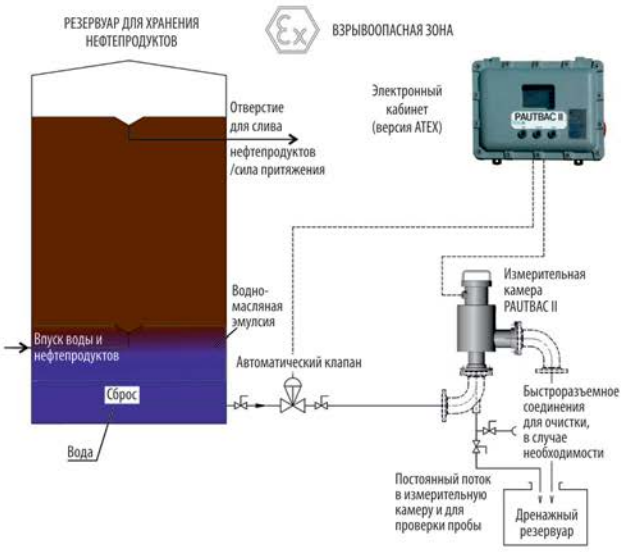
Keywords
velocity profile construction, mathematical model, numerical methods, turbulent viscosity, turbulent flow

References
1. Rufelt A. Numerical Studies of unsteady friction in transient pipe flow. Stockholm: Master of Science Thesis, 2010. 77 p.
2. Loytsyanskiy L.G. *Mekhanika zhidkosti i gaza* [Mechanics of liquid and gas]. Textbook, 7-th ed. Moscow: *Drofa*, 2003, 610 p.
3. Shlikhting G. *Teoriya pogranichnogo sloya* [Theory of boundary layer]. Moscow: *Nauka*, 1974, 521 p.
4. Popov D.N., Panaiotti S.S., Ryabinin M.V. *Gidromekhanika* [Hydromechanics]. Textbook, 3-d ed. Moscow: Bauman Moscow State Technical University, 2014, 254 p.
5. Popov D.N., *Nestatsionarnye gidromekhanicheskie protsessy* [Non-stationary hydromechanical processes]. Moscow: *Mashinostroenie*, 1982, 240 p.
6. Patankar S. *Chislennye metody resheniya zadach teploobmena i dinamiki zhidkosti* [Numerical methods for solving problems of heat transfer and fluid dynamics]. Moscow: *Energoizdat*, 1984, 152 p.
7. Kireev V.I., Panteleev A.V. *Chislennye metody v primerakh i v zadachakh* [Numerical methods in the examples and problems]. 3-d ed. Moscow: *Vysshaya shkola*, 2008, 480 p.
8. Arkhipov G.I., Sadovnichiy V.A., Chubarikov V.N., *Lektsii po matematicheskomu analizu* [Lestures on mathematical analysis]. 6-th ed. Moscow: *Drofa*, 2008, 640 p.
9. Sheypak A.A. *Gidravlika i gidropnevmoprivod: uchebnik. Ch.1: Osnovy mekhaniki zhidkosti i gaza* [Hydraulics and hydropneumatic drive: a textbook. Part 1: The basics of gas and fluid mechanics]. 6-th ed. Moscow: *MGIU*, 2007, 264 p.
10. Baldin K.V., Bashlykov V.N., Rukosuev A.V. *Vysshaya matematika* [Advanced math]. Textbook. Moscow: *Flinta*, 2010, 360 p.
11. Kalitkin N.N. *Chislennye metody* [Numerical methods] Textbook. 2-d ed. St-Petersburg: *BKhV-Peterburg*, 2011, 592 p.

PAUTBAC II

СЛИВ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ

SERES environnement



Система автоматического слива подтоварной воды Pautbac II.

Взрывозащищенное исполнение.

Установка на действующий резервуар без остановки технологического процесса.

Работает с любым типом нефтепродукта.

Система позволяет:

- сократить потери нефтепродуктов;
- полностью исключить влияние человеческого фактора;
- защитить резервуар от бактерий и коррозии;
- значительно снизить нагрузку на очистные системы;
- оптимизировать вместимость резервуара;
- повысить уровень безопасности.

АРД Групп

ООО «АРД Групп»

г. Рязань, 390022,
196 км. (Окружная дорога),
д.12, оф.23

Тел. +7 (4912) 30-05-29
Моб: +7 (964) 158-31-21
+7 (906) 64-88-999

E-mail: info@ardgrupp.ru
a.levchenkov@ardgrupp.ru

Удмуртская Промышленная Компания

УПК

тел.: (3412) 567-719, 44-51-50 • udmpk.ru, удмпк.рф

ВНУТРЕННЯЯ ИЗОЛЯЦИЯ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И НКТ

426039, г. Ижевск, Воткинское шоссе, д. 170

ООО «ТД «ТРУБОПОЛИМЕР»

КОРРОЗИОННОСТОЙКАЯ ГИБКАЯ ТРУБА (КГТ)

- ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНАЯ И ЭКОНОМИЧЕСКИ ВЫГОДНАЯ РАЗРАБОТКА
- ПРИМЕНЯЕТСЯ ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА, НЕФТИ, НЕФТЕПРОДУКТОВ И ТЕХНИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ АГРЕССИВНЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ И НЕОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ
- РАБОТАЮТ ПОД ДАВЛЕНИЕМ В ДИАПАЗОНЕ ДО 25 МПА
- НИЗКИЙ КОЭФФИЦИЕНТ ТРЕНИЯ ВНУТРИ ТРУБЫ
- ГИБКИЕ, ВОЗМОЖНА УКЛАДКА В КРИВОЛИНЕЙНЫЕ ТРАНШЕИ
- ПОЗВОЛЯЮТ ПРИСОЕДИНЯТЬСЯ К СУЩЕСТВУЮЩЕМУ ТРУБОПРОВОДУ

ЭФФЕКТИВНОСТЬ

- Устойчивы к коррозии
- Легкие по весу
- Короткие сроки монтажа
- Обладают большей пропускной способностью
- Не требуют электрохимической защиты
- Жизненный цикл 50 лет

ГАРАНТИИ И КАЧЕСТВО

- Гарантия до 10 лет
- Транспортировка продукции
- Монтаж/ремонт трубопровода
- Послегарантийное обслуживание
- Страхование объекта

ТРУБОПОЛИМЕР

РФ, 460003, г. Оренбург,
пр-т Бр.Коростелевых, д.177,
+7 (3532) 35 54 80, +7 919-840-04-49
TDTP16@list.ru
www.trubo-polimer.ru

НПФ ЭИТЭК
основана в 1992 году

Основной принцип работы ООО «НПФ ЭИТЭК» — разработка максимально эффективных и экономичных решений задач, поставленных Заказчиком, и их последующая промышленная реализация с использованием собственных «ноу-хау», патентов и современных технологических схем. Разработки, патенты и технологии, которыми обладает ООО «НПФ ЭИТЭК» позволяют в кратчайшие сроки, в соответствии с международными и Российскими стандартами качества, выполнить работы по реконструкции, проектированию и строительству объектов нефтепереработки, нефтехимии и нефтедобычи.

Проектно-конструкторский, инженерный и производственный потенциал фирмы позволяет предлагать комплексные решения, включающие:

- разработку совместно с Заказчиком технического задания;
- подготовку базовых проектов и разработку стадий «Проект» и «Рабочая документация», сопровождение прохождения экспертизы проекта;
- проектирование, изготовление и комплектацию технологического оборудования, КИПиА и АСУ ТП;
- выполнение шеф-монтажных, строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, включая авторский надзор и обучение персонала Заказчика.

Основные направления работы ООО «НПФ ЭИТЭК»:

- проектирование и комплектная поставка электродегидраторов для подготовки нефти на промысловых и нефтеперерабатывающих установках, реконструкция существующих электродегидраторов;
- проектирование, строительство новых и реконструкция старых водооборотных систем промышленных предприятий;
- проектирование, строительство новых и реконструкция старых нагревательных печей;
- реконструкция нефтеперерабатывающих установок с целью улучшения их технологических показателей;
- системы промышленного обогрева и теплоизоляции.

ООО «НПФ ЭИТЭК» является членом СРО НП «Проектные Организации ОАО «НК «Роснефть» и «Альянс Строителей» и имеет Свидетельства о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства, в том числе для особо опасных и технически сложных объектов. В ООО «НПФ ЭИТЭК» внедрена и действует система менеджмента качества ГОСТРИСО9001-2011 (ИСО9001:2008) применительно к выполнению проектных и строительных работ.

ООО «НПФ ЭИТЭК»

г. Москва, ул. Ивана Бабушкина, 10
+7 (495) 926-1080
mail@eitek.ru

Филиал в г. Нижнекамск

г. Нижнекамск, ул. Строителей, 6а
+7 (8555) 42-45-94, 42-46-50.
eitek.nk@mail.ru

WWW.EITEK.RU

Кельвион — новые технологии для нефтегазовой отрасли

Компания «Кельвион Машимпэкс» начала свою работу 20 лет назад в качестве представителя известной международной компании и сегодня стала одним из ведущих производителей теплообменного оборудования в России. О компании и локализации рассказывает генеральный директор Валерий Алексеевич Кравцов.

Компания «Машимпэкс» была основана в 1995 г. Она была полностью ориентирована на экспорт и размещала заказы на российских предприятиях. Но уже в 1997 г. было принято решение о развитии собственного производства в России и рассматривался вопрос о том, какое направление выбрать. Мы были нацелены на выпуск высокотехнологичного оборудования, содержащего серьезные научные разработки и ноу-хау. Всем этим требованиям идеально отвечало теплообменное оборудование, и мы начали работу с немецкой компанией GEA Ecoflex GmbH. На первом этапе импортировали теплообменники в собранном виде, а в 1999 г. запустили собственное производство и начали продажи оборудования под торговой маркой МАШИМПЭКС, которое производилось из компонентов российского происхождения с применением немецких комплектующих. С тех пор мы непрерывно развиваемся, увеличиваем объем производства, перечень оборудования, территорию охвата. В 2011 г. мы стали частью международного концерна GEA и вошли в состав сегмента GEA Heat Exchangers, который в конце 2015 г. был переименован в Kelvion. Опыт и возможности глобального альянса дали нам серьезный импульс к развитию. Сегодня мы отчетливо понимаем, что наш выбор направления деятельности был верным и перспективным.

«Кельвион» работает в различных отраслях промышленности. Мы ведем активную работу и в нефтегазовой отрасли и предлагаем Заказчикам не просто оборудование, а технические и технологические решения, обеспечивающие повышение эффективности производства и экономию. Кроме того, компания «Кельвион Машимпэкс» является одним из учредителей Ассоциации производителей оборудования «Новые технологии газовой отрасли», созданной при поддержке ПАО «Газпром», в рамках которой мы ведем постоянный диалог со специалистами отрасли.

В «Кельвион Машимпэкс» работают только российские граждане, все налоги и социальные отчисления мы платим в бюджет РФ, что позволяет нам считать себя полноправной российской компанией. У нас есть мощный собственник, технологический и технический лидер на мировом рынке, и мы уверены, что приносим на рынок новые технологические решения и стараемся по максимуму локализовать эти технологии в России как в части инжиниринга, так и производства.

Техническая и конструкторская документация разрабатывается и выпускается специалистами «Кельвион Машимпэкс» в России и по российским стандартам. В то же время мы можем работать по международным стандартам ASME и API.

Что касается производства, то на сегодняшний день мы достигли очень высокого процента локализации пластинчатых теплообменников. По такому же пути мы идем с аппаратами воздушного охлаждения, производство которых начато в 2015 г. в Ленинградской области. Зарубежные коллеги активно нас поддерживают в создании полномасштабного производства. Они готовы к диалогу и вложению средств в российские проекты, если не будет искусственных ограничений, связанных с ложным восприятием локализации. Стоит понимать, что импортозамещение — это не просто бездумное копирование оборудования зарубежного производства, а создание нового, улучшенного его варианта. У нас очень много говорят о локализации и импортозамещении на высоком уровне. Однако, на мой взгляд, крупные и ключевые государственные компании не должны заниматься импортозамещением. Они должны создавать спрос для того, чтобы машиностроительный сектор, средний и малый бизнес под этот спрос развивали свои производства. При этом должны быть среднесрочные гарантированные планы, под которые можно было бы открывать новые или расширять существующие производственные мощности. Они должны участвовать в новых разработках — доводить до участников рынка свои потребности и вкладывать средства в улучшение своих технологий. Именно таким путем пошли в Китае, где был создан настолько высокий внутренний спрос, что большинство зарубежных производителей организовали в стране полноценные производства, построенные с нуля, но по обеспечению и технологиям превосходящие свои оригиналы в Европе. Создание внутреннего спроса — основной двигатель импортозамещения и локализации. Только в этом случае процесс будет эффективным и прогрессивным.

Kelvion

КЕЛЬВИОН – ЭКСПЕРТЫ В ТЕПЛООБМЕНЕ

Кельвион – новое имя ГЕА Машимпэкс.
Мы предлагаем один из самых широких ассортиментов теплообменного оборудования в мире и производим в России:

- Аппараты воздушного охлаждения
- Пластинчатые теплообменники
- Кожухотрубные теплообменники

Решения теплообмена Кельвион – это высокая эффективность, надежность и экономичность.

Кельвион Машимпэкс
Тел.: +7 (495) 234 95 03
Факс: +7 (495) 234 95 04
moscow@kelvion.com

www.kelvion.ru

ЮБИЛЕЙНЫЙ 2016 ГОД

НАМ 90 ЛЕТ!!!

«НЕФТЕМАШ»-САПКОН»

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Проектирует, производит, поставляет и осуществляет сервисное обслуживание технологического оборудования для объектов нефтехимии, топливно-энергетического комплекса, черной и цветной металлургии, коммунального хозяйства:

- агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;
- комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электро-обессоливания нефти;
- технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- нестандартное оборудование на заказ.

Мы владеем большим рядом разработанных нами проектов и выпускаем резервуарное, насосное, спецтехнологическое оборудование, а также по вашим чертежам можем изготовить изделия, детали, заготовки любой сложности.

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

- проверка дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А также их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);
- проверка огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;
- ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

Россия, г. Саратов, ул. Б. Казачья, 113

☎ +7 (8452) 26-16-59, 50-59-82

+7 (8452) 50-60-30, 524-888

neftemash@sapcon.ru

WWW.SAPCON.RU

УДК 66+665.62

Современные технологии демеркаптанизации сжиженных газов, керосина и обезвреживания сернисто-щелочных стоков

А.Г. Ахмадуллина
к.х.н., генеральный директор[1]

Р.М. Ахмадуллин
главный инженер[1]

Г.Г. Васильев
начальник технологического управления Департамента совершенствования операционной деятельности НПЗ[2]
vasilev.gg@gazprom-neft.ru

С.А. Усов
заместитель начальника производства моторных топлив[3]

[1]НТЦ «AhmadullinS-Наука и технологии», Казань, Россия
[2]ПАО «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия
[3]ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», Нижний Новгород, Россия

С введением требований стандарта Евро-5 к содержанию серы в автомобильных бензинах — до нормы не более 10ppm, резко возросли требования и к содержанию общей серы в сжиженных углеводородных газах (СУГ), используемых в качестве топлива для автотранспорта или в качестве сырья при синтезе высокооктановых добавок к автобензинам (МТБЭ или алкилата).

Технология очистки сжиженного углеводородного газа

Сернистые соединения в СУГ представлены сероводородом и меркаптанами. Если очистка СУГ от сероводорода осуществляется регенерируемыми водными растворами алканоламинов, то для очистки СУГ от меркаптанов используется метод их щелочной экстракции с окислительно-каталитической регенерацией насыщенного меркаптидами щелочного раствора по схеме, представленной на рис. 1.

При взаимодействии СУГ с щелочным раствором в экстракторе происходит хемосорбция содержащихся в нем метил- и этилмеркаптанов с образованием нерастворимых в углеводородах меркаптидов натрия по реакции:

$$RSH + NaOH = RSNa + H_2O \quad (1)$$

Очищенный от меркаптанов СУГ с верха экстрактора Т-101 выводится с установки, а насыщенный меркаптидами щелочной раствор с куба экстрактора поступает в регенератор R-101, где в присутствии катализатора идет окисление меркаптидов воздухом с образованием нерастворимых в щелочном растворе органических дисульфидов и выделением свободной щелочи:

$$2RSNa + 0{,}5\ O_2 + H_2O \rightarrow RSSR + 2NaOH \quad (2)$$

Смесь отработанного воздуха с регенерированным щелочным раствором и дисульфидами с верха регенератора поступает в дегазатор D-102, откуда воздух направляется в топку ближайшей печи на прокаливание, а регенерированный щелочной раствор с дисульфидами выводится с низа дегазатора D-102, смешивается с бензиновой фракцией и насосом Р-101 направляется через холодильник Е-102 в сепаратор дисульфидов D-103. Бензиновый экстракт дисульфидов с верха сепаратора отводится на гидроочистку или в сырье установки каткрекинга, а регенерированный раствор щелочи с низа сепаратора D-103 возвращается в экстрактор на очистку СУГ от меркаптанов.

При использовании **гомогенных** фталоцианиновых катализаторов для регенерации

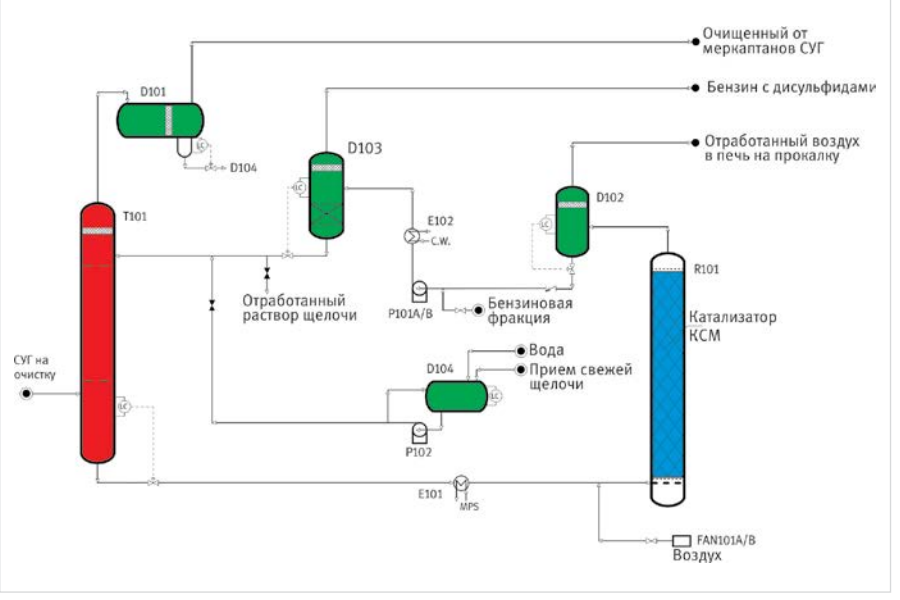


Рис. 1 — Технология очистки сжиженного углеводородного газа

Наименование предприятия	Технология очистки СУГ	Катализатор регенерации щелочи	Очищаемый продукт	$[S_{RSH}]$, ppm	$[S_{общ}]$, ppm
Рязанский НПЗ	ДМД-2	ИВКАЗ — гомог.	ББФ	2	20 [2]
«ХАРГ Петрокемикал», Иран	ДМД-2	ИВКАЗ — гомог.	ПФ и БФ	5	50 [3]
ЛУКОЙЛ-НГНОС	DEMERUS LPG	КСМ — гетероген.	БФ	5	10 [4]
ЛУКОЙЛ-НГНОС	Merox	UOP Merox WS	ППББФ	5	20
ОАО ТАИФ-НК	DEMERUS LPG	КСМ-Х — гетерог.	ППФ+ББФ	5	10 [5]

Таб 1. — Остаточное содержание сернистых соединений в СУГ после демеркаптанизации на гомогенных и гетерогенных катализаторах

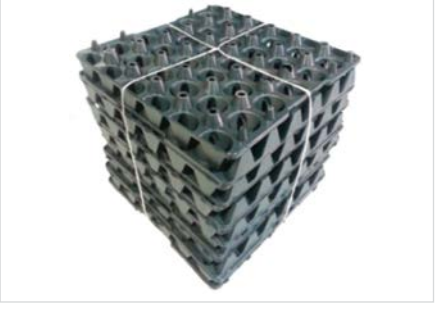


Рис. 2 — Структура катализаторов КСМ и КСМ-Х

С углублением процессов переработки нефти, внедрением процессов пиролиза и коксования тяжелых высокосернистых фракций нефти резко возросло содержание серы в выделяемых СУГ и бензиновых фракциях и привело к увеличению объема образующихся СЩС на НПЗ. В этой связи возросла актуальность оснащения установок пиролиза и коксования блоками локального обезвреживания СЩС до их сброса в общезаводскую канализацию.

Материалы и методы
Катализаторы КСМ и КСМ-Х на полимерной основе. Метод щелочной экстракции.

Ключевые слова
катализатор, меркаптан, демеркаптанизация, сжиженный газ, СУГ, технология DEMERUS LPG, технология DEMERUS JET, технология LOCOS

щелочи (по *технологиям UOP, Merichem и ВНИИУС* [1–3]), процесс окисления меркаптидов продолжается и вне регенератора — в трубопроводах и в экстракторе — из-за присутствия растворенных катализатора и кислорода в циркулирующем щелочном растворе. Образующиеся при этом дисульфиды переходят в экстракторе из щелочи в очищаемый продукт, приводя к увеличению содержания общей серы в СУГ до 20–50 ppm (таб. 1).

При использовании закрепленных в регенераторе **гетерогенных** катализаторов, нерастворимых в щелочи, этого не происходит и содержание общей серы в СУГ составляет не более 10 ppm.

НТЦ разработал и запатентовал **отечественные гетерогенные катализаторы КСМ и КСМ-Х** на полимерной основе [6, 7], которые используются для демеркаптанизации СУГ — процесс **«DEMERUS LPG»** [4, 8, 9]); авиационного керосина — процесс **«DEMERUS JET»** [10, 11] и обезвреживания сернисто-щелочных стоков (СЩС) — процесс **«LOCOS»** [12, 13].

Активные компоненты этих катализаторов прочно закреплены на полимерном носителе. Они устойчивы к воздействию кислот и щелочей, алифатических и ароматических углеводородов при температурах до 100°С, что обеспечивает длительный срок их эксплуатации без замены и подпитки — не менее 8 лет.

Катализаторы КСМ и КСМ-Х (рис. 2) изготовлены в виде блочной стереорегулярной насадки, удобной в эксплуатации и при транспортировке. Они представляют собой сборные блоки размером по 0,3×0,3×0,3 м с развитой геометрической поверхностью, улучшающие массобменные процессы в регенераторе между щелочным экстрагентом, газом-окислителем и поверхностью катализатора. Они обладают высокой активностью при окислении низкомолекулярных меркаптанов в водно-щелочной среде, при окислении высокомолекулярных меркаптанов в двухфазной системе щелочь — углеводороды, а также при окислительном обезвреживании сернисто-щелочных стоков.

Технология демеркаптанизации СУГ — **DEMERUS LPG** на КСМ и КСМ-Х обладает существенными преимуществами перед известными гомогенно-каталитическими отечественными и зарубежными процессами, а именно:

1) Достигается более низкое содержание общей серы в очищенном СУГ за счет исключения его загрязнения дисульфидами — **не более 10 ppm**;
2) Значительно возрастает срок службы щелочного раствора (с 3÷4х месяцев до 1 года) и катализатора (с 3÷4 месяцев до **8÷10 лет**);
3) В 3÷4 раза снижается расход щелочи на очистку, а также объем и токсичность стоков за счет исключения попадания в них солей тяжелых металлов.
4) Катализаторы КСМ и КСМ-Х удобны и безопасны в эксплуатации по сравнению с гомогенными катализаторами за счет исключения ручной операции по приготовлению и дозированию токсичных растворов гомогенно-каталитических процессов [1].
5) Отсутствует стадия предварительного защелачивания СУГ от остаточного сероводорода с образованием токсичных сернистых стоков.
6) Капитальные затраты (capex) на строительство в среднем ниже на 30%, а операционные затраты (opex) ниже на 25%.

Процессы демеркаптанизации СУГ **«DEMERUS LPG»** внедрены на 7 НПЗ России и Ближнего Зарубежья: ПАО АНК «Башнефть»; ОАО «Газпромнефть-МНПЗ»; ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»; ОАО «Славнефть-ЯНОС»; ОАО «ТАИФ-НК»; НК «Роснефть» — Лисичанский НПЗ; ORLEN Lietuva — Мажейкский НПЗ.

Идет строительство новых установок **«DEMERUS LPG»** в ООО Роснефть-Сызранский НПЗ, ООО Роснефть-Туапсинский НПЗ, в ПАО АНК Башнефть и в АО «Газпромнефть-МНПЗ».

Технология очистки керосина от меркаптанов и кислых примесей

Зарубежные процессы щелочной демеркаптанизации керосина проводятся с применением фталоцианиновых катализаторов на угольной основе: (*процессы UOP и Merichem*). Из-за непрочности адсорбционного взаимодействия пористого угля с щелочным раствором катализаторного комплекса (КТК) происходит постоянное вымывание КТК керосином из пор угля [14]. Это вызывает необходимость постоянной подпитки угля катализатором и щелочным раствором, отмывки очищаемого топлива от унесенного КТК, обуславливая многостадийность и неэкологичность такого процесса из-за образования отходов на всех стадиях очистки керосина (рис. 3).

Применение катализатора КСМ-Х позволило разработать малоотходный отечественный процесс очистки керосина — **«DEMERUS JET»**, обеспечивающий требования к авиационному топливу по содержанию меркаптанов, кислых примесей и влаги в две стадии вместо шести по схеме. Это позволяет:

1) Существенно **снизить капзатраты** и расход реагентов на очистку керосина от меркаптанов, кислых примесей и влаги;
2) **Исключить из типовой схемы** очистки керосина на угольных катализаторах 4 узла, являющиеся основными источниками образования отходов:
1. форочистки от кислых примесей 18л СЩС/т;
2. водной промывки керосина от КТК и щелочи 18 л воды/т;
3. солевой осушки керосина от влаги 0.26 кг соли/т;
4. адсорбционной очистки глиной от КТК 95 т шлама/год, а также блок подготовки КТК и подпитки катализатора щелочью.

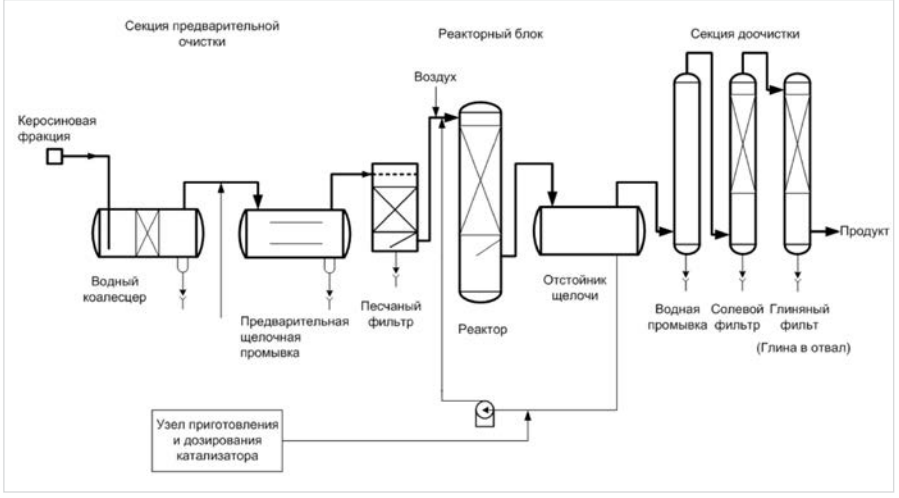


Рис. 3 — Технология очистки керосина от меркаптанов и кислых примесей

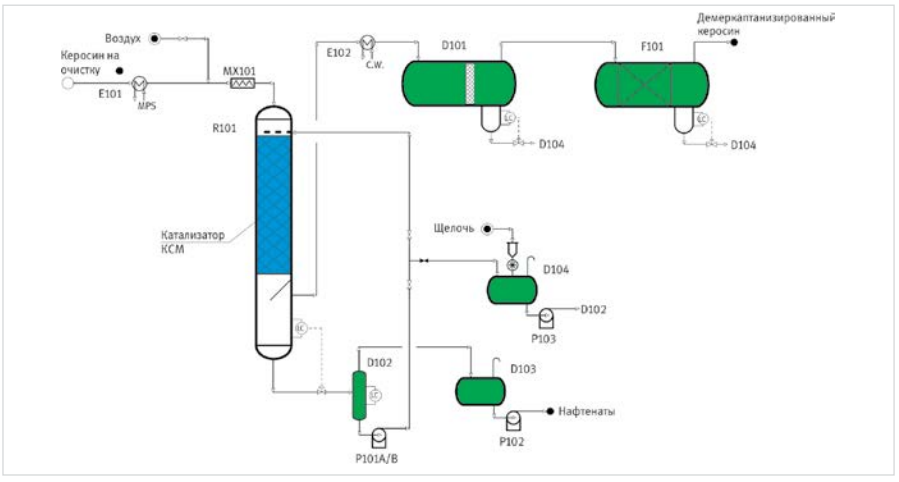


Рис. 4 — Схема процесса очистки керосина на КСМ-Х — «DEMERUS JET»

Процесс очистки керосина на КСМ-Х — «DEMERUS JET»

Данный процесс (рис. 4) успешно прошел пилотные испытания на Московском НПЗ в 1998 и 2008 гг., и квалификационные испытания во ВНИИНП [10]. В январе 2015 г. внедрен в Бахрейне, где построена и запущена в эксплуатацию опытно-промышленная установка мощностью 40 м³/сутки.

Технология локальной окислительно-каталитической очистки стоков (процесс «LOCOS»)

Отличительной особенностью процесса «LOCOS» по сравнению с известными отечественными и зарубежными аналогами является использование вышеописанного катализатора КСМ-Х на полимерной основе, состав и технология приготовления которого, в отличие от катализаторов на угольной основе, обеспечивает прочное удерживание его каталитически активных компонентов на полимерном носителе, что исключает их унос с очищаемыми стоками и необходимость подпитки катализатора солями тяжелых металлов.

Суть процесса «LOCOS» заключается в окислении кислородом воздуха токсичных сульфидов и гидросульфидов в менее вредные кислородсодержащие соединения — тиосульфат, гидросульфат и сульфат натрия, не имеющие дурного запаха. Процесс обезвреживания протекает в присутствии катализатора КСМ-Х при 60÷80оС и давлении 0,5 МПа по реакциям:

$$H_2S + 2\,NaHS + 4O_2 \rightarrow NaHSO_4 + NaHS_2O_3 + H_2O \quad (1)$$

$$3Na_2S + 4O_2 + H_2O \rightarrow Na_2S_2O_3 + Na_2SO_4 + 2NaOH \quad (2)$$

$$2RSNa + 3O_2 \rightarrow 2RSO_3Na \quad (3)$$

Процесс «LOCOS» на катализаторе КС был впервые внедрен в 1985 г. на Новокуйбышевском НХК для обезвреживания СЩС, образующихся при нерегенеративной щелочной очистке сырья ЦГФУ от сероводорода и меркаптанов [12]. В конце того же года процесс «LOCOS» был внедрен на Московском НПЗ для обезвреживания СЩС в смеси с водным технологическим конденсатом (ТК) с установки каткрекинга Г-43-107 [15]. Результаты успешной эксплуатации катализатора КС на Московском НПЗ были использованы Грозгипронефтехимом для проектирования и включения процесса ЛОКОС для очистки водных сульфидсодержащих ТК на всех последующих установках каткрекинга типа КТ-1 и Г-43-107, построенных в СССР на Павлодарском, Мажейкском, Уфимском, Омском и Лисичанском НПЗ [12].

В 2014 году процесс «LOCOS» с применением гетерогенного катализатора КСМ-Х успешно апробирован в пилотных испытаниях (350 дм³/ч) по обезвреживанию сульфидсодержащей пластовой воды, образующейся при добыче высоковязких битуминозных нефтей на объекте УПСВН «Ашальчи» ПАО «Татнефть».

Итоги

Обобщая вышеизложенное можно заключить, что актуальность решения экологических проблем, вопросов энерго- и ресурсосбережения, а также проблемы снижения зависимости России от зарубежных технологий в нефтепереработке и нефтехимии требуют более широкого использования эффективных отечественных технологий сероочистки, к которым можно отнести предлагаемые нами процессы сероочистки на катализаторах КСМ и КСМ-Х. **НТЦ «AhmadullinS-Наука и технологии»**, возглавляемый ИП Ахмадуллиной А.Г, — Лицензиар следующих процессов на КСМ и КСМ-Х:

- «DEMERUS LPG» — для демеркаптанизации СУГ;
- «DEMERUS JET» — для демеркаптанизации керосина;
- «ЛОКОС» — для обезвреживания СЩС.

НТЦ осуществляет следующие виды работ:

1. Разработка исходных данных для проектирования (Базовый проект);
2. Наработка, поставка и загрузка катализаторов КСМ и КСМ-Х;
3. Авторский надзор за проведением пуско-наладочных работ указанных процессов и участие в гарантированном пробеге.

AhmadullinS
НАУКА И ТЕХНОЛОГИИ
Казань, ул. Сибирский тракт, дом 34, корп.10, помещение № 1013
+7 (843)269-25-28
ahmadullins@gmail.com
ahmadullins.com

Список литературы

1. Вильданов А.Ф., Бажирова Н.Г., Мазгаров А.М., Дмитриченко О.И., Шаяхметова В.Ш., Перин В.Н. Опыт эксплуатации установок очистки ББФ и сточных вод от сернистых соединений на Омском НПЗ с использованием гомогенного и гетерогенного катализаторов // Химия и технология топлив и масел. 2013. Т.49. С. 204–210.
2. Фомин В.А., Вильданов А.Ф., Мазгаров А.М., Луговской А.И. Внедрение процесса демеркаптанизации ББФ на ГФУ Рязанского НПЗ // Нефтепереработка и нефтехимия. 1987. №12. С. 14–15.
3. Копылов А.Ю. Автореферат докторской диссертации. Казань, 2010.
4. Ахмадуллин Р.М., Ахмадуллина А.Г., Агаджанян С.И., Васильев Г.Г., Гаврилов Н.В. Демеркаптанизация бутановой фракции в ООО «ЛУКОЙЛ-ННОС» // Нефтепереработка и нефтехимия. 2012. №3. С. 12–13.
5. Ахмадуллин Р.М., Ахмадуллина А.Г., Агаджанян С.И., Зарипова А.Р. Сероочистка нефтепродуктов и обезвреживание стоков на полимерном катализаторе КСМ // Нефтепереработка и нефтехимия. 2012. № 6. С.10–16.
6. Патент РФ № 2110324 Катализатор для окисления сернистых соединений. Заявл. 16.07.1996. Опубл. 10.05.1998.
7. Патент РФ № 2529500 Катализатор для окисления сернистых соединений. Заявл. 07.08.2012. Опубл. 27.09.2014.
8. Ахмадуллина А.Г., Кижаев Б.В., Нургалиева Г.М., Шабаева А.С., Тугуши С.О., Харитонов Н.В. Гетерогенно-каталитическая демеркаптанизация ЛУВС // Нефтепереработка и нефтехимия. 1994. №2. С. 39–41.
9. Ахмадуллин Р.М., Ахмадуллина А.Г., Агаджанян С.И. Демеркаптанизация сжиженных углеводородных газов на новом гетерогенном катализаторе КСМ-Х, устойчивом к примесям аминов // Газовая промышленность. 2016. №1. С. 79–82.
10. Самохвалов А.И., Шабалина Л.Н., Булгаков В.А., Ахмадуллина А.Г., Нургалиева Г.М. Демеркаптанизация керосиновой фракции на полифталоцианиновом катализаторе // Химия и технология топлив и масел. 1998. №2. С.43–45.
11. Патент РФ №2145972. Способ очистки высококипящих углеводородных фракций от меркаптанов и кислых примесей (ДЕМЕР-КСП). Заявл. 25.05.1998. Опубл. 27.02.2000.
12. Ахмадуллина А.Г., Кижаев Б.В., Хрущева И.К., Абрамова Н.М., Нургалиева Г.М., Бекбулатова А.Т., Шабаева А.С. Опыт промышленной эксплуатации гетерогенных катализаторов в процессах окислительного обезвреживания сернисто-щелочных стоков и водных технологических конденсатов // Нефтепереработка и нефтехимия. 1993. №2. С. 19.
13. Шарипов А.Х., Кириченко Ю.Е. Демеркаптанизация керосиновых фракций с помощью полифталоцианина кобальта // Химия и технология топлив и масел. 1998. №1. С. 15–18.
14. Мейерс Р.А. Основные процессы нефтепереработки. Санкт-Петербург: Профессия, 2012. 944 с.
15. Ахмадуллина А.Г., Кижаев Б.В., Абрамова Н.М., Куницын Б.М., Гульдин Г.Л., Самохвалов А.И. Локальная окислительно-каталитическая очистка сточных вод // Химия и технология топлив и масел. 1988. №3. С. 42.

Modern mercaptan removal technologies of liquefied petroleum gases, kerosene and sulfur-alkaline waste treatment

UDC 66+665.62

Authors:
Al'fia G. Akhmadullina — Ph.D., general director[1]
Renat M. Akhmadullin — chief engineer[1]
German G. Vasil'ev — head of technology management department of improving refinery operations[2]; vasilev.gg@gazprom-neft.ru
Sergey A. Usov — chief deputy of motor fuels production[3]

[1]AhmadullinS-Science & Technologies, Research and development centre, Kazan, Russian Federation
[2]Gazprom neft, OJSK, St-Petersburg, Russian Federation
[3]LUKOIL-Nizhegorodnefteorgsintez, Nizhny Novgorod, Russian Federation

Abstract
With the introduction of Euro-5 emission standard requirements applying to sulfur content in automobile gasolines with the norm being no more than 10ppm, the requirements relating to total sulfur content in liquefied petroleum gases used as fuel for motor vehicles or as raw materials for high octane additive synthesis for automobile gasolines (MTBE or alkylate) have become dramatically more stringent. With processes of oil conversion becoming deeper and introduction of the pyrolysis process and the coking process for heavy high sulfur petroleum cuts, the sulfur content in the hydrocarbon gases released and gasoline cuts has drastically increased and resulted in increased volume of generated sulfuric alkaline discharges in the refinery. In this context, it has now become more topical to equip pyrolysis and coking facilities with units for local decontamination of sulfuric alkaline discharges before they are dumped into the all-plant sewerage system.

Materials and methods
Polymer based Catalysts KSM and KSM-X. Alkaline extraction method.

Results
Summarizing what has been set out above, it can be concluded that topical solutions of environmental problems, energy and resources conservation as well as the issues relating to reducing Russia's dependence on Western technologies in oil refining and petro-chemistry require broader use of effective Russian technologies of desulfurization to which we can refer the desulfurization processes based on KSM and KSM-X catalysts proposed by us.

Keywords
catalyst, mercaptan, mercaptan removal, liquefied petroleum gas, LPG, DEMERSUS LPG technology, DEMERUS JET technology, LOCOS technology

References
1. Vil'danov A.F., Bazhirova N.G., Mazgarov A.M., Dmitrichenko O.I., Shayakhmetova V.Sh., Perin V.N. *Opyt ekspluatatsii ustanovok ochistki BBF i stochnykh vod ot sernistykh soedineniy na Omskom NPZ s ispol'zovaniem gomogennogo i geterogennogo katalizatorov* [Experience with the operation of units at the Omsk Oil Refinery for removing sulfur compounds from the butane-butylene fraction and waste water with the use of homogeneous and heterogeneous catalysts]. Chemistry and Technology of Fuels and Oils, 2013, Vol.49, pp. 204–210.
2. Fomin V.A., Vil'danov A.F., Mazgarov A.M., Lugovskoy A.I. *Vnedrenie protsessa demerkaptanizatsii BBF na GFU Ryazanskogo NPZ* [Implementation demercaptanization process of butane-butylene fraction in the gas fractionation plant in Ryazan Oil Refinery]. *Neftepererabotka i neftekhimiya*, 1987, issue 12, pp. 14–15.
3. Kopylov A.Yu. *Avtoreferat doktorskoy dissertatsii* [Author's thesis of dissertation]. Kazan, 2010.
4. Akhmadullin R.M., Akhmadullina A.G., Agadzhanyan S.I., Vasil'ev G.G., Gavrilov N.V. *Demerkaptanizatsiya butanovoy fraktsii v OOO «LUKOYL-NNOS»* [Demercaptanization butane-butylene fraction in "LUKOIL-NNOS]. *Neftepererabotka i neftekhimiya*, 2012, issue 3, pp. 12–13.
5. Akhmadullin R.M., Akhmadullina A.G., Agadzhanyan S.I., Zaripova A.R. *Seroochistka nefteproduktov i obezvrezhivanie stokov na polimernom katalizatore KSM* [Desulphurization of oil and disposal of sewage by the polymeric catalyst KSM]. *Neftepererabotka i neftekhimiya*, 2012, issue 6, pp. 10–16.
6. Patent Russian Federation №2110324 *Katalizator dlya okisleniya sernistykh soedineniy* [A catalyst for the oxidation of sulfur compounds]. Declared 16.07.1996. Published. 10.05.1998.
7. Patent Russian Federation № 2529500 *Katalizator dlya okisleniya sernistykh soedineniy* [A catalyst for the oxidation of sulfur compounds]. Declared 07.08.2012. Published. 27.09.2014.
8. Akhmadullina A.G., Kizhaev B.V., Nurgalieva G.M., Shabaeva A.S., Tugushi S.O., Kharitonov N.V. *Geterogenno-kataliticheskaya demerkaptanizatsiya LUVS* [Heterogeneous catalyzation demercaptanization the light hydrocarbons]. *Neftepererabotka i neftekhimiya*, 1994, issue 2, pp. 39–41
9. Akhmadullin R.M., Akhmadullina A.G., Agadzhanyan S.I. *Demerkaptanizatsiya szhizhennykh uglevodorodnykh gazov na novom geterogennom katalizatore KSM-Kh, ustoychivom k primesyam aminov* [Demercaptanization of of liquefied petroleum gases on the new heterogeneous catalyst KSM-X stable to impurities amines]. GAS Industry of Russia, 2016, issue 1, pp. 79–82.
10. Samokhvalov A.I., Shabalina L.N., Bulgakov V.A., Akhmadullina A.G., Nurgalieva G.M. *Demerkaptanizatsiya kerosinovoy fraktsii na poliftalotsianinovom katalizatore* [Demercaptanization of kerosine fraction on polyphthalocyanin catalyst].Chemistry and Technology of Fuels and Oils, 1998, issue 2, pp.43–45.
11. Patent Russian Federation №2145972. *Sposob ochistki vysokokipyashchikh uglevodorodnykh fraktsiy ot merkaptanov i kislykh primesey (DEMER-KSP)* [A method of purifying high boiling hydrocarbon fractions from mercaptans and acid impurities (Demer-KSP).]. Declared. 25.05.1998. Published. 27.02.2000.
12. Akhmadullina A.G., Kizhaev B.V., Khrushcheva I.K., Abramova N.M., Nurgalieva G.M., Bekbulatova A.T., Shabaeva A.S. *Opyt promyshlennoy ekspluatatsii geterogennykh katalizatorov v protsessakh okislitel'nogo obezvrezhivaniya sernisto-shchelochnykh stokov i vodnykh tekhnologicheskikh kondensatov* [Experience on commercial operation of heterogeneous catalysts in the processes of oxidative neutralization sulfur-alkaline waste water and process condensate]. *Neftepererabotka i neftekhimiya*, 1993, issue 2, p. 19.
13. Sharipov A.Kh., Kirichenko Yu.E. *Demerkaptanizatsiya kerosinovykh fraktsiy s pomoshch'yu poliftalotsianina kobal'ta* [Demercaptanization of kerosene fractions using poly cobalt phthalocyanine]. Chemistry and Technology of Fuels and Oils, 1998, issue 1, pp. 15–18.
14. Meyers R.A. *Osnovnye protsessy neftepererabotki* [Petroleum refining processes]. St-Petersburg: *Professiya*, 2012, 944 p.
15. Akhmadullina A.G., Kizhaev B.V., Abramova N.M., Kunitsyn B.M., Gul'din G.L., *Samokhvalov A.I. Lokal'naya okislitel'no-kataliticheskaya ochistka stochnykh vod* [Local oxidation and catalytic purification of waste water]. Chemistry and Technology of Fuels and Oils, 1988, issue 3, p. 42.

ООО «Технология-СВ»

Технология-СВ

Общество с ограниченной ответственностью «Технология-СВ» — производственное предприятие, основанное в 2007 году. Основной вид деятельности: изготовление методом сварки взрывом промышленных партий биметаллов различных марок **(сталь низколегированная + сталь высоколегированная, сталь + алюминий (его сплавы), сталь + титан (его сплавы), сталь + медь (ее сплавы), алюминий + медь, алюминий + титан, сталь + цирконий и др.)**.

Предприятие изготавливает **нестандартные крупногабаритные двухслойные листы** различных марок (22К+08Х18Н10Т, 09Г2С+08Х18Н10Т и пр.) **методом сварки взрывом с последующей прокаткой.** Максимальные размеры биметалла определяются техническими возможностями прокатного оборудования.

Предприятием отработана технология получения заготовок для трубных решеток из биметалла марки **углеродистая сталь (09Г2С, 12ХМ, Ст3 и пр.)+латунь (Л63, Л62 и пр.) любых размеров.**

Токоподвод системы «стальной штырь + алюминиевая штанга»

Предприятие располагает технологией заделки труб в трубные решетки взрывом, т.е. развальцовка взрывом.

Помимо работ по изготовлению биметаллов предприятие может предоставлять услуги по механической обработке (изготовление трубных решеток), лазерной и гидроабразивной резке, изготовлению обечаек.

Собственная оборудованная производственная база, а также аттестованный участок (полигон) для производства взрывных работ позволяют предприятию изготавливать до 10000 м^2 биметалла в год.

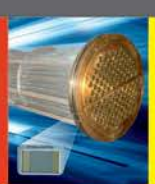
Персонал предприятия — это научные сотрудники и высококвалифицированные инженеры, имеющие многолетний опыт работы в области сварки взрывом.

Продукция поставляется по ГОСТ 10885-85, Техническим требованиям Заказчика, обеспечивается надлежащими сертификатами и имеет **конкурентноспособную цену.**

Более подробная информация представлена на нашем сайте

www.t-sv.tiu.ru

404171, Волгоградская область, Светлоярский район, 1 км западнее р.п. Светлый Яр
+7 (8442) 41-12-10, ooo.tsv@mail.ru



Первый в России комплекс предиктивной аналитики для энергетического и промышленного оборудования

Максим Липатов
Главный специалист по эксплуатации СУМиП Управления мониторинга и диагностики
M.Lipatov@zaorotec.ru

АО «РОТЕК», Химки, Россия

Ключевые слова
удаленный мониторинг, прогностика, предиктивная аналитика, энергетическое оборудование, промышленное оборудование

Нарушение штатного режима работы энергетического объекта зачастую вызвано аварийными ситуациями, связанными с отказом оборудования. Современным решением для прогнозирования и оптимизации технологических процессов, а также для предотвращения возникновения проблем в будущем, является интеграция системы удаленного мониторинга и прогностики. Это позволит повысить безотказность работы энергетических установок и обеспечить значительную экономическую выгоду за счет сокращения внеплановых простоев предприятия.

За рубежом для мониторинга состояния оборудования электростанций, прежде всего атомных, где проблема надежности ранней диагностики отказа оборудования имеет максимальный приоритет, разработана система, в основу которой положен метод подобия, сравнивающий текущее состояние оборудования с предыдущим, принятым за эталон. По отчетной информации, переход на систему предиктивной аналитики позволил зарубежным генерирующим предприятиям:

- значительно снизить стоимость обслуживания оборудования (более чем на 4,5 млн. долл.);
- избежать 90% внеплановых остановов и, соответственно, потерь выработки энергии;
- снизить удельный расход условного топлива за счет оптимизации режимов работы оборудования (на 0,5%);
- уменьшить размер страховой премии на 40%.

В настоящее время все газовые турбины большой мощности, поставленные в РФ зарубежными изготовителями, сопровождаются долгосрочным сервисным контрактом, в составе которого предусмотрена система удалённого мониторинга (СУМ) технического состояния. Держателем такого контракта чаще всего выступает фирма-производитель или иная зарубежная сервисная фирма. Сигналы в СУМ забираются от датчиков газотурбинной установки в закрытом режиме и направляются по интернету на сервер Экспертного центра, расположенного за рубежом.

Отечественное решение

Для поддержания стабильной работы энергетических установок компанией «РОТЕК» создан первый в РФ Центр удаленного мониторинга и прогностики (г. Химки) с собственным программным обеспечением и алгоритмами контроля. Программно-технический комплекс предиктивной аналитики «ПРАНА» осуществляет непрерывную диагностику, оценку ресурса узлов и деталей, анализ и прогнозирование изменения технического состояния объекта. Объектом мониторинга может быть любой промышленный агрегат — паровая или газовая турбина, котел, насос, нагнетатель, трансформатор или их совокупность — энергоблок, электростанция, строительные конструкции — здания, мосты, эстакады, плотины, оснащённые необходимыми датчиками для контроля параметров состояния.

Для объекта мониторинга, оснащаемого системой, создается эмпирическая модель, которая строится с помощью специального статистического алгоритма по выборке векторов значений технологических параметров (векторов состояния) за период работы объекта, принимаемый за базовый период, с которым будет производиться сравнение поведения объекта для обнаружения отклонений технического состояния. Построенную модель можно представить в виде многомерной поверхности в пространстве технологических параметров, в окрестности которой могут располагаться векторы, соответствующие с достаточно высоким уровнем достоверности использованной для построения модели выборке. Параметры этой поверхности и ее окрестности определяются с помощью статистического алгоритма.

Изменение технического состояния, автоматически определяемое системой, вызывается зарождением и развитием дефекта деталей, узлов и систем объекта мониторинга из существующего множества (рис. 1). Система весьма чувствительна. Она обнаруживает отклонение на самых ранних стадиях изменения технического состояния и при этом указывает также на ранжированный вклад каждого технологического параметра в наблюдаемые изменения технического состояния, что позволяет выбрать направление поиска источников возникающих проблем. При накоплении некоторой статистики обработки данных событий система позволяет создавать правила для автоматического определения проблемных узлов и деталей объекта мониторинга.

Архитектура системы

1. ПТК «ПРАНА» интегрируется в штатную АСУ ТП и не требует каких-либо изменений в конфигурации оборудования (рис. 2). Количество подключаемых энергоблоков не ограничено.
2. Сигналы данных с микроконтроллеров турбины поступают на сервер нижнего уровня, расположенный на территории ТЭС.
3. Данные транслируются на сервер верхнего уровня по защищенному каналу связи в Центр обработки данных АО «РОТЕК» (ЦОД). Этот сервер предназначен для обработки и хранения полученных данных в течение длительного периода времени.
4. Далее информация передается на мнемосхемы экспертно-аналитического отдела ЦОД для обработки.

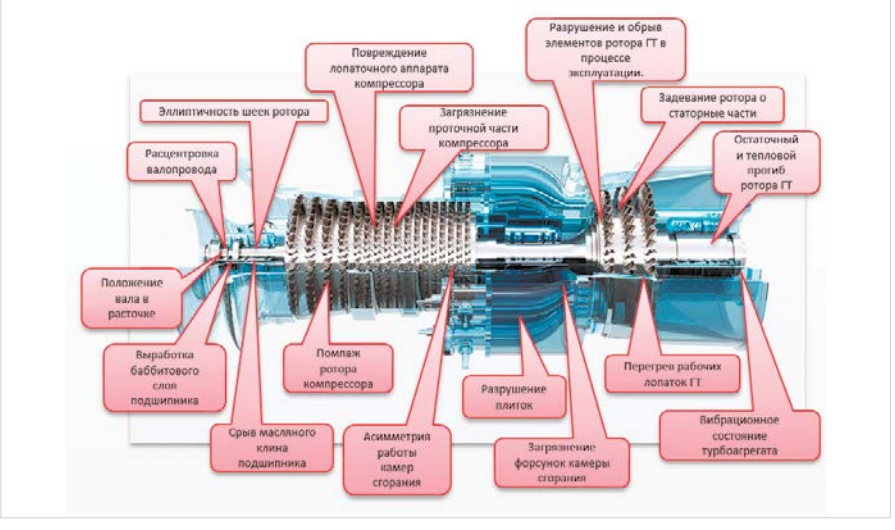


Рис. 1 — Дефекты турбин, определяемые системой «ПРАНА»

5. Экспертно-аналитический отдел формирует и передает рекомендации по устранению возникшего дефекта.
6. Рекомендации направляются на ТЭС представителю эксплуатирующей организации.

Функции системы

- Построение эталонных математических моделей различных режимов работы оборудования с учетом его индивидуальных особенностей.
- Автоматическая индикация и оповещение (sms, e-mail) о выходе значений параметров, характеризующих работу оборудования, за границу, заданную эталонными моделями режимов его работы.
- Автоматизированное аналитическое определение причин выхода значений параметров, характеризующих работу оборудования, за установленные пределы при помощи «матрицы дефектов».
- Прогнозирование вероятного срока безотказной работы оборудования.
- Сравнительный анализ различных режимов работы оборудования для однотипных объектов.
- Выделение опасных режимов работы оборудования.
- Прогноз ресурса узлов и деталей.
- Резервное хранение архивных данных.
- Безопасный удаленный доступ к данным о работе оборудования в реальном времени.

Превентивная диагностика

Раннее обнаружение возникающих дефектов и отказов в работе позволяет диагностировать проблемы до того, как они превратятся в аварии (рис. 3). Например, если отклонение зафиксировано за 3 месяца до выхода параметра на уровень предупредительной сигнализации, есть возможность оперативно локализовать дефект, осуществить логистику запчастей и провести плановый останов и ремонт.

Остаточный ресурс узлов и деталей рассчитывается по принципу «безопасной эксплуатации по техническому состоянию» на основе определяющих параметров, изменение которых приводит объект в неработоспособное или предельное состояние. Комплекс позволяет в любой момент оценить остаточный ресурс, причем у специалистов есть возможность оценить как краткосрочный (на ближайшие минуты-часы), так и долгосрочный прогноз (от 1 года до 5–7 лет).

Система автоматически в режиме онлайн определяет изменение технического состояния и сигнализирует об этом в журнале событий. Данные о работе оборудования хранятся в течение жизненного цикла. Имеется возможность определения изменения технического состояния при его анализе по архивным данным в режиме офлайн.

Опыт применения в России

К настоящему времени программно-техническим комплексом оснащены четыре газотурбинные установки типа ГТЭ-160 (V94.2) мощностью 160 МВт на электростанциях ПАО «Т Плюс»:

Пермская ТЭЦ-9 – с мая 2015 г.
Кировская ТЭЦ-3 – с сентября 2015 г.
Владимирская ТЭЦ-2 – с октября 2015 г.
Ижевская ТЭЦ-1 – с февраля 2016 г.

Эффект от внедрения

- Снижение риска наступления аварийного случая, путем перевода большинства отказов из категории внезапных в разряд прогнозируемых.
- Увеличение межремонтного периода оборудования за счет раннего обнаружения и устранения неисправностей во время запланированных остановов.
- Сокращение продолжительности вынужденных простоев оборудования и сведение их к нулю.
- Снижение затрат (до 30%) на сервисное обслуживание оборудования. На основе информации о фактическом состоянии оборудования осуществляется переход к планированию ремонтов, оптимизируется логистика запчастей и сокращается время неплановых простоев и неготовности.
- Получение достоверной статистической информации о работе оборудования позволяет прогнозировать остаточный ресурс деталей и узлов (время наработки до наступления неработоспособного или предельного состояния).

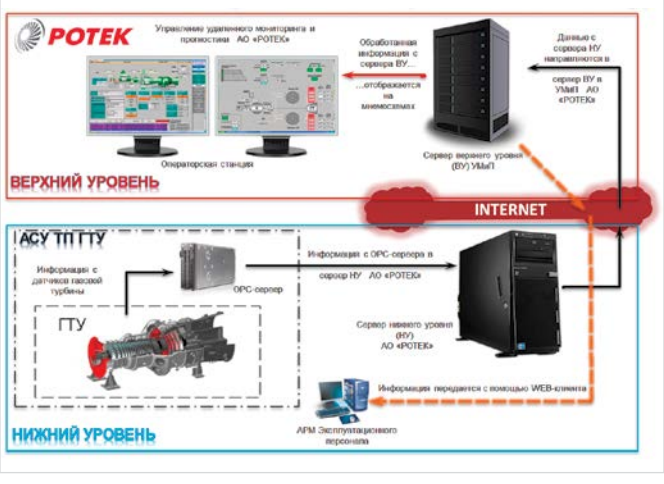


Рис. 2 — Архитектура системы

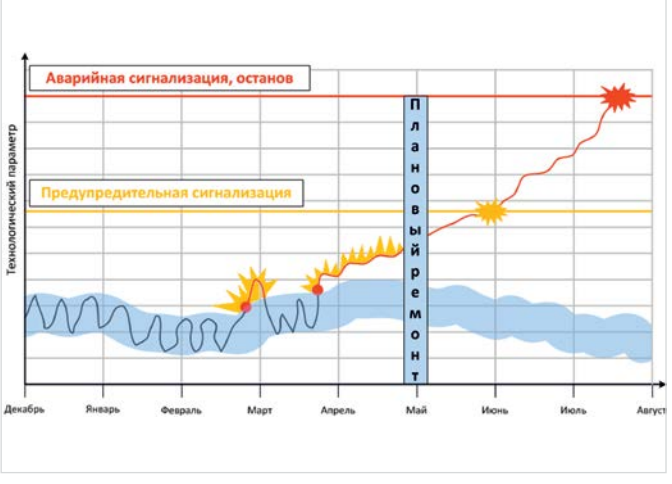


Рис. 3 — Преимущество раннего обнаружения отклонений

Выявление неполадок	Время выявления изменения контролируемой величины относительно модельного значения составляет не более 1 сек. Количество контролируемых величин для блока ПГУ мощностью 240 МВт (на базе ГТЭ-160) - порядка 500.
Прогноз аварий и поломок	Прогнозирование с математически рассчитанной вероятностью 85% поведения систем, оценка степени деградации узлов по изменению контролируемых величин.
Определение причины	Диагностирование причины изменения измеряемой величины за 30÷80 секунд с момента выхода измеряемой величины из границ модели.
Расчет ресурса	Определение в любой момент времени остаточного ресурса узлов и деталей оборудования.
Планирование ремонтов	Формирование на любой момент времени номенклатуры заменяемых, ремонтируемых деталей и оптимального срока проведения ремонта с учётом состояния оборудования, диспетчерского графика его работы и логистики склада.
Онлайн/Оффлайн режим	Онлайн режим обрабатывает данные с КИПиА в режиме реального времени. Оффлайн режим позволяет обрабатывать архивные данные за выбранный промежуток времени.
Локальное развертывание	Возможность создания локальной системы

Таб. 1 — Возможности комплекса предиктивной аналитики «ПРАНА»

Расходомеры KROHNE для коммерческого учета

KROHNE
measure the facts

Компания KROHNE более 90 лет производит приборы для измерения расхода и уровня различных сред, которые отвечают самым высоким требованиям в различных отраслях промышленности.

Мы предоставляем нашим заказчикам оптимальные технические решения, которые всегда отвечают их требованиям и даже превосходят их ожидания в отношении качества, эксплуатационных параметров, функциональных возможностей, сервисного обслуживания и конструктивных особенностей.

Расходомер ультразвуковой ALTOSONIC 5

Новинка

- Новый семилучевой прибор для коммерческого учета жидкостей с вязкостью до 1 500 сСт
- Условный диаметр: 100...600 мм
- Погрешность измерения: ±0,15%
- Неопределенность: ±0,027% (в соответствии с API)
- Рабочая температура: –40...+120°C
  -40...+250°C (высокотемпературная версия)
  -200...+120°C (криогенная версия)
  -40...+120°C (версия для высоковязких сред)

Расходомер ультразвуковой ALTOSONIC V12

- 12-ти лучевой расходомер для коммерческого учета газа
- Условный диаметр: 100...1 600 мм
- Относительная погрешность: ±0,2% (при калибровке) ±0,1% (при калибровке и линеаризации)
- Воспроизводимость: ±0,1%
- Рабочее давление, не более: 45 МПа
- Рабочая температура: –20...+70°C (опционально -40...+100°C)

Контактные данные:

Россия, Самарская обл., Волжский р-н,
массив «Жилой массив Стромилово»
Тел.: +7 (846) 230-04-70, Факс: +7 (846) 230-03-13
pr@krohne.su

www.krohne.ru

УДК 621.646

Измерение обводненности на устье добывающих скважин

Д.Ю. Самойлов
аспирант[1], главный технолог по автоматизации ОДНиГ[2]
samoilovdy@tatintec.ru

В.В. Самойлов
директор[2]
samoilov@tatintec.ru

О.П. Жданов
к.т.н., директор[3]
ozhdanov@nicmi.ru

А.В. Насыбуллин
д.т.н., профессор кафедры РиЭНГМ[1], начальник отдела развития информационных технологий и моделирования пластовых систем[4]
arslan@tatnipi.ru

[1]Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия
[2]ООО «Глобальные Бизнес Технологии», Альметьевск, Россия
[3]ООО «НИЦМИ», Уфа, Россия
[4]Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия

В статье рассмотрена разработка поточного влагомера для измерения обводненности на устье добывающих скважин. Приведены результаты опытно-промышленных испытаний разработанного влагомера в нефтяных компаниях.

Материалы и методы
Стендовые испытания, анализ результатов промысловых исследований.

Ключевые слова
измерение обводненности добывающих скважин, динамика изменения обводненности, нестационарный режим отбора

При разработке нефтяных месторождений одной из важнейших задач является контроль обводненности продукции скважин. Темпы обводнения нефтяных коллекторов различаются не только по месторождениям, но и по отдельным участкам одной и той же залежи. Несвоевременное принятие мер по снижению темпа обводнения скважин приводит к тому, что за сравнительно короткий срок разрабатываемый нефтяной коллектор обводняется, и его эксплуатация становится нерентабельной.

Контроль над изменением динамики обводнения разрабатываемых коллекторов позволит подобрать необходимый режим эксплуатации добывающего и нагнетательного фонда скважин. Такая оптимизация режима скважин может рассматриваться в качестве одного из резервов поддержания стабильных уровней добычи нефти.

На данный момент основным методом контроля обводненности скважинной продукции является отбор проб на устье.

Периодический отбор проб, как правило, не позволяет получить достоверную информацию о динамике изменения обводненности продукции скважин и дает лишь точечную оценку, не позволяющую своевременно принять меры по оптимизации режимов работы фонда скважин.

Например, для определения средней обводненности за месяц для большинства скважин отбирается одна проба в неделю или 4–5 проб в месяц.

Процесс фильтрации пластовой жидкости в силу неоднородности нефтяных коллекторов не может быть равномерным. Поэтому жидкостные фазы нефть-вода, поступающие в ствол скважины, не являются стабильными, что приводит к колебаниям обводненности продукции скважин в течение определенного времени.

В последние годы появилось большое количество новых методов эксплуатации скважин, направленных на снижение обводненности продукции скважин, одним из которых является способ нестационарного отбора жидкости, подразумевающий периодический отбор жидкости при минимальном и максимальном режимах работы насоса [1–3]. При таком способе эксплуатации скважин ручной отбор проб будет иметь наибольшую вероятность ошибки при определении обводненности продукции скважин, так как периодически будет происходить изменение уровня водонефтяного контакта в стволе скважины.

Для корректного составления режима работы скважины и возможности оценки эффекта по снижению обводненности при нестационарном отборе или после проведения МУН необходимо производить надежный автоматический контроль над динамикой изменения обводненности продукции скважин.

Для измерения обводненности в потоке добывающих скважин в результате выполнения НИОКР был разработан поточный влагомер скважинной продукции, который реализован с применением микроволнового датчика. На рис. 1 представлен внешний вид разработанного влагомера.

Принцип действия чувствительного элемента влагомера основан на измерении

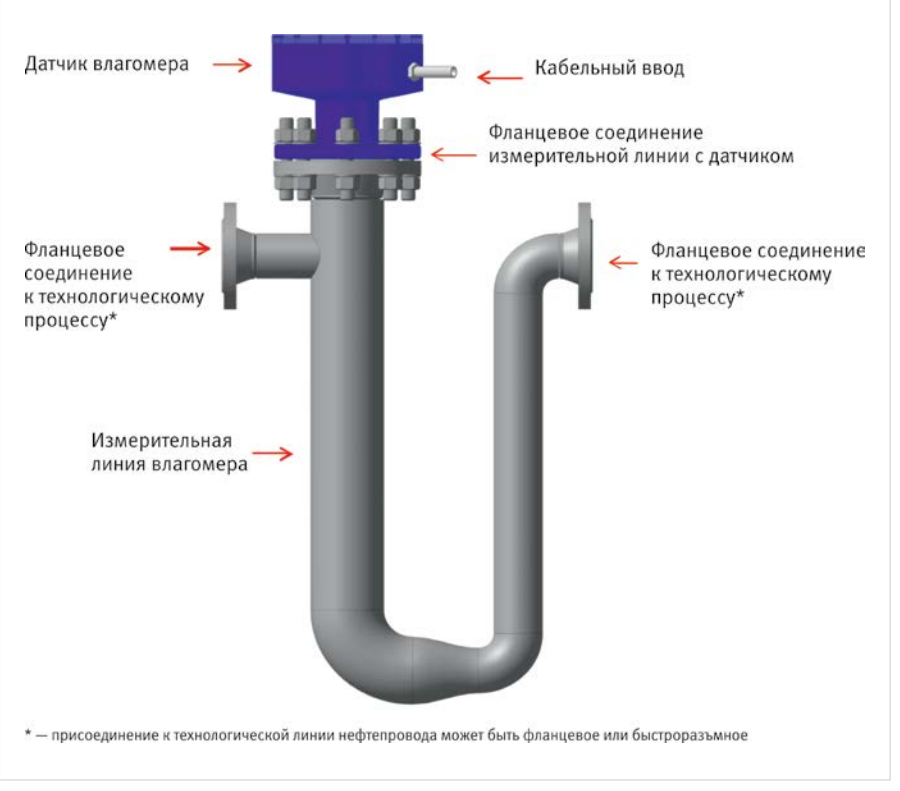


Рис. 1 — Внешний вид влагомера

скорости распространения электромагнитной волны в средах с различной диэлектрической проницаемостью.

Известно, что в различных средах электромагнитная волна распространяется с разной скоростью, которая зависит от диэлектрической и магнитной проницаемости среды. При этом скорость распространения электромагнитной волны определяется формулой:

$$V_i=\sqrt{(e_i/m_i)} \quad (1)$$

где e_i — диэлектрическая проницаемость i — среды, m_i — магнитная проницаемость i — среды.

Учитывая, что нефтесодержащие жидкости являются немагнитными средами, то их магнитная проницаемость будет постоянной величиной, и скорость распространения будет определять исключительно диэлектрическая проницаемость. Для исследуемых сред диэлектрическая проницаемость следующая: $e_{газа}=1$; $e_{нефти}=2,2$; $e_{воды}=81$.

Конструктивно влагомер состоит из следующих элементов:

- измерительная линия, представляющая участок трубопровода специальной формы;
- первичный измерительный преобразователь с чувствительным элементом в виде двухпроводного сенсора-волновода длиной 750 мм.

Волновое сопротивление сенсора датчика зависит от диэлектрической проницаемости сред (газ, нефть, вода), находящихся в трубопроводной линии. Дискретная последовательность высокочастотных синусоидальных сигналов, распространяясь по сенсору, отражается от всех границ раздела пропорционально изменению диэлектрической проницаемости, а также замедляет или увеличивает скорость распространения в зависимости от значения диэлектрической проницаемости данной среды.

Характеристика скорости распространения электромагнитного сигнала от содержания воды в диапазоне измерения от 0 до 100% представляет собой плоскую монотонную функцию без разрывов и ограничений типа переходов «нефть в воде» или «вода в нефти», что является существенным для влагомеров, реализованных на других принципах. В связи с этим основанные на данном принципе измерений влагомеры могут быть применены в различных типах технологических установок с широким спектром условий работы.

Чувствительный элемент влагомера, был разработан первоначально как многофазный уровнемер, позволяющий определять объемное влагосодержание в каждом из слоев жидкости в резервуаре на установках подготовки нефти. Результаты стендовых исследований, в которых была определена зависимость изменения скорости распространения электромагнитной волны от содержания воды в жидкости от 0 до 100%, показали, что эта зависимость оказалась равномерной и близкой к линейной (таб. 1). Более подробно история создания чувствительного элемента влагомера приведена в статье [3].

В 2014 г. были проведены метрологические исследования и сертификационные испытания разработанного влагомера на государственном первичном специальном эталоне единицы объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов ГЭТ 87-2011 ФГУП «ВНИИР» г. Казань.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения объемной доли воды по результатам испытаний составили:

- при объемной доле воды в диапазоне от 0 до 50% — 0,5%;
- при объемной доле воды в диапазоне от 50 до 100% — 1,5%.

По результатам испытаний получено свидетельство об утверждении типа средств измерений. В ходе аттестационных испытаний были проведены исследования по влиянию свободного газа на метрологические характеристики влагомера. Метрологические характеристики влагомера сохраняются при содержании свободного газа в общем объеме жидкости до 10%. Также дополнительно идентифицируется наличие газовой среды в трубопроводе.

В период с 2013 года и по настоящее время был получен положительный опыт применения разработанного влагомера на различных объектах нефтедобычи ПАО «Татнефть», ПАО «Варьеганнефтегаз» и малых нефтяных компаний Республики Татарстан.

Некоторые результаты опытно-промышленных испытаний (ОПИ) влагомера на устье добывающих скважин приведены ниже.

При реализации нестационарного режима отбора на скважинах 301–303 залежи Ромашкинского месторождения с помощью влагомера была получена динамика изменения обводненности. По графикам на рис. 2 и 3 видно, что при смене режимов отбора от максимального до минимального происходит изменение обводненности в широких пределах. Очевидно, что обводненность продукции скважины, определенная с помощью

Номер эксперимента	Состав анализируемого продукта (соотношения пластовой воды и нефти)	Скорость распространения от скорости света, %	
		Перемешанная жидкость	Разделенная на фракции
1	Вода 100%	28,84	28,84
2	Вода 90%, нефть 10%	29,93	30,39
3	Вода 80%, нефть 20%	31,35	32,65
4	Вода 70%, нефть 30%	32,12	34,35
5	Вода 60%, нефть 40%	33,92	39,37
6	Вода 50%, нефть 50%	35,28	41,15
7	Вода 40%, нефть 60%	41,15	46,48
8	Вода 30%, нефть 70%	44,90	48,18
9	Вода 20%, нефть 80%	50,01	51,99
10	Вода 10%, нефть 90%	54,87	55,64
11	Нефть 100%	62,71	62,71

Таб. 1 — Результаты стендовых исследований

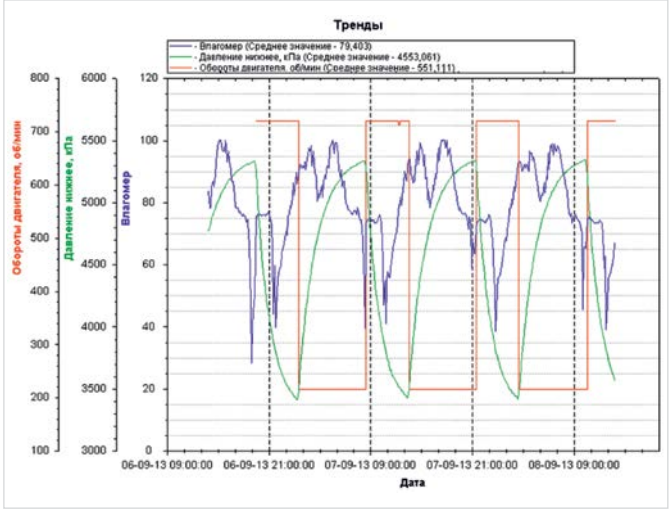


Рис. 2 — Динамика изменения обводненности на экспериментальной скважине №1 ПАО «Татнефть»

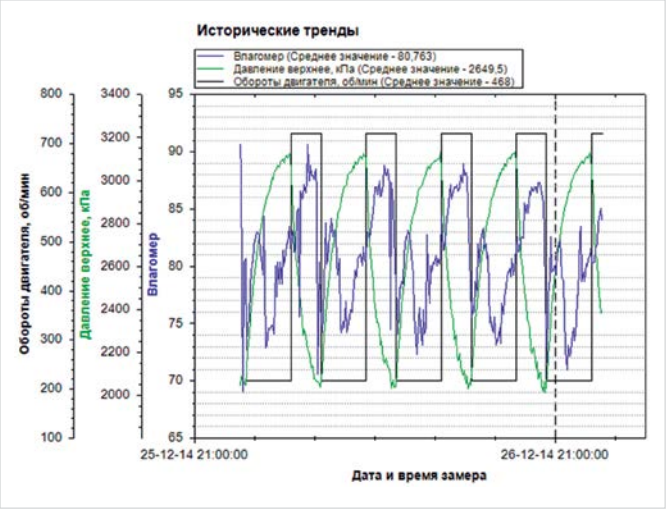


Рис. 3 — Динамика изменения обводненности на экспериментальной скважине №2 ПАО «Татнефть»

Рис. 4 — Монтаж разработанного влагомера и автоматического пробоотборник «ПОРТ-7» на устье скважины при проведении ОПИ

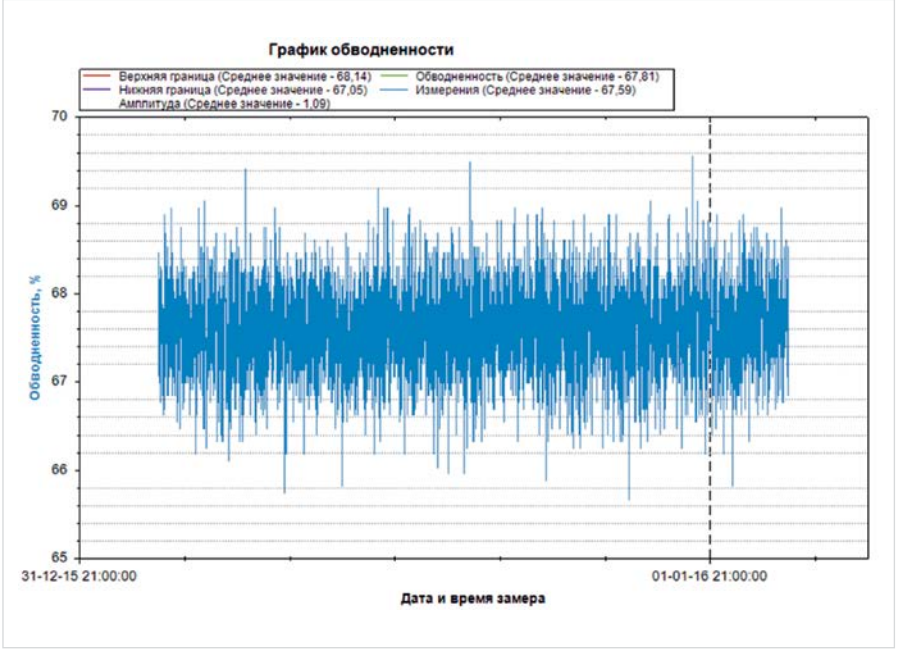


Рис. 5 — График изменения обводненности на устье добывающей скважины, работающей в стационарном режиме

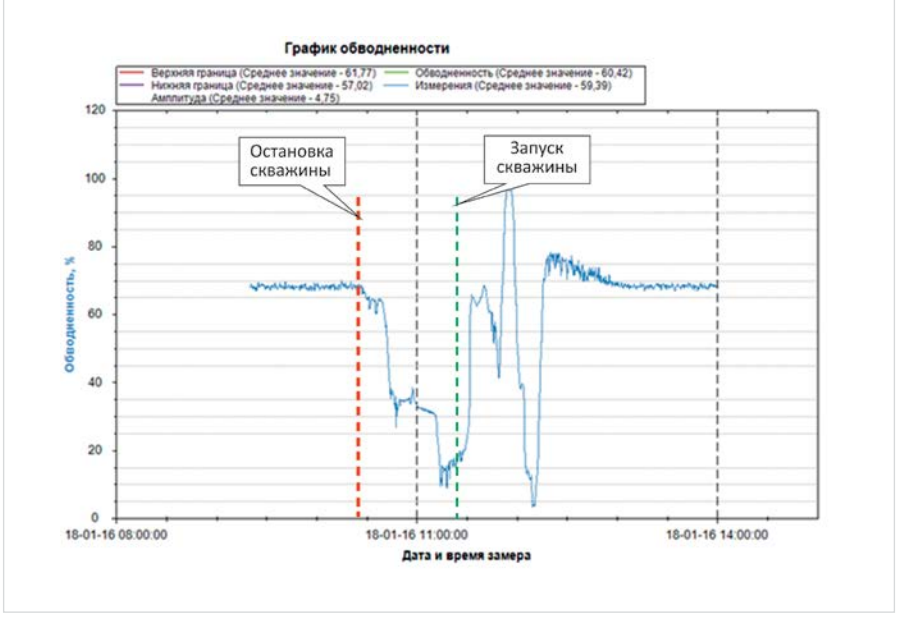


Рис. 6 — График изменения обводненности на устье скважины после остановки и запуска насоса

ручных проб при нестационарном режиме, будет зависеть от момента времени, в который производился отбор проб.

Для оценки сходимости показаний микроволнового влагомера с результатами исследований проб обводненности в химико-аналитической лаборатории (ХАЛ) на скважине, работающей в стационарном режиме, последовательно с влагомером был смонтирован автоматический пробоотборник «ПОРТ-7». Пробоотборники «ПОРТ-7» позволяют отбирать объединенные (накопительные) пробы с заданной частотой за определенный период времени.

Фотография монтажа влагомера и пробоотборника «ПОРТ-7» на устье одной из скважин приведена на рис. 4.

Данная скважина была выбрана для внедрения поточного микроволнового влагомера по причине того, что в течение практически всего срока эксплуатации скважины наблюдался большой разброс в значениях обводненности, определенной по результатам отбора ручных точечных проб (с 45% до 85%).

График изменения обводненности по влагомеру на данной скважине представлен на рис. 5. Диапазон изменения обводненности составляет 66–69%.

Для проверки чувствительности влагомера к изменению обводненности продукции скважины проводились кратковременные остановки скважины. Через некоторое время после остановки производился запуск скважины в работу. График изменения обводненности на устье скважины после остановки и запуска насоса представлен на рис. 6.

График изменения обводненности после остановки и запуска скважины в работу соответствует технологическому процессу запуска ГНО и имеет системную повторяемость (после каждой остановки и пуска скважины в работу график повторяется), что свидетельствует о стабильности измерений влагомером и полноте измеряемого диапазона (0-100%).

Среднее значение относительного отклонения показаний влагомера от результатов анализа в ХАЛ проб, отобранных автоматическим пробоотборником «ПОРТ-7», составило 4,5%. Всего было отобрано более 110 объединенных проб обводненности. Пробы отбирались 2 раза в сутки с 30.12.2015 по 03.02.2016 г., период отбора составлял 12 ч. Аналогичные результаты были получены и на других скважинах.

Одним из перспективных способов оперативного контроля обводненности добывающих скважин является применение разработанного влагомера в составе АГЗУ по схеме, представленной на рис. 7.

При этом поточный влагомер в комплекте с обратным клапаном врезается в технологическую линию АГЗУ сразу после ПСМ до входа в газосепаратор. Данное техническое решение позволит в автоматическом режиме измерять обводненность продукции скважин, подключенных к АГЗУ, без влияния импульсного режима измерений, обусловленного периодическим наполнением и сливом жидкости из газосепаратора.

Итоги

Разработан прибор для измерения обводненности на устье добывающих скважин

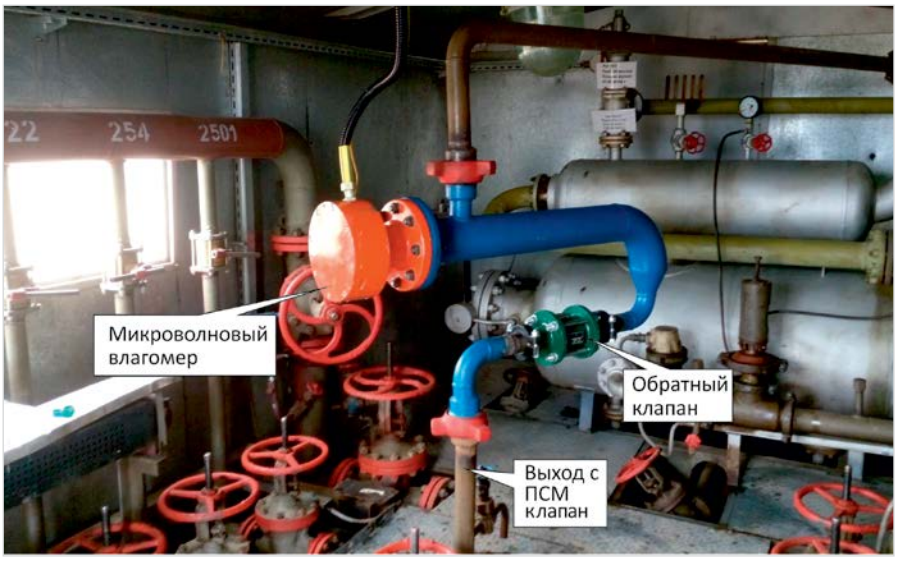


Рис. 7 — Схема применения влагомера в составе АГЗУ

Выводы

1. Разработанный влагомер позволяет вести непрерывное измерение обводненности добывающей нефтяной скважины с частотой один раз в 5 секунд, что позволяет получить более полную информацию за период исследования скважины по сравнению с периодическими ручными и автоматическими пробоотборниками.
2. Контроль над динамикой изменения обводненности продукции скважин позволит своевременно корректировать режим работы скважин и оценивать эффект по снижению обводненности, например, после проведения МУН или при нестационарном отборе.
3. Разработанный влагомер показал устойчивое измерение обводненности непосредственно на устье добывающей скважины без предварительной сепарации газа.

Список литературы

1. Самойлов Д.Ю., Самойлов В.В., Воронков В.С., Галиев Ф.А. Разработка и применение автоматизированной системы управления скважиной с целью повышения нефтеотдачи пластов // Экспозиция Нефть Газ. 2015. №5. С. 34–36.
2. Самойлов Д.Ю. Реализация системы управления режимом работы скважины для увеличения нефтеотдачи // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2014. Т. XII. Ч.1. С. 211–221.
3. Ахметзянов Р.Р., Самойлов В.В., Жданов О.П., Фролов С.А. Как повысить коэффициент извлечения нефти без применения традиционных методов повышения нефтеотдачи пластов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2014. № 11. С. 56–61.

ENGLISH **MEASURING EQUIPMENT**

Measurement of water cut at the wellhead

UDC 621.646

Authors:
Denis Y. Samoilov — postgraduate[1], chief technologist of wells automation[2]; samoilovdy@tatintec.ru
Vladimir V. Samoilov — director[2]; samoilov@tatintec.ru
Oleg P. Zhdanov — Ph. D., director[3]; ozhdanov@nicmi.ru
Arslan V. Nasybullin — Sc. D., professor of chair of oil field development[1], head of department for development of information technologies and modeling of reservoir systems[4]; arslan@tatnipi.ru;

[1]Almetyevsk state oil Institute, Almetyevsk, Russian Federation
[2]"Global Business Technology" LLC, Almetyevsk, Russian Federation
[3]"NICMI" LLC, Ufa, Russian Federation
[4]The Institute "TatNIPIneft" JSC "Tatneft", Bugulma, Russian Federation

Abstract
The article describes the development of the water cut measuring device installed on the wellhead.
Results of experimental-industrial tests of the developed water cut measuring device in the oil companies.

Materials and methods
Bench tests, analysis of the results of field research.

Results
Device for measuring the water cut at the wellhead was developed.

Conclusions
1. Developed device allows for continuous measurement of the water cut of oil wells with a frequency of once per 5 seconds, allowing you to get more complete information for the period of the study wells compared to periodic manual and automatic samplers.
2. Control over the dynamics of water cut will allow time to adjust the wells operation mode and to evaluate the effect of reducing the water cut after the EOR, or when the non-stationary well operation using.
3. Developed device showed a stable measurement of water cut directly at the producing well without preliminary gas separation.

Keywords
measurement of water cut, dynamics of change of water cut, non-stationary well operation

References

1. Samoylov D.Yu., Samoylov V.V., Voronkov V.S., Galiev F.A. *Razrabotka i primenenie avtomatizirovannoy sistemy upravleniya skvazhinoy s tsel'yu povysheniya nefteotdachi plastov* [Development and application of automated control system of the well to increase oil recovery]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 5, pp. 34–36.
2. Samoylov D.Yu. *Realizatsiya sistemy upravleniya rezhimom raboty skvazhiny dlya uvelicheniya nefteotdachi* [The implementation of the control system of wells operation mode to increase oil recovery]. Proceedings of the Almetyevsk state oil Institute, 2014, Vol. XII., Ch. 1, pp. 219–221.
3. Akhmetzyanov R.R., Samoylov V.V., Zhdanov O.P., Frolov S.A. *Kak povysit' koeffitsient izvlecheniya nefti bez primeneniya traditsionnykh metodov povysheniya nefteotdachi plastov* [How to increase the oil recovery without the use of traditional methods of oil recovery increase]. Oil and Gas Territory, 2014, issue 11, pp. 56–61.

ВЗРЫВОБЕЗОПАСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

УРОВНЯ «ia»

Оповещатель световой взрывозащищённый ОС-12/В «АЯКС»

Сертификат соответствия C-RU.ПБ25.В.03306 срок действия с 22.09.2015 по 21.09.2020 г.
Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.01216 срок действия с 03.07.2015 по 03.07.2020 г.
маркировка взрывозащиты 1ExibIIBT4 X по ГОСТ 30852.0-2002

Барьер искрозащиты шлейфа БИСШ

Сертификат соответствия C-RU.ПБ25.В.02870 срок действия с 09.12.2014 по 08.12.2019г.
Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.01216 срок действия с 03.07.2015 по 03.07.2020г.
маркировка взрывозащиты [Exia]IIC/IIB по ГОСТ 30852.0-2002.
Разрешение ФС РРС 00-047410 срок действия с 23.03.2012 по 23.03.2017 г.

Извещатель пожарный ручной ИП 535/В «СЕВЕР»

Сертификат соответствия C-RU.ПБ16.В.02451 срок действия с 13.05.2014 по 12.05.2019г.
Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.01216 срок действия с 03.07.2015г. по 03.07.2020 г.
маркировка взрывозащиты 0ExiaIICT6 по ГОСТ 30852.0-2002.
Разрешение ФС РРС 00-047410 срок действия с 23.03.2012г. по 23.03.2017г.

Устройство соединительное УСБ-Ех «СЕВЕР»

Сертификат соответствия C-RU.ПБ25.В.02870 срок действия с 09.12.2014г. по 08.12.2019г.
Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.01216 срок действия с 03.07.2015 по 03.07.2020 г.
маркировка взрывозащиты 0ExiaIICT6 по ГОСТ 30852.0-2002.
Разрешение ФС РРС 00-047410 срок действия с 23.03.2012 по 23.03.2017 г.

Извещатель пожарный тепловой максимальный ИП 103-10/В Устройство соединительное УС-4-Ех

Сертификат соответствия № C-RU. ПБ65.В.00244 срок действия с 15.07.2013г по 14.07.2016 г.
Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В00637 срок действия с 10.07.2014 по 10.07.2019 г.
маркировка взрывозащиты 1ExibIIBT6 X по ГОСТ 30852.0-2002.
маркировка взрывозащиты 0ExiaIICT6 по ГОСТ 30852.0-2002.

Извещатели охранные точечные магнитоконтактные взрывозащищенные ИО 102-26/В АЯКС

Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.00299 срок действия с 24.12.2013 до 24.12.2018 г.
маркировка взрывозащиты 0ExiaIICT6 X по ГОСТ 30852.0-2002.
Декларация соответствия ТС № RU Д-RU.ME61.B.00197 срок действия с 25.12.2014 до 24.12.2019 г.

Датчик инерционный магнитоконтакный взрывозащищенный ДИМК/В

Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.00299 срок действия с 24.12.2013 по 24.12.2018 г.
маркировка взрывозащиты 0ExiaIICT6 X по ГОСТ 30852.0-2002.

Извещатель пожарный ручной взрывозащищенный ИПР 514-2/В «КУЛЬТ»

Сертификат соответствия № C-RU. ПБ65.В00244 действителен с 15.07.2013 по 14.07.2016 г.
Сертификат соответствия ТС RU C-RU.ГБ05.В.00299 срок действия с 24.12.2013 по 24.12.2018 г.
маркировка взрывозащиты 0EXiaIICT6 X без световой индикации по ГОСТ Р 51330.0-99.
маркировка взрывозащиты 1ExibIIBT6 X со световой индикацией по ГОСТ Р 51330.0-99.

ООО НПП «Магнито-Контакт»

Россия, 390027, г.Рязань, ул.Новая 51В,
тел/факс: (4912) 45-16-94, 45-37-88, 210-215
451694@bk.ru

www.m-kontakt.ru

УДК 681.2

Мониторинг технологических процессов на нефтехимических предприятиях

М.В. Мирошкин
заместитель тех. директора
mmv@vakuummash.ru

НПО Вакууммаш, Ижевск, Россия

Точное измерение температуры — важная задача, стоящая перед специалистами на предприятиях по всему миру. Обычно датчики температуры используются для измерения и контроля температуры в одной локальной точке процесса. Однако на современных предприятиях, особенно в нефтехимической отрасли для точного мониторинга технологических процессов существует необходимость контроля температуры и считывания показаний с нескольких контрольных точек одновременно.

Ключевые слова
температура, измерения температуры, многозонные датчики температуры, термопара, измерительный преобразователь, нефтеперерабатывающие предприятия, контроль температуры

Разрешить сложившуюся проблему позволяют многозонные датчики температуры, которые объединяют несколько чувствительных элементов в единую конструкцию с присоединением к процессу с помощью фланца, для определения температурного градиента в резервуаре или реакторе.

В нефтехимической промышленности для достижения максимального выхода конечного продукта высокого качества компаниями в области термометрии во всем мире разрабатываются различные технические решения для многоточечного измерения профиля температуры в реакторе. В основном все конструкции можно разделить на следующие группы:

- сборки с фланцевым соединением и несколькими термокарманами;
- многоточечные датчики для реактора с зондами жесткой конструкции с прижимным или приварным креплением термопар в защитной гильзе (рис. 1);
- многоточечные датчики температуры с гибкими зондами из кабельных термопар в металлической оболочке, заполненной минеральной изоляцией (рис. 2).

Многозонные датчики температуры включают несколько основных элементов, таких как первичный температурный датчик, узел крепления, камера безопасности, коммутационная коробка, с расположенными внутри преобразователями измерительными или клеммниками. Рассмотрим эти элементы подробнее.

Температурный датчик состоит из первичного чувствительного элемента — термоэлектрического преобразователя, выполненного из гибкого термопарного кабеля в одинарной или двойной оболочке типа ТХА (K), ТХК (L), ТНН (N), ТЖК (J) или резистивного термопреобразователя, представляющего собой гибкий кабель с резистивными чувствительными элементами в металлической оболочке, которые крепятся в реакторе в нужных точках. Максимальное количество используемых термопар зависит от количества измеряемых точек [1, 2].

Коммутационная коробка предназначена для размещения вторичных приборов или клеммных колодок, а также для подключения удлинительных или компенсационных кабелей. Коммутационные коробки чаще всего бывают взрывозащищенного исполнения с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь Exi», либо «взрывонепроницаемая оболочка Exd». В ней могут быть размещены преобразователи измерительные с аналоговыми или цифровыми сигналами 4–20 мА, с протоколами HART, Modbus RTU, Profibus PA, Foundation Fieldbus H1.

Особый интерес представляют нормирующие преобразователи 4–20 мА с возможностью перепрограммирования, предназначенные для преобразования термоэлектродвижущей силы термоэлектрических преобразователей и сопротивления, резистивных термопреобразователей в унифицированный токовый сигнал 4–20 мА постоянного тока, пропорциональный измеряемой температуре [3].

К примеру, существуют модели нормирующего преобразователя, предназначенные для преобразования параметров термопар и термосопротивлений в унифицированный токовый сигнал 4–20 мА, преимуществом которых является возможность работы в температурном диапазоне эксплуатации от -60... +85°С, с классом точности 0,1.

Рассмотрим общие принципы построения современных нормирующих преобразователей. Измерительная часть нормирующего преобразователя (далее НП) — многоканальный аналого-цифровой преобразователь (АЦП) с дифференциальным входом и предварительным усилением входного напряжения. Управление измерительной части НП осуществляется микроконтроллером в соответствии с алгоритмом программного обеспечения.

Метрологические характеристики измерительной части НП определяются разрядностью АЦП, точностью опорных источников напряжения/тока и их стабильностью, при воздействии неблагоприятных факторов.

Рабочий входной параметр АЦП — напряжение постоянного тока, в диапазоне опорного напряжения АЦП. Для работы с различными типами первичных преобразователей (далее ПП) используются схемотехнические методы. Коммутация входных цепей АЦП, напряжения смещения и опорных источников напряжения/тока — электронная, управление — микроконтроллер. Иллюстрация

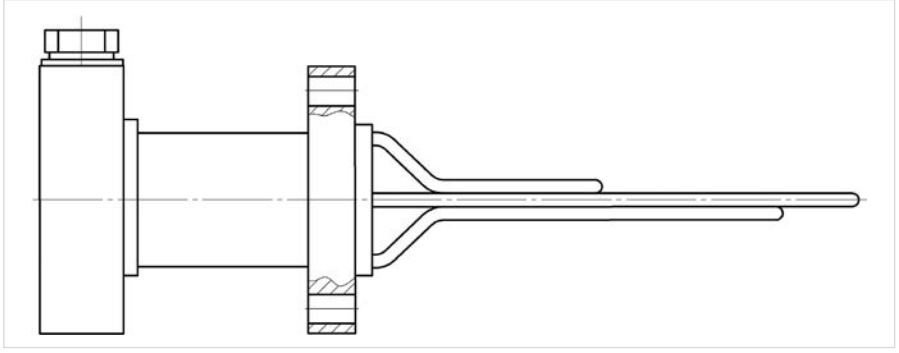


Рис. 1 — Многозонный датчик температуры с рабочей частью, выполненной из термопарного кабеля жесткой конструкции

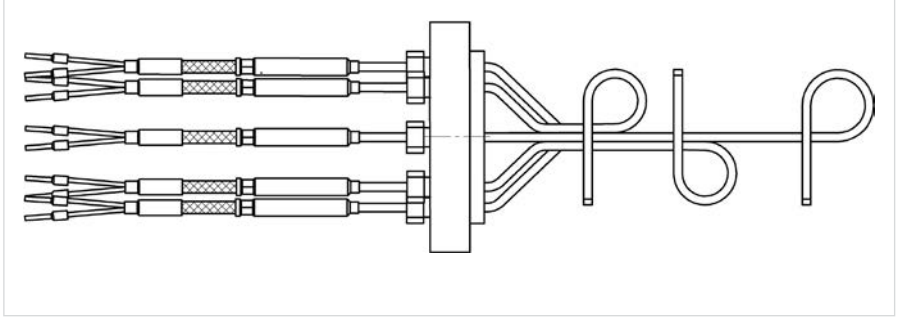


Рис. 2 — Многозонный датчик температуры с гибкой рабочей частью, выполненной из термопарного кабеля

работы измерительной части НП с различными ПП приведена на рисунках 3–5.

Базовая часть НП — единая для всех исполнений и модификаций, она включает в себя АЦП и управляющий микроконтроллер (рис. 6). Эта часть схемы обеспечивает все метрологические характеристики прибора, исключение — НП с выходным сигналом «ток 4–20 мА». Микроконтроллер обеспечивает: диагностику НП, управление работой всех узлов, цифровую фильтрацию входного сигнала, математические расчеты, вывод результатов измерений на интерфейс связи АСУ ТП и/или на дисплей.

Выходной сигнал НП предназначен для передачи результатов измерений на следующий уровень системы АСУ ТП. Типы выходных сигналов:

1. Унифицированный выходной сигнал постоянного тока. Блок-схема НП приведена на рис. 7.
2. Унифицированный выходной сигнал постоянного тока и код цифрового протокола HART. Блок-схема НП приведена на рис. 8.
3. Код цифрового протокола. Блок-схема НП приведена на рис. 9.

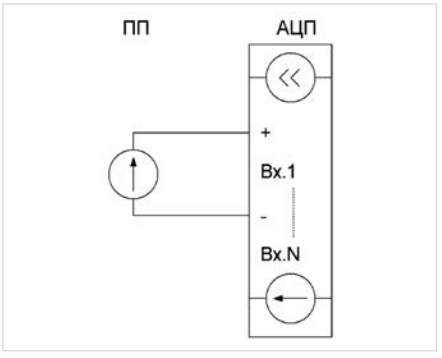


Рис. 3 — ПП — униполярный источник напряжения

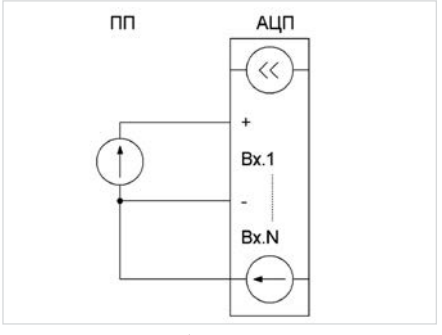


Рис. 4 — ПП — биполярный источник напряжения, смещение обеспечивает источник напряжения

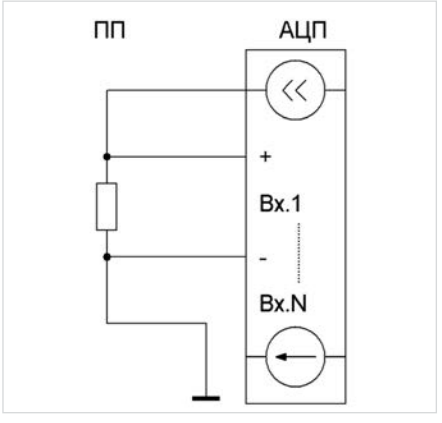


Рис. 5 —ПП — сопротивление, для питания ПП используется источник тока

Характеристики ЦАП влияют на метрологические характеристики НП только при передаче данных в виде сигнала «постоянный ток». При передаче данных в виде цифрового протокола HART, интерфейс связи не оказывает влияния на метрологические характеристики ПИ.

Первичные расчеты по приведению входных параметров к расчетным величинам.

1. Вычисление усредненного значения множества выборок АЦП с применением программной фильтрации входного сигнала. Здесь могут применяться как штатные аппаратные средства АЦП, предназначенные для подавления промышленных помех с частотой 50 и 60 Гц, так и программные решения комплексной фильтрации входного сигнала.
2. Преобразование двоичного кода отфильтрованного входного сигнала в формат числа с плавающей запятой IEEE754, как оптимального для математических операций с дробными числами.
3. Вычисление значений входного сигнала:

Первичный преобразователь — униполярный источник напряжения.

$$U_{вх} = K_0 + \frac{Код(АЦП) \times U_{опорн} \times 1000 \times K_{ацп}(t) \times K_{накл}}{K_y \times (2^N - 1)} \quad (1)$$

Для биполярного источника напряжения выражение имеет вид:

$$U_{вх} = K_0 + \frac{Код(АЦП) \times U_{опорн} \times 1000 \times K_{ацп}(t) \times K_{накл}}{2 \times K_y \times (2^N - 1)} \quad (2)$$

$U_{вх}$ — напряжение на входе НП, мВ;

K_0 — калибровочный коэффициент ноля, применяется при программной калибровке, в случае аппаратной калибровки АЦП равен 0;

$Код(АЦП)$ — результат работы АЦП и входных фильтров;

$U_{опорн}$ — опорное напряжение АЦП, В;

K_y — коэффициент усиления предварительного усилителя АЦП;

N — разрядность АЦП;

$K_{накл}$ — калибровочный коэффициент крутизны преобразования АЦП, применяется при программной калибровке, в случае аппаратной калибровки АЦП равен 1;

$K_{ацп(t)}$ — температурный коэффициент коррекции результата АЦП в диапазоне температур эксплуатации НП.

Первичный преобразователь — сопротивление

$$R_{вх} = K_0 + \frac{Код(АЦП) \times U_{опорн} \times 1000 \times K_{ацп}(t) \times K_{накл}}{K_y \times I_{опорн} \times (2^N - 1)} \quad (3)$$

$R_{вх}$ — сопротивление на входе НП, Ом;

$I_{опорн}$ — источник опорного тока для первичного преобразователя, мА.

Примечание: калибровка АЦП по двум точкам с помощью коэффициентов K_0, $K_{накл}$ относится к простейшим случаям, для НП классов точности 0,1 и 0,05 может потребоваться коррекция характеристики преобразования АЦП по нескольким точкам диапазона преобразования. Рассмотренный расчет (3) сопротивления на входе НП справедлив для четырех проводной схемы подключения ПП рис. 13. В этом случае ток протекает от опорного источника тока, по цепи $R_{л1} - R_{пп} - R_{л4}$, на общий провод. Поскольку входное сопротивление АЦП по входу 1 значительно выше сопротивления линий подключения ПП,

Рис. 6 — Базовая часть ПИ, блок-схема

Рис. 7 — Блок-схема НП с выходным сигналом – ток 4...20мА. Характеристики ЦАП влияют на метрологические характеристики НП

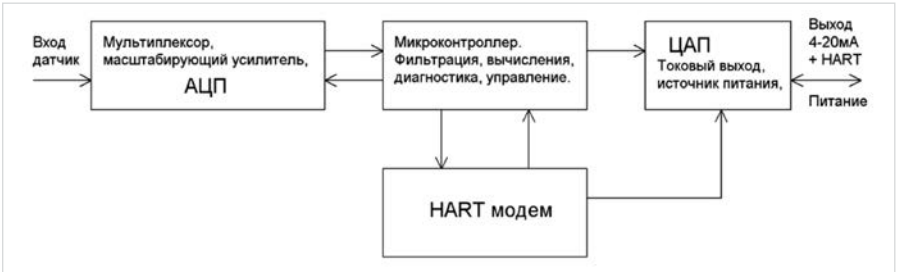


Рис. 8 — Блок-схема НП с выходным сигналом — ток 4...20мА и/или HART-протокол

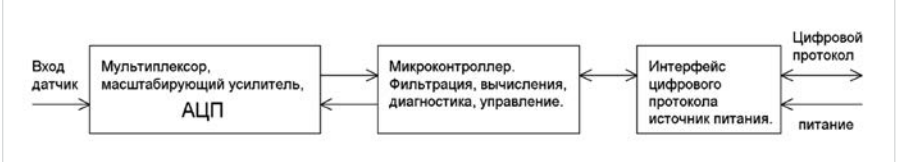


Рис. 9 — Блок-схема ПИ с выходным сигналом — цифровой протокол. Интерфейс связи не оказывает влияния на метрологические характеристики ПИ

то сопротивлением линий $R_{л2} - R_{л3}$ можно пренебречь и для расчета принять допущение, что напряжение на входе 1 равно падению напряжения на $R_{пп}$. Для двух- и трехпроводной схем подключения, в расчетах необходимо учесть сопротивление линии подключения ПП.

На рис. 10 приведена схема измерений для двухпроводного подключения ПП. Значение сопротивления линии $R_{л1}=R_{л2}$, необходимо ввести в память НП при интеграции его в систему АСУ ТП, как данные для расчетов.

На рис. 11 и 12 приведены схемы измерений для трехпроводного подключения ПП. Для трехпроводной схемы НП производит измерение сопротивления ПП по двум каналам с вычислением фактического значения сопротивления ПП. Ток протекает от опорного источника тока, по цепи $R_{л1} - R_{пп} - R_{л3}$, на общий провод. Расчет сопротивления ПП, для варианта 1 (рис. 11), производится по формуле 4. Для варианта 2 (рис. 10) — по формуле 5.

$$R_{пп} = \frac{U_{вх}2 - U_{вх}1}{I_{опор}} \quad (4)$$

$$R_{пп} = \frac{2 \times U_{вх}2 - U_{вх}1}{I_{опор}} \quad (5)$$

$R_{пп}$ — сопротивление первичного преобразователя;

$U_{вх1}$ — напряжение на входе 1 АЦП;

$U_{вх2}$ — напряжение на входе 2 АЦП.

Использование схемы измерения сопротивления ПП, приведенной на рис. 12, и, соответственно, формула расчета (5) — предпочтительны схеме на рис. 11 и формуле (4), так как обеспечивают лучшее отношение сигнал/шум и большую точность измерений.

Рассмотрим расчет измеряемой температуры. Независимо от параметра измеряемого нормирующим преобразователем по основным входам, производится периодическое измерение температуры самого НП. Это необходимо для термостатирования НП в диапазоне эксплуатационных температур и для расчетов при работе с термопарами. В последнем случае, температура НП является температурой холодного спая термопары.

В качестве датчика температуры НП возможно применение медных и платиновых термосопротивлений класса А и АА, по ГОСТ 6651-2 [1]. По этому же ГОСТу производится расчет температуры, исходной величиной является сопротивление ПП.

Расчет температуры термопары производится по ГОСТ Р 8.585-2001[2]. Исходные данные — напряжение термо-ЭДС, сопротивление датчика температуры НП, или фиксированное значение, вводимое как данные для расчетов. Порядок расчета:

1. Расчет температуры холодного спая.
2. Расчет термо-ЭДС, эквивалентной температуре холодного спая. Расчет производится с использованием полиномов, аппроксимирующих НСХ преобразования термопар.
3. Приведение термо-ЭДС к значению «при температуре холодного спая 0°С».

$$E(0^0\ C) = E_{тп} - E_{хс} \quad (6)$$

$E(0^0\ C)$ — термо-ЭДС приведенная к значению «при температуре холодного спая 0° С»;

Етп — термо-ЭДС ПП;

Ехс — термо-ЭДС, эквивалентной температуре холодного спая;

4. Расчет температуры с помощью полиномов, аппроксимирующих обратную зависимость НСХ преобразования (температуры от термо-ЭДС).

Расчет кода выходного тока ЦАП, соответствующего измеренной ПП температуре.

$$Код\ (ЦАП) = K_0 \times Код\ (4мА) + \frac{(T - T_н) \times (2^N - 1) \times K_{накл.} \times K_{цап}(t)}{(T_в - T_н)} \quad (7)$$

$К_{од}$(ЦАП) — код текущего значения выходного тока НП;

$К_0$ — калибровочный коэффициент начала шкалы 4мА, применяется при программной калибровке, в случае аппаратной калибровки ЦАП равен 0;

$К_{од}$(4мА) — код соответствующий началу шкалы выходного тока, равному 4 мА;

Т — текущее значение температуры;

$Т_н$, $Т_в$ — диапазон измерения температуры, нижняя и верхняя границы;

N — разрядность ЦАП;

$К_{накл.}$ — калибровочный коэффициент крутизны преобразования ЦАП, применяется при программной калибровке, в случае аппаратной калибровки ЦАП равен 1;

$К_{цап}(t)$ — температурный коэффициент коррекции результата ЦАП в диапазоне температур эксплуатации НП.

Нормирующий преобразователь имеет резерв для модернизации, позволяющий приблизить его к интеллектуальным устройствам, без изменения конструкции и технологии производства, такие усовершенствования позволяют увеличить количество НСХ, работать с омическими датчиками, датчиками напряжения и потенциометрами, устанавливать нестандартный температурный диапазон с точностью до 1°С.

В случае расширения функциональных возможностей нормирующего преобразователя, для повышения удобства его эксплуатации необходим переход к интерфейсу типа «коммуникатор», как в HART устройствах, или переход к принципу USB-устройство. В последнем случае нормирующий преобразователь подключается напрямую к ПК для изменений настроек.

Интерфейс типа «коммуникатор» представляет собой дисплей для визуализации текущих параметров и контекстного меню настроек режимов с двумя кнопками. Нормирующий преобразователь с помощью кнопок и двухцветного индикатора позволяет выбрать требуемую НСХ и температурный диапазон.

К тому же интерфейс подключается к нормирующему преобразователю и использует его ресурсы: программное обеспечение, память, питание.

Нормирующий преобразователь типа USB-устройство позволяет подключать его непосредственно к ПК и проводить все настройки из специализированного приложения.

Недостатком этого варианта является увеличение стоимости нормирующего преобразователя в связи с применением более дорогого микроконтроллера и необходимостью разработки специализированного программного обеспечения для ПК.

Многие многозоновые датчики температуры помимо всего перечисленного

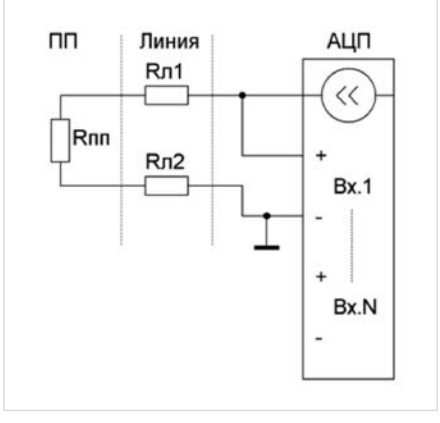


Рис. 10 — Схема измерений при двухпроводном подключении ПП

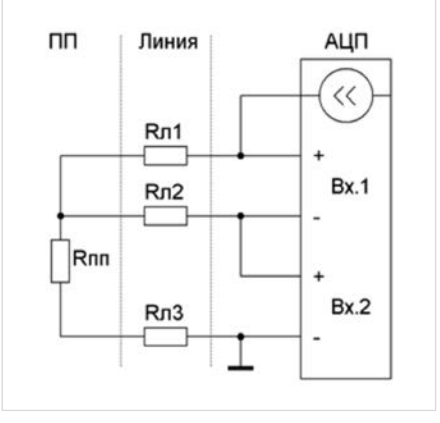


Рис. 11 — Схема измерений при трехпроводном подключении ПП. Вариант 1

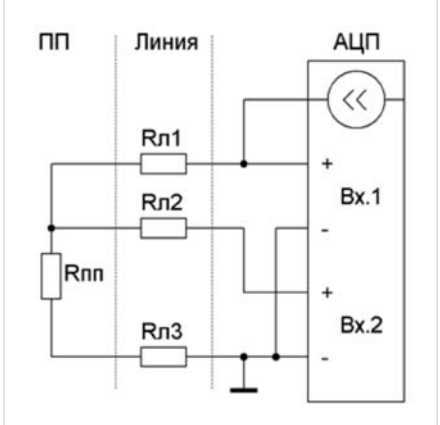


Рис. 12 — Схема измерений при трехпроводном подключении ПП. Вариант 2

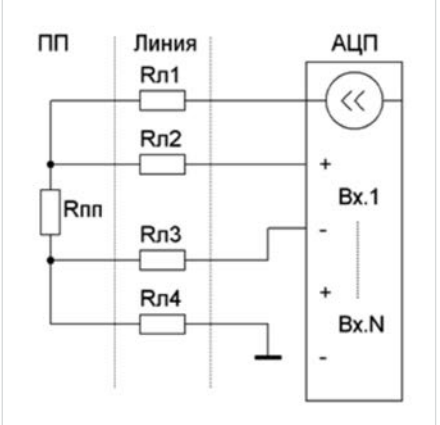


Рис. 13 — Схема измерений при четырехпроводном подключении ПП

комплектуются дополнительной камерой контроля, являющейся узлом обнаружения утечек. Такая камера изготавливается герметичной и является дополнительной зоной безопасности. Это предотвращает распространение термометрируемой среды из протекающего процесса в окружающую среду в случае непредвиденной разгерметизации сварных швов, возникновения микротрещин в них или на материале фланца и позволяет обнаружить и идентифицировать наличия утечек. Она оснащается манометром или датчиком давления с аналоговым выходом.

Итоги

Таким образом, учитывая потребность нефтеперерабатывающих предприятий одновременно осуществлять контроль и измерять температуру в резервуарах и реакторах в нескольких точках, применение многозонных датчиков с камерой безопасности стало важным направлением. Их использование решает ряд производственных задач, а также упрощает процесс ввода датчиков в эксплуатацию, и минимизирует производственные затраты.

Выводы

В качестве перспективы развития данного направления следует отметить возможность разработки и использования многозонных датчиков, состоящих из термопарного кабеля в металлической оболочке с несколькими чувствительными элементами в одном кабеле. При применении такого кабеля возможно измерение радиальной температуры в нескольких точках и на нескольких слоях в реакторе, что существенно уменьшает количество штуцеров в теле реактора. Спрос на многозонные датчики и тенденция развития данного типа измерительного прибора, связанную с необходимостью повышения эффективности мониторинга технологических процессов.

Список литературы

1. ГОСТ 6651-2009 Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний.
2. ГОСТ Р 8.585-2001 Термопары. Номинальные статические характеристики преобразования.
3. ГОСТ 13384-93 Преобразователи измерительные для термоэлектрических преобразователей и термопреобразователей сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний.

ENGLISH **MEASURING EQUIPMENT**

Monitoring of technological processes in petrochemical plants

UDC 681.2

Author:
Mikhail Miroshkin — deputy of chief technology officer; mmv@vakuummash.ru

Vakuummash, NPO, Izhevsk, Russian Federation

Abstract

Accurate temperature measurement is an important challenge for the specialists in enterprises around the world. Typically, temperature sensors are used to measure and control the temperature at the local point of process.

But in modern enterprises, especially in the petrochemical industry for accurate process monitoring there is a problem of temperature control and readout from multiple reference points at the same time.

Results

Thus, considering requirement refineries simultaneously monitor and measure the temperature in several places of the tanks and reactors, the use of multi-zone temperature sensors has become an important direction. Application this type of sensors solves a number of production problems, and simplifies sensor commissioning process and minimizes operating costs.

Conclusions

As the prospects for the development of this area there is possibility of the development and use of multi-zone sensor of the thermocouple cable to the metal shell with multiple sensors in one cable. By using such cable is possible to measure the radial temperature at several points and in multiple layers in the reactor, which greatly reduces the number of fittings in the body of the reactor. Demand for multi-zone sensors and the development trend of this type of measuring device, associated with the need to improve the efficiency of monitoring processes.

Keywords

temperature, temperature measurements, multi-zone temperature sensors, hermocouple transmitter, refineries, temperature control

References

1. GOST 6651-2009 Thermal resistance of platinum, copper and nickel. General technical requirements and test methods.
2. GOST R 8.585-2001 Thermocouples. Nominal static characteristics of conversion.
3. GOST 13384-93 Measuring transducers for thermoelectric transducers and resistance thermotransducers. General technical requirements and methods of tests.

Теплоприбор: 65 лет на рынке автоматизации

Челябинский завод «Теплоприбор» можно с уверенностью назвать социально ответственным предприятием. Кадровая политика направлена на создание команды компетентных, квалифицированных и преданных делу работников, на преобразование их творческого и делового потенциала в движущую силу успеха предприятия и каждого его сотрудника. Социальная политика направлена на поддержание материнства и детства, множество мероприятий проводится для ветеранов труда и ВОВ, тружеников тыла. Завод оказывает благотворительную помощь Храму, расположенному неподалёку и районному детскому дому.

Группа предприятий «Теплоприбор» — лидер на рынке средств автоматизации производственных процессов. Продукция холдинга на протяжении 65 лет находит применение во всех отраслях промышленности, позволяя своим многочисленным потребителям непрерывно контролировать, регулировать и автоматизировать технологические процессы, одновременно эффективно снижая затраты сырья и энергоресурсов.

Наличие собственной современной научно-технической базы, а также сотрудничество с передовыми отечественными и зарубежными (Endress+Hauser GmbH Co (Швейцария), Honeywell International (США), Heraeus Holding (Бельгия), «Konics Co Ltd» (Южная Корея), Rotobo (Япония)) научно-производственными центрами позволяют непрерывно расширять ассортимент производимой Группой предприятий продукции, внедрять инновационные технологии, разрабатывать hi-tech средства автоматизации и контроля европейского уровня качества и дизайна.

Главное направление деятельности Группы предприятий «Теплоприбор» — разработка, производство и продажа следующих устройств:

- датчики температуры с естественным и токовым выходным сигналом, а также интеллектуальные датчики температуры (HART; Profibus) (включая термопары и термометры сопротивления — ТХА, ТХК, ТПР, ТПП, ТСМ, ТСП и др.);
- датчики давления (абсолютного, избыточного, дифференциального);
- уровнемеры (магнитострикционные, волноводно-радарные, байпасовые индикаторы) и сигнализаторы уровня;
- вторичные приборы контроля, регулирования и регистрации;
- функциональные устройства (измерительные преобразователи, блоки питания, блоки корнеизвлечения, барьеры искрозащиты и др.).

Легкость выбора, простота настройки и эксплуатации, средний срок службы приборов, кратчайшие сроки поставки, высокая точность приборов и стабильность показаний, наибольший межповерочный интервал — вот далеко не полный перечень подтвержденных многочисленными положительными отзывами потребителей характеристик выпускаемой заводом продукции.

Teplopribor Evolution

Все эти бесспорные преимущества наиболее ярко видны в термопреобразователях, пользующихся особым успехом у клиентов «Теплоприбора» — это высокотехнологичные интеллектуальные импортозамещающие датчики для нефтегазовой промышленности (в том числе и взрывоопасных зон) серии **Teplopribor Evolution**.

- Это идеальный сертифицированный измеритель температуры для самых ответственных участков производства (включая взрывоопасные зоны);
- Стоимость изделий на 40% ниже, чем у импортных аналогов;
- Индикация по месту измерения температуры обеспечивает мгновенный и точный контроль условий процесса;
- Высокая производительность и дополнительные возможности диагностики посредством использования цифровых протоколов HART и Profibus;
- Корпуса изделий Teplopribor Evolution обеспечивают высочайшую надежность, необходимую для работы в самых жестких условиях;
- Высочайшая стабильность работы в условиях промышленной эксплуатации позволяют значительно сократить расходы на техобслуживание;
- Выбрав Teplopribor Evolution, заказчик получает прибор с индивидуальным сочетанием характеристик, обеспечивающих оптимальное техническое и экономическое решение конкретной измерительной задачи;
- Срок поставки — от 2 недель до 1 месяца.

В конце третьего квартала 2012 года на рынке появилась очередная новинка группы предприятий «Теплоприбор» — **датчик давления Crocus**. Одной из особенностей этого проекта является то, что новый прибор был создан, в первую очередь, на

Датчики давления CROCUS

основе пожеланий заказчиков. Сотрудничество с одним из лидеров отрасли фирмой Endress+Hauser GmbH Co гарантировало нам не просто получение датчика мирового уровня, но и его адаптацию специально для российского рынка. Ставка, в первую очередь, делается на качество и надежность.

Сигнализатор уровня ВИБРОТАЧ

При разработке датчика давления Crocus были учтены такие немаловажные для удобной эксплуатации особенности, как:

- светящийся легко читаемый экран с возможностью его установки в различных положениях (дискретно по 90°);
- поворот корпуса электронного блока относительно подсоединения к процессу (плавно на 360°);
- модульная конструкция;
- пьезорезистивная измерительная ячейка обеспечивает стабильность измерений и высокую устойчивость к внешним воздействиям;
- пятилетний межповерочный интервал с опцией гарантийного срока до 15 лет;
- а также внешние кнопки управления, позволяющие полностью конфигурировать датчик непосредственно на месте его эксплуатации, не нарушая при этом герметичности его корпуса;
- исполнение OneWireless позволяет построить полноценную беспроводную сеть, в том числе с подключением проводных устройств других производителей.

Примером успешного освоения граней возможного является еще одно новое направление — **датчики уровня LevelTouch**. Датчики классифицируются по методу измерения и по функциональным возможностям: волноводно-радарные и магнитострикционные датчики, байпасовые индикаторы и сигнализаторы уровня для жидких и сыпучих сред. Приборы имеют широкий спектр применения и имеют ряд преимуществ таких как:

- широкий диапазон напряжений питания;
- устойчивость к пропаданию напряжения питания;
- работа в агрессивных средах при высокой температуре и давлении;
- высокая точность;
- стоимость изделий на 20% ниже, чем у импортных аналогов.

Уровнемеры LevelTouch

Вся продукция предприятия внесена в Государственный реестр средств измерений, имеет необходимые свидетельства, сертификаты и разрешения на применение, предприятие сертифицировано по системе менеджмента качества ISO 9001.

Несомненным показателем качества и надёжности выпускаемых средств измерения и контроля, ГП «Теплоприбор», является многолетнее плодотворное сотрудничество с крупнейшими предприятиями РФ — **ОАО ММК, ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Мечел», ПАО «Газпром», ОАО НК «Роснефть», ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА», ПАО «Северсталь», ПАО АНК «Башнефть», Объединённая компания «РУСАЛ», ОАО «НЛМК»**, и многими другими.

Для удобства потребителей постоянно расширяется региональная сбытовая сеть Группы предприятий «Теплоприбор». Региональные представительства и дилеры работают практически во всех крупных промышленных городах России. Постоянно совершенствуется предпродажное, гарантийное и постгарантийное сервисное обслуживание.

Мы всегда открыты для сотрудничества и более всего ценим комфорт и доверие наших клиентов и партнеров.

ГРУППА ПРЕДПРИЯТИЙ ЧТП ЧЕЛЯБИНСК
ТЕПЛОПРИБОР

ООО «Теплоприбор-Сенсор»
454047, г. Челябинск,
ул. 2-ая Павелецкая, д.36
Тел.: +7 (351) 725-89-78
Факс +7 (351) 725-89-59
Sales@tpchel.ru
www.tpchel.ru

УДК 681.2

Формирование модели структуры нефтяного потока на основе точного определения примесей для управления транспортными системами

В.Ю. Коптев
к.т.н, доцент кафедры горных транспортных машин
kvuy@mail.ru

А.В. Коптева
к.т.н., ассистент кафедры электроэнергетики и электромеханики
alexandrakopteva@gmail.com

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»,
Санкт-Петербург, Россия

В статье описана проблема несовершенства существующих методик при качественном и количественном контроле нефти. Для осуществления этих целей предложен метод, основанный на радиоизотопном излучении. Предложена математическая модель структурной оптимизации транспортной системы.

Материалы и методы
С помощью радиоизотопной измерительной системы на основе комптоновского рассеяния и фотоэлектронного поглощения можно контролировать толщину слоя отложений на стенках трубопровода, получать информацию о характере и составе транспортируемого потока, и, на основе полученных результатов, с использованием структурной оптимизации, совершенствовать добычной и транспортный процессы.

Ключевые слова
радиоизотопное излучение, расход, нефть, трубопровод, плотность, критерий оптимизации

Сегодня технических решений автоматического измерения свойств перекачиваемых жидкостей сложной структуры, параметров гетерогенных потоков, состояния трубопроводов, в полной мере отвечающих требованиям точности и единства измерений, пока не разработано [1]. Использование приборного оборудования для выполнения этих измерений позволяет повышать промышленную безопасность магистральных трубопроводов, контролировать качество потока и параметры процесса перекачивания, разрабатывать модели потока смешенных жидкостей.

Например, мониторинг трубопроводов, перекачивающих слабосжимающиеся жидкости (нефть и её продукты) внутритрубными снарядами, движущихся за счёт потока жидкости, затруднён из-за парафиносмолистых отложений как по поперечному сечению, так и по длине трубопровода.

Для управления потоками добываемой нефти и эффективного применения технологий её переработки необходимо знать структуру и количественные характеристики примесей, содержащихся в потоке, в местах добычи. Оперативную картину дают данные анализа измерения включений в потоке нефти в сечении трубы с помощью бесконтактных радиоизотопных методов (БРМ).

В работах [1, 2] приведены результаты экспериментальных исследований по обнаружению, измерению и изучению включений и структуры парафинов в потоке нефти промысловых нефтепроводов. Последующие исследования применения БРМ подтверждают возможность высокоточного и оперативного измерения и других твердых примесей содержащихся в добываемой нефти, а также воды и газов.

Исследования показали, что возможности БРМ не ограничиваются определением количественного и химического состава включений, но и регистрацией параметров потока в режиме «online» на начальном этапе добычи нефти, что необходимо для определения фактического объёма добываемой нефти, «настройки» технологии переработки, принятия решений для борьбы с отложениями на стенках трубопровода и управлению параметрами её перекачки. На основании данных с нескольких измерительных линий возможен контроль на одном объекте контроля.

Для анализа и управления транспортной системой перекачки нефти необходимо располагать структурой потока (сочетаний включений) и параметрами потока, описываемых набором влияющих факторов (переменных). Решение названных задач сводится к структурной оптимизации модели транспортной системы [4].

Модель реальной нестационарной структуры потока добываемой нефти, должна содержать изменяющийся спектр примесей и совокупность влияющих на перекачку переменных факторов.

В модели структура потока принимается как вектор определяемый набором факторов:

$$(n; p; i; j; \ \bar{x}_1, \ldots. \ x_n; \ \bar{y}_1, \ \ldots \ y_p; \ \bar{z}_{ij}; \ d)$$

где n — число видов примесей; p — число сочетаний факторов, влияющих на транспортный поток (давление, температура, плотность, расход, диаметр трубопровода, скорость движения); i — индивидуальный номер примеси ($1, \ldots n$); j — индивидуальный номер сочетаний факторов ($1, \ldots p$); $\bar{x}_n$ — вектор изменения количества и вида примеси; $\bar{y}_p$ — вектор характеристик потока; $\bar{z}_{ij}$ — вектор состояния потока в логистической схеме с учётом управляющих воздействий; d — другие дополнительные факторы или условия, влияющие на транспортную систему.

Одномерное течение нефти моделируется системой уравнений, состоящей из уравнения неразрывности и уравнения движения [5]:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \cdot c^2 \cdot \frac{\partial u}{\partial x} = 0,$$
$$\frac{\partial \rho}{\partial x} + \rho \cdot \frac{\partial u}{\partial t} = -\lambda \cdot \frac{1}{d} \cdot \frac{\rho \cdot u \cdot |u|}{2} - \rho \cdot g \cdot \sin\alpha(x) \quad (1)$$

где u — скорость нефти; p — давление нефти; x — координата вдоль оси трубопровода; t — время; ρ — плотность нефти; c — скорость распространения волн в трубопроводе; λ — коэффициент гидравлического сопротивления; d — внутренний диаметр трубопровода; $\alpha(x)$ — угол наклона профиля трубопровода к горизонту.

Система уравнений 1 дополняется начальными и краевыми условиями. В начале трубопровода задан постоянный расход, а в конце участка трубопровода постоянным считается давление.

При задании критериев оптимизации и целевой функции можно решить задачу структурной оптимизации — выявить оптимальные параметры структуры транспортной системы и управления потоками. При необходимости можно переориентировать задачу — определить требования к проектированию транспортной системы нефти.

Итоги
Приведена методика анализа и управления транспортной системой перекачки нефти, описаны основные результаты математического моделирования структуры и параметров потока.

Выводы
1. Радиоизотопный метод измерения обладает высокой эффективностью и способен измерять химический и количественный состав потоков, на основании которых возможно получить модель реальной нестационарной структуры потока добываемой нефти.
2. Создание измерительной системы на основе радиоизотопного излучения для определения реального компонентного состава нефти и ее объема, использования

критериев оптимизации, позволит разработать единый, централизованный и открытый отдел по контролю качества нефти и условий транспортирования. Это позволит повысить уровень производства, существенно понизить энергозатраты, обеспечить энергоэффективную транспортировку углеводородов.

Список литературы

1. Лищук А.Н. Учет углеводородного сырья: новый взгляд на привычные вещи // Нефтяное хозяйство. 2013. №3. С. 1–3.
2. Коптева А.В. Неразрушающий контроль плотности нефти на основе радиоизотопного излучения // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 3 (42). С. 58–59.
3. Kopteva A.V., Koptev V. Yu. Automated monitoring system for asphaltene-resin-paraffin deposits in main oil pipelines // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER). 2016. Vol. 11. Issue 4. pp. 2191–2198.
4. Половинкин А.И. Основы инженерного творчества: Учеб. пособие для студентов вузов. Москва: Машиностроение, 1988. 368 с.
5. Лурье М.В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. М.: Нефть и газ, 2003. 235 с.

ENGLISH **MEASURING EQUIPMENT**

Accurate determination of the amount of impurities to form a structural model of the oil flow for the purpose of management of transport systems

UDC 681.2

Authors:
Vladimir Yu. Koptev — Ph.D., associate professor of department of mining transport machines; kvuy@mail.ru
Alexandra V. Kopteva — Ph.D., assistant of department of electrical energetics and electromechanics; alexandrakopteva@gmail.com

National Mineral Resources University (Mining University), Saint-Petersburg, Russian Federation

Abstract

The article describes the limitations of the existing methods for qualitative and quantitative control of oil. This can be done by radioisotope measurements. A mathematical model of structural optimization of the transport system.

Materials and methods

With Radioisotope Intelligent Measurement System based on Compton scattering and absorption of the radioisotope photoelectron emission it is possible to monitor the deposit layer thickness on pipeline walls and to obtain the information regarding the character and the composition of the flow transported, and, in turn, based on the results obtained, using structural optimization, oil extraction and transportation processes may be further improved.

Results

The technique of analysis and control of the transport system of pumping oil, the main results of mathematical modeling of the structure and flow parameters are described.

Conclusions

1. Radioisotope method is very effective and provides a measure chemical and quantitative composition of the flows on the basis of which it is possible to obtain a real model of a nonstationary flow of oil production structure.
2. Radioisotope system provides a measurement of the actual component composition of oil and its consumption. This will develop a unified, centralized and open department for quality control of oil and transport conditions. With Radioisotope measurement system and optimization criteria it is possible to obtain the information regarding the character and the composition of the flow transported, and, in turn, based on the results obtained, oil extraction and transportation processes may be further improved, to reduce energy, to provide energy-efficient transportation of hydrocarbons.

Keywords

radioisotope, consumption, oil, pipeline, density, optimization criterion

References

1. Lishchuk A.N. *Uchet uglevodorodnogo syr'ya: novyy vzglyad na privychnye veshchi* [Consideration of hydrocarbons: a new look at familiar things]. Oil Industry, 2013, issue 3, pp. 1–3.
2. Kopteva A.V. *Nerazrushayushchiy kontrol' plotnosti nefti na osnove radioizotopnogo izlucheniya* [Nondestructive measurement of the oil density by using radioisotope radiation]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 3, pp. 58–59.
3. Kopteva A.V., Koptev V. Yu. Automated monitoring system for asphaltene-resin-paraffin deposits in main oil pipelines // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER). 2016. Volume 11, issue 4, pp. 2191–2198.
4. Polovinkin A.I. *Osnovy inzhenernogo tvorchestva: Ucheb. posobie dlya studentov vuzov* [Fundamentals of engineering creativity: tutorial]. Moscow, *Mashinostroenie*, 1988, 368 p.
5. Lur'e M.V. *Matematicheskoe modelirovanie protsessov truboprovodnogo transporta nefti, nefteproduktov i gaza* [Mathematical modeling of oil pipeline transport processes of oil and gas]. Moscow: *Neft' i gaz*, 2003, 235 p.

Способы повышения эффективности заземления электроустановок. Как избежать ошибок?

Алексей Грибанов
технический директор

НПО «Бипрон», Москва, Россия

Современная электроника во много раз сложнее и точнее той, что использовалась в промышленности и быту 10–15 лет назад, а чем сложнее оборудование, тем более чувствительным оно оказывается к внешним электрическим воздействиям. В связи с этим возрастают требования и к заземлению.

Заземлитель — проводящая часть или совокупность соединенных между собой проводящих частей, находящихся в электрическом контакте с землей непосредственно или через промежуточную проводящую среду (ПУЭ п. 1.7.15.). Качество такого контакта свидетельствует об эффективности заземлителя, которая, в свою очередь, зависит от удельного электрического сопротивления окружающего грунта.

Известно, что удельное сопротивление грунта напрямую зависит от таких характеристик, как почвенный состав грунта, температура в определенный момент времени года, содержание грунтовой влаги, степень засоленности, глубины промерзания грунта в зимний период, наличие многолетней мерзлоты и некоторых других. Для заземлителей существует еще один значимый фактор — переходное электрическое сопротивление электрод-грунт. Данная характеристика — важный показатель эффективности заземлителя как в составе молниезащиты зданий и оборудования, так и функционального заземления (например, телекоммуникационного оборудования), а также защитного (рабочего, рабоче-защитного, линейно-защитного) заземления.

Для достижения нормативных значений сопротивлений контура заземления в настоящее время используются множество способов. Наиболее известными, являются вертикальные (штыревые) заземлители, либо горизонтальные лучевые, из черной углеродистой стали, защищенные от коррозии горячим цинкованием или омедненных, которые забиваются или забуриваются в грунт.

В условиях высокоомных грунтов (например, скальные породы, сухой песок или вечномерзлые грунты) часто применяются глубинные заземлители, либо горизонтальные протяженные заземлители из полосовой стали или круглого сечения.

Применение таких способов, ставших «традиционными», чаще всего приводит к высокой металлоемкости контура заземления, выносу высокого потенциала за пределы защищаемого объекта, значительным трудозатратам на монтаж, обслуживание и последующий ремонт.

Для снижения переходного электрического сопротивления электрод-грунт и повышения эффективности заземлителей сегодня используются различные виды околоэлектродных заполнителей, такие как: засыпка из минеральных солей, засыпка из глины, а также угольная засыпка или коксовая мелочь и некоторые другие.

Рассмотрим наиболее популярные из них подробнее:

1. Добавление в грунт минеральных солей

Общеизвестно, что засыпка из минеральных солей вокруг заземлителя повышает электропроводность грунта, так как соль, смешиваясь с грунтовой влагой, превращается в электролит. Обычно это хлорид натрия (или поваренная соль). Также соль снижает температуру замерзания грунта и уменьшает риск образования наледей на теле заземлителя в зимний период. Такой метод достаточно популярен в северных регионах, в особенности в условиях многолетнемерзлых грунтов. Однако существенным минусом такого способа является снижение концентрации минеральных солей с течением времени, за счет их вымывания в периоды весеннего таяния снега или летних и осенних дождей, и, как следствие, уменьшение эффективности заземлителя со временем. Таким образом, данный метод имеет прямую зависимость от скорости миграции влаги в грунте, и является совершенно неприемлемым в скальных и гравелистых грунтах.

2. Замена грунта вокруг электрода глинистой смесью.

Так как электрическое сопротивление заземлителя прямо пропорционально удельному сопротивлению окружающего грунта, то замена части грунта вокруг электрода на глину, например бентонит, которая имеет хорошую электропроводность, решает эту проблему. Дополнительным плюсом является то, что глина не растворима в воде и практически не вымывается из приэлектродного пространства.

Существенным недостатком этого способа является значительное объемное расширение глины (до 300%) при насыщении ее водой, и при высыхании, что приводит к образованию воздушных полостей между глинистым заполнителем и телом заземлителя и резкому увеличению переходного сопротивления электрод-грунт. Кроме того, глина относится к пучинистым грунтам, в результате чего возрастает вероятность, так называемого, «морозного выдавливания» заземлителя из грунта. В засушливый сезон, высыхая, глина превращается в барьер для воды, который не позволяет грунтовой влаге проникать к заземлителю.

3. Угольная засыпка или засыпка коксовой мелочью.

Несмотря на хорошую электропроводность, такие засыпки плохо удерживают влагу вокруг заземлителя из-за низкой смачивающей способности угля, что существенно сказывается на величине электрического сопротивления заземления, особенно в засушливых районах. Кроме того, неоднородность фракции заполнителя приводит к недостаточной сплошности засыпки и образованию воздушных полостей в приэлектродном пространстве, что также негативно влияет на общую эффективность работы ЗУ.

Инновационное решение

НПО «Бипрон» еще в 2007 году поставило перед собой задачу разработать заземлитель, который будет эффективен как в условиях вечномерзлых грунтов, так и в засушливом климате. Одним из самых сложных для наших инженеров оказался вопрос о том, как добиться от околоэлектродной засыпки одновременно достаточной сплошности и хорошей электропроводности вне зависимости от сезонных изменений геоэлектрической структуры грунта, количества грунтовой влаги и температуры. Обычным способом, применяя только минеральные органические компоненты, такой задачи не решить. Мы перепробовали множество вариантов и в результате нашли инновационное решение, которое легло в основу «МАГ-2000» — минерального активатора грунта. Активатор представляет собой сухую смесь, который при затворении водой превращается в нерастворимый электропроводящий

гидрогель, не меняющий свои свойства сколь угодно долго, способный работать в большом температурном диапазоне: от -60 до +60°С.

Гидрогель не высыхает и не вымывается.

«МАГ-2000» (рис. 1) имеет удельное электрическое сопротивление менее 0.04 Ом*м, а гелеобразная структура обеспечивает отличную однородность засыпки. «МАГ» хорошо удерживает влагу вокруг электрода, что особенно актуально в сухих песчаных или скальных грунтах. Состав «МАГ» патентован.

Кроме заполнения пространства вокруг заземлителей, «МАГ-2000» применяют для засыпки магистральных шин заземления, сетки выравнивания потенциалов и уменьшения шагового напряжения на подстанциях.

Как видно, наш минеральный активатор имеет множество преимуществ по сравнению с другими заполнителями, но еще лучше его свойства проявляются при использовании вместе с заземляющими электродами «Бипрон». Электроды изготовлены из высококачественной нержавеющей стали и имеют внутри специальный многокомпонентный заполнитель, который проникает в грунт через перфорацию в стенках электрода, образуя электролит. Заполнитель подбирается в зависимости от влажности почвы и климатических условий. Электроды выпускаются в вертикальной и горизонтальной конфигурации (рис. 2).

Имея небольшую длину, 2,5–6 м, заземлители «Бипрон» чрезвычайно эффективны, что подтверждено на множестве объектов.

ООО «Бипрон» надежный поставщик для ПАО «ГАЗПРОМ», продукция сертифицирована в системе «ГАЗПРОМСЕРТ».

Аккредитация в ПАО «ТАТНЕФТЬ».

Заземление «Бипрон» входит в реестр инновационных решений ПАО «Россети».

Выводы

Традиционные методы заземления электроустановок применяют с самого начала электрификации. Но даже абсолютно правильно спроектированное и выполненное заземляющее устройство на основе изделий из черного металла не лишено серьезных недостатков, которые существенно ограничивают срок службы системы и ведут к значительному ухудшению характеристик сопротивления заземления с течением времени.

Стоит отметить, что для показателя сопротивления 4 Ом, в особенности на изолирующем основании, необходим монтаж большого количества заземлителей. Как правило, на объектах, где стоит подобное заземление, сопротивление далеко от этого показателя, и необходимо еще и еще набирать связки заземлителей, соединять их между собой, чтобы получить необходимое сопротивление, а это большое количество материала и большая площадь для установки заземления.

Неправильно выполненное заземление приводит к образованию нежелательных электромагнитных помех в работе оборудования и опасности поражения людей электрическим током.

Таким образом, при организации контура заземления, заказчикам и эксплуатирующим организациям, нужно думать не только о показателе сопротивления заземления на момент инсталляции, но и о дальнейшей эксплуатации данного контура заземления, и правильный выбор поможет избежать больших расходов и потерь в дальнейшем.

Рис. 1 — «МАГ-2000» — минеральный активатор грунта

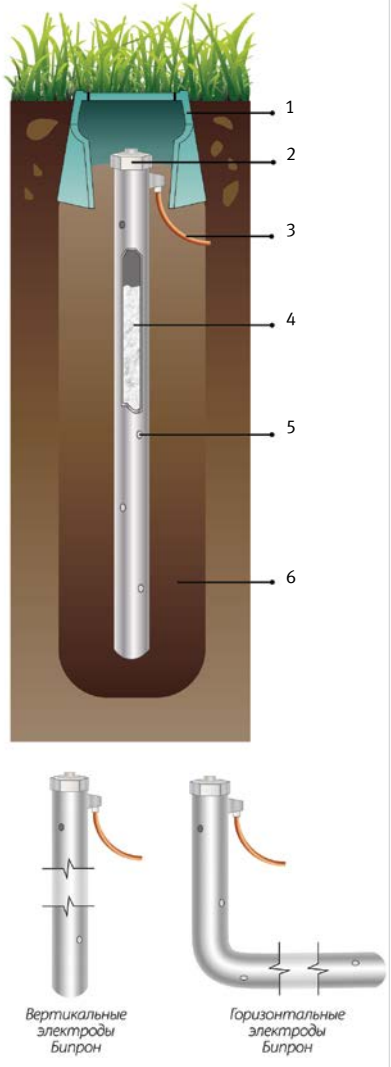


Рис. 2. 1 — сервисный колодец; 2 — резьбовая заглушка; 3 — кабель присоединения к проводнику; 4 — электролитический модуль; 5 — отверстия (перфорация) в стенках; 6 — минеральный активаторв электрода МАГ-2000

Эффективность технологии Бипрон™:

1. Один комплект «Бипрон», способен заменить 10 (десять) традиционных заземлителей той же длины.
2. Обеспечивается сверхбыстрое растекание электрического тока даже в грунтах с высоким удельным сопротивлением, например: сухие пески, скалы, вечная мерзлота.
3. Стабильная работа контура заземления вне зависимости от сезонных колебаний температур, влажности и изменения геоэлектрической структуры грунта.
4. Требуется на 70% меньше площади для размещения контура заземления в сравнении с традиционными системами.
5. Срок службы составляет 50 лет. Несложное и недорогое обслуживание — 1 раз в 5 лет.

Системе заземления Бипрон не требуется время на формирование области с высокой электропроводностью вокруг себя, она начинает «работать сразу».

Не менее значимым является и то, что во время эксплуатации показатели только улучшаются за счет постоянного формирования объема грунта с высокой электропроводностью вокруг электрода заземления.

В целом, применение технологии Бипрон™ позволяет экономить десятки миллионов рублей на устройстве и обслуживании контуров заземления, а также на безаварийной работе заземленного оборудования.

Бипрон
инновационные технологии электрозащиты

НПО «Бипрон»
Московская область,
Солнечногорский район, д. Бережки
+7 (495) 988 19-16, +7 (916) 988 50-00
+7 (924) 661 03-04
pro@bipron.com
BIPRON.COM. БИПРОН.РФ

АЛЬМЕТЬЕВСК
19-21 октября 2016
Проводится при поддержке
Президента Республики Татарстан,
Правительства Республики Татарстан
ПАО «ТАТНЕФТЬ»
TATNEFT
15
Юбилейная выставка
столицы нефти Татарстана
НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО
ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ
ПРОМЫШЛЕННАЯ
БЕЗОПАСНОСТЬ
NT-EXPO.RU

24-27 мая

ufi Approved Event

РОССИЙСКИЙ СОЮЗ ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК

Российский нефтегазохимический форум

XXIV международная выставка

Газ. Нефть. Технологии

Уфа-2016

Место проведения

ВДНХ ЭКСПО

ул. Менделеева, 158

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

#ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ

БВК

www.gntexpo.ru

(347) 246 41 77, 246 41 93

e-mail: gasoil@bvkexpo.ru

N-G-K ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

24 мая 2016 | НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства

13 сентября 2016 | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База подрядчиков для модернизации НПЗ
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий

20 октября 2016 | НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтесервисных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса

8 декабря 2016 | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают “Газпром нефть”, “Роснефть”, “ЛУКОЙЛ”, “Газфлот” и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

OIL-GAS.RU
- Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База оборудования для нефтегазового шельфа
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа

16 марта 2017 | НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазового комплекса
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

V международный форум

ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ

8–9 июня 2016 г., Салехард

ОРГАНИЗАТОРЫ: VOSTOCK CAPITAL, Правительство ЯНАО

ПРИ УЧАСТИИ: Российское Газовое Общество

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ: ГАЗПРОМ НЕФТЬ

Среди делегаций:

ЯМАЛ СПГ · ГАЗПРОМ · СИБУР · СЕВЕРНЕФТЬГАЗПРОМ · РОСНЕФТЬ · АЧИМГАЗ · НОВАТЭК · ГАЗПРОМ НЕФТЬ

Среди докладчиков и VIP-гостей:

Дмитрий Кобылкин, Губернатор **Ямало-Ненецкого автономного округа**

Сергей Донской, Министр **природных ресурсов и экологии РФ**

Вадим Яковлев, первый зам. генерального директора, руководитель Блока разведки и добычи, **Газпром нефть**

Сергей Кочкуров, вице-президент, **ЛУКОЙЛ,** генеральный директор, **ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь**

Денис Сугаипов, генеральный директор, **Газпромнефть — Развитие**

Алексей Давыдов, генеральный директор, **Газпром геологоразведка**

Игорь Крутиков, генеральный директор, **Газпром добыча Ноябрьск**

Айдар Сарваров, генеральный директор, **Мессояханефтегаз**

Сергей Меньшиков, генеральный директор, **Газпром добыча Надым**

Сергей Смецкой, генеральный директор, **Газпромнефть–Снабжение**

ЗАПРОСИТЬ ПРОГРАММУ ФОРУМА

Специальный партнер: SIEMENS

Спонсоры: TOTAL, Technip, DUNLOP OIL & MARINE, wintershall, Aker Arctic, Завод Газпроммаш, МРТС, Вельбам, bluewater

Генеральный информационный партнер: РИА НОВОСТИ, РОССИЯ СЕГОДНЯ

Тел: +44 207 394 30 90 (Лондон), +7 (499) 505 1 505 (Москва), events@vostockcapital.com www.yamaloilandgas.com

конференция **НЕФТЬ И ГАЗ 2016**
Москва, 18–20 апреля
SMNO.GUBKIN.RU

Проводится с целью выявления и поддержки перспективных молодежных научно-исследовательских работ. Конференция приурочена к III Национальному нефтегазовому форуму.

выставка **НЕФТЕГАЗ**
Москва, 18–21 апреля
NEFTEGAZ-EXPO.RU

16-ая международная выставка «НЕФТЕГАЗ-2016» и III Национальный нефтегазовый форум. Ключевые события отрасли теперь на одной площадке.

конференция **DOWNSTREAM КАСПИЙ И ЦЕНТРАЛЬНАЯ АЗИЯ – ТОРГОВЛЯ, ЛОГИСТИКА, НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА**
Баку, Азербайджан, 25–28 апреля
CCAPITAL.CO.UK

Событие, представляющее анализ последних событий и возможные сценарии развития взаимодействия в Каспийском регионе по вопросам торговли и экспорта углеводородов.

конференция и выставка **ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОФИЗИКА**
Анапа, 25–29 апреля
EAGE.RU

Ориентирована на специалистов, область интересов которых — инженерные изыскания, малоглубинная геофизика, экология, рудная геофизика, изучение почв.

конференция **ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ**
Москва, 28 апреля
RPI-CONFERENCES.COM

Перспективные технологические разработки производителей техники и оборудования для строительства, ремонта и реконструкции трубопроводных систем.

выставка **METROLEXPO**
Москва, 17–19 мая
METROL.EXPOPROM.RU

Обсуждаются проблемы обеспечения глобальной конкурентоспособности на мировом рынке отечественных товаров и услуг за счет внедрения инновационных измерительных технологий.

выставка **КОМПЛЕКСНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ**
Москва, 17–20 мая
ISSE-RUSSIA.RU

Выставка соберет на своей площадке представителей российских и иностранных производителей в сфере безопасности.

выставка **ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ**
Санкт-Петербург, 17–20 мая
CORROSION.EXPOFORUM.RU

Уникальное для России конгрессно-выставочное мероприятие, отражающее потребности отрасли и определяющее направление ее развития.

выставка **НЕФТЬ И ГАЗ**
Ташкент, Узбекистан, 18–20 мая
MIOGE.RU

Событие для нефтегазового сектора Узбекистана, предоставляющее участникам широчайшие возможности для установления взаимовыгодного сотрудничества.

конференция **ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ**
Москва, 19 мая
CREONENERGY.RU

Ведущая российская бизнес-площадка для встречи и обсуждений насущных проблем производителей, потребителей газового конденсата и представителей государственных органов.

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА
Туркменбаши, Туркменистан, 19–20 мая
MIOGE.RU

Карта мировой газовой промышленности: стратегическое положение и роль Туркменистана.

выставка **ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ**
Москва, 20 мая
RPI-CONFERENCES.COM

Разведка и дальнейшая эксплуатация выявленных нефтяных и газовых месторождений: программы работ ведущих компаний. Шельфовые проекты Южных, Арктических и Дальневосточных морей.

конференция **СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КРС И ПНП. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ**
Сочи, 23–28 мая
CONF1.OILGASCONFERENCE.RU

Ознакомление с новейшими достижениями отраслевых институтов, нефтегазодобывающих и сервисных компаний, позволяющими успешно решать проблему импортозамещения.

конференция **НЕФТЕГАЗСТРОЙ**
Москва, 24 мая
N-G-K.RU

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ.**
Уфа, 24–27 мая
BVKEXPO.RU

Отраслевое событие России и ближнего зарубежья: свыше 400 ведущих компаний-участников из 40 регионов России и зарубежных стран, 14 000 кв.м выставочной площади.

конференция **НОВАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ**
Уфа, 25 мая
NOV-TEK.COM

К работе конференции привлекается широкий круг специалистов-нефтяников и специалистов из смежных с геофизикой видов сервиса.

конференция **ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ХИМИИ**
Уфа, 25–26 мая
ANRB.RU

Автоматизация процессов в нефтяной и газовой промышленности. Автоматизация управления и обеспечения безопасности процессов на предприятиях ТЭК.

выставка **SIGOLD**
Южно-Сахалинск, 26–27 мая
SIGOLDFORUM.RU

Нейтральная сахалинская деловая площадка для встречи власти и бизнеса, руководителей компаний отраслей ТЭК с поставщиками товаров и услуг.

открытое акционерное общество

«КРОПОТКИНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД»

оборудование для строительства и ремонта газонефтепроводов

Трубогибочные станки и дорны для холодной гибки всех видов труб. Лебедки тяговые и скреперные, полиспасты и оголовки для строительства подводных переходов. Лебедки скреперные шахтные (подземные). Комплекс машин для строительства и переизоляции трубопроводов. Центраторы внутренние и наружные, станки подготовки кромок (фасок) труб, трубосварочные базы, станки очистки-намотки сварочной проволоки. Трубоукладчики, болотоходы, грузоподъемные средства (траверсы, полотенца мягкие и тросовые, троллейные подвески). Установки горизонтального бурения УГБ-17 (буровые головки и шнеки). Другое специальное оборудование.

WWW.KREMZ.RU ТЕЛ.: +7 (86138) 72367, 77102, 61758 E-MAIL: KREMZ@MAIL.KUBAN.RU

ООО НПП «ЭКРА»
г. Чебоксары, пр. И. Яковлева, 3.
www.ekra.ru

ЭКРА | 25 лет

Изумрудное настроение

Зелень нивы, рощи лепет,
В небе жаворонка трепет,
Теплый дождь, сверканье вод...